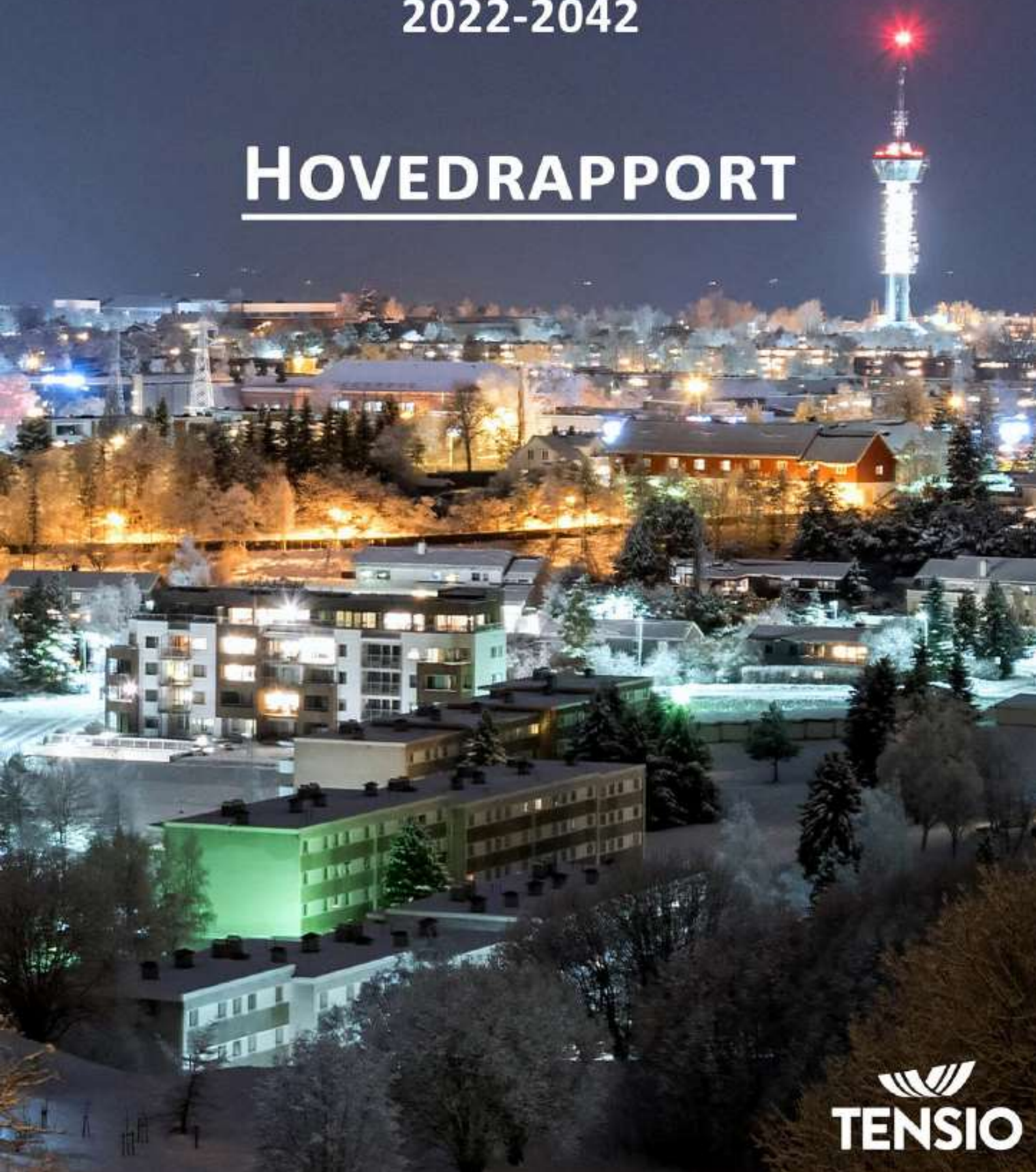


# Kraftsystemutredning

for Sør-Trøndelag

2022-2042

## HOVEDRAPPORT





## Forord

Regional kraftsystemutredning for tidligere Sør-Trøndelag blir presentert i to ulike dokumenter. Kraftsystemutredningens **grunnlagsrapport** gir en grundig gjennomgang av eksisterende kraftsystem og forventet utvikling av dette. Grunnlagsrapporten er underlagt taushetsplikt, da den inneholder kraftsensitiv informasjon. Kun rettmessige brukere skal ha tilgang til slik informasjon.

Kraftsystemutredningens **hovedrapport** er et sammendrag av grunnlagsrapporten, og er åpen for offentligheten. Hovedrapporten er tilgjengelig på Tensio TSs nettsider <https://ts.tensio.no/kontakt-oss/stromnettet>.

NVE og nettselskapene arbeider med overgang til en ny digital plattform for å dele KSU-informasjon. Plattformen har fått navnet **PlanNett**.

PlanNett muliggjør at nettselskapene kan holde oppdatert en oversikt over egne utredninger og tiltak i regional- og transmisjonsnett, 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 ble åpna for offentligheten 15. august 2022.

Pålegg om kraftsystemutredninger er hjemlet i energiloven § 7-1, med utfyllende bestemmelser i *Forskrift om energiutredninger*. Tensio TS er av NVE pålagt utredningsansvaret i utredningsområde 16, sørlige Trøndelag. Utredningen oppdateres annethvert år.

Regional kraftsystemutredning presenterer mulige utviklinger av regionalnettet, som på grunn av stadig skiftende forutsetninger, fortløpende må oppdateres og tilpasses de til enhver tid gitte betingelser. Utredningen beskriver hvilke drivere som vil ha betydning for nettutviklingen i regionen, og presenterer ulike scenarioer for et framtidig regionalnett.

Rapporten er utarbeidet av Tensio TS som utredningsansvarlig med støtte fra Kraftsystemutvalget og områdekonsesjonærer i tidligere Sør- Trøndelag.

Trondheim, september 2022

<b>1</b>	<b>Innholdsfortegnelse</b>	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Utredningsprosessen</b>	<b>8</b>
2.1	Lovgrunnlag og rammer for utredningsarbeidet	8
2.2	Utredningsområdet	9
2.3	Arbeidet med utredningen	10
<b>3</b>	<b>Dagens regionalnett</b>	<b>12</b>
<b>4</b>	<b>Kraftbalansen i Sør- Trøndelag</b>	<b>12</b>
4.1	Effektbalanse	12
4.2	Energibalanse	13
4.3	Prognoser for effektbalanse og energibalanse	14
<b>5</b>	<b>Leveringskvalitet og forsyningsikkerhet</b>	<b>16</b>
5.1	Leveringskvalitet	16
5.1.1	Feilstatistikk og ILE	16
5.1.2	Prosedyrer for planlagte avbrudd	18
5.1.3	Riktig skogbehandling har sikret en mer stormsterk skog	18
5.1.4	Lengre vekstsesong og endret klima øker krever økt skogrydding	18
5.2	Beredskap	18
<b>6</b>	<b>Tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon</b>	<b>20</b>
6.1	Planlagte kraftprosjekter	20
6.2	Ny produksjon	21
6.3	Begrensninger	21
6.4	Plusskunder	21
6.5	Vindkraft	22
6.6	Småkraft	22
6.7	Områdevis tilgjengelig kapasitet for produksjon i distribusjonsnett	23
6.7.1	Forutsetninger for vurderingene	23
6.7.2	Kommunevis oversikt over tilgjengelig kapasitet i distribusjonsnett	23
6.8	Områdevis tilgjengelig kapasitet for produksjon i regionalnett	26
6.8.1	Forutsetninger for vurderingene	26
6.8.2	Kommunevis oversikt over tilgjengelig kapasitet i regionalnett	26
<b>7</b>	<b>Drivere og scenarier for nettvikling</b>	<b>28</b>
7.1	Drivere for utviklingen	28
7.1.1	Befolkningsendring	28
7.1.2	Fjernvarme	31

7.1.3	Forbrukerfleksibilitet.....	33
7.1.4	Alternativ til nett.....	35
7.1.5	Økonomi.....	36
7.1.6	Politikk og rammebetingelser .....	37
7.1.7	Klimakur 2030 .....	37
7.1.8	Datasentre.....	37
7.1.9	Elektrifisering av norsk sokkel.....	37
7.1.10	Tilgjengelig kapasitet for tilknytning av stort forbruk.....	38
7.1.11	Klimapåvirkning.....	38
7.1.12	AMS og forbrukerfleksibilitet.....	38
7.1.13	Rehabilitering, omstrukturering og fornyelse.....	38
7.1.14	Klimapåvirkning.....	38
7.1.15	Kvikkleire .....	39
7.1.16	Usikkerhet i scenariene.....	39
7.2	Elektrifisering av transport og mulig hydrogenproduksjon .....	39
7.2.1	Elbiler og elektriske busser .....	39
1.1.2.	Elektriske fergestrekninger og hurtigbåt .....	41
7.2.2	Hydrogenproduksjon .....	42
7.2.3	Landstrøm til Hurtigruta og cruiseskip.....	42
7.3	Scenarier for utvikling .....	44
7.3.1	Områdeinndeling .....	44
7.3.2	Scenario basis.....	45
7.3.3	Scenario høy.....	45
7.3.4	Forbrukerfleksibilitets påvirkning av utviklingen.....	45
7.3.5	Topplast og prognoser .....	45
7.4	Utvikling i transmisijsnett i Region Midt .....	45
7.5	Utvikling av regionalnettet - analyseresultater scenarier.....	47
7.5.1	Analyse område vest.....	47
7.5.2	Analyse område nord.....	48
7.5.3	Analyse område sør .....	49
7.5.4	Analyse område øst .....	50
7.5.5	Analyse område Trondheim.....	52
7.6	Prosjektportefølje .....	53
<b>8</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>55</b>

## Figurliste

Figur 1. Inndeling i utredningsområder. Kilde: NVE [2] .....	8
Figur 2: Oversikt over KSU-område 16, Sør-Trøndelag. (Henta fra NVE Atlas [3]) .....	9
Figur 3. Syklusen for utredningsprosessen .....	10
Figur 4. Historisk effektbalanse i Sør- Trøndelag [MW].....	12
Figur 5. Historisk energibalanse i Sør- Trøndelag [GWh].....	13
Figur 6. Installert effekt (MW) av utbygd kraft fordelt på energikilde. ....	14
Figur 7. Prognosert energibalanse i Sør-Trøndelag [GWh].....	15
Figur 8. Prognosert effektbalanse i Sør- Trøndelag [MW].....	15
Figur 9. ILE og KILE for ikke varslede avbrudd i perioden 2012-21.....	17
Figur 10. KILE-kostnad fordelt på feilårsak. ....	17
Figur 11. Årsproduksjon fra plusskunder fordelt på energikilde. ....	22
Figur 12. SSB sine prognoser for utvikling i folketall i Norge.....	29
Figur 13. Utvikling i folketall i utredningsområdet for 2012-42. ....	29
Figur 14. Fordeling i folketall Trondheim-Ytre, samt forventa utvikling i folketall.....	30
Figur 15. Kommunevis endring i befolkning for 2012-21 og 2016-21, samt endring i antall arbeidsplasser for 2016-21. ....	31
Figur 16. Effektbruk i Trondheim, referert toppplasttimen region midt [MW].....	31
Figur 17. Årlig energiforbruk i Trondheim [GWh].....	32
Figur 18. Produksjon av fjernvarme i Trondheim, fordelt på ulike brensel [GWh/år].....	32
Figur 19. Ulike strategier for å utnytte forbrukerfleksibilitet .....	34
Figur 20. Eksempel på bruk av AMS- data for å følge lasttyngdepunktene gjennom døgnet (Bilder:Tensio) .....	34
Figur 21. 1 times ladesyklus for fergen Flakk- Rørvik .....	36
Figur 22. Kommunevis oversikt over antall ladbare personbiler per innbygger for 2016 og 2021. [16] [17] .....	39
Figur 23. Antall ladbare personbiler fordelt på nettområder for 2016 og 2021. ....	40
Figur 24: Kart over fremtidig målnett i region Midt [19] .....	46
Figur 25. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Vest.....	48
Figur 26. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Nord.....	49
Figur 27. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Sør.....	50
Figur 28. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Øst. ....	51
Figur 29. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Trondheim.....	52

## Tabelliste

Tabell 1. Anleggseiere i utredningsområdet.....	10
Tabell 2. Oversikt over konsesjonssøkte vann- og solkraftverk.....	20
Tabell 3. Oversikt over kraftutbygginger som ikke er utbygd.....	21
Tabell 4. Fargekoder og beskrivelse av potensial for ny kraftproduksjon i distribusjonsnettet.....	23
Tabell 5. Kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på små kraftverk.....	24
Tabell 6. Fargekoder og beskrivelse av potensial for ny kraftproduksjon i regionalnettet.....	26
Tabell 7. Kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på større kraftverk.....	27
Tabell 8. Kapasitetsbehov for lading av elbusser og fordeling på stasjoner.....	41
Tabell 9. Oversikt over utredninger og tiltak som er lista opp i PlanNett. ....	53

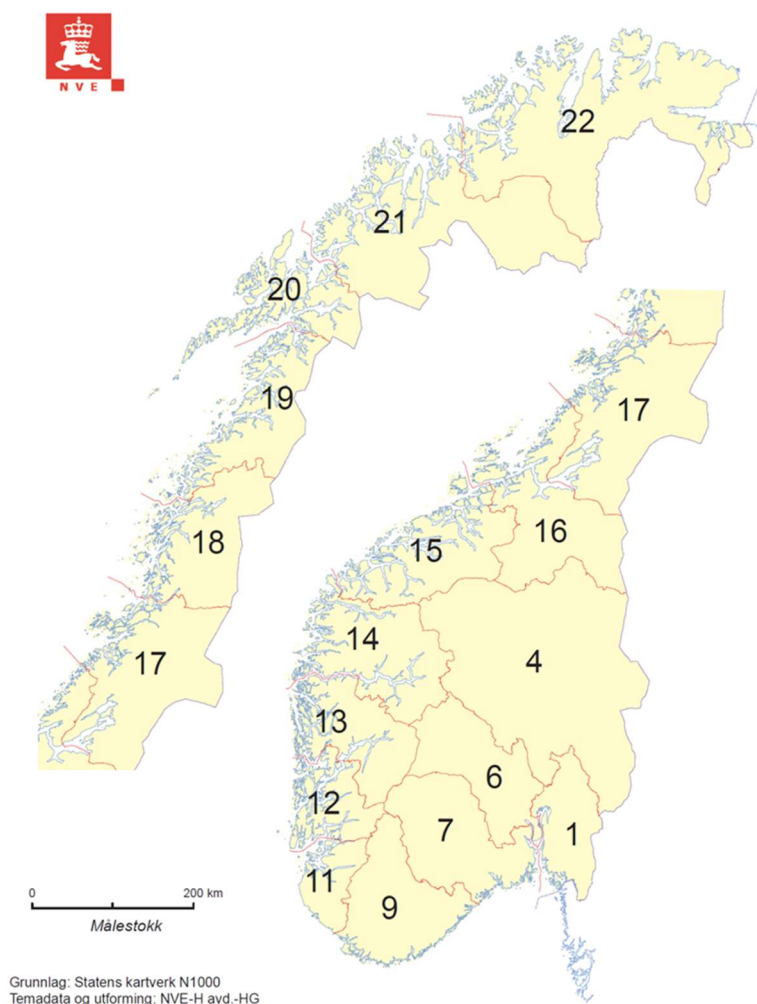
## 2 Utredningsprosessen

### 2.1 Lovgrunnlag og rammer for utredningsarbeidet

Ordningen med regionale kraftsystemplaner ble etablert allerede i 1988 som en frivillig ordning. Dagens ordning med regionale kraftsystemutredninger er en videreføring av denne. Regional kraftsystemutredning, med utredningsarbeidet generelt og utredningsdokumentet spesielt, er hjemlet i «[Forskrift om energiutredninger](#)» (FoE) [1], jfr. kapittel 3. Forskriften (FOR-2012-12-07-1158) trådte i kraft 1.1.2013, og ble sist endret 01.11.2019.

I utredningsområde 16 har NVE pålagt Tensio TS å koordinere arbeidet med kraftsystemutredninger for regionalnettet. Utredningsområdet omfatter også nordre del av Tynset kommune i Innlandet fylkeskommune, til og med Kvikne.

Figur 1 viser inndelingen av utredningsområder. I tillegg utgjør transmisjonsnettet et eget utredningsområde.



Figur 1. Inndeling i utredningsområder. Kilde: NVE [2]

Overordnet mål for kraftsystemutredningen er å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av kraftsystemet. Det understrekes imidlertid at kraftsystemutredningen kun presenterer sannsynlige scenarier for utviklingen av kraftsystemet i planperioden. Det ligger ingen plikt i at beskrevne tiltak må

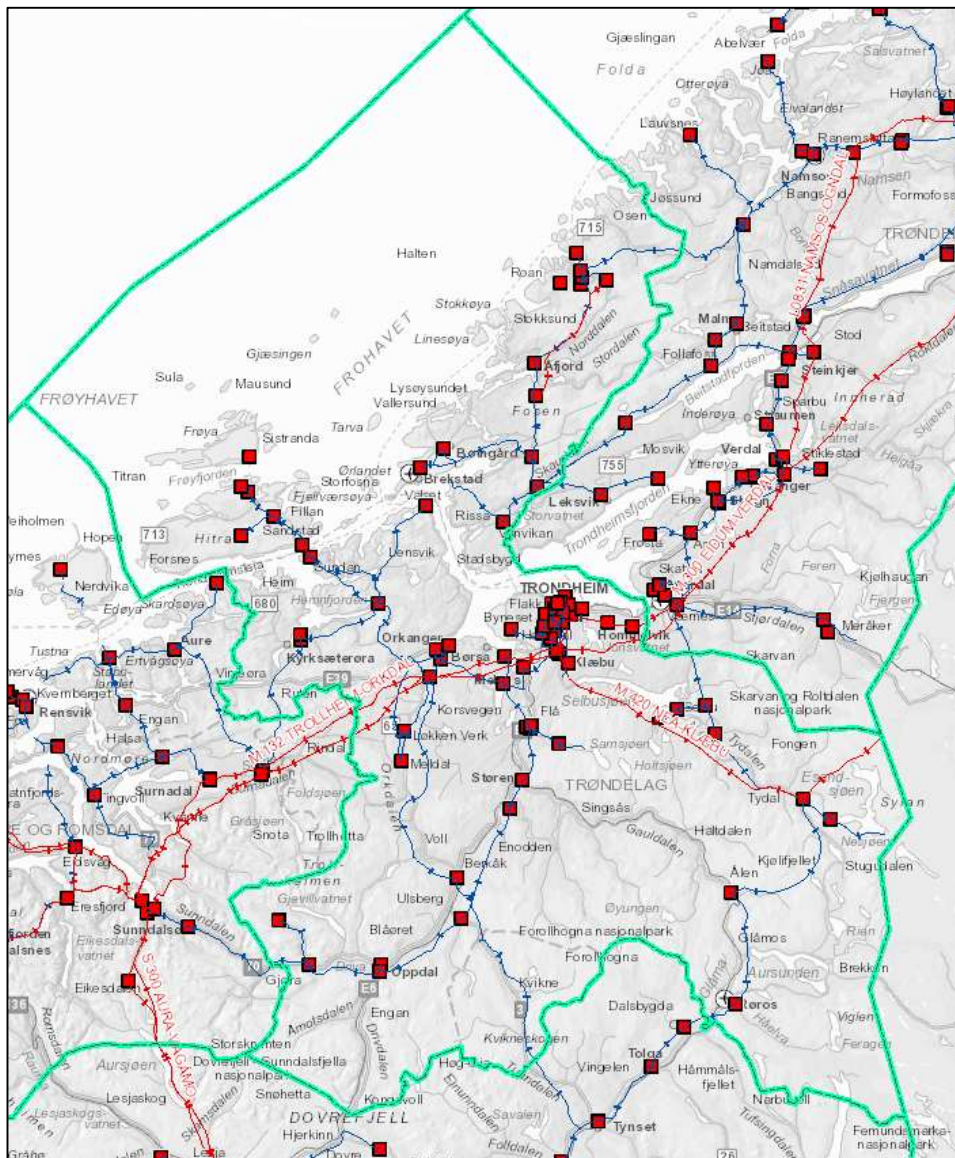


gjennomføres. Utredningsdokumentet skal vise sammenhengen mellom dagens kraftsystem, de forutsetninger som blir lagt til grunn for utviklingen av kraftsystemet og de planer som blir fremlagt som følge av disse. Dokumentet skal danne et godt grunnlag for utarbeidelse av konsesjonssøknader, samt i spørsmål knyttet til andre investeringer og reinvesteringer.

Utredningen har en tidshorisont på 20 år, og går dermed fram til år 2041. Hovedvekten blir rimeligvis lagt på de nærmeste årene.

## 2.2 Utredningsområdet

Det reelle utredningsområdet for kraftsystemutredningen omfatter, i tillegg til regionalnettet innenfor tidligere Sør-Trøndelags fylkesgrenser, etter utredningsansvarliges syn også deler av transmisijsnettet samt tilgrensende områder i tidligere Nord-Trøndelag, Møre og Romsdal og Hedmark. Utredningsområdet bør ha denne utstrekning for å unngå suboptimale løsninger. Derfor er det svært viktig at det i planarbeidet samarbeides både vertikalt og horisontalt.



Figur 2: Oversikt over KSU-område 16, Sør-Trøndelag. (Henta fra NVE Atlas [3])

Utredningsområdet har følgende anleggseiere:

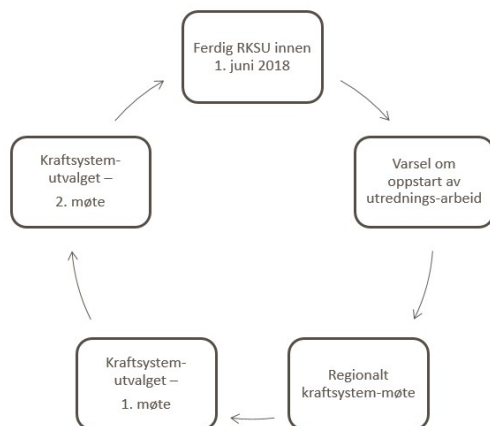
Tabell 1. Anleggseiere i utredningsområdet.

Konsesjonær	Formål	Spenningsnivå (kV)	Kommuner
Statnett		66, 132, 300, 420	
Tensio TS AS	Områdekonsesjon Regionalnett	5.25, 6, 6.6, 11, 22, 66, 132	
Røros E-verk Nett AS	Områdekonsesjon Regionalnett	22, 66, 132	Røros
Nettselskapet AS	Områdekonsesjon	22	Orkland, Heim, Indre Fosen, Ørland
Forsvarsbygg	Anleggskonsesjon	11	Trondheim
NTNU	Anleggskonsesjon	11	Trondheim
Norgesmøllene	Anleggskonsesjon	22	Skaun
Elkem	Anleggskonsesjon	22, 132	Orkland
Wacker Chemicals	Anleggskonsesjon	22, 132	Heim
Siemens	Anleggskonsesjon	11	Trondheim
TrønderEnergi Kraft	Kraftprodusent	5-132	Sunddal, Rennebu, Melhus, Skaun, Åfjord
Statkraft	Kraftprodusent	66, 132	Trondheim, Tydal, Hitra
KVO	Kraftprodusent	7-11	
Fosen Vind DA	Kraftprodusent	33	Åfjord
Bane NOR	Anleggskonsesjon	66	

### 2.3 Arbeidet med utredningen

Regional kraftsystemutredning skal ferdigstilles i to separate rapporter; Grunnlagsrapport og Hovedrapport, og leveres til NVE innen 1. juni i partallsår. Hovedrapporten er offentlig tilgjengelig, og er et sammendrag av Grunnlagsrapporten som er underlagt taushetsplikt.

Figur 3 viser syklusen for utredningsprosessen, som beskrevet i FoE [1].



Figur 3. Syklusen for utredningsprosessen

Senest 1. oktober, fire måneder etter at forrige utredning er ferdig, skal utredningsansvarlig varsle oppstart av nytt utredningsarbeid til sentrale aktører i utredningsområdet. Dette skjer i form av et elektronisk brev til en rekke høringsparter. Varselet beskriver plan for arbeidet, fokusområder for utredningen og kontaklinformasjon, og en oppfordrer til å komme med innspill og tilbakemelding på saker som omfattes av KSU. For inneværende utredningsperiode ble et slikt varsel sendt 22. september 2020.

Regionalt kraftsystemmøte avholdes minst en gang i løpet av den toårige utredningsprosessen. Møtet ledes av utredningsansvarlig, og avholdes senest seks måneder etter ferdigstillelse av forrige KSU. Hensikten med dette møtet er bred involvering tidlig i prosessen, legge frem viktige funn fra forrige utredning, samt avdekke nye momenter og fokusområder for det videre arbeidet. Siste kraftsystemmøte for Sør- Trøndelag ble avholdt 25. november 2020.

På Regionalt kraftsystemmøte velges også representanter til kraftsystemutvalget. Kraftsystemutvalget skal ha minst to møter i løpet av arbeidet med kraftsystemutredningen. Siste valg avholdt under kraftsystemmøtet 25. november 2020. Gjeldende kraftsystemutvalg i tidligere Sør-Trøndelag er som følger:

Representant fra tilgrensende planområder:	<b>Frode Johannessen (Tensio TN)</b>
Representant fra andre områdekonsesjonærer:	<b>Lars Hofstad (Røros E-verk Nett)</b> <b>Ståle Rostad (Nettselskapet AS)</b>
Representant fra store forbrukere (KII):	<b>Petter Bakken (Wacker Chemicals Norway)</b>
Representant fra kraftprodusentene:	<b>Jan Edvardsen (Statkraft)</b>
KDS sin representant:	<b>Arnt Magnar Forseth (Tensio TS)</b>
Trøndelag fylkeskommune:	<b>Per Erik Sørås (Trøndelag Fylke)</b>
Representant fra Operativ drift:	<b>Anders Bergem (Tensio TS)</b>
Representant fra distribusjonsnett/elektrifisering:	<b>Per A. Osen (Tensio TS)</b>

I tillegg er utredningsansvarlig i det regionale utredningsområdet ved **Hanne Stensen** og utredningsansvarlig i transmisjonsnett ved **Håvard Moen** faste medlemmer av kraftsystemutvalget. Kraftsystemutvalget har hatt to møter i utredningsperioden, 23. november 2021 og 19. mai 2022 hos Tensio TS på Tempe/Teams.

NVEs kontaktperson for Regionale Kraftsystemutredninger er Rakel Alice Utne Holt.

Arbeidet samordnes horisontalt mot tilgrensende planområder (Tensio TN, Elvia og Elinett), vertikalt innenfor planområdet (Statnett og Nettselskapet) samt mot kommunale og fylkeskommunale planer.

Når utredningsarbeidet er gjennomarbeidet av utredningsansvarlig, blir utkastet til kraftsystemutredningen framlagt for Kraftsystemutvalget til endelig godkjenning.

Utredningen beskriver en sannsynlig utvikling av nettet for årene 2022 – 2041. Det er imidlertid på det rene at konklusjoner som gjelder konkrete forslag til nettførsterkninger og investeringer ikke på noe vis er bindende for de berørte selskapene. Dette skjer først i forbindelse med konsesjonssøknader og endelig investeringsbeslutning.

### 3 Dagens regionalnett

Regionalnettet i Sør- Trøndelag er i dag tilknyttet transmisjonsnettet i Aura, Snilldal, Orkdal, Klæbu, Strinda, Åfjord, Hofstad, Eidum og Nea.

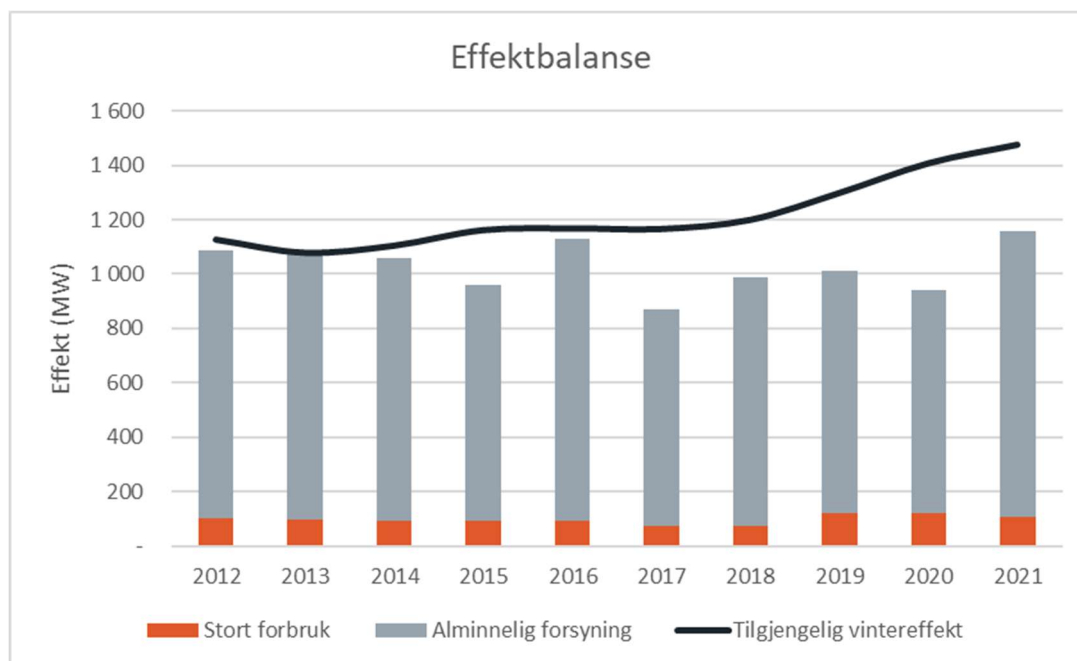
Røros E-verk Nett (REV) ble grunnlagt i 1912. 132 kV linja Savalen – Tynset – Tolga – Os – Røros forsyner REV sitt nett. Strekinga Tynset – Røros ble oppgradert fra 66 til 132 kV i 2020, i samband med utbygginga av Tolga kraftverk. Kuråsfossen mater inn fra nord, og er tilknyttet 66 kV-nettet Røros - Kuråsfossen - Reitan - Nea. Tilknytningen fra Nea til Røros-området er i dag utelukkende reserveforbindelse og har begrenset overføringskapasitet.

Regionalnettet til REV består av 132 kV-linja Os-Røros på 15 km, 66 kV-linja Røros-Kuråsfossen på 13 km og 66 kV-linja Kuråsfossen-Reitan på 18km, samt transformatorstasjonene Røros og Kuråsfossen som transformerer ned til 22 kV fra hhv 132 og 66 kV.

Den største regionalnettseieren i fylket er Tensio TS. Tensio TS sitt regionalnett strekker seg fra Ulset og Litjfossen i sør til Osen i nord, Tydal og Selbu i øst til Frøya i vest. Det består av 132 kV og 66 kV nett, samt 56 transformatorstasjoner med nedtransformering til 12 kV i Trondheim by og deler av Klæbu, og 22 kV i det øvrige nettet. For å legge til rette for ny vindkraft rundt Trondheimsfjorden har Statnett bygd første byggetrinn av Namsos - Surna, med de to ledningene Namsos – Åfjord og Snilldal - Surna. Regionalnettet er omstrukturert og Tensio TS har satt i drift de nye 132kV forbindelser Straum-Hofstad, Hubakken-Åfjord, Fillan-Snilldal og Snilldal-Snillfjord som følge av vindkraftutbygging på Fosen, Hitra og i Snillfjordområdet.

### 4 Kraftbalansen i Sør- Trøndelag

#### 4.1 Effektbalanse

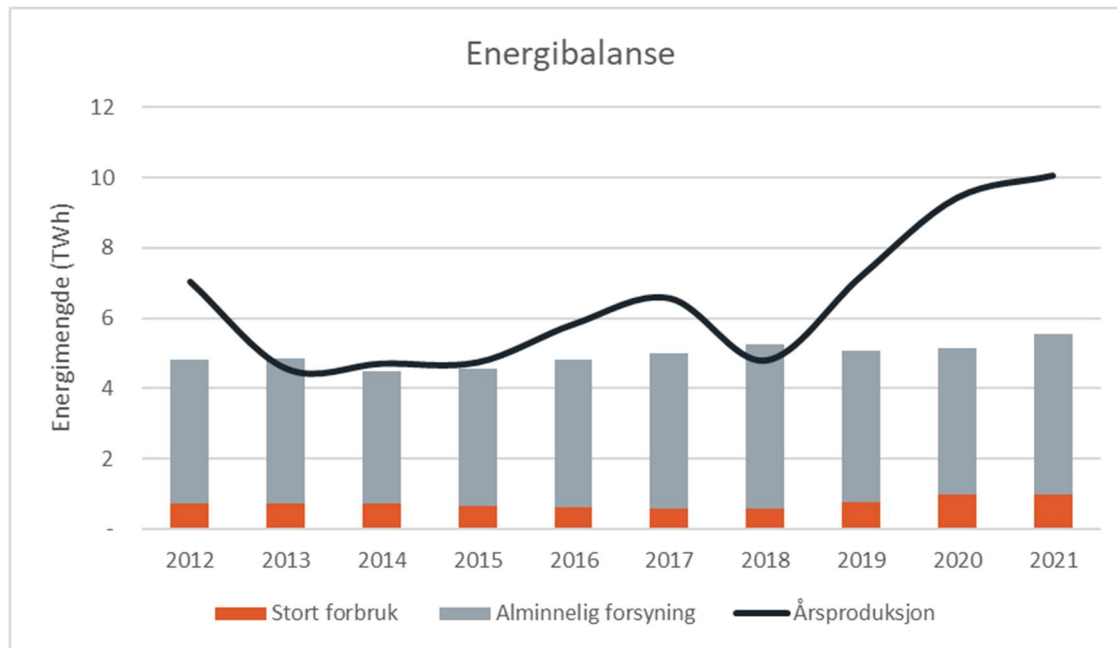


Figur 4. Historisk effektbalanse i Sør- Trøndelag [MW]

Figur 4 viser historisk effektbalanse i Sør-Trøndelag de siste ti år. Den tilgjengelige vintereffekten har hatt en stor oppgang etter 2018 pga. mye vindkraftutbygging (1670 MW). Stort forbruk utgjør 10-15 % av effekten i topplasttiden til regionalnettet.

Tallgrunnlaget til og med 2016 er erfaringstall, mens fra 2017 er det brukt den høyeste målte 6-timers sekvensen for vannkraftverkene. Mindre kraftverk uten betydelig tilgjengelig vintereffekt, er ikke tatt med i sammenstillingen. Det er vekst i forbruket i alle regioner, og veksten er noe ujevnt fordelt over transformatorstasjonene, og over alminnelig forsyning og kraftkrevende industri.

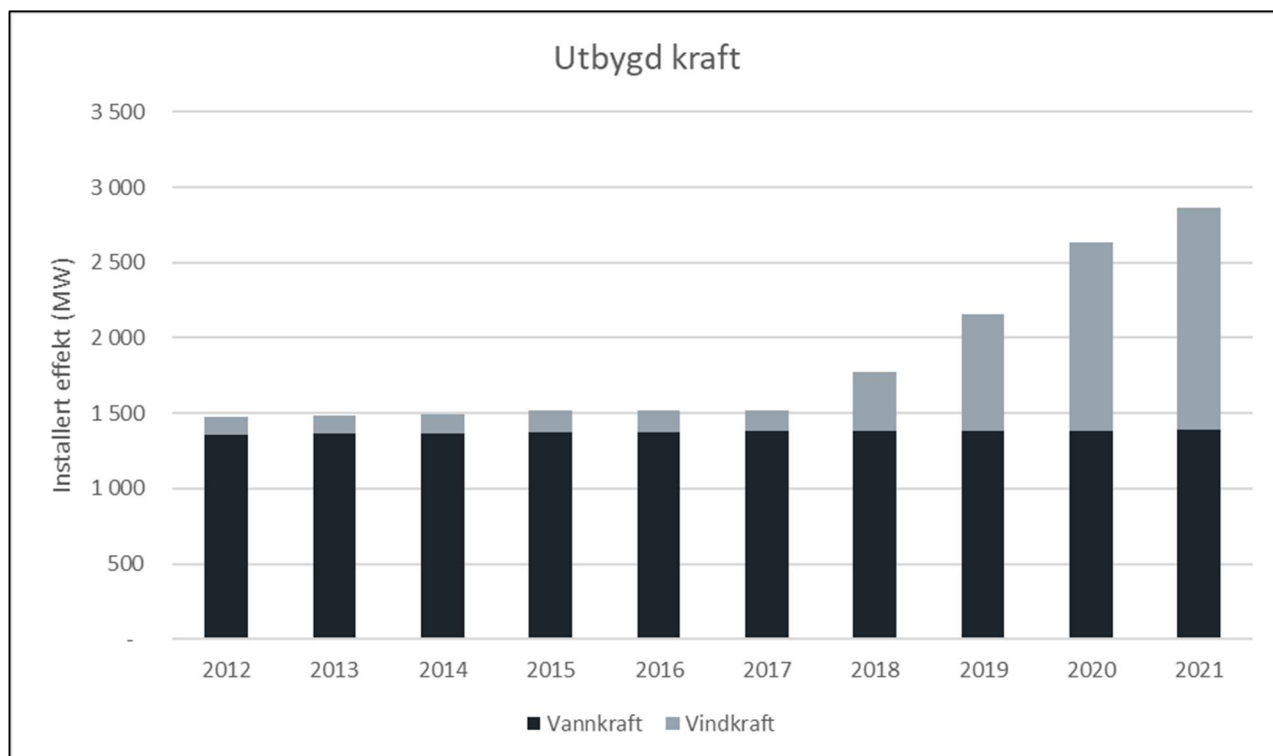
## 4.2 Energibalanse



Figur 5. Historisk energibalanse i Sør-Trøndelag [GWh]

Figur 5 viser historisk energibalanse i Sør-Trøndelag; alminnelig forbruk, stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri) og total kraftproduksjon i fylket de siste 10 år. Figuren viser at kraftproduksjonen har hatt en jevn økning i produsert volum fra 2015 fram til 2021, med et unntak i tørråret 2018. Stort forbruk utgjør om lag 15 % av det årlige energiforbruket i utredningsområdet.

Før 2019 var produksjonen i stor grad avhengig av kraftpris og nedbør, mens vindkraftutbygginga de tre siste årene har ført til en mer uregulerbar produksjon avhengig av vind. (se Figur 6)

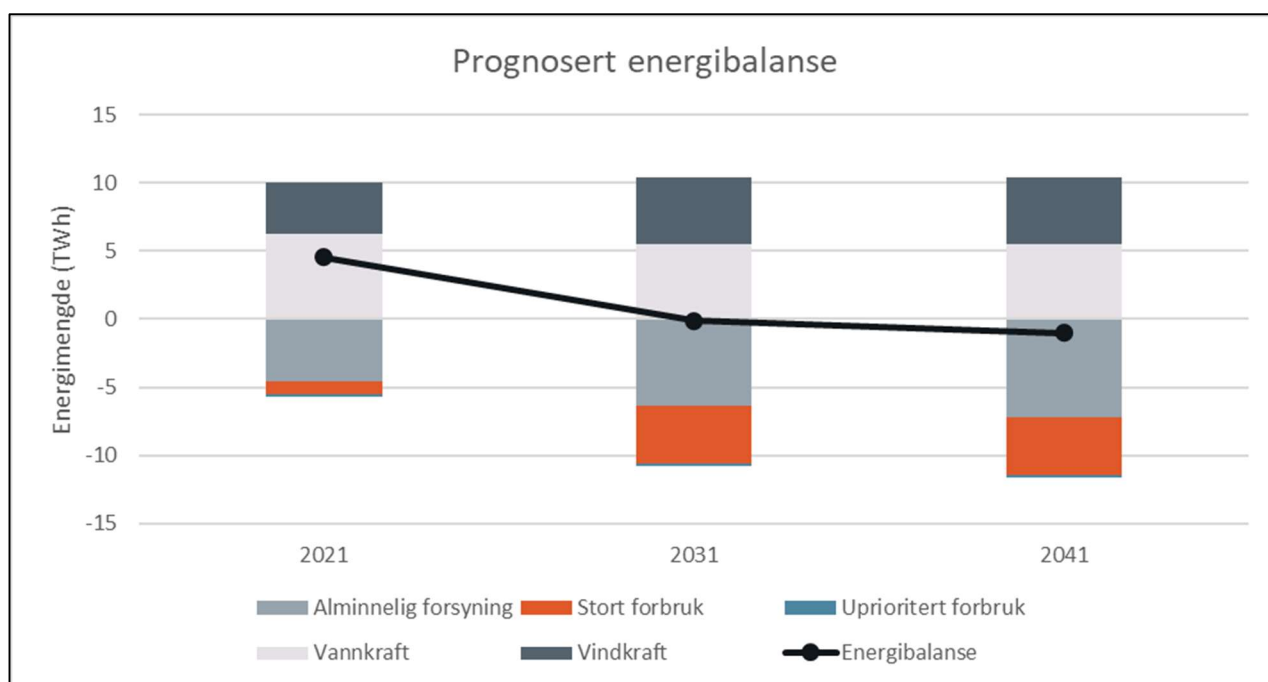


Figur 6. Installert effekt (MW) av utbygd kraft fordelt på energikilde.

### 4.3 Prognoser for effektbalanse og energibalanse

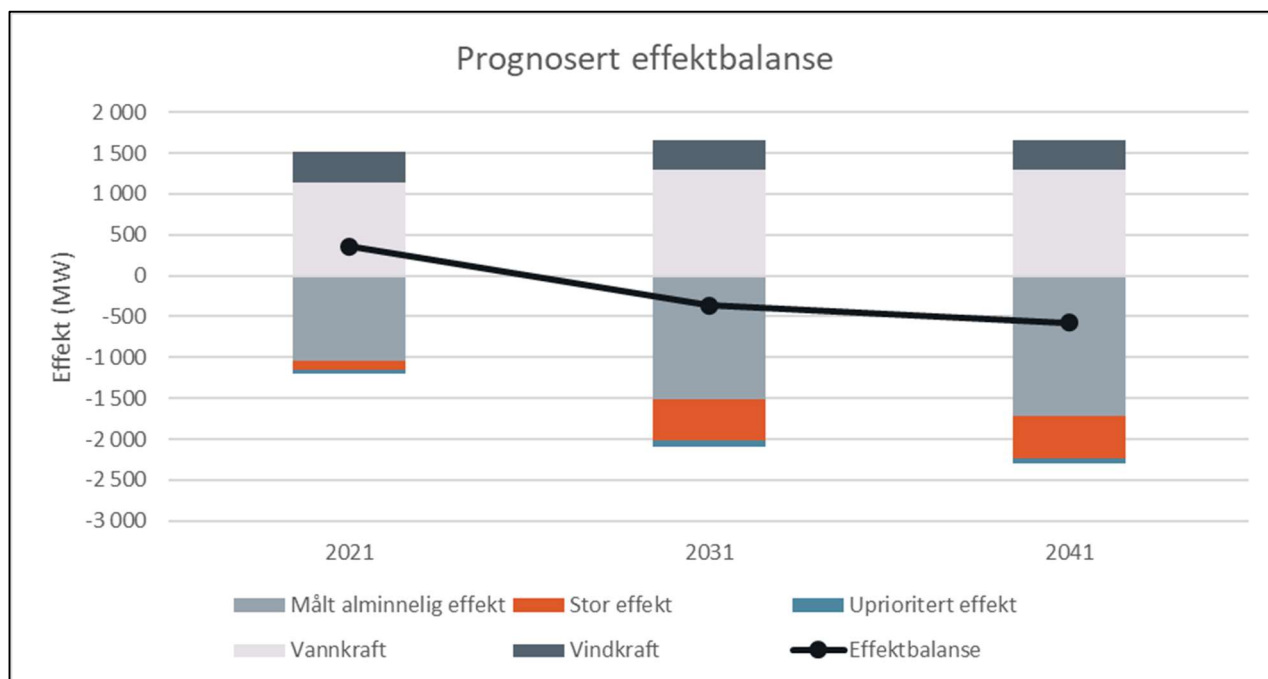
Det er noen få fjernvarmeanlegg som konkret er under planlegging i fylket. Det antas at fjernvarmen i første rekke vil erstatte eksisterende el-kjeler fyrt med olje/uprioritert elektrisitet. De planlagte mindre fjernvarmeanleggene får dermed marginal innvirkning på forbruket av prioritert kraft.

Energiprognosen i Figur 7 viser at utbygginga av kraftproduksjonen ikke følger forbruksutviklinga, slik at det ligger an til et energiunderskudd fra 2030.



Figur 7. Prognosert energibalanse i Sør-Trøndelag [GWh]

Figur 7 viser prognosert fastkraft energibalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2022-2041, med utgangspunkt i «basis» lastutvikling. Det ser ut til å bli effektunderskudd fra 2023, særlig på grunn av den store etterspørselen etter stor effekt.



Figur 8. Prognosert effektbalanse i Sør-Trøndelag [MW]

Figur 8 viser prognosert fastkraft effektbalanse i Sør-Trøndelag for perioden 2021 - 2041. I tidligere RKSU-rapporter har den typiske vinterproduksjon for vindkraftverkene vært definert som 50% av den installerte

effekten. Fra 2021 er denne faktoren redusert til 25% [4]. I tillegg til reduserte prognoser for vindkraftutbygging resulterer dette i lavere effektbalanse enn i tidligere rapporter.

Når det gjelder vindkraftverk, er det imidlertid viktig å ta i betraktning at det på kalde vinterdager, når belastningen ligger på maksimalverdier, ofte er lite vind og følgelig lav/ingen produksjon. I tillegg kan man med stor sannsynlighet forvente våtere og mer vindfullt klima i store deler av landet, og kanskje vil brukstida på både vindkraft og vannkraft øke.

Som resultat av elektrifiseringsbølga vi er inne i vil forbruket øke drastisk det neste tiåret. Prognosene viser at topplasta for den alminnelige forsyninga vil øke med 54% det første tiåret og ytterligere 30 prosentpoeng, til 84%, i løpet av det andre tiåret. For stort forbruk ser vi for oss ei økning på 262% det første tiåret, mens det ikke er lagt til grunn nytt stort forbruk i det andre tiåret. Dette avhenger i stor grad av politiske føringer.

Utbygging av ny kraftproduksjon er en viktig premissgiver for energi- og effektbalansen. NVE stoppa å vurdere konsesjonssøknader for landbasert vindkraft mellom april 2019 og april 2022 [5]. Det vil ta tid før ny vindkraft får konsesjonsvedtak og blir bygd ut. Det er heller ingen større vannkraftprosjekt under planlegging.

## 5 Leveringskvalitet og forsyningssikkerhet

### 5.1 Leveringskvalitet

Optimal leveringskvalitet oppnås ved at summen av investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, tapskostnader, avbruddskostnader og flaskehalskostnader minimeres [6]. Et slikt optimaliseringsprinsipp vil medføre en differensiering i pålitelighetsnivå basert på kundesammensetningen i ulike områder. Noen kunder vil kunne ha behov for en særskilt vurdering av sin leveringspålitelighet. I slike tilfeller kan UPS og reserveaggregat være aktuelt som alternativ til nettførsterkninger.

*Forskrift om leveringskvalitet (FoL)* [7] som ble gjort gjeldende fra 1.1.2005, stiller krav til registrering og rapportering av feil og avbrudd i kraftsystemet (FASIT-rapportering). Her registreres feilsituasjoner, og hvorvidt feilen forårsaket avbrudd i strømforsyning. I så fall registreres avbruddets årsak, varighet, hvor mange som ble rammet og hvor lang tid det tok å gjenopprette forsyning.

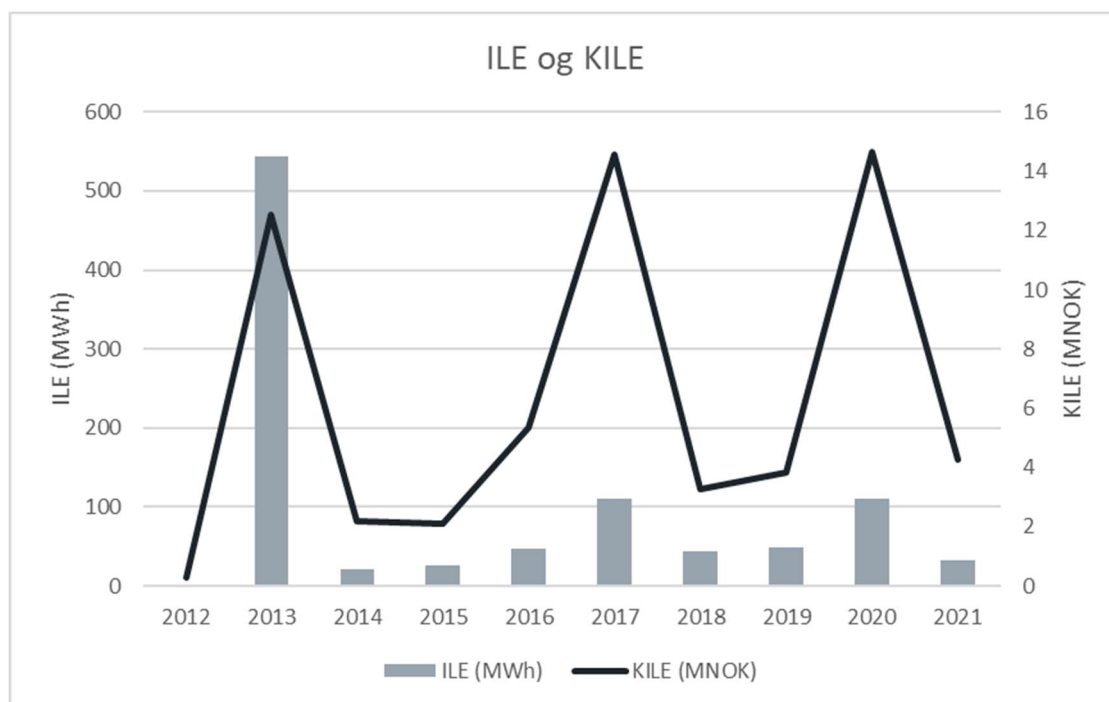
KILE-ordningen (Kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi) skal reflektere en antatt kostnad for kundene ved avbrudd, og påvirker inntektsrammen. Denne ordningen skal gi nettselskapene insentiv til å tilstrebe en samfunnsøkonomisk optimal leveringskvalitet, da avbruddskostnadene må tas i betraktning ved planlegging av investeringer.

#### 5.1.1 Feilstatistikk og ILE

Figur 9 viser historisk total *ikke levert energi* (ILE) og *kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi* (KILE) for ikke varslede avbrudd, altså hendelser og feilsituasjoner i nettet. Vi ser at 2013 stakk seg ut som en versting, noe som har sammenheng med stormene Hilde og særlig Ivar på slutten av 2013. Vinteren var forholdsvis mild, og telen hadde ikke satt seg i bakken. Dette førte igjen til et stort antall langvarige avbrudd som følge av trefall i den sterke vinden. Tensio har den senere tid hatt stort fokus på å forbedre skogryddingen, og er med på både interne og eksterne prosjekter for å gjøre skogen mer stormsterk. 2016

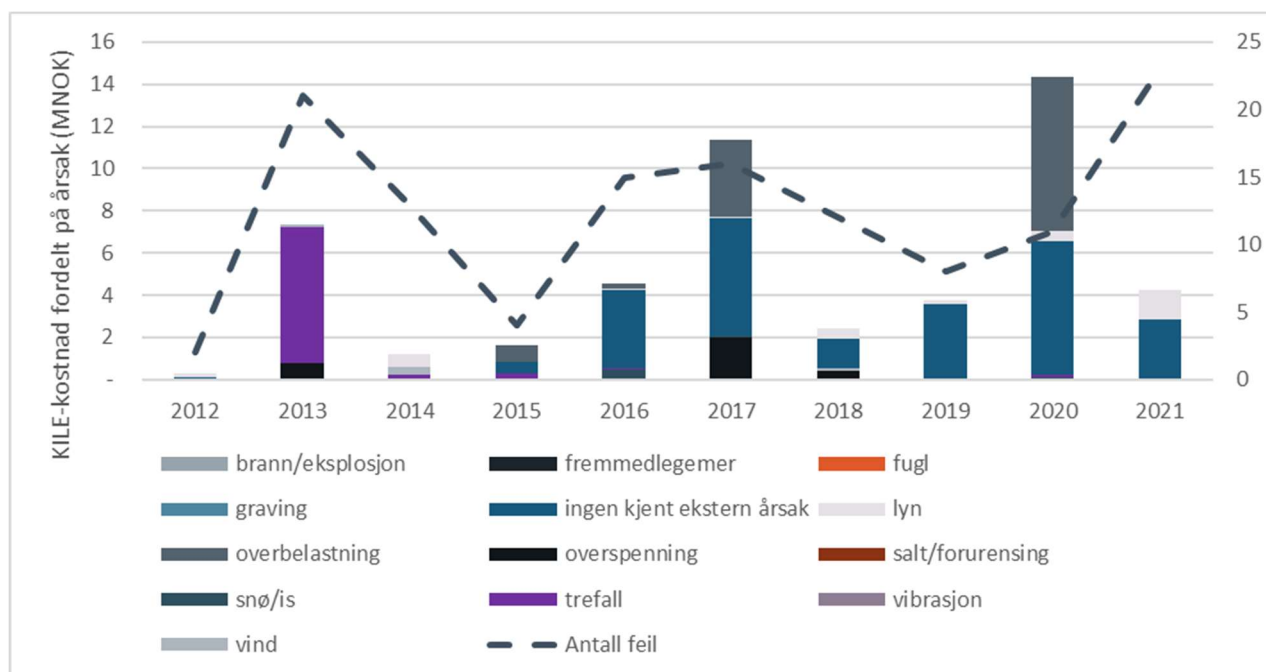


og 2020 slo også ut stort på KILE. Dette kommer i hovedsak av kortvarige feil som berørte mange kunder pga. svikt i tekniske komponenter.



Figur 9. ILE og KILE for ikke varslede avbrudd i perioden 2012-21.

Figur 10 viser KILE-kostnad fordelt på feilårsak. Her ser vi at vind, trefall, snø/is og overbelastning er feil som resulterer i høg KILE-kostnad.



Figur 10. KILE-kostnad fordelt på feilårsak.

Tensio har begynt å bruke DMS (Distribution Management System) som støtte i driften, blant annet for bedre varsling til kunder ved hendelser og utkoblinger, og for bedre overvåkning og registrering av koblinger i distribusjonsnett. Systemet bidrar også til mer nøyaktig registrering av koblinger i distribusjonsnett.

### **5.1.2 Prosedyrer for planlagte avbrudd**

Valg av arbeidsmetode *arbeid under spenning* (AUS), kan benyttes i både regional- og distribusjonsnett. Noen ganger benyttes aggregat i distribusjonsnett dersom nettet ikke kan legges om for å dekke belastningen fra en annen kant. På steder en ikke kan dekke hele lasten ved omkobling eller aggregat, benyttes nattarbeid i utstrakt grad for å gjøre ulempen for sluttbruker så liten som mulig.

Tensio TS har også en mobil transformator som kan benyttes ved transformatorrevisjoner som krever utkobling.

Dersom en må koble ut kunder for å gjøre planlagt arbeid skal disse varsles i god tid før arbeidet skal gjennomføres. KILE-betraktninger er nyttig ved valg av arbeidsmetode, og benyttes utstrakt ved vurdering av aggregatkjøring for hele eller deler av lasten ved utkobling.

### **5.1.3 Riktig skogbehandling har sikret en mer stormsterk skog**

Siden 2015 har Tensio utført risikobasert og behovsbasert linjerydding. Et utstrakt geografisk område og mange kilometer gjør en effektiv inspeksjon viktig. Vi bruker helikopterbåren laserskanning hvor en flyr over ledningen og lager en 3D-profil. Dette gir god oversikt over vegetasjon som er for nær ledningen, og potensielle risikotrær.

Gjennom å identifisere trær som kan utføre en risiko for strømforsyningen, samt å vurdere sannsynlighet for trefall og konsekvens ved utfall, hogges disse trærne før de faller på ledningen. Med disse tiltakene har Tensio opplevd en reduksjon i antall trær som forårsaker strømbrydd.

Sammen med Eidsiva Nett og Hafslund Nett (nå Elvia), Mørenett og Agder Energi Nett deltok Tensio TS i FoU-prosjektet Sterkere Skog (2016-18) som hadde som målsetning å lage kantskog som tåler vær og vind bedre enn hva dagens kantskog gjør. Konklusjonen var at det er mulig å lage en mer stormsterk skog gjennom riktig skogbehandling. Tensio har adoptert kunnskapen fra Sterkere Skog prosjektet og opplever nå redusert avbrudd som følge av vegetasjon som kommer i kontakt med linjen. For tida blir det jobba med flere prosjekter hvor satellittdata benyttes for å kartlegge tilvekst og ryddebehov.

### **5.1.4 Lengre vekstsesong og endret klima øker krever økt skogrydding**

Endringer i klima fører til lengre vekstsesong. Trærne i vårt nettområde vokser nå fra tidlig i april til langt uti oktober. Dette gir økt høydetilvekst gjennom sesongen, og fører til ryddeintervallene må senkes, som igjen fører til at prognosen for ryddeomfang må økes. Endret klima med økt risiko for tørke tidlig i vekstsesongen når trærne trenger fuktighet for å komme i gang med tilveksten, øker risikoen for tørkeskader som gir risikotrær. Kraftige nedbørmengder gjennom året metter jorda med vann og gjør at rotsystemet ikke har samme stabilitet mot vind. Manglende tele svekker også stabiliteten mot vind. Til sammen gjør dette at sikringshogst av mulige risikotrær må vies en større oppmerksomhet i årene fremover for å opprettholde en god forsyningsikkerhet

## **5.2 Beredskap**

Beredskapshensyn blir tatt ved utformingen av kraftnettet. I den grad det er mulig, blir både utstyr og nettløsninger standardisert for linje-/kabelforbindelser og i transformatorstasjoner. En søker å bygge inn

redundans og gjensidig reserve mellom transformatorstasjoner og i distribusjonsnettet der det er samfunnsøkonomisk rasjonelt/lønnsomt.

Kraftforsyningens distriktssjef (KDS) informerer om at alle Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) enheter i fylket inviteres til årlig møte hvor aktuell beredskapssituasjon er tema. Møtet arrangeres fortrinnsvis senhøsten hvert år. Hovedinntrykket fra forrige gjennomgang er at det arbeides godt med beredskap i alle KBO enhetene, og det gjennomføres fortløpende ROS-analyser. I disse årlige KBO møtene deltar også som oftest Beredskapsseksjonen i NVE.

KDS Trøndelag har nå ansvar for følgende KBO enheter: TrønderEnergi Kraft, Statkraft Varme, Nettselskapet, Tensio TS, Tensio TN, NTE Energi, Røros E-verk Nett og KVO (Kraftverkene i Orkla). Med disse er det minimum et årlig møte i regi av KDS hvor tema er samarbeid og utveksling av informasjon relatert til beredskap og sikkerhetsmessige oppgaver innenfor distriktet. Alle KBO-enheter har fått nye standardiserte kommunikasjonsmidler etter pålegg gitt av NVE, og det jobbes med å utvikle disse videre. Beredskapsmyndigheten NVE vurderer å definere vindparkene som egne KBO enheter.

Nevner også at selskapene som har sjøkabler, har blitt med i REN sjøkabelberedskap. Dette er en landsdekkende beredskapsordning både for regional og distribusjonsnett. Når det gjelder reservedelslager, har alle selskapene tatt i bruk egnede systemer, og flere er med i REN beredskap. I tillegg jobber REN med etablering av beredskapslager for GIS anlegg, krafttransformatorer og jordkabel. Tensio har etablert nødnett/avtale med DSB som blir benytta i daglig drift. Andre KBO enheter benytter eget VHF nett/eget samband.

Flere av KBO enhetene som drifter nett har beredskapsavtaler mht. mannskap med andre aktører både i samme bransje og kommersielle entreprenørselskap.

I forbindelse med omfattende og ekstraordinære hendelser, vurderer man KBO-beredskap. Dette benyttes for å håndtere hendelser når en må tilføre ytterlige ressurser utover ordinær drift for å ta hånd om situasjonen. Det er etablert godt samarbeidsklima både i og utenfor fylket vedrørende gjensidig bistand ved omfattende utfall, for eksempel i forbindelse med ekstremvær. Korona-pandemien har vist viktigheten av at planer og øvelser er godt implementert i beredskapsarbeidet i hver enkelt enhet. KDS området og KBO enhetene samarbeider godt med Statsforvalteren når det gjelder beredskap, noe også koronaepidemien er et eksempel på. KDS er fast medlem i Statsforvalteren sitt beredskapsråd.

## 6 Tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon

### 6.1 Planlagte kraftprosjekter

I Tabell 2 er alle vann- og solkraftprosjekt som er i søknadsprosessen eller har konsesjon lista opp [8].

Tabell 2. Oversikt over konsesjonssøkte vann- og solkraftverk.

SoknadId	Tittel	Tiltakshaver	Kommune	Søkt effekt (MW)	Søkt produksjon (GWh)	Energikilde	Stadium	Dato
5536	Osaelva kraftverk	OSAELVA KRAFTVERK AS	Indre Fosen	4.2	13.6	Vannkraft	Utsatt byggefrist	12.12.2012
5903	Øvre Skorilla kraftverk	NORDKRAFT PROSJEKT AS	Orkland	2	6.2	Vannkraft	Utsatt byggefrist	15.02.2013
5904	Nedre Skorilla kraftverk	NORDKRAFT PROSJEKT AS	Orkland	2	5.6	Vannkraft	Utsatt byggefrist	15.02.2013
5554	Kløftbrua kraftverk	Kløftbrua Kraftverk (SUS)	Rennebu	5.5	14.2	Vannkraft	Utsatt byggefrist	18.02.2013
7148	Engdal kraftverk	Engdal Kraft AS	Heim	2.2	6	Vannkraft	Utsatt byggefrist	18.12.2013
5809	Hennaelva kraftverk	BLÅFALL PROSJEKT AS	Heim	2	4.7	Vannkraft	Utsatt byggefrist	24.02.2014
6231	Grovlia kraftverk	FORTE VANNKRAFT AS	Åfjord	1.9	6.4	Vannkraft	Utsatt byggefrist	19.12.2014
5968	Vigda kraftverk	TRØNDERENERGI KRAFT AS	Melhus, Skaun	2.1	10	Vannkraft	Klage avgjort	20.01.2015
6637	Trongstadlia kraftverk	SØRDALLEN KRAFTVERK AS	Åfjord	4.9	12.3	Vannkraft	Søkt om utsatt byggefrist	25.06.2015
4938	Sternesbekken kraftverk	STATKRAFT ENERGI AS	Selbu	2.8	9	Vannkraft	Søkt om utsatt byggefrist	08.10.2015
5628	Leneselva kraftverk	NORLAND 1 AS	Heim	2.4	7.2	Vannkraft	Søkt om utsatt byggefrist	03.12.2015
5874	Fagerdalen kraftverk	BLÅFALL AS	Orkland	2.2	5.3	Vannkraft	Søkt om utsatt byggefrist	25.02.2016
7579	Storelva kraftverk	SÆTHER KRAFT AS	Heim	1.8	5.1	Vannkraft	Søkt om utsatt byggefrist	16.05.2017
8208	Fessdalselva kraftverk	Ukjent	Indre Fosen	2.9	9.1	Vannkraft	Søknad forberedes (Ikke melding)	12.04.2018
4447	Småvoll kraftverk	Småvoll Kraftverk AS v/TrønderEnergi AS	Sunnadal	15.7	40	Vannkraft	Gjeldende konsesjon	30.05.2018
7977	Skallelva kraftverk - redusert utbygging	Skallelva Kraft AS v/Ingebrikt Henden	Heim	0.4	1	Vannkraft	Gjeldende konsesjon	14.09.2018
8169	Kjelstadfossen kraftverk	SELBU ENERGIVERK AS	Selbu	4.3	12.6	Vannkraft	Søknad	26.03.2019
7547	Equinor - Flytende solkraftverk utenfor Frøya - pilotanlegg	EQUINOR ENERGY AS	Frøya			Solkraft		15.10.2021
	<b>Sum vannkraft</b>			<b>43.5</b>	<b>128.3</b>			
	<b>Sum solkraft</b>			<b>0</b>	<b>0</b>			

## 6.2 Ny produksjon

NVE stilte alle vindkraftprosjekt i bero fra 2019 til 2022 [9]. Vindkraftprosjektene som var under planlegging før dette er lista opp i Tabell 3 [8].

Tabell 3. Oversikt over kraftutbygginger som ikke er utbygd.

SoknadId	Tittel	Tiltakshaver	Kommune	Søkt effekt (MW)	Søkt produksjon (GWh)	Tilknytingspunkt r-nett	Tilknytingspunkt t-nett	Stadium
5060	Svarthammaren vindkraftverk	Trønderenergi Kraft AS/ Norsk Vind Energi AS/ Njordr AS	Orkland	300	1020	Snilldal	Snilldal	Søknad
214	Eggjafjellet/Åsfjellet vindkraftverk	RWE WIND NORWAY, BRANCH OF RWE WIND NORWAY AB	Trondheim, Selbu	200	680	Klæbu	Klæbu	Søknad
73	Remmafjellet vindkraftverk	STATKRAFT VIND UTVIKLING DA	Orkland	130	442	Snilldal	Snilldal	Konsesjon gitt

## 6.3 Begrensninger

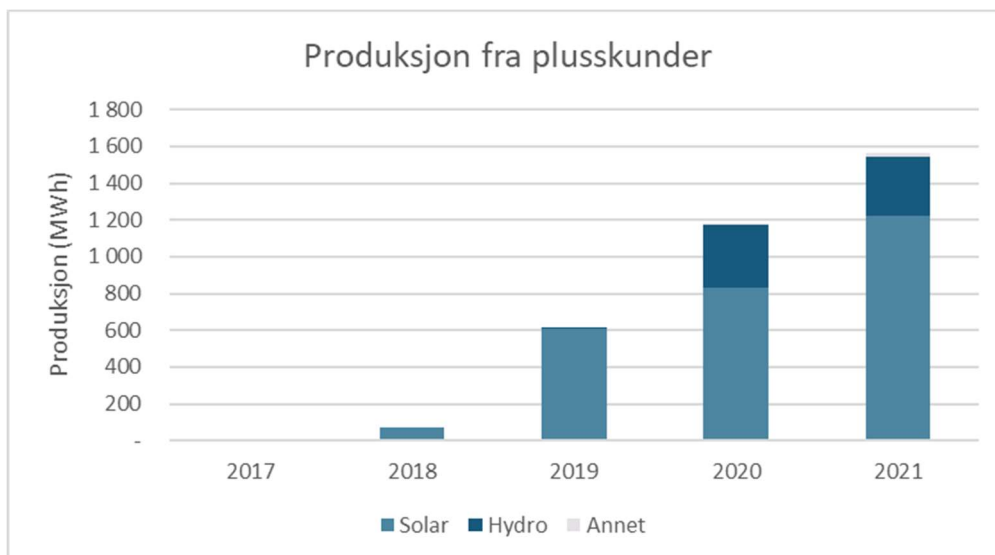
I Åfjordområdet har flaskehalsen for innmating vært kapasitet og overføringsbegrensninger i overliggende nett. Det vil bli plass til innmating av småkraft i det nye regionalnettet på Fosen, men på grunn av begrensninger i transmisjonsnettet vil det ikke være rom for tilknytning av ny produksjon på Fosen før Åfjord-Snilldal blir realisert [10].

Innmating av produksjon under Snilldal transformatorstasjon vil etter hvert begrenses av tilgjengelig transformeringskapasitet i Snilldal. Det er planlagt en transformator nummer 2 i Snilldal senest i 2027.

Tilknytning av mer småkraft i Tydalsområdet har tidligere vært begrenset på grunn av behov for ny transformering 132/22 kV i Nea, men med ny transformator vil det bli noe mer kapasitet for nye tilknytninger. Transformator kapasitet vil økes ytterligere i forbindelse med etablering av datasenter i 2022, og dette vil gi muligheter for etablering av mer produksjon.

## 6.4 Plusskunder

Tensio TS har de seneste årene hatt en jevn stigning i antall plusskunder. Noen få produserer strøm med vann og vind, men de fleste har installert solkraft. Det virker sannsynlig at større bygg som bygges i tida fremover, kan inneholde energiproduksjon fra blant annet solenergi. Figur 11 viser målt produksjon per år fordelt på energikilde.



Figur 11. Årsproduksjon fra plusskunder fordelt på energikilde.

Powerhouse på Brattøra stod ferdig i 2019. De tar mål av seg til et overskudd på 5 kWh per år per kvadratmeter. Andre eksempler er ASKO som blant annet ønsker å benytte sin overskudds- solenergi til hydrogenproduksjon, og Heimdal videregående som er klassifisert som ZEB-OM, nullutslippsbygning hvor «bygningens fornybare energiproduksjon kompensere for klimagassutslippet fra drift og produksjon av byggematerialer».

Norge har i 2021 en solkraftproduksjon på 150-160 GWh. Sør-Trøndelag står for omtrent 0.5 % av disse. NVE spår at produksjonen kan komme opp i 5-10 TWh/år, men at hovedtyngda av disse vil komme i høgprisområdene NO1, NO2 og NO5 [11].

På Byneset i Trondheim ble Rye vind knyttet til i 2015. Dette er en enslig vindturbin på 225 kW som er knyttet til 22 kV distribusjonsnett i området. En ser for seg at tilsvarende løsninger kan forekomme også andre steder, og det er naturlig nok lokal kapasitet i distribusjonsnett som legger føringer for plassering.

Det kan oppstå lokale flaskehals i lavspenning og høyspenning distribusjonsnett som følge av stadig flere plusskunder.

## 6.5 Vindkraft

Per 2022 er det bygd ut 1473 MW vindkraft. På grunn av overføringsbegrensninger nord-sør i transmisjonsnett, vil Statnett ikke knytte til mer vindkraft uten grundige analyser av behov og mulige tiltak [10]. Fra 2019 til 2022 stilte NVE alle konsesjonssøkte vindprosjekt i bero. [5] Det vil derfor kunne ta noe tid før eventuelle nye vindkraftutbygginger vil starte opp.

## 6.6 Småkraft

Det er spesielt kommunene Meldal, Oppdal, Åfjord og Heim som har stort potensial for små kraftverk i Sør-Trøndelag. Potensialet er bra også i Indre Fosen, Tydal, Selbu og Rennebu. De siste par årene har det vært relativt få henvendelser om nye små kraftverk sammenlignet med tidligere år.

Det er flere anlegg som av ulike grunner står på vent. Årsakene kan være at de økonomiske forholdene ikke ligger til rette for utbygging, med utsikter til vedvarende lav strømpris, eller at det mangler kapasitet i overliggende nett for å ta imot.

## 6.7 Områdevis tilgjengelig kapasitet for produksjon i distribusjonsnett

### 6.7.1 Forutsetninger for vurderingene

En vil i de aller fleste tilfeller koble små kraftverk til distribusjonsnett. Problemstillingene knyttet til svake nett (og de begrensninger dette medfører) er vel kjent, men det kan også være kapasitetsbegrensninger på høyere nettnivå. I Tabell 5 er derfor tilgjengelig nettkapasitet lista opp kommunevis på regionalnettnivå. Beregningene er gjennomført for eksisterende nett, og det er forutsatt lavlast og høy produksjon i eksisterende kraftverk.

Det tas forbehold om at også småkraft må tildeles nettkapasitet i transmisjonsnett, selv om slike etableringer er svært små i forhold til de store vindkraftverkene.

Det er dessuten lagt inn flere forutsetninger/forenklinger i beregningene, som følger:

1. Det er gjort beregninger i regionalnettet per 2021. Beregningene er statiske, dynamiske beregninger er ikke gjennomført. Disse kan gi andre, også lavere, grenser for ledig kapasitet.
2. Begrensninger i transmisjonsnett må avklares med Statnett.
3. Produksjonen er tilkoblet 22 kV samleskinne i transformatorstasjon, ledig kapasitet i underliggende 22 kV nett er ikke vurdert. Denne er ofte langt mindre enn verdiene som framkommer i tabellen.
4. Beregningene er gjennomført kommunevis og stasjonsvis, og sumeffekter er ikke vurdert. I mange tilfeller vil utbygging et sted i regionalnettet redusere muligheten for utbygging et annet sted, men dette er det som sagt ikke tatt hensyn til i tabellen.
5. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle begrensninger i tilgrensende regionalnett.
6. Det er sett bort fra mulig samkjøring/koordinering mellom vindkraft og vannkraft eller mellom forskjellige vannkraftverk.
7. I transformatorstasjoner med flere transformatorenheter, bestemmes bakenforliggende ledig kapasitet ut fra den enheten som gir lavest verdi.
8. Smelteverkene Holla Metall, Washington Mills og Elkem Thamshavn kjører med full last
9. Det ses bort fra eventuelle begrensninger i strømtransformatorer.

### 6.7.2 Kommunevis oversikt over tilgjengelig kapasitet i distribusjonsnett

Tabell 4. Fargekoder og beskrivelse av potensial for ny kraftproduksjon i distribusjonsnett

Ingen begrensninger på kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Begrenset/noe kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Ingen kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon	
Ikke potensial for ny kraftproduksjon	

Tabell 5 viser kommunevis tilgjengelig kapasitet for småkraft.

Tabell 5. Kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på små kraftverk

Kommunenavn	Antydnet ledig kapasitet [MW]	Begrensning	Planlagt tiltak
Frøya	0	Frøya-Fillan (tunnelkabelen) og Snilldal 420/132 er fullt utnyttet.	Ny kabel i Frøyatunnelen, ny sjøkabel og trafostasjon til Frøya, og en 420/132kV transformator til i Snilldal.
Hitra	0	420/132 kV transformatoren i Snilldal er fullt utnyttet.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Tidligere Snillfjord nå del av Hitra/Heim/Orkland	0	420/132 kV transformatoren i Snilldal er fullt utnyttet.	Ny transformator 66/22kV i Snillfjord. En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Heim (tidligere Hemne)	0	420/132 kV transformatoren i Snilldal er fullt utnyttet.	Mulig ny transformatorstasjon i Vinjeøra. En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Orkland (tidligere Agdenes)	0	420/132 kV transformatoren i Snilldal er fullt utnyttet.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Ørland	0	420/132 kV transformatoren i Snilldal er fullt utnyttet.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Orkland (tidligere Orkdal)	15	Overføringskapasiteten i Evjen-Orkdal er høgt utnyttet.	
Orkland (tidligere Meldal)	0	Svorkmo-Orkdal er fullt utnyttet.	
Ørland (tidligere Bjugn)	0	Begrenset kapasitet for ny produksjon i transmisjonsnettet på Fosen inntil ny Åfjord-Snilldal	Åfjord-Snilldal-2028 og Åfjord-Eide.
Indre Fosen (tidligere Rissa)	0	Begrenset kapasitet for ny produksjon i transmisjonsnettet på Fosen inntil ny Åfjord-Snilldal	Åfjord-Snilldal-2028 og Åfjord-Eide.
Åfjord	0	Begrenset kapasitet for ny produksjon i transmisjonsnettet på Fosen inntil ny Åfjord-Snilldal	Åfjord-Snilldal-2028
Åfjord (tidligere Roan)	0	Begrenset kapasitet for ny produksjon i transmisjonsnettet på Fosen inntil ny Åfjord-Snilldal	Åfjord-Snilldal-2028
Osen	0	Begrenset kapasitet for ny produksjon i transmisjonsnettet på Fosen inntil ny Åfjord-Snilldal	Åfjord-Snilldal-2028
Skaun	10	Begrenset kapasitet i Sagberget-Evjen og Evjen-Orkdal.	
Melhus	44	40 MW under Gimse. 4 MW under Sagberget. Sokna-Sagberget vil begrense produksjonen under Lundamo.	
Midtre Gauldal	0	Sokna-Sagberget og Brattset-Orkdal er fullt utnyttet.	
Rennebu	0	Brattset-Grana-Orkdal er fullt utnyttet.	
Oppdal	0	Driva-Aura er fullt utnyttet.	
Holtålen	0	Nea 420/132 er fullt utnyttet.	
Selbu	0	Hersjøen-Eidum er fullt utnyttet.	
Tydal	0	Gresslifoss-Nea og Nea 420/132 er fullt utnyttet.	Mulig ny transformator 420/132 i samband med trinn 3 i Tydal datasenter.
Røros		1 MW under Kuråsfossen og 10 MW under Røros	
Malvik	0	Hønstad-Strinda og Buås-Eidum er fullt utnyttet.	Dele mellom Hønstad og Buås.



Trondheim		Ny 420 kV Strinda stasjon - 2030
Trondheim (tidligere Klæbu)		Økt transformeringskapasitet i transmisjonsnett - 2025

## 6.8 Områdevis tilgjengelig kapasitet for produksjon i regionalnettet

### 6.8.1 Forutsetninger for vurderingene

RKSU skal gi en oversikt over hvor det finnes kapasitet til innmating av produksjon i større skala i regionalnettet. Selv om det er ønskelig å få en kommunevis oversikt, vil enkeltprosjekter kunne legge beslag på kapasitet langt ut over egne kommunegrenser. Derfor er det viktig å være klar over at tilgjengeligheten i et område vil endres etter hvert som nye prosjekter blir realisert. Slike avhengigheter er forsøkt beskrevet i oversikten.

Følgende forutsetninger og forenklinger er lagt inn for beregningene:

1. Det er her gjort en forenklet vurdering av tilgjengelig kapasitet i nettet med utgangspunkt i termisk overføringsevne, med forutsetning om lavlast og høy produksjon i eksisterende kraftverk.
2. Det er ikke vurdert konsekvenser for spenningsforhold, tapsforhold eller dynamiske forhold.
3. Det er tatt høyde for full produksjon, og sett bort fra mulig samkjøring mellom vindkraft og vannkraft, eller mellom ulike vannkraftverk.
4. Dagens normaldelinger er lagt til grunn for vurderingene.
5. Kjente flaskehalsar i overliggende og tilgrensende nett er forsøkt hensyntatt.
6. Produksjonen er antatt tilknyttet 66 kV eller 132 kV samleskinne i aktuell transformatorstasjon
7. Kapasitet opp til og i transmisjonsnettet må avklares med Statnett.

### 6.8.2 Kommunevis oversikt over tilgjengelig kapasitet i regionalnettet

Tabell 6. Fargekoder og beskrivelse av potensial for ny kraftproduksjon i regionalnettet

Antydte kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon 50 – 100 MW	
Antydte kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon noe, men mindre enn 50 MW	
Antydte kapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon 0 MW	
Ikke potensial for ny kraftproduksjon	
Usikker, eventuell kapasitet må avklares av Statnett	

**Tabell 7. Kommunevis tilgjengelig kapasitet i regionalnettet med hensyn på større kraftverk**

Kommune	Antydnet ledig kapasitet [MW]	Begrensning	Planlagt tiltak
Frøya	0	Kabelen i Frøyatunnelen er fullt utnyttet.	Konsesjonssøknad for ny kabel i tunnelen blir levert inn i løpet av 2022.
Hitra	0	Transformeringskapasitet i Snilldal 420/132.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Tidligere Snillfjord nå del av Hitra/Heim/Orkland	0	Transformeringskapasitet i Snilldal 420/132 + Jøsnøya-Snillfjord.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Heim (tidligere Hemne)	0	Transformeringskapasitet i Snilldal 420/132.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Orkland (tidligere Agdenes)	0	Transformeringskapasitet i Snilldal 420/132.	En 420/132kV transformator til i Snilldal.
Orkland Blåsmo Statnett 132kV	0	Transformeringskapasitet 300/132 kV.	Mulig 420kV i Orkdal vil kunne gi økt transformeringskapasitet i Orkdal
Orkland Blåsmo Statnett 66 kV	15	Transformeringskapasitet 300/132 kV.	
Orkland (tidligere Orkdal)	15	Evjen-Orkdal er høgt utnyttet.	
Orkland (tidligere Meldal)	0	Svorkmo-Orkdal er fullt utnyttet.	
Ørland	0	Transformatoren 420/132 i Snilldal er fullt utnyttet.	En transformator til i Snilldal.
Ørland (tidligere Bjugn)	0	Begrensa innmating på 66 kV inn mot Åfjord og på Åfjord – Namsos 420 kV.	132 kV Åfjord - Eide (2025). 420 kV Åfjord – Snilldal (2028)
Osen	0	Begrensa innmating på 66 kV inn mot Åfjord og på Åfjord – Namsos 420 kV.	420 kV Åfjord – Snilldal (2028)
Indre Fosen (tidligere Rissa)	0	Begrensa innmating på 66 kV inn mot Åfjord og på Åfjord – Namsos 420 kV.	420 kV Åfjord – Snilldal (2028). 132 kV Åfjord – Eide (2025)
Åfjord	0	Begrensa innmating på 66 kV inn mot Åfjord og på Åfjord – Namsos 420 kV.	420 kV Åfjord – Snilldal (2028). Trenger også tiltak i nettet under Åfjord transformatorstasjon.
Holtålen	0	Nea 420/132 er fullt utnyttet.	
Oppdal	0	Driva-Aura er fullt utnyttet.	
Røros			
Selbu	0	Hersjøen-Eidum er fullt utnyttet.	
Tydal	0	Nea 420/132 er fullt utnyttet.	Nytt industriforbruk vil gi plass til mer innmating.
Malvik	0	Hønstad-Strinda og Buås-Eidum er fullt utnyttet.	Dele opp i Hønstad-Buås.
Trondheim		Bynært, lite sannsynlig	
Trondheim (tidligere Klæbu)		Bynært, lite sannsynlig	
Melhus Gimse	80		
Melhus Lundamo	0	Produksjonslinja fra Lundesokna, Sokna-Sagberget og Brattset-Grana-Orkdal er fullt utnyttet.	
Midtre Gauldal	0	Sokna-Sagberget er fullt utnyttet.	
Rennebu	0	Brattset-Grana-Orkdal er fullt utnyttet.	
Skaun	10	10 MW Sagberget-Evjen	

## 7 Drivere og scenarier for nettutvikling

### 7.1 Drivere for utviklingen

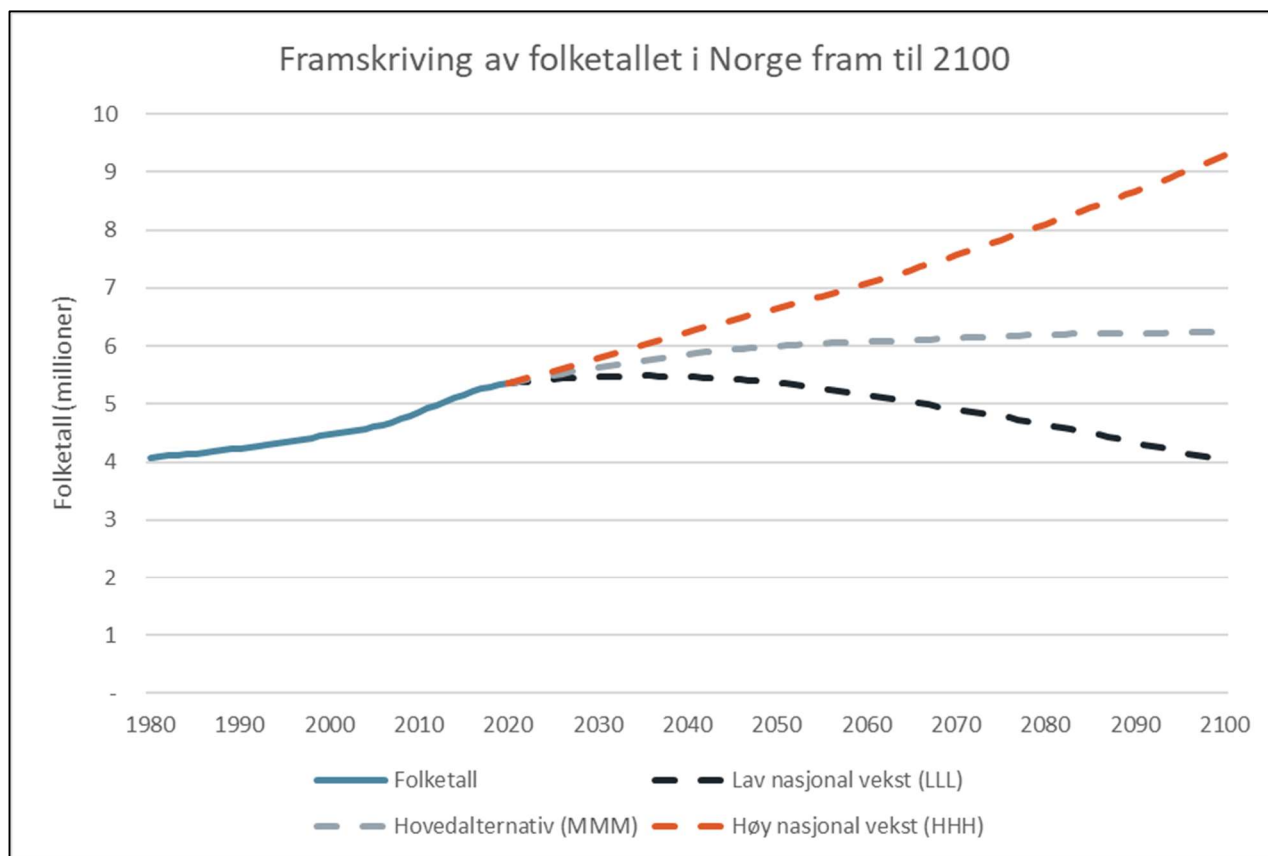
Generelt er det endringsrate for forbruk og/eller produksjon som legger føringer for utviklingen av nettet i Sør-Trøndelag i utredningsperioden. Disse endringene påvirkes på både makro- og mikronivå, med politiske føringer, økonomisk og teknologisk utvikling, klimaendringer og den enkelte forbrukers forbruksmønster, og evne og vilje til å endre dette.

De seneste årene har vindkraftutbyggingen på Fosen- og i Snillfjord-området vært den sterkeste driveren for nettutvikling i Sør-Trøndelag. I årene fremover vil forbruksvekst knyttet til elektrifisering av transportsektoren, næringsutvikling, samt fornyelsesbehov være viktige drivere for nettutviklingen i området.

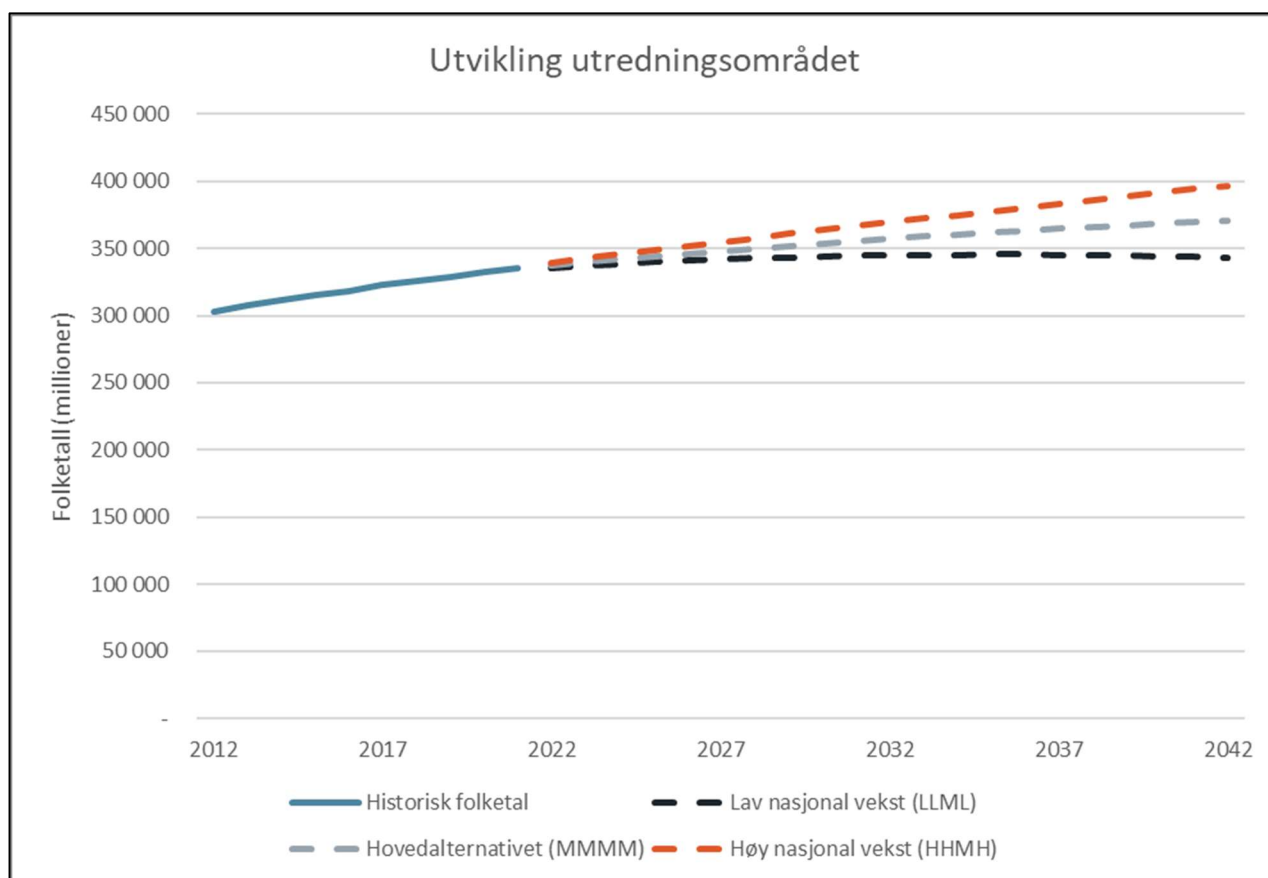
#### 7.1.1 Befolkningsendring

Statistisk sentralbyrå, SSB, legger tre ulike prognoser til grunn for nasjonal befolkningsendring. MMMM representerer middels nasjonal vekst, LLML representerer lav nasjonal vekst, mens HHMH representerer høy vekst (se Figur 11). Blant annet nettoinnvandring, fødselstall og forventet levealder ligger til grunn for prognosene. Det er flere årsaker til at veksten i hovedalternativet (MMMM) blir lavere enn i det siste tiåret. Innvandringen har gått tydelig ned og forventes å fortsette på et lavere nivå enn i tiårsperioden vi har lagt bak oss, særlig på grunn av lavere innvandring fra Øst-Europa. Også fruktbarheten har gått betydelig ned, og vi forventer at den vil holde seg lav i noen år før den øker noe. I tillegg vil de store kullene fra etterkrigstiden begynne å komme inn i de eldste aldersgruppene, noe som gjør at det forventes en tydelig økning i antall døde framover, til tross for økt levealder. Veksten i folketallet kommer først og fremst i sentrale strøk, mens mange distriktskommuner får nedgang i folketallet.

Figur 12 viser at folketallsutviklinga i Norge har et utfallsrom fra en nedgang på 137 % til en oppgang på 390 % fram mot 2100. Hovedalternativet legger opp til en økning på 86 %.

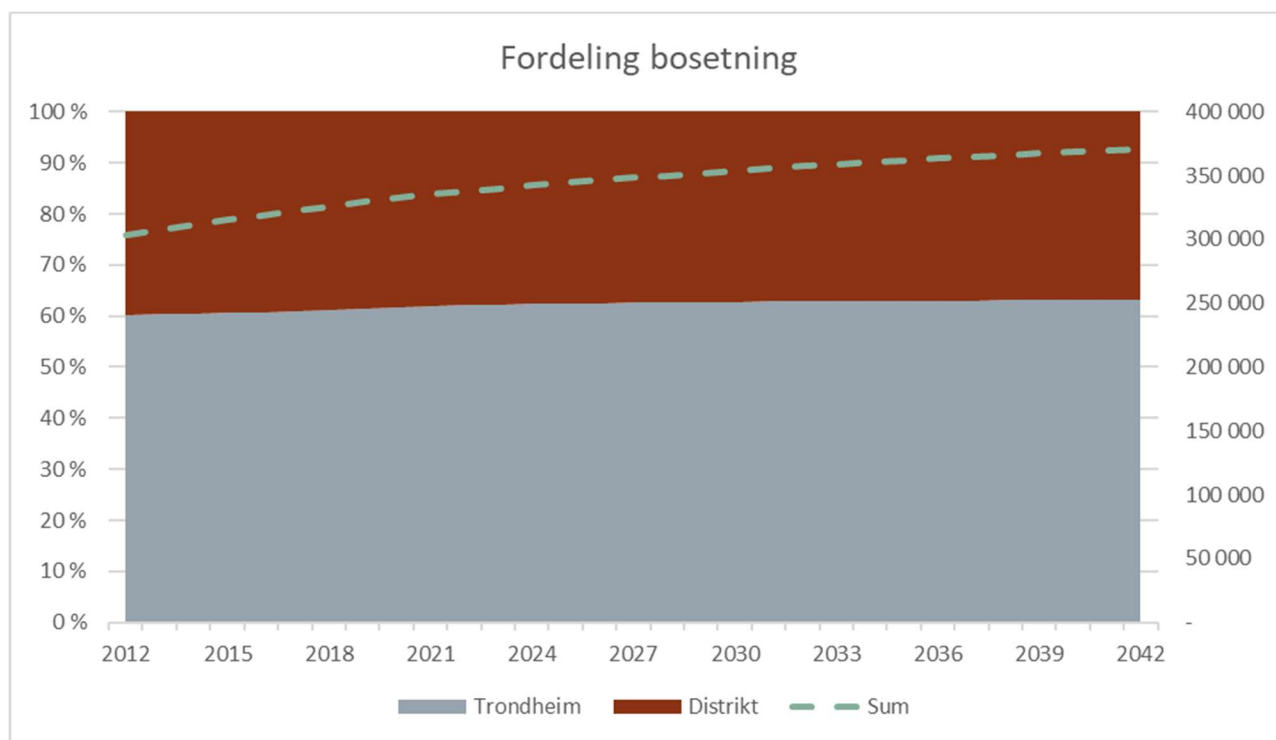


Figur 12. SSB sine prognoser for utvikling i folketall i Norge.



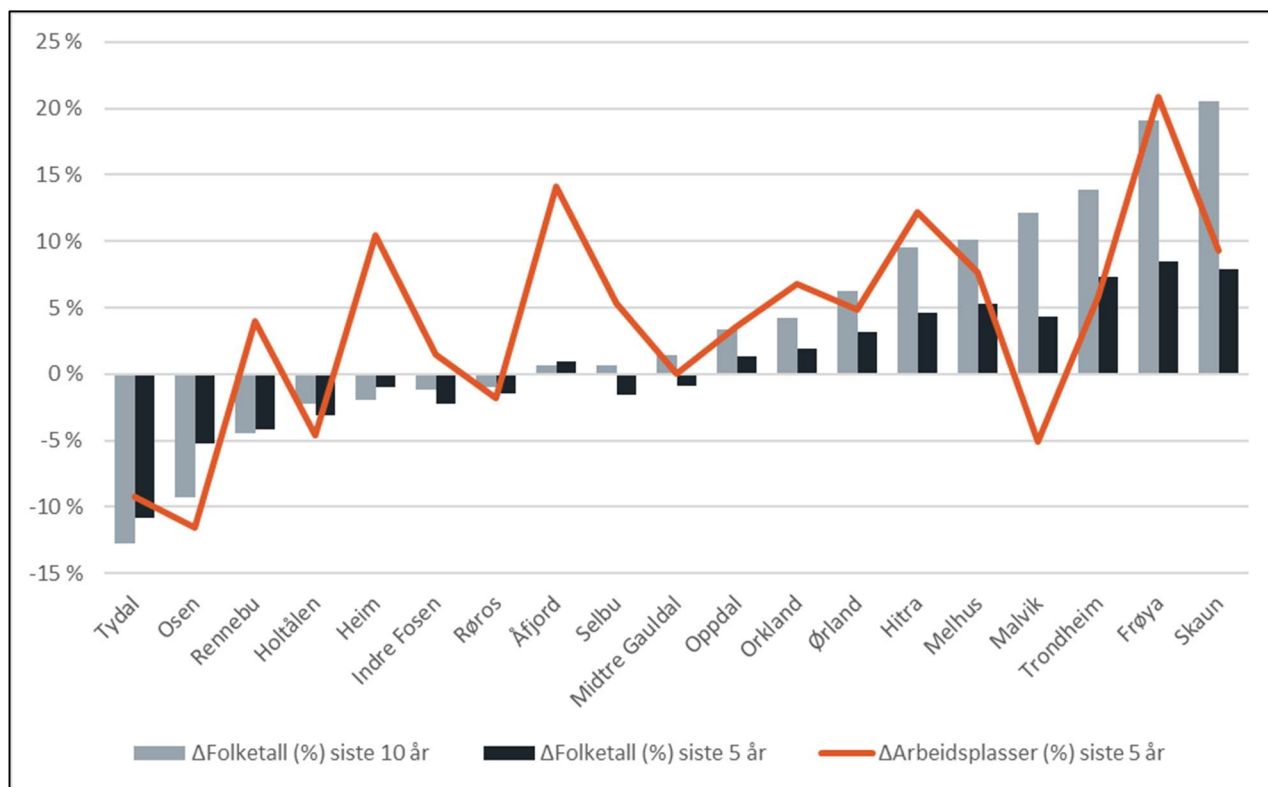
Figur 13. Utvikling i folketall i utredningsområdet for 2012-42.

Trondheim kommune passerte 200 000 innbyggere i 2019. Det totale innbyggertallet i utredningsområdet i 2021 var på 335 000. 62 % av disse bor i Trondheim, mens 38 % bor i ytre strøk. MMMM tilsier at andelen innbyggere i Trondheim vil ha ei svak stigning mot 63%, mens det totale folketallet vil nærme seg 370 000 innbyggere (ref. Figur 14).



Figur 14. Fordeling i folketall Trondheim-Ytre, samt forventa utvikling i folketall.

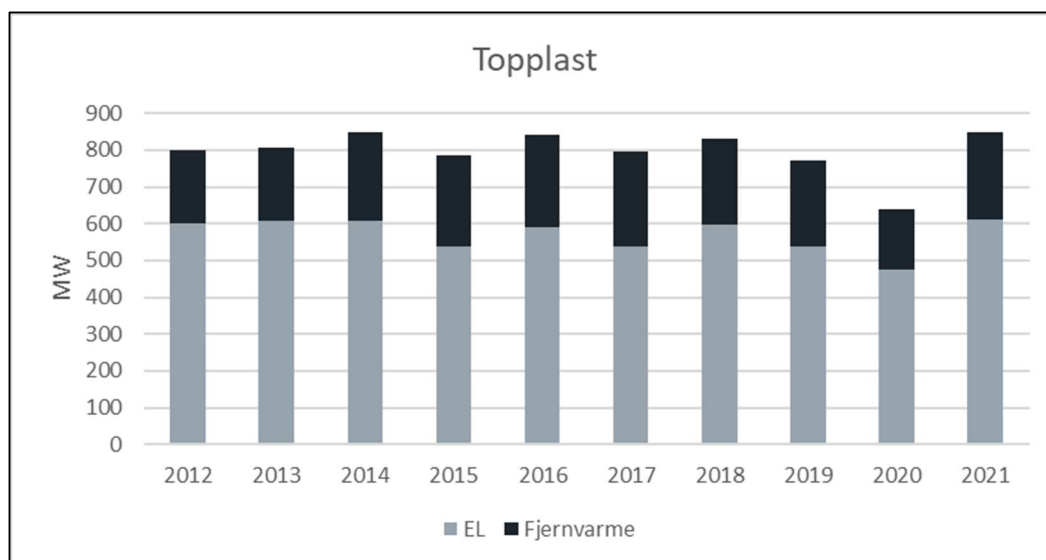
I Figur 15 ser vi at kommuner med pendleravstand til Trondheim har hatt økning i folketallet de siste 10 årene, mens utkantkommuner har nedgang. Unntaket er Hitra og Frøya som har sterk vekst i antall arbeidsplasser primært knytta til fiskeindustrien. Figur 15 viser videre, sammenhengen mellom endring i antall innbyggere og i antall arbeidsplasser. Figuren viser at for kommuner med pendleravstand til store jobbmarked henger ikke endringa i folketall sammen med endring i antall arbeidsplasser, da arbeidsplassene er lokalisert i andre kommuner.



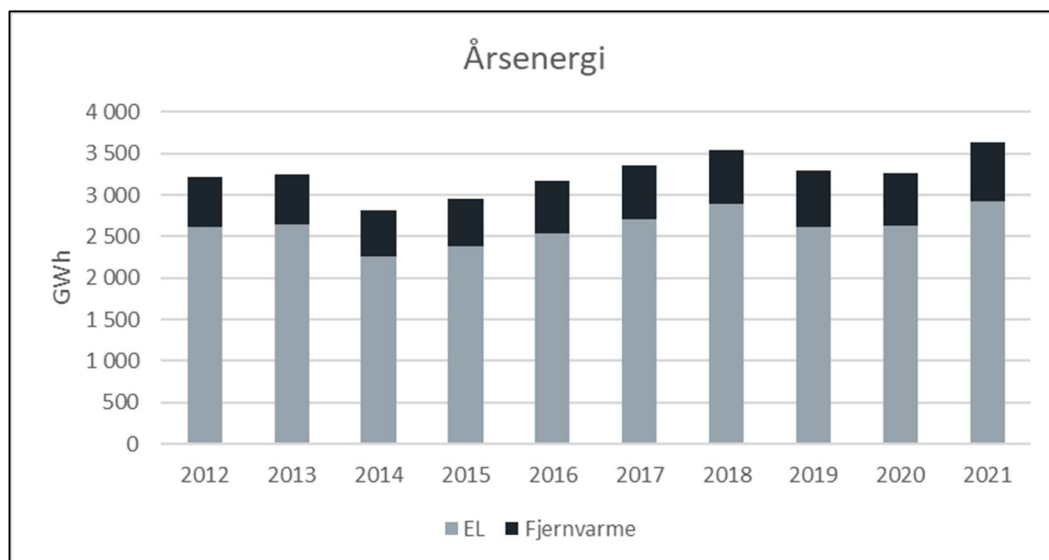
Figur 15. Kommunevis endring i befolkning for 2012-21 og 2016-21, samt endring i antall arbeidsplasser for 2016-21.

### 7.1.2 Fjernvarme

Det er i hovedsak fjernvarme som i dag fremstår som et reelt alternativ til oppvarming med elektrisitet. Fjernvarmenettet har i mange år avlastet effektøkning i strømmettet i Trondheim. Figur 16 og Figur 17 viser total effekt- og energibruk i Trondheim de siste årene.

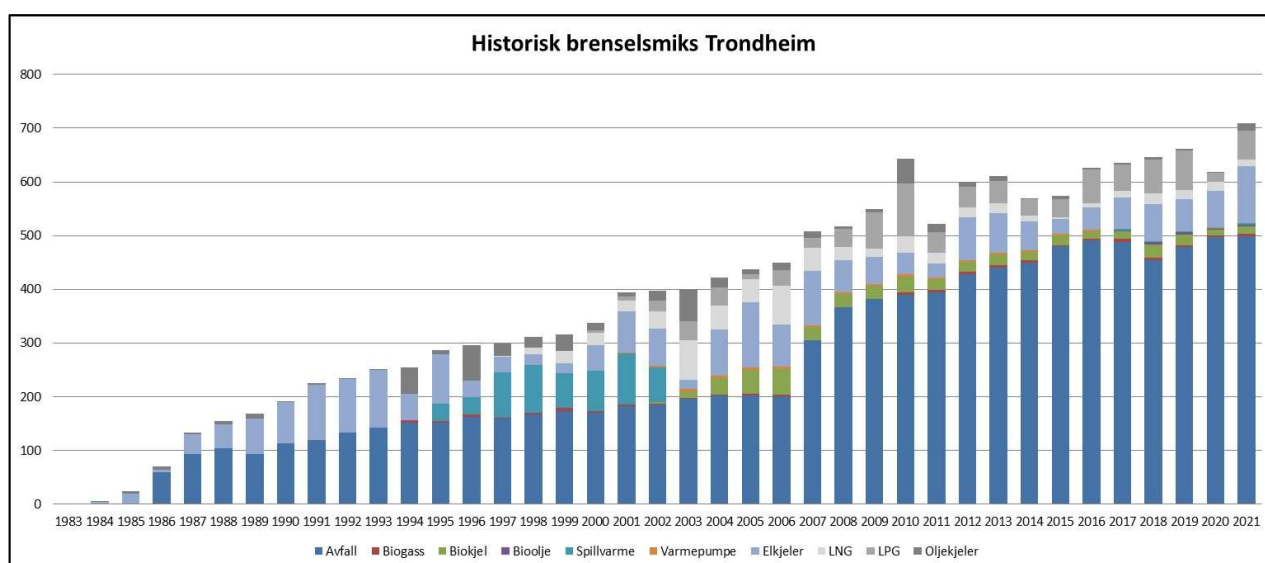


Figur 16. Effektbruk i Trondheim, referert topplasttiden region midt [MW]



Figur 17. Årlig energiforbruk i Trondheim [GWh]

Figur 18 viser utviklingen i Statkraft varme sin fjernvarmeproduksjon helt fra 1983-2021. Det benyttes flere ulike energikilder, med spillvarme fra avfallsbrenning, LPG og elektrisitet fremstår som de mest brukte. Utfasing av fossil olje har pågått over lengre tid i Statkraft varme sitt fjernvarmesystem. Mye av den fossile oljen ble for en tid siden erstattet med fossil gass (LNG og LPG) med lavere CO<sub>2</sub>-utslipp. Nå pågår utfasing av fossil gass (og siste rest av fossil olje) til bioolje, biogass og andre fornybare energikilder som mellomlast og topplast.



Figur 18. Produksjon av fjernvarme i Trondheim, fordelt på ulike brensel [GWh/år]

Det er så langt relativt få fjernvarmeanlegg etablert i fylket. Anlegg er i drift i kommunene Trondheim, Malvik, Orkland, Ørland, Indre Fosen, Røros, Heim og Rennebu. For anlegg som tidligere har vært under planlegging, synes imidlertid framdriften å ha stoppet opp (Hitra, Melhus, Malvik og Skaun). Det antas at fjernvarmen i første rekke vil erstatte eksisterende elkjeler fyrt med olje/uprioritert elektrisitet. De planlagte mindre fjernvarmeanleggene får dermed liten innvirkning på forbruket av prioritert kraft.

Fjernvarmen i Trondheim utgjør en betydelig andel av det stasjonære energiforbruket i Trondheim – ca. 19 %. Konesjonær Statkraft Varme baserer forsyningen på spillvarme fra avfallsforbrenning, bioenergi,



biogass og varmepumpe, supplert med olje-, gass- eller elektrokjeler i kuldeperioder. Hovedressursen er spillvarme fra avfallsforbrenning.

I fjernvarmesystemet i Trondheim er det 12 varmesentraler (323 MW) og 4 kjølesentraler (15.8 MW). Samlet installert kapasitet i Trondheim justert for N-1 er på om lag 270 MW. Det er i tillegg bygd en akkumulatortank ved Heimdal varmesentral, på 5500 m<sup>3</sup> og 200 MWh varmereserve (en effekt på 20 MW i 10 timer).

Statkraft Varme solgte i 2016 fjernvarmeanleggene i tidligere Klæbu kommune til Klæbu Bioenergi AS. Anleggene som ble solgt ut hadde en installert kapasitet på ca. 7 MW, tilsvarende ca. 6 GWh årsproduksjon. De er fra 2017 ikke inkludert i tallgrunnlaget for Figur 16 og Figur 17.

Statkraft Varme gjorde en vurdering i 2021 hvor de så på muligheten for å installere en varmepumpe som kan ta energi fra sjøvann og levere inn på fjernvarmenettet i Trondheim. De så på flere lokasjoner i Trondheim, i nærheten av sjøen og en eksisterende fjernvarmeledning med tilstrekkelig stor dimensjon. Estimert behov for prioritert effekt til en slik varmepumpe ble anslått til 15 MW. I dialogen mellom Tensio og Statkraft Varme ang. dette, ble det skissert mulig realisering av prosjektet innenfor en tidshorisont på 10 år.

Utover fjernvarme i Trondheim, bør følgende nevnes i tilknytning til alternativ energiproduksjon:

- Røros: RenRøros har per i dag 6 varmesentraler som til sammen produserer ca. 17 GWh fjernvarme basert på en kombinasjon av trepellets, strøm og olje. Av disse er en plassert i Os kommune mens resterende 5 er plassert i Røros sentrum. Installert kapasitet er på totalt 6 MW.
- Orkland: Utbygging av et kommersielt fjernvarmeanlegg i Orkland ble påbegynt våren 2007, og i august 2008 startet varmeleveransene fra dette anlegget. Fra og med februar 2009 forsynes fjernvarmeanlegget med varmtvann fra produksjonsprosessen hos Elkem Thamshavn. Som reserveløsning benyttes en 6 MW gass-kjel (LPG). Fjernvarmetraseen til Orkland Fjernvarme er i dag 9,5 km. I 2012 ble det levert 9,3 GWh fjernvarme til kunder i Orkdal, basert på 12,7 GWh spillvarme og 0,5 GWh LPG. Fjernvarme er levert fra mai 2008 basert på trepellets og gass fram til februar 2009 for deretter å hente energien fra spillvarme fra Elkem Thamshavn. I 2020 utvides fjernvarmenettet med rør til Furumoen på vestsida av Orkla der blant annet Norsk kylling har etablert en stor fabrikk. Gjennom denne utbyggingen vil energileveransen fordobles til ca. 24 GWh pr år.
- I Selbu er det ingen konkrete planer for etablering av fjernvarmeanlegg, men det er idriftsatt flere nærvvarmeanlegg.

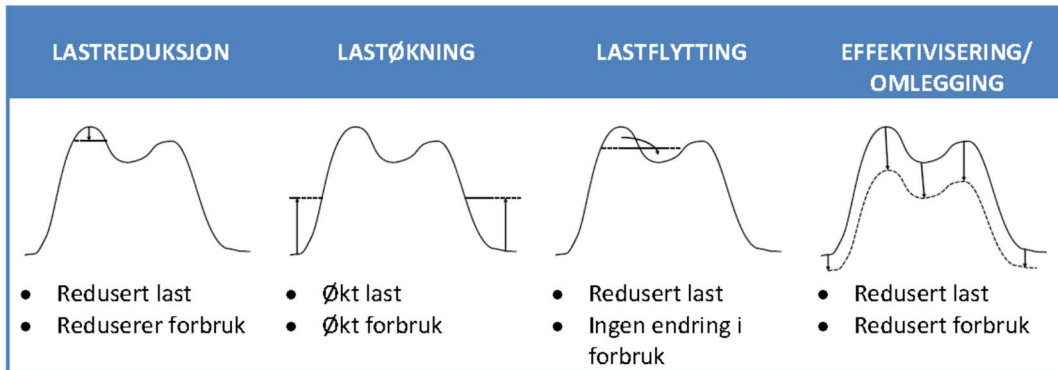
### **7.1.3 Forbrukerfleksibilitet**

NVE har definert forbrukerfleksibilitet som «forbrukerens evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt». Forbrukerfleksibilitet blir påvirket av ulike forhold, eksempelvis miljøbevissthet, politiske insentiver, økonomi og teknologi. «Smart grid» er visjonen for hvordan et betydelig automatisert samspill mellom produksjon, forbruk, energilagring og feilhåndtering vil kunne foregå i fremtiden.

Kraftbalansen påvirkes stadig mer av begrenset overføringskapasitet og produksjonskapasitet, samtidig som ny produksjon som bygges ut i stor grad er uregulerbar. Dersom forbrukeren tilpasser sitt forbruk til når på døgnet det er mest effekt tilgjengelig, vil dette kunne bidra til å jevne ut effekttoppene i forbruket,

og utsette behov for investering i økt overføringskapasitet. Potensialet for slik «forbruksflytting» er å redusere effekttoppene med 5-10 % [12].

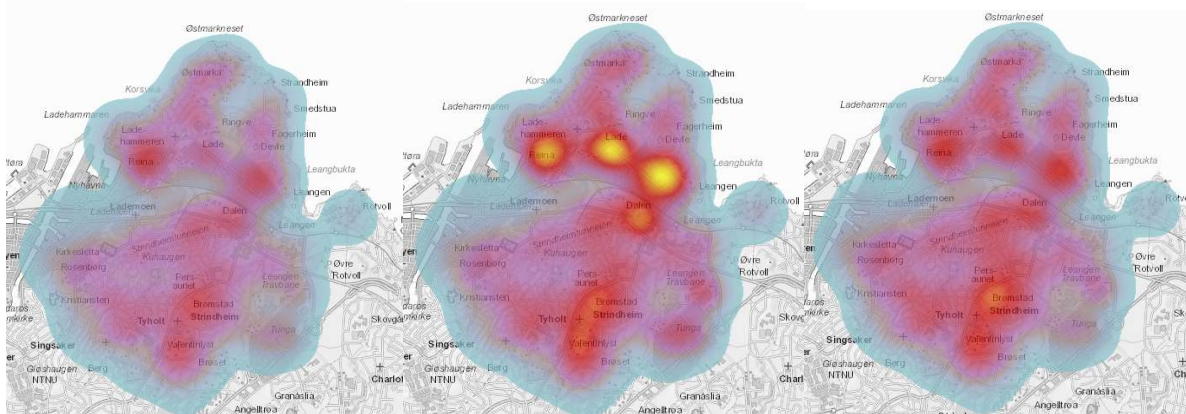
I Energi Norges diskusjonsnotat «Fleksibilitet – Fremtidig organisering av monopol og marked» fra 2016 [13], presenteres blant annet ulike strategier for å utnytte forbrukerfleksibilitet; direkte lastreduksjon, lastøkning for å utnytte lavlastperiodene, lastflytting, og omlegging eller effektivisering, se Figur 19.



Figur 19. Ulike strategier for å utnytte forbrukerfleksibilitet

Insentiver for slik utjevning ligger i dag i hovedsak på endret strømpris; prisen stiger når kapasiteten er knapp. AMS (Smarte målere) vil være en tilrettelegger for en mer dynamisk fleksibilitet. AMS er nå installert hos de fleste kunder. Dette legger til rette for mer automatisert forbrukertilpasning, der forbrukeren selv kan overvåke eget forbruk og justere det i sanntid, basert på dynamiske prissignaler fra markedet. Fra juni 2022 er fastleddet i nettleien byttet ut med et kapasitetsledd. Dette kapasitetsleddet blir bestemt ut fra det høyeste forbruket i hver måned. Med dette håper NVE og nettselskapene å gi forbrukerne insentiver til å jevne ut forbruket sitt.

I Tensio TS har man forsøkt en visuell tilnærming til AMS-data, se Figur 20, for å kunne følge lasttyngdepunktene og se hvordan de endrer og flytter seg geografisk over døgnet. Man ser for seg at slike verktøy kan være med og bidra til å øke forståelsen for behovet for lokal fleksibilitet.



Figur 20. Eksempel på bruk av AMS- data for å følge lasttyngdepunktene gjennom døgnet (Bilder:Tensio)

Alternative energibærere vil redusere belastningen på strømmettet. I Trondheim avlaster fjernvarmetilbudet strømmettet betydelig. I Norge har det tradisjonelt vært en betydelig andel elektrisk oppvarming, og man kan tenke seg at potensialet for å dekke oppvarming av rom og vann via alternative energikilder er betydelig. Denne utviklingen går sakte, men sikkert, og påvirker forbruksmønster på lengre

sikt. Tiltak som vedfyring eller styring av termisk trege laster (oppvarming av rom og varmtvann) kan påvirke effekttoppene positivt også på kort sikt. I Trondheim er det flere elkjeler i fjernvarmenettet, som kan kobles ut ved høy last. Dette bidrar til å øke brukstida på nettet, uten å spise av topplastkapasiteten.

Batteriløsninger for energilagring har kommet sterkt på banen de senere år, og kommersialiseres i alle tenkelige størrelser og varianter. Man får batteriløsninger for husholdninger, og større enheter for distribusjonsnett- støtte for både energidekning over tid og effektdekning i kortere perioder. I Australia har en blackout fått myndighetene til å tenke et godt stykke ut av boksen, og de har installert et gigantbatteri med effekt på 100 MW og lagringskapasitet på 129 MWh<sup>1</sup> for å bidra til nettstabilisering. Det er all grunn til å regne med batteriløsninger i ulike størrelser som en naturlig del av det fremtidige energisystemet.

I Sør- Trøndelag er det stort potensial for ny fornybar vindkraft og vannkraft, og dersom dette potensialet skal utnyttes, må det bygges ledninger for å ivareta kraft i transitt. Det vil ikke være tilstrekkelig å basere seg på forbrukerfleksibilitet for å avhjelpe utfordringene i Midt-Norge, men det kan være et nyttig verktøy for å påvirke timingen for investering og fornyelse.

Prisene på produksjonsutstyr som solcelleanlegg faller stadig, og det satses friskt for å etablere solkraft flere steder i fylket. Teknologi for å implementere solceller i takstein og vinduer, samt med solfangere og varmepumper, er med på å drive prosessen fremover.

#### **7.1.4 Alternativ til nett**

##### *1.1.1.1. Mikronett*

Det foregår flere initiativ i Trøndelag som ser på alternativer til den tradisjonelle nettstrukturen.

Flere forskningsprosjekt pågår i området; REMOTE var et EU-prosjekt som testet ut et mikronett frakoblet det ordinære nettet der hydrogen ble brukt som energilager. Prosjektet ble kjørt i 2021 og er nå avsluttet. EU-prosjektet finansierte hydrogendelen av mikronettet. Enova støttet prosjektet Pilot E Mikronett som finansierte infrastruktur og fornybar energiproduksjon i dette mikronettet ute på Rye på Byneset. Prosjektet med solceller, en asynkron vindturbin og energilager i form av hydrogen og også et batteri er unikt så vidt vi vet. Batteriet sørget for å holde rett spenning og frekvens og det lyktes å bevise at dette var mulig. Det ble kjørt ett år off-grid. Opprinnelig skulle dette prosjektet kjøres ute på Froan der Tensio har en utfordring med et kommende skifte av en dyr skjøkabel, men det lot seg ikke å etablere fornybar energiproduksjon tidsnok for tidsrammene til prosjektene. Derimot er det ervervet kunnskap til å komme opp med et tilbud til Froan og andre steder der dette energisystemet kan være fordelaktig.

Positive CityxChange er et EU-prosjekt der målet er at Trondheim sammen med Limerick i Irland skal bli foregangsbyer innen smarte, fremtidsrettede og bærekraftige løsninger. I løpet av de 5 årene prosjektet skal pågå skal det gjennomføres tre konkrete demonstrasjonsprosjekt i Trondheim hvor fornybare energiløsninger er hovedtemaet. Et av målene med +CityxChange-prosjektet er å utvikle lokale energi- og fleksibilitetsmarkeder som kan utfylle og bidra til å muliggjøre Positive Energy Blocks. Dette skal blant annet muliggjøres gjennom å etablere et lokalt energimarked og et lokalt fleksibilitetsmarked. Et lokalt fleksibilitetsmarked betyr i denne sammenheng å kjøpe fleksibilitet ved å betale en annen part for å endre produksjon eller -forbruksmønster sitt, enten i tid eller mellom energibærere (f.eks. mellom gass og elektrisitet). «Energy communities» er et satsingsområde i EU, og de lokale energisamfunnene som

---

<sup>1</sup> [https://www.tu.no/artikler/teslas-gigabatteri-har-kuttet-90-prosent-av-strombrudd-kostnadene/437408?utm\\_source=tu.no&utm\\_medium=feed&utm\\_campaign=feed\\_most\\_read](https://www.tu.no/artikler/teslas-gigabatteri-har-kuttet-90-prosent-av-strombrudd-kostnadene/437408?utm_source=tu.no&utm_medium=feed&utm_campaign=feed_most_read) (Teknisk Ukeblad)

etableres i Trondheim i dette prosjektet vil være med å gi norske miljøer viktig læring. Prosjektet forventes å være ferdig ved utgangen av 2023.

Utfordringer med å etablere mikrogrid og selvforsynte områder «utenfor allfarvei», er noe knyttet til teknologi, men kan også bli krevende knyttet til naturinngrep i ofte vernede områder.

#### 7.1.4.1 Norsk Kylling

Norsk Kylling tar mål av seg til å bygge «verdens mest energismarte produksjonsanlegg» på Furumoen industriområde ved Gjølme. Her har de etablert store energilager og en hel del løsninger for å optimalisere produksjonen sin i forhold til forbruk av energi og effekt.

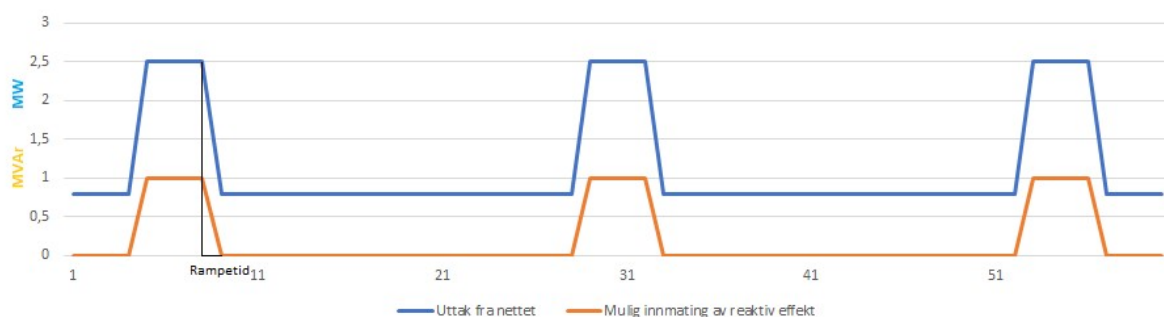
De ser for seg å kunne spare 10-20 % av effektbehovet sitt i topplast, og potensialet for energisparing er enda høyere.

#### 7.1.4.2 Flakk- Rørvik- ferge- problematikk

Fylkeskommunen i Sør- Trøndelag ba opprinnelig om 4,5-5 MW for direktelading av fergesambandet Flakk – Rørvik i 2019. Beregninger viste at en slik effekttopp kombinert med hyppige fergeavganger, ville føre til spenningsdipp flere ganger i timen i nettet på Fosen, og dermed brudd på FoL.

Alternative løsninger ble vurdert, og endelig løsning ble direktelading fra nettet i kombinasjon med batteriløsning på land: Batteriene på land lader 0,8 MW kontinuerlig, og effekten rampes gradvis opp med 1,7 MW til 2,5 MW når ferga legger til kai. Slik vil fergene få tilstrekkelig mye kraft, uten at spenningen blir skadelidende.

Batteriløsningen kan ved hjelp av kraftelektronikk levere reaktiv effekt til nettet som spenningsstøtte ved behov. Figur 21 viser prinsippet for 1 times ladesyklus for ferga.



Figur 21. 1 times ladesyklus for fergen Flakk- Rørvik

#### 7.1.5 Økonomi

Norge har vært gjennom en pandemi hvor arbeidsledigheta har vært høy og renta lav. Som følge av krig og lite nedbør har energiprisene (strøm og fossilt drivstoff) skutt i været. Innad i Norge har det vært svært polariserte strømpriser mellom nord og sør, som følge av overføringsbegrensinger. Dette vil i noe grad tiltrekke seg nye industrietableringer.

Det grønne skiftet vil føre til at forbruket vil øke kraftig. For å stå imot må kraftbransjen investere stort i ny kraftproduksjon og økt overføringskapasitet.

### **7.1.6 Politikk og rammebetingelser**

Forskning og utvikling er et tverrpolitisk satsningsområde med bred oppslutning. Utvikling og elektrifisering av Trondheim Havn, elektrifisering av transportsektoren og samling av campus på NTNU ved Gløshaugen vil kunne legge føringer for nettutviklingen i Trondheim.

Det satses betydelig på Fosen med Hovedflystasjon. Politisk vilje til elektrifisering av oljenæringen og forsyning av oppdrettsnæringen med landstrøm vil være viktige drivere i området.

Det er stort politisk fokus på elektrifisering av transportsektoren. Disse forholdene vil øke effektbehovet, og kan gi kapasitetsutfordringer i kraftsystemet.

Byggteknisk forskrift [14] krever passivhus-standard for nye bygg, men legger til rette for å benytte kun elektrisk oppvarming i bygg under 1000 m<sup>2</sup>. Bygg over 1000 m<sup>2</sup> må bygges med vannbåren varme, og tilrettelegges for å bruke andre energiløsninger enn elektrisitet. Det er forbud mot å legge til rette for fossil energibruk i nye bygg. Dette kan bli en viktig driver for økt effektbehov i nettet, og også økte krav om leveringssikkerhet.

### **7.1.7 Klimakur 2030**

Miljødirektoratet, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Enova har i Klimakur 2030 [15] analysert potensialet for å redusere ikke-kvotepliktige utslipp av klimagasser, og tiltak som øker opptaket og reduserer utslipp fra skog og annen arealbruk. Det er utredet ulike tiltak og virkemidler som kan gi minst 50 prosent reduksjon i ikke-kvotepliktige utslipp i 2030 sammenlignet med 2005. Samlet gir elektriferingstiltak en utslippsreduksjon på om lag 13.6 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i perioden 2021-2030. Dette tilsvarer 34 prosent av det totale potensialet som er utredet. Tiltakene omfatter elektrifisering av personbiler, varebiler, tunge kjøretøy, anleggsmaskiner, hel og delelektrifisering av fartøy, landstrøm til sokkelen og konvertering til elektrisitet i industrien. Samlet vil tiltakene i Klimakur 2030 kunne øke strømforbruket i Norge og vil kreve økt nettutbygging.

Basert på elektrifiseringstiltakene fra «Klimakur 2030» har NVE utarbeidet anslag på effektforbruk som en følge av elektrifiseringen til RKSU2020. Det er disse effektforbrukstillene som legges til grunn også i årets RKSU, bare noe justert basert på nettselskapenes tilbakemeldinger.

### **7.1.8 Datasentre**

Effektbehov til datasenter vil være avhengig av type datasenter, der datasenter av type Hyperscale (HSDC) vil ha et større effektbehov > 100 MW, mens Colocation datasenter vil ha behov for effekter i størrelsesorden 10-20 MW.

Innenfor utredningsområdet er det konkrete planer om datasenter i Nea. Ellers har det vært noen henvendelser med spørsmål om mulige lokaliseringer for eventuelle datasentre.

### **7.1.9 Elektrifisering av norsk sokkel**

For å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene fra petroleumssektoren er det aktuelt å forsyne installasjonene med elektrisitet fra land. Økt elektrisitetsforbruk innen petroleumsvirksomheten vil dermed få konsekvenser for kraftsystemet på land, ikke minst for planområde Sør-Trøndelag. Norskehavet omfatter blant annet feltene Draugen, Heidrun, Njord, Åsgard og Kristin. Tensio TS har mottatt henvendelser fra OKEA og Equinor angående mulig landstrøm til deres installasjoner i området utenfor Sør-Trøndelag.

#### **7.1.10 Tilgjengelig kapasitet for tilknytning av stort forbruk**

Nytt større forbruk (>100 MW) bør lokaliseres i nærhet av eksisterende transmisjonsnettspunkt der det er god tilgang på kraft og redundans i nettet. Per i dag er det godt tilrettelagt for tilknytning av større forbruk i transmisjonsnettstasjonene Nea og Orkdal. Klæbu er også aktuell, men krever sannsynligvis mer tiltak i transmisjonsnettstasjon sammenlignet med punkter der det er innmating av mye produksjon. Åfjord og Hofstad blir gode punkter når nye Åfjord-Snilldal er på plass rundt 2028.

#### **7.1.11 Klimapåvirkning**

Klimapåvirkning vil kunne gi økt hyppighet av sterk vind, og også sterk vind på andre tider av året enn vi er vant til. I tillegg kan nye nedbørsmønstre gi hyppigere flom og større variasjon i produksjonsmønstre for vannkraft. I tillegg vil en kunne oppleve snølast på linjer som tidligere har vært uproblematisk. Tensio TS benytter meteorolog for å beregne klimasoner for hvert enkelt utbyggingsprosjekt, og informasjonen benyttes til teknisk dimensjonering.

#### **7.1.12 AMS og forbrukerfleksibilitet**

Dersom forholdene ligger til rette med riktige tariffer og holdninger hos forbrukerne, kan AMS på sikt få betydning for utjevning av effekttoppene i distribusjonsnettet. Man antar imidlertid at denne betydningen vil være liten til å begynne med, men kan nok være med på å redusere fremtidig vekst.

AMS vil legge til rette for ny fornybar kraft og mer distribuert produksjon i form av småskala sol- og vindkraft. Det snakkes også varmt om kombinasjonsløsninger mellom batterier, hydrogen og tradisjonell distribusjon av strøm. Pris og teknologi er i stadig utvikling.

Vi har foreløpig ikke nok erfaringstall til å si noe om hvordan innføringen av AMS vil påvirke effektforbruket. Se ellers kapittel 7.1.3, om Forbrukerfleksibilitet.

I regionalnettet forventes større forbrukere å bidra med store effektreserver i akutte situasjoner, også i fremtiden. Statkraft Varme som er eier av fjernvarmenettet i Trondheim har som strategi at på sikt skal deres el-kjeler ligge på uprioritert forsyning. Dette kan bidra med å skyve behovet for nettførsterkninger ut i tid.

#### **7.1.13 Rehabilitering, omstrukturering og fornyelse**

Det er fokus på å finne alternative forsyningsveier for å skape bedre leveringssikkerhet, både som reserve i underliggende nett og i regionalnettet. Nye trasevalg vil også være naturlig for enkelte rehabiliteringsprosjekter, og noen steder vil det være behov for å se på helt nye løsninger for å dekke fremtidige behov. Veibygging er også driver for omlegging og økt effektbehov i flere områder.

Det vil bli stadig mer aktuelt å se på reinvestering og omstrukturering av nettet også som følge av nettets tilstand. Noen steder har komponentene nådd sin tekniske levealder, og kostnadene ved å vedlikeholde og oppgradere vil på sikt overstige kostnader ved reinvestering. I slike sammenhenger vil det være naturlig å se på alternative og fremtidsrettede løsninger.

Ved bygging av nytt regional- eller transmisjonsnett vurderes muligheten for å sanere deler av eksisterende regionalnett.

#### **7.1.14 Klimapåvirkning**

Klimaendringene kan gi mildere vintre, med økt fare for flom, skred og sterk vind. Fylket har kraftproduksjon fra både vann og vind, og produksjonsmønstrene kan bli påvirket. Vindkraftverkene må stenge i sterk vind,

men kan få høyere brukstid. Det kan tenkes at småkraften vil bidra noe også i vintermånedene. I andre enden av skalaen ser en lengre perioder med tørke, slik at kraftsituasjonen kan bli anstrengt.

#### 7.1.15 Kvikkleire

Forekomst av kvikkleire kan gi insentiv til alternative løsninger og alternative traseer enn det man ellers ville valgt.

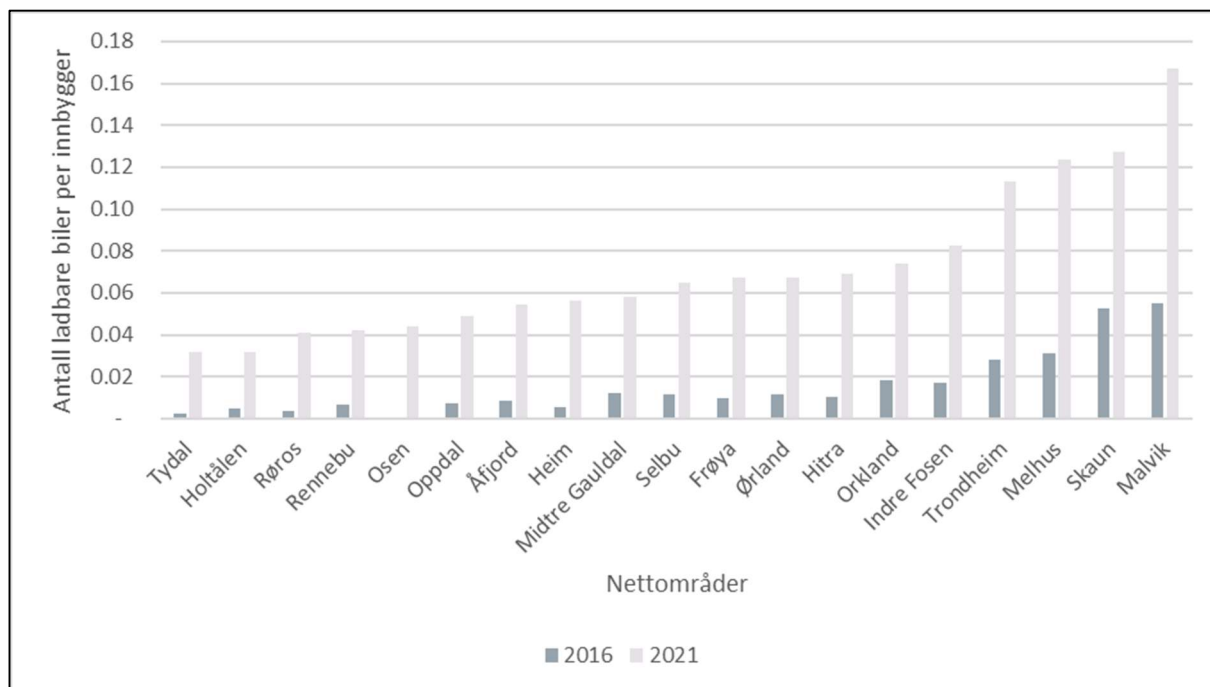
#### 7.1.16 Usikkerhet i scenariene

Scenariobetraktning og prognosering er alltid beheftet med usikkerhet, men kan synliggjøre et mulig utfallsrom. Politisk klima skifter, økonomiske forutsetninger er i endring, klimaendringer påvirker oss på områder vi har lite erfaring med å forutse. Tredjepartsprosjekter har ofte kort ledetid, som gjør planleggingen krevende. Det dukker opp nytt elektrisk utstyr og nye produksjonsmetoder som vil gi utfordringer og muligheter på hver sin måte. Noe av fleksibiliteten man ser for seg i fremtiden handler om å påvirke menneskelig adferd, noe handler om teknologi vi ennå ikke vet om. Usikkerheten i utviklingen er stor, og knyttet til både i hvilken grad antagelsene man gjør inntreffer, og eventuelt når.

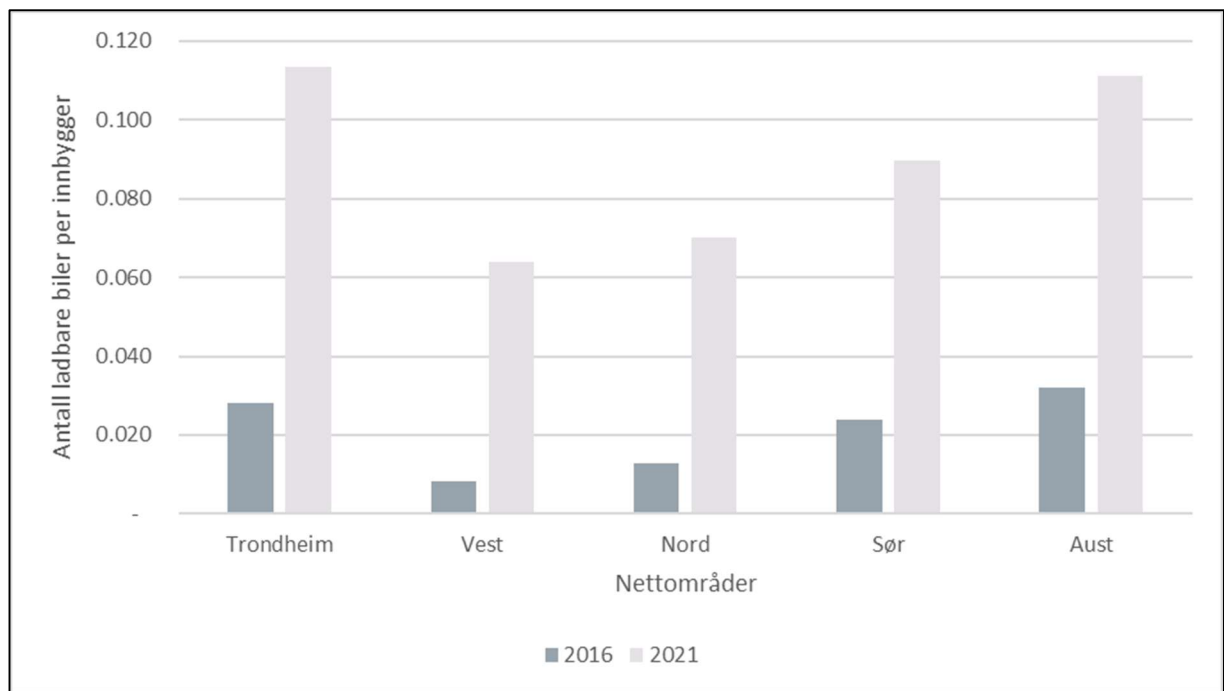
## 7.2 Elektrifisering av transport og mulig hydrogenproduksjon

### 7.2.1 Elbiler og elektriske busser

I 2021 var antallet elbiler 460 000 i Norge. Antallet stiger med 30-40% per år. Sør-Trøndelag hadde 18 500 elbiler i 2021. Som vist i Figur 22 er det flest ladbare biler i bynære strøk. 70 % av elbilene er lokalisert i Trondheim, mens 20% av elbilene har adresse i kommunene Melhus, Skaun, Malvik og Orkland, som har pendleravstand til Trondheim.



Figur 22. Kommunevis oversikt over antall ladbare personbiler per innbygger for 2016 og 2021. [16]



Figur 23. Antall ladbare personbiler fordelt på nettområder for 2016 og 2021.

NVE har, som for to år siden, satt sammen effekttall for elektrifisering av transport. Tallene er basert på elektrifiseringstiltak fra «Klimakur 2030», men er noe justert. Tallene er innarbeidet i Tensios scenario BASIS, og HØY.

Effektforbruk grunnet generell lading av elbiler og el-varebiler er basert på tallene fra NVE fordelt skjønsmessig på regionalnettstasjoner i aktuell kommune. Lastebiler fordeles på utvalgte transformatorstasjoner som typisk forsyner industriområder. For Trondheim benyttes 10 kW/lastebil, mens for resterende kommuner benyttes 50 kW/lastebil.

Tall for hurtigladdere, for personbiler og varebiler, oppgitt fra NVE er ikke inkludert i prognosetallene i denne utredningen. Det som inkluderes er faktiske tilknytningssaker for hurtigladdestasjoner i området. Ved å ta med både energibehov for bil/busser/lastebilpark så mener Tensio Ts at det vil bli dobbelttelling dersom vi også skal legge inn hurtigladdere i stor utstrekning. Totalt energibehov i forbindelse med ladebehov i området vil ikke påvirkes av om lading skjer hjemme eller på ladestasjon.

Effekttallene for elbusser som ble satt opp i «Klimakur 2030», for to år siden, har NVE fått tilbakemelding på at kan stemme godt. Det er derfor de samme tallene som blir benyttet i årets utredning. I høy-scenariot er antakelsen at ca. 100% av dagens busser i byrute er elektrifisert i 2032, og at en del av disse lades både på dagen og på depot. I Trondheim er det 330 bybusser, ved å anta 70 kW pr. buss blir det en økning i maksimaleffekt i regionalnettet på 23 MW. I basis-scenariot er det tatt høyde for at 50% av dagens busser er elektrifisert i 2032.

Elektriske busser ble tatt i bruk i Trondheim i 2019. I første omgang er fire buss-strekninger elektrifisert, samt deler av metrobusstraseen. Det virker som at bussleverandørene ser på el som et åpenbart lønnsomt alternativ til fossilt drivstoff. Tensio TS har vært tett på anskaffelsesprosessen, og fulgt opp for å bidra til å



tilpasse løsningene til det nettet kan tåle. Tensio TS har godkjent 500 kW per ladepunkt for pantograflading, fordelt på stasjonene som vist i Tabell 8. Det har blitt installert 800 kVA transformatorer for å redusere støy.

Tabell 8. Kapasitetsbehov for lading av elbusser og fordeling på stasjoner

Transformatorstasjon i Trondheim	Kapasitetsbehov for pantograflading av elbusser	Prognosert ytterligere kapasitetsbehov for elbuss BASIS	Prognosert ytterligere kapasitetsbehov for elbuss HØY
Belbuan	0,5	1	1
Buran		1	1
Fjæremfossen		1	1
Flatåsen	0,5		1
Fossegrenda			1
Gaustad		0,5	1
Hesttrø		0,5	1
Huseby			1
Lade		0,5	1
Midtbyen	0,5		
Moholt		1	1
Paulinelund	0,5		1
Ranheim	0,5	0,5	1
Storhaugen			1
Tiller	0,5	1	2
Universitetet	0,5	1	2
Vestbyen	0,5		1
Øvre Leirfoss			1
Sum:	4	8	19

Målet for AtB, Trødelags mobilitetsselskap, er at all buss i Stor-Trondheim skal være utslippsfri fra medio 2029. Erfaringene fra 2019 og fra nylige bussbud andre steder i Norge, tilsier at det med stor sannsynlighet vil bli batterielektrisk drift det vil bli satset på. Et av de viktigste avklaringer som gjenstår er plasseringen av nytt bussdepot i Trondheim. Dagens bussdepot på Sorgenfri, vil etter all sannsynlighet måtte flyttes før 2029. Plasseringen av bussdepotet kan ha en fremskyndende effekt på noen planlagte nye transformatorstasjoner i byen.

### 1.1.2. Elektriske fergestrekninger og hurtigbåt

NVE har ønsket at Tensio hensyntar at noen hurtigbåttrekninger kan bli elektriske innen 2030, og at disse blir lagt inn i høy-scenariet. Som med ferger så vil lade effekten variere med energiforbruk og liggetid, så antatt ladeeffekt vil måtte være tilpasset dette.

I området vårt ble Flakk-Rørvik og Brekstad-Valset elektrifisert i 2019. Det er i begge tilfeller snakk om en grunnlast på 200-800 kW, og peak-lading når ferja ligger til kai. Særlig ved Rørvik (under Ålmo transformatorstasjon) vil ladingen kunne føre til utfordringer knyttet til spenningsvariasjoner i nettet. Løsningen skal holde spenningen tilnærmet konstant ved bruk av dynamisk reaktiv kompensering med kraftelektronikk. Fergene benytter alternativt drivstoff dersom nettet av ulike grunner ikke har kapasitet til å levere nødvendig lade- effekt.

I tillegg til fergestrekninger er det bestilt 5 MW for elektrifisering av hurtigbåtanløp i Trondheim og 5 MW på Brekstad. Dette er hensyntatt både i basis og høy-scenariene rundt 2024/2025.

### **7.2.2 Hydrogenproduksjon**

I et samfunn som ønsker å fjerne seg fra fossile energikilder til fordel for fornybar energi må energikildene samspille godt, og energien må lagres og transporteres på en rasjonell måte. I denne sammenhengen kan hydrogen være et aktuelt tema. Noen ser for seg at hydrogen både kan dekke et fornybart behov i transportsektoren og fungere som alternativ til å bygge lange overføringsledninger fra avsidesliggende vindkraftverk. Der eksempelvis batterier har sine begrensninger i rekkevidde og størrelse, eller om man vil unngå å bygge ut lange overføringslinjer for elektrisk kraft, kan man se på hydrogenproduksjon og brenselceller som mulighet både som drivstoff, i energitransport og elektrisitetsproduksjon.

Fornybarklyngen har sett på mulighetene for hydrogen som et alternativt utslippsfritt drivstoff til transport i Trøndelag [18]. I rapporten pekes det på hvor det kan være aktuelt/gunstig å starte med hydrogenproduksjon. Videre pekes det på at hydrogendrevne hurtigbåter kan bli et sentralt element for utviklingen av nullutslippsløsninger for transport i Trøndelag. Dette kan åpne opp for videre bruk av hydrogen til andre formål som busser, tungtransport samt servicebåter og foringsflåter i havbruksnæringen.

ASKO MIDT NORGE AS har fra 2019/2020 igangsatt produksjon og fylleanlegg for hydrogen på sitt anlegg på Tiller i Trondheim. Der forsyner de trucker og de første Scania-lastebilene med hydrogen. Asko har tidligere signalisert at de på sikt ønsker en helelektrisk transportflåte, bestående av el og hydrogen.

Tensio har tidligere fått forespørsler knyttet til mulig hydrogenproduksjon med bruk av strøm fra nettet ved Brattøra i Trondheim, samt ved Brekstad og Jøsnøya. Forespørslene gjelder hydrogenproduksjon for maritim sektor. Disse prosjektene er foreløpig kun på ide- stadiet.

#### **7.2.2.1 Hydrogenproduksjon til hurtigbåt og Hurtigruten**

Det har vært spørsmål om lokal hydrogenproduksjon for drift av hurtigbåt Trondheim – Brekstad – Jøsnøya (Hitra) – Kristiansund. Det er foreslått fyllestasjoner i Trondheim, på Jøsnøya og i Kristiansund, med lokal H<sub>2</sub>- produksjon med kraftbehov på 1 – 20 MW. Andre muligheter er Brekstad, men her vil det være mindre gunstig.

Det er noen utfordringer knyttet til hydrogenproduksjon, blant annet at det krever stort areal. Det er derfor lite sannsynlig at hydrogenproduksjon vil etablere seg i havneområdet i Trondheim. En fyllestasjon er imidlertid ikke utenkelig.

For hurtigbåten Trondheim – Kristiansund så vurderes det også batteridrift. En slik løsning vil ha et effektbehov på omtrent 5 MW i havneområdet i Trondheim.

### **7.2.3 Landstrøm til Hurtigruta og cruiseskip**

Trondheim Havn økte uttaket sitt med 3,2 MW for å forsyne hurtigruta med landstrøm. De ble tilknyttet våren 2021 på betinget tilknytning. Effekten er for å håndtere timene hvor ei hurtigrute ligger til kai. Det har vært dialog om å øke kapasiteten til ca. 5 MW innen få år, men ingen bestilling foreligger for tiden.

Det har også vært nevnt landstrøm til cruiseskip, men effektbehovet som er skissert er 16 MW for de største båtene, som ligger til kai bare noen timer i året. I Bergen kommer det første landstrømanlegget for cruiseskip i drift sommeren 2020. Det er i Bergen installert 10 MW per båt på uprioritert forbruk. Det er vurdert at det ikke vil være høyere behov for kapasitet i Trondheim per båt enn det er i Bergen. To cruisebåter kan ligge til havn i Trondheim i dag samtidig. Det er diskutert å bygge ut ny pir som muliggjør at tre skip ligger til kai samtidig i fremtiden. Ambisjonen til Trondheim Havn er å få på plass landstrøm til

cruiseskip til 2025. Det kan dermed bli behov for opptil 32 MW last i Trondheim Havn i fremtiden, men dette vil i hovedsak være på sommerstid. Per i dag så er det tilfeller av cruisebåter både i februar og mars. Det antas i prognosen at landstrøm til cruiseskip blir tilkoblet uprioritert forbruk, slik at det kun øker brukstiden på nettet. Dvs. det ikke tas hensyn til landstrøm til cruiseskip i høylast på vinterstid.

Det er skissert en tilstramming av kriteriene fra Europakommisjonen når det kommer til tilbud og bruk av landstrøm i havner. Trondheim Havn er en TEN-T havn (Trans-European Network of Transport). Det er forslag om krav til tilbud av landstrøm fra 2030 for TEN-T-havner. Videre er det et forslag om krav til bruk av landstrøm fra 2030. Dette vil være et krav til rederiene, for havneløp over 2 timer og gjelder i alle havner, ikke bare TEN-T-havner. Det er imidlertid skissert at det kan ta et par år før dette kommer inn i norsk lovverk.

Last knyttet til landstrøm i Trondheim havn vil i hovedsak påvirke belastningen under Midtbyen, Buran og Vestbyen transformatorstasjoner. Signaler fra Europakommisjonen tilsier at det vil komme behov for et større uttak i havna. Store effektbehov kan gjøre at det bli aktuelt å bygge en ny transformatorstasjon nærmere uttaket.

## 7.3 Scenarier for utvikling

### 7.3.1 Områdeinndeling

Det er naturlig å dele opp nettområdet for å belyse ulike utfordringer. Sør- Trøndelag omfatter alt fra bynett med høy kabeltetthet og sentrerte lasttyngdepunkter, til langstrakte luftnett langs kysten med store punktbelastninger ytterst på en radial.

Lastutviklingen henger tettere sammen med befolkningsutviklingen i enkelte områder enn andre. Vi ser tydelig at enkelte kommuner vokser i både folketall og effektbehov, men fortetting, elektrifisering og satsing i næringsvirksomhet gir at denne utviklingen ikke er lineær.

I byen skjer fortetting og byutvikling som krever forsterkning og økt kapasitet. NTNU og Sintef har fått tildelinger i revidert nasjonalbudsjett i 2022 som gjør at prosjektet kan fortsette som planlagt med byggstart i høst på Tyholt. Det har blitt gjennomført en redefineringsplanarbeid har ikke blitt berørt av dette. Planforslagene skal videre til sluttbehandling i Trondheim bystyre i 2023. Det er imidlertid også høyt fokus fra kommunen å skape energinøytrale og etter hvert energipositive områder i byen, som Nyhavna. Det er prosjekter for byutvikling både i sør og øst, samtidig som effektbehovet i topplast øker jevnt. Fjernvarme er godt utbygd, og det finnes planer om fortsatt utbygging. Det er prosjekter som fokuserer på både plusshus og passivhus, men det er fremdeles store bygningsmasser som er avhengige av elektrisk oppvarming. Elektrifisering av havneområder, fergestrekninger og busstraseer er tema med sterkt fokus og som vil påvirke nettutviklingen.

Langs trøndelagskysten satses det fremdeles betydelig på matproduksjon i fiskeindustrien. Det er sannsynlig at oppdrettsnæringen får strammere krav til utforming, og dermed vil ha behov for mer elektrisk kraft. Enova er opptatt av å erstatte diesel-aggregatene med forsyning fra land, og gir støtte til dette. I vest er det industrien som legger sterkest føringer for utviklingen av forbruket, og en ser jevn utvikling i effektbehovet. Elektrifisering av transport ser ut til å ta seg opp, og både ferger og hurtigbåter skal over på elektrisk drift i tidsrommet 2019-2025. I tillegg vurderes både hurtigrute og andre sjøgående fartøy over på fornybare drivstoff, hvor hydrogen også kan være aktuelt for de lengre distansene.

I Hemne-området utvidet Wacker Chemicals (Holla Metall) produksjonen i 2019 og vurderer videre utvidelser. På distribusjonsnettsnivå er det moderat forbruksutvikling her.

Som følge av vindkraft og mye utbygging av transmisjonsnett de siste årene har man fått et betydelig løft for store deler av Fosen. I sør på Fosen er det likevel forbruksutviklingen som vil være drivende for nettutviklingen. Under Ålmo transformatorstasjon ble fylkets første elektriske ferge satt i drift i 2019. Det ligger også an til å bli elektrisk hurtigbåt under Ålmo de nærmeste årene. Elektrifisering av fergestrekningen Brekstad-Valset vil øke belastningen under Utheim og Agdenes. Også langs kysten her er oppdrettsindustrien i vekst, og i tillegg er Forsvarets satsing på Hovedflystasjon en sterk driver for utviklingen ved Utheim transformatorstasjon på Ørlandet.

I sør ble de store vannkraftutbyggingene gjennomført på åttitallet. Det finnes noen få småkraftprosjekter, men ingen større planer om kraftutbygging. Området generelt har moderat vekst, men nettet i området er høyt utnyttet. Stor befolkningsøkning i Trondheim og i kommunene nærmest byen påvirker behovet for kraft. Behov for landstrøm til kaiområder, fjernvarmeplaner, etablering av ny industri, omstrukturering i forbindelse med veibygging og behov for reinvestering er drivere som vil påvirke regionalnettet og lastflyten i området.

### **7.3.2 Scenario basis**

I scenarioet er det lagt til grunn en befolkningsutvikling som i SSB sitt MMMM scenario. Det antas at det vil komme en moderat elektrifisering av transportsektoren, og de tilknytningsforespørsler som er vurdert som svært sannsynlige er inkludert. Fiskeindustrien fortsetter å strome fremover, og elektrifisering fremmes som et viktig klimatiltak. Fjernvarmen bidrar til å holde vekstraten på elforbruket moderat der det er aktuelt. Nye boliger som bygges har svært lavt energibehov til oppvarming, mens store bygningsmasser av eldre årgang har kun elektrisk oppvarming. Effektbehov til induksjonstopper, elbillading, landstrøm ved kaianlegg og befolkningsvekst sørger for fortsatt vekst.

### **7.3.3 Scenario høy**

I scenarioet er det lagt til grunn en befolkningsutvikling som i SSB sitt HHMH scenario. Det antas at det vil være en høy grad av elektrifisering og etablering av nytt forbruk. Dette inkluderer en omfattende elektrifisering av transportsektoren samt realisering av tilknytningsforespørsler som er under utredning.

### **7.3.4 Forbrukerfleksibilitets påvirkning av utviklingen**

For at man skal kunne regne med forbrukerfleksibilitet i nettplanleggingen må man ha pålitelige metoder for å forutsi hvordan effekttoppene kan jevnes ut.

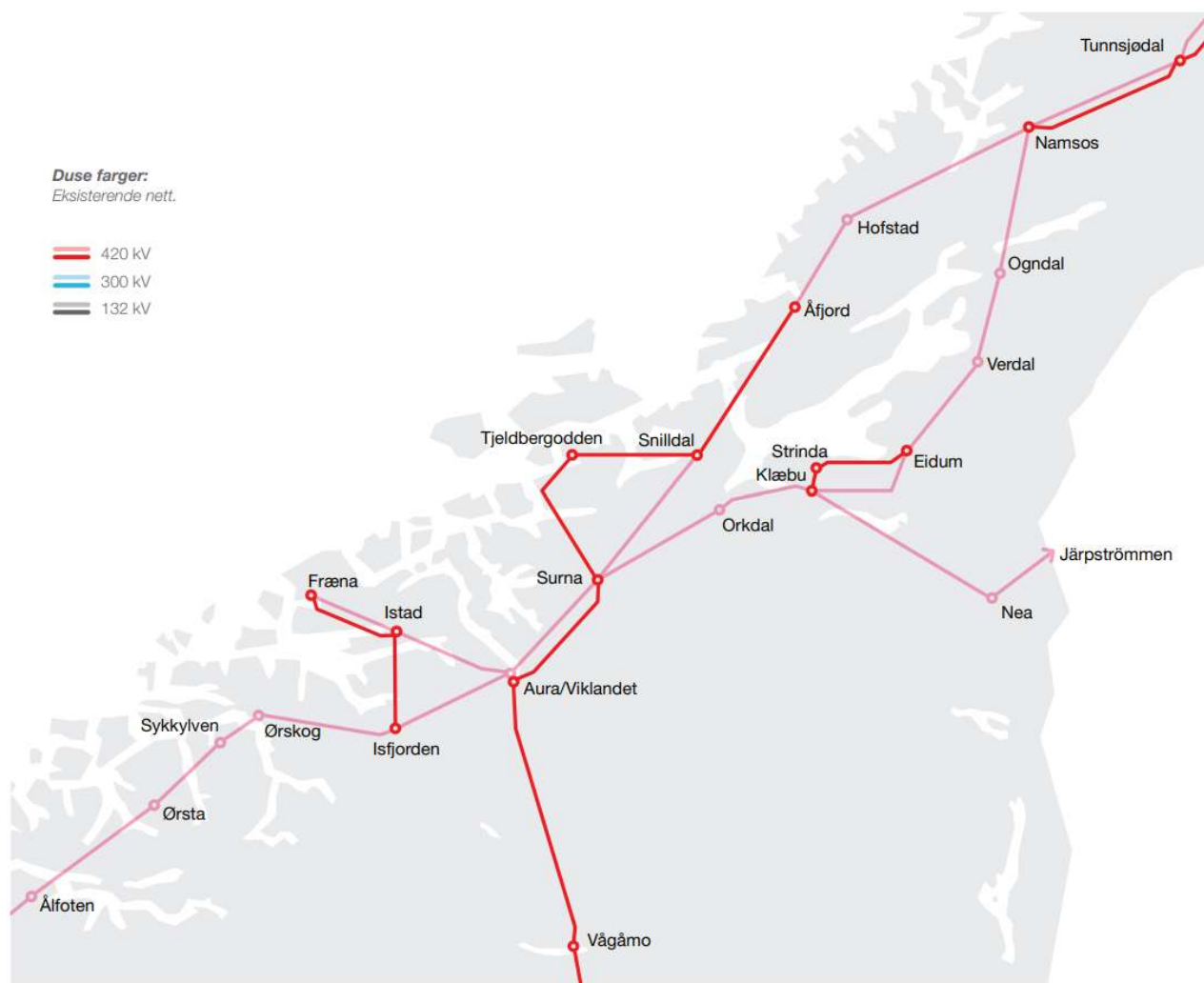
Det er sannsynlig at noe last, eksempelvis elbillading kan flyttes til natt, at elektrisk oppvarming erstattes av alternative energikilder, dynamisk styring av effektpådrag mellom mindre enheter internt i hus eller i nabolag, reservekapasitet i form av ulike batteriløsninger, lokal produksjon, og lignende strategier, kan bidra til å jevne ut de høyeste effekttoppene.

### **7.3.5 Topplast og prognoser**

Det er valgt å benytte lasten i topplasttiden i 2021 for de ulike nettområdene som utgangspunkt for prognosene. Vår vurdering er at det er mer representativt for belastningen i tidligere Sør-Trøndelag. Der det har vært observert høy punktlast ved en bestemt transformator eller stasjon, vil dette drøftes særskilt

## **7.4 Utvikling i transmisjonsnettet i Region Midt**

Statnett beskriver utvikling av transmisjonsnettet i *Nettutviklingsplan 2021* [19], i Kraftsystemutredning for transmisjonsnettet, og på sine nettsider.



Figur 24: Kart over fremtidig målnett i region Midt [19]

Figur 24 viser eksisterende nett i duse farger og målnettet med 420 kV transmisjonsnett i Midt-Norge. Etter en forventning om større flaskehalser gjennom Midt-Norge gjenopptok Statnett planleggingen av Åfjord-Snilldal. Tiltaket vil gi en sammenhengende forbindelse over Trondheimsfjorden og er forventet idriftsatt 2027.

Statnett planlegger videre, fornyelse av Orkdal transformatorstasjon og økt transformering under Snilldal stasjon. Mulige større tiltak i transmisjonsnettet på sikt i region Midt er:

- Fornyelse og økt transformering av Klæbu stasjon før 2030
- Ny Eidum stasjon med økt kapasitet før 2030
- Ny Strinda stasjon med økt kapasitet før 2030
- Økt transformering for mer forbruk og produksjon i Surna stasjon før 2030
- Fornyelse og økt transformering i Nea stasjon før 2030
- 420 kV ledning Klæbu – Strinda – Eidum før 2040
  - 420 kV ledning til erstatning for dagens 300 kV

Høsten 2022 blir det oppstart på bruk og sammenstilling av Statnett sin områdeplan for region Midt. Statnett har sett behov for koordinering med hele bransjen, hvor ulike virkemidler ses i helhetlig og langsiktig sammenheng. Områdeplanene er derfor et nytt tiltak fra Statnett for å sikre en kostnadseffektiv

og rasjonell utvikling av kraftsystemet. Områdeplanen er tenkt å danne grunnlag for koordinering av tiltak på ulike nettnivå og videre prosjektutvikling.

I påvente av gjennomføring av tiltak i transmisjonsnettet, er det kun tilknytning med vilkår som tillates for økt eller nytt forbruk under følgende transmisjonsnettspunkt:

- Strinda og Klæbu
- Åfjord
- Snilldal
- Hofstad

## **7.5 Utvikling av regionalnettet - analyseresultater scenarier**

Det er gjort lastflytanalyser for to scenarier i alle områder for å synliggjøre et utfallsrom for når behov kan oppstå. Etter 2032 er prognosene mange steder svært usikre, med store variasjoner i mulige utfall.

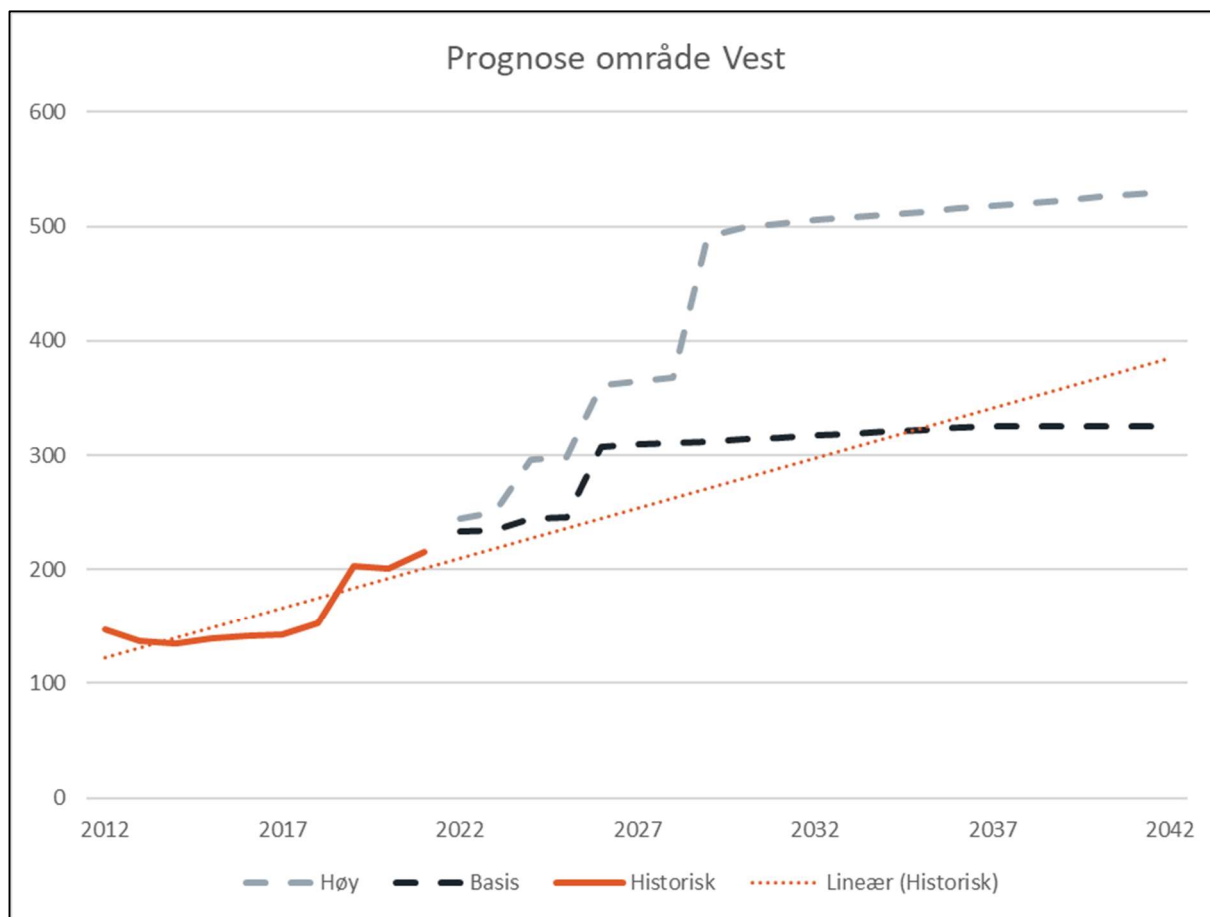
### **7.5.1 Analyse område vest**

Mot Hitra og Frøya er forbruksvekst som følge av næringsutvikling den største driveren, mens det i Snillfjordområdet er relativt lav forbruksvekst i distribusjonsnettet. Hele område vest består av relativt spredt bebyggelse, og er preget av lange forbindelser med til dels store punktbelastninger.

Frøya forsynes radielt på regionalnettet. Forsyninga går gjennom en flaskehals i Frøyatunnelen. Landstrøm til oppdrettsmerder og stadig mer elektrifisering av både skips- og landbasert trafikk, vil sannsynligvis føre til fortsatt vekst i forbruket på øya. Mellom 2024 og 2030 vil tunnelkablene sannsynligvis være fullastet i henholdsvis prognose høy og basis.

Belastningen på Jøsnøya øker i prognosene grunnet nye næringsetableringer. Tensio har mottatt flere bestillinger og vil derfor gjennomføre tiltak.

Holla og Hemne forsynes fra Snillfjord i normaldrift, med forbindelsen Hemne – Trollheim utkoblet. Wäcker Chemie økte nylig sitt uttak fra ca. 90 MW til 120 MW. I neste trinn vil de kunne utvide videre til opp mot 160-190 MW. For å muliggjøre en slik tilknytning må det foretas nettutbygginger. Etter økningen til 120 MW ligger Holla og Hemne normalt forsynt fra nord grunnet begrenset overføringsevne på Hemne – Trollheim. Forbindelsen er dimensjonert for en trådtemperatur på 50 grader.



Figur 25. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Vest.

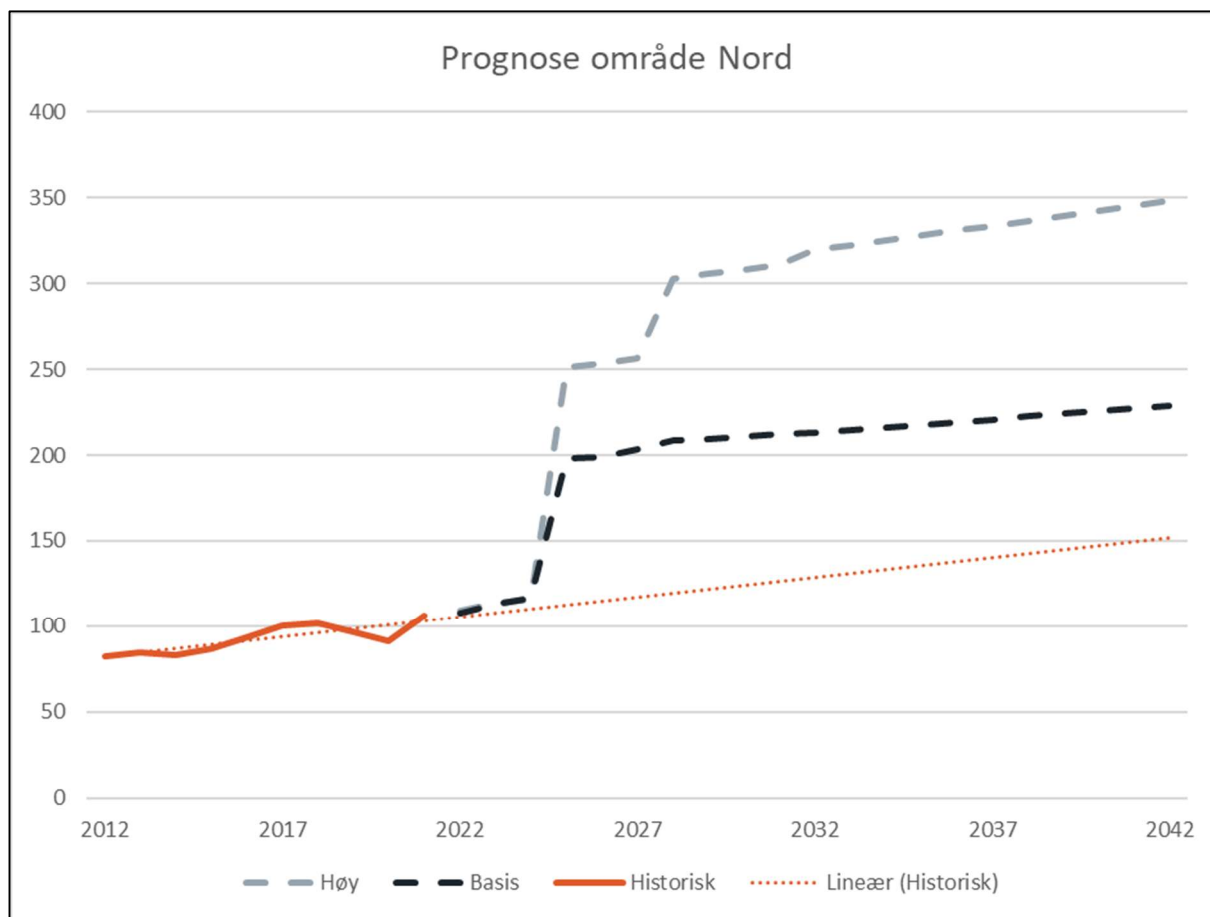
### 7.5.2 Analyse område nord

Ved Straum transformatorstasjon etablerer OKEA landsstrømsstasjon i både basis og høy prognosene. Det er tilstrekkelig kapasitet i strømnettet i begge scenariene grunnet en svært sterk linje fra Hofstad transmisjonsnettstasjon til Straum som ble bygget i forbindelse med vindkraftutbyggingen. Landstrømanlegget blir tilknyttet på vilkår om utkobling ved feil, slik at tilknytningen samlet ikke endrer forsyningsikkerheten for kunder forsynt fra Straum transformatorstasjon.

Belastningen i Bjugn transformatorstasjon har økt mye de siste årene. En del av denne økningen skyldes MOWIs fiskefôrfabrikk på Valsneset. Det foreligger også mulige utvidelsesplaner av dette anlegget som vil øke belastningen på ca. 3 MW. I prognosen for Bjugn transformatorstasjon er transformeringskapasiteten fullt ut utnyttet i 2035 i basis og 2025 i høy.

Det foreligger planer om postsmoltanlegg under Ålmo transformatorstasjon. For å muliggjøre disse planene er en avhengig av ny 132 kV-forsyning fra Åfjord og videre sørover.





Figur 26. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Nord.

### 7.5.3 Analyse område sør

Det er jevnt over lav til moderat vekst som preger område sør, men området viser også preg av økende punktbelastninger, særlig ved forstedene til Trondheim, Orkland og Oppdals-området. Det er også noe behov for rehabilitering og omstrukturering etter hvert som nettet når sin tekniske levetid. Det er begrenset spolekapasitet i Sør-nettet og i forbindelse med utvidelse/ombygging av transformatorstasjoner i området vil det være aktuelt å vurdere ny spolekompensering.

SSB sine statistikker og prognoser viser en betydelig befolkningsvekst i bynære kommuner rundt Trondheim, som Skaun, Melhus og Orkland. I tillegg er det betydelig aktivitet også i kommuner som Oppdal og Rennebu, kanskje særlig knyttet til hyttekunder.

På grunn av lastsituasjon, alderssammensetningen og liten fleksibilitet for nettet i Melhus-området ønsker Tensio å se nærmere på en mulig fremtidig omstrukturering av nettet Gimse – Sagberget – Buvika. På grunn av nettstrukturen må man se dette i sammenheng med utviklinga videre langs Evjen – Orkdal.

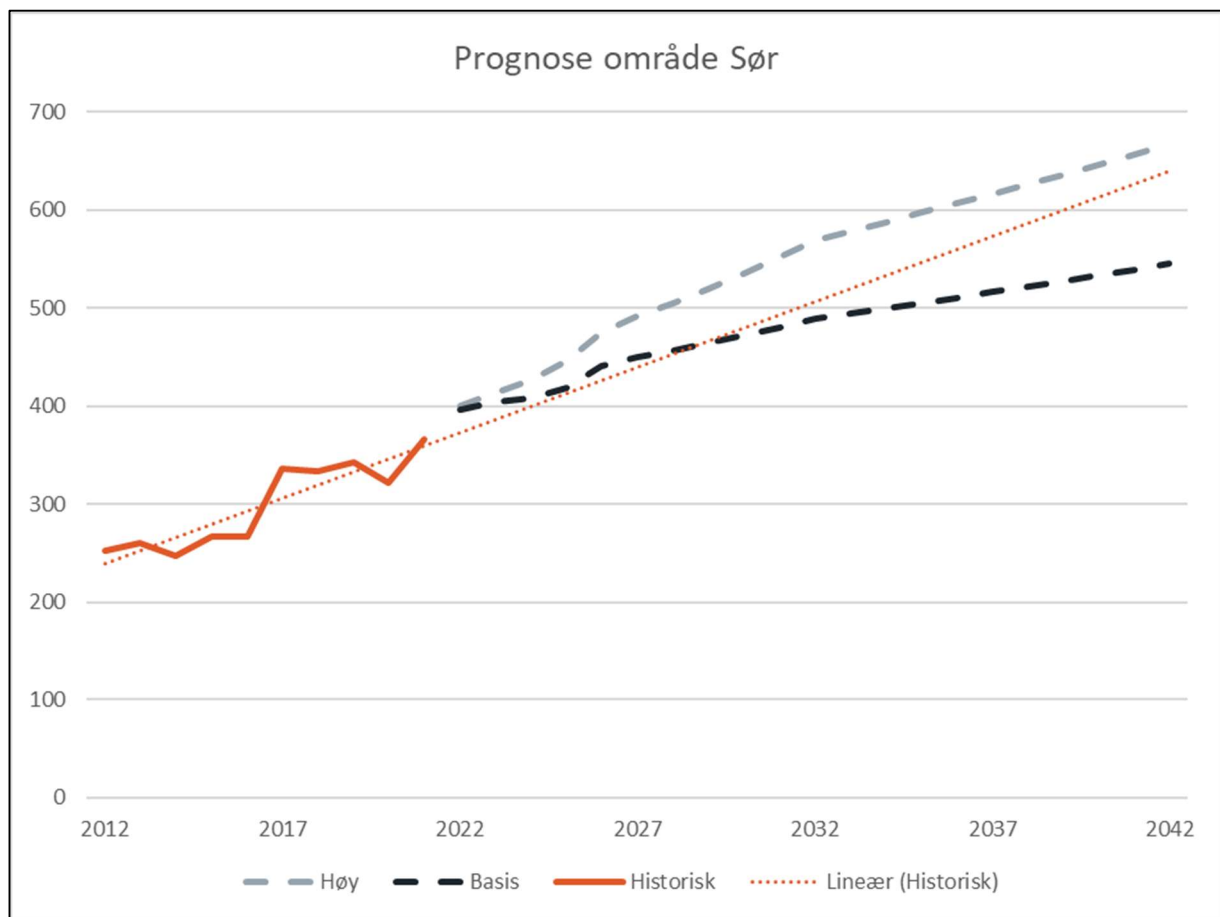
Forbindelsen Orkdal – Evjen er en svært viktig forbindelse for forsynings sikkerheten til Orkdalsområdet og videre mot Sagberget og Sokna. Med lav produksjon fra Lundesokna vil belastningen på Orkdal – Evjen øke, og man må dele opp nettet for å legge mer forsynt fra Klæbu. Uten tilgjengelig vinterproduksjon fra Lundesokna vil overføringen overbelastes.

Gjølme transformatorstasjon forsyner blant annet smelteverket Washington Mills som ligger i området. I senere år har det vært lite last i smelteverket. Da ovnsforbruket har vært lik null er det bare prosessdelen som har vært virksom med redusert drift.

Oppdalsområdet har hatt jevn vekst de siste årene. Det er fortsatt planer om nye leilighetsbygg og mye hyttebygging i området, i tillegg til at det er planlagt en del oppgraderinger av heiser tilknyttet skianlegget i Oppdal. Dette vil bidra til lastøkning de nærmeste årene. Det er også en trend i at hytteeiere øker overbelastningsverna for å kunne lade elbilene sine på hytta, noe som vil bidra til en økning i belastningen under Oppdal transformatorstasjon.

Under Kåsen transformatorstasjon forventes det etablering av ladestasjoner, flere nye forretningsbygg og utvidelse hos Oppdal Spekemat som vil gi økt belastning. Det planlegges også et nytt fiskeoppdrettsanlegg (ørret) i Drivdalen, ca. 8 km fra Kåsen transformatorstasjon. Utbygger har antydnet effektbehov på mellom 3 og 6 MW.

Bane NOR sin kraftsystemutredning for jernbanen [20] beskriver et mulig behov for omformerstasjon på Berkåk, og vil deretter ikke ha behov for uttakene ved Osloveien, Sokna og Oppdal (Kåsen). Bane Nor har indikert gjennomføring i perioden 2026-2029 eller senere.



Figur 27. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Sør.

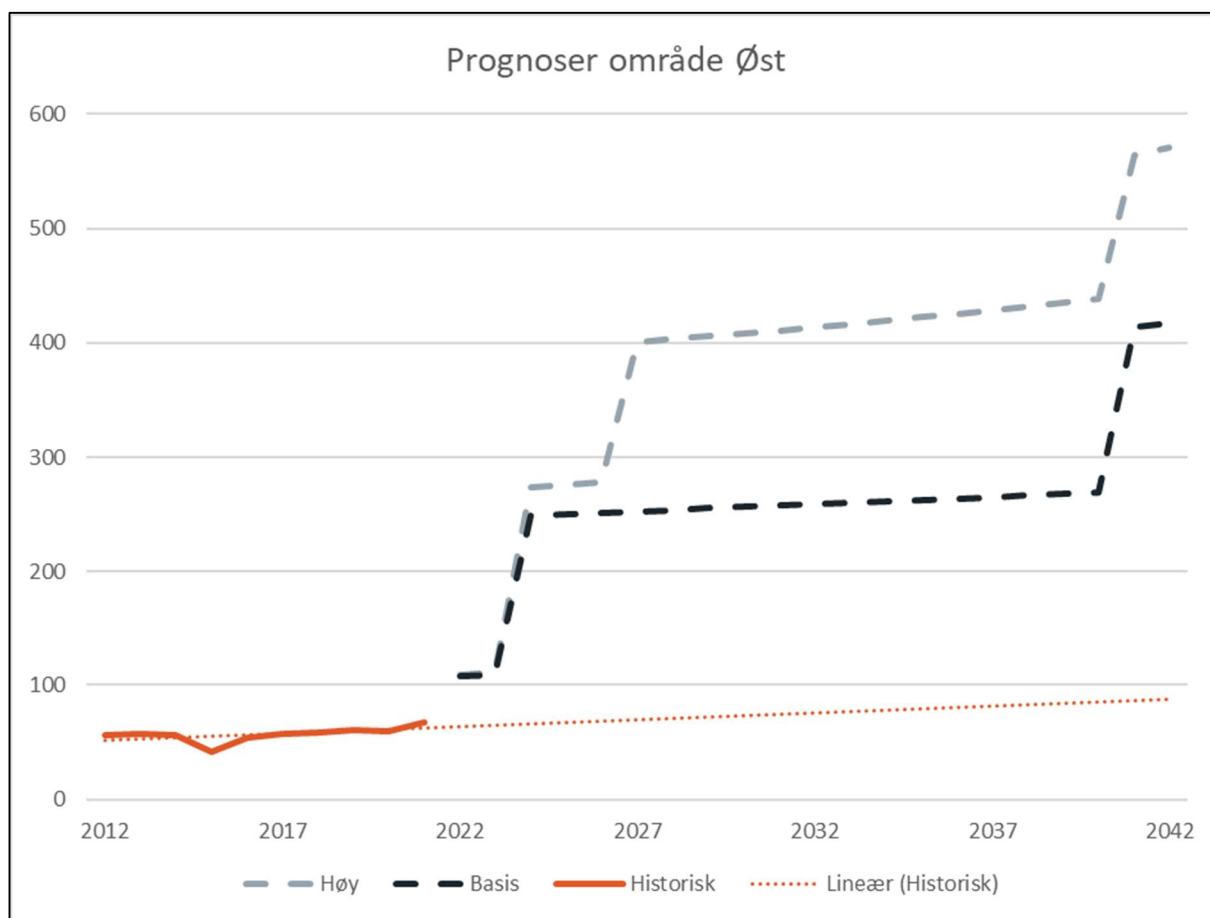
#### 7.5.4 Analyse område øst

I Malvik vil økt belastning føre til at det blir behov for sterkere reservekapasitet mellom Buås og Hønstad. Forsyninga mot Sveberg/Stav kan være med å styrke overføringskapasiteten i 22 kV-nettet her.

Tydal kommune har regulert et område ved Nea transformatorstasjon til datasenterformål. Trinn 1 i utbygginga på 40 MW ble satt i drift sommeren 2022. Byggetrinn 2 og 3 vil kreve tiltak fra Tensio og Statnett.

Statnett har bekreftet at det vil være driftsmessig forsvarlig å knytte til 100MW i Nea. Det er mulig å etablere større uttak med vilkår om utkobling ved feil eller vedlikehold.

Lastutviklingen i Rørosområdet er preget av moderat utvikling. Det har blitt skissert bergverksoppstart på 5-6 MW innen 3 år. Det er ønske om å blåse liv i gamle Kongens gruve. Det kan være naturlig å forsyne anlegget fra Kuråsfossen, og REV vurderer muligheten for å ligge normalt forsynt fra nord/Nea, avhengig av når dette prosjektet kommer i drift. Det må bygges ny 66 kV koblingsstasjon i Kuråsfossen med linjefelt mot Reitan og Røros samt transformatorfelt. Størrelse på ny transformator ute er 25 MVA (flyttes fra Røros transformatorstasjon som ble bygd om til 132 kV i 2020). 22 kV koblingsanlegg med 3 avganger hvorav en inn til eksisterende 22 kV koblingsanlegg, en til gruve og en i reserve. Konesjonssak sendt NVE men ligger på vent der inntil gruvevirksomhet vedtas. Rørosmeieriet installerer dampkjel på 1,5 MW med batteridrift 400- 800 kW for å begrense effektopper.



Figur 28. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Øst.

### 7.5.5 Analyse område Trondheim

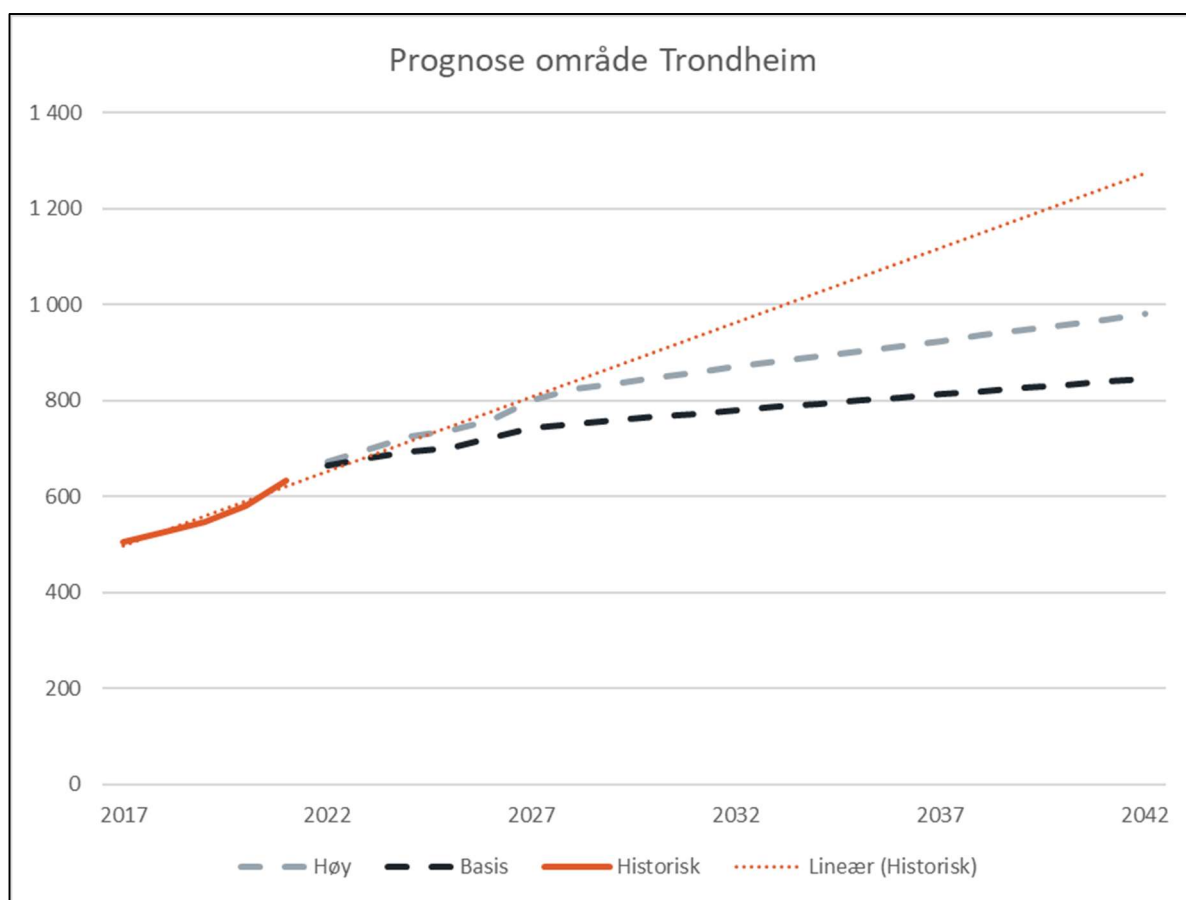
Det er ulik utvikling i ulike deler av byen, men en antar vekst i både basis og høy-scenariet som følge av fortetting, noe økt innbyggertall, og mye på grunn av elektrifisering. Timing for flere av tiltakene er usikre.

Lastflytanalyse for basis-scenariet i 2032 viser behov for økt transformeringskapasitet i Belbuan, Buran, Midtbyen, Storhaugen, Gaustad, Fjæremfossen innen 2032. Videre er både også Moholt høyt belastet i basis-scenariet og overbelastet i høy-scenariet, og en ujevn belastning i Hesttrø kan også kreve tiltak. Det kan også bli behov for økt transformeringskapasitet i Tiller transformatorstasjon.

Det er i tillegg et stort reinvesteringsbehov i flere stasjoner i byen i løpet av analyseperioden. Det gjelder Buran, Moholt, Paulinelund, Belbuan, Storhaugen, Huseby, Ranheim, Fjæremfossen. Fire av disse stasjonene; Buran, Belbuan, Paulinelund og Storhaugen, har i en risikovurdering fått anbefalt utbedring av en eller flere deler av anlegget på bakgrunn av personsikkerhet. Det vil være de fire stasjonene hvor det er gjennomført en risikovurdering, som det vil være ekstra fokus på å fornye.

Belastningen på Moholt – Buran er i stor grad preget av når forsyning av mulig høyt effektuttak på havna blir realisert og hvor mye effekt som vil belaste i topplasttiden. I begge scenario er behovet lagt inn i 2027 med en antatt belastning på hhv. 12 MW og 32 MW.

Forsyningen ut fra Strinda begynner å bli høyt utnyttet. Det er også behov for å øke overføringskapasiteten ut fra Klæbu mot Huseby før 2032 i begge scenario.



Figur 29. Historisk og prognosert forbruk for nettområde Trondheim.

## 7.6 Prosjektportefølje

Fra 2022 er prosjektporteføljen lagt inn i NVE sin digitale plattform PlanNett. [21]

Tabell 9. Oversikt over utredninger og tiltak som er lista opp i PlanNett.

Område	Begrensning (overføring/transformator)	Kommentar	Kobling til Scenario	PlanNett_id	Navn på tiltak/ utredning i PlanNett	Status tiltak / utredning
indre	Transformator	Tilstand på anlegg og transformatorstasjon, samt høy vekst	Basis og høy	20220018	Ny Belbuan transformatorstasjon, midlertidige tiltak i Strinda transformatorstasjon	Planleggingsfase på tiltak
indre	Kabel	Høyt utnyttede kabler mellom Moholt - Belbuan og Moholt - Midtbyen. Hele bynettet i Trondheim nærmer seg fullt utnyttet. Områder langt ut i nettet har potensielt høyt nytt forbruk.	Basis og høy	20220315	132 kV overføring Universitetet - Belbuan	Planleggingsfase på tiltak
indre	Transformator	Reinvestering på bakgrunn av tilstand. Riving av eksisterende Vestbyen transformatorstasjon og bygging av ny stasjon.	Basis og høy	20220399	Nye Vestbyen transformatorstasjon	Gjennomføringsfase på tiltak
indre	Transformator og overføring	Reinvesteringsbehov i Belbuan og Buran transformatorstasjon. Fullt utnyttet transformeringskapasitet i Belbuan. Fullt utnyttet overføringskapasitet Moholt - Buran, ut i analyseperioden	Basis og høy	20220016	Trondheim øst, forsterkning	Avsluttet konseptvalgutredning
indre	Transformator	Høy vekst under Klæbu	Basis og høy	20220372	Trondheim - Klæbu transformatorstasjon - framtidig systemløsning	Konseptvalgutredning pågår
indre	Transformator og overføring	Potensielt høyt nytt forbruk på havna fører til fullt utnyttet overføringskapasitet mellom Moholt og Buran	Basis og høy	20220401	Trondheim havn - økt forbruk	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator	Tilstand på anlegg og transformatorstasjon Moholt og Paulinelund, samt vekst	Basis og høy	20220400	Trondheim sentrum - utbedring av nettets tilstand	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator	Fullt utnyttet transformeringskapasitet under Fjæremfossen, Gaustad. Ulik belastning i Hesttrø Høy belastning i Tiller transformatorstasjon.	Basis og høy	20220020	Trondheim sør, høyt forbruk	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator og overføring	Tilstand på Klæbu - Huseby, samt behov for økt transformeringskapasitet under Storhaugen transformatorstasjon i løpet av analyseperioden	Basis og høy	20220322	Trondheim vest, forsyning og økt forbruk	Konseptvalgutredning pågår
Vest	Luftlinje/Kabel	Ved feil på 132 kV Snilledal - Fillan er det begrenset reservekapasitet i 66 kV Snilledal - Jøsnøya.	Basis og høy	20220366	Økt forsyningssikkerhet for Hitra og Frøya	Planlagt utredning
Vest	Luftlinje	Kapasitet 100 prosent utnyttet i dag på Snillfjord – Hemne. Økt effekt hos Wacker Chemicals Norway utløser investeringer	Basis og høy	20220116	Tilknytning av 60 MW Wacker Chemicals Norway Holla	Konseptvalgutredning avsluttet
Vest	Kabel	Kabel 66 kV Fillan - Frøya nærmer seg fullt utnyttet. Lave muligheter for vedlikehold av både transformator og forbindelse. Behov for at dette utbedres i neste 5-10 års periode	Basis og høy	20220363	Forsyning av Frøya	Planlagt utredning
Vest	Transformator og kabel	Fullt utnyttet kabel på 66 kV Fillan - Jøsnøya og transformatorkapasitet i Fillan 132/66 kV og Jøsnøya 66/22 kV grunnet næringsetableringer på Jøsnøya	Basis og høy	20220335	Økt transformeringskapasitet til 22 kV til Jøsnøya	Konseptvalgutredning avsluttet
Nord	Hofstad-Straum	Ikke en begrensning, men økt belastning grunnet landstrømanlegg til oljeplattform(er). Tiltak nytt koblingsanlegg i Straum	-	20220218	Landstrømstilknytning Draugen og Njord mot Straum TS	Konseptvalgutredning avsluttet
Nord	Linje	Matende forbindelser til stasjonene sør på Fosen er fullt utnyttet. Nettet driftes radielt og forsyningssikkerheten bør bederes	Basis og høy	20220360	132 kV Åfjord-Eide med Teksdal og Eide transformatorstasjoner	Konseptvalgutredning avsluttet

Nord	Linje og transformator	Transformeringskapasitet og linjekapasitet er ikke tilstrekkelig mot og i Ålmo transformatorstasjon ved tilknytning av 30 MW til postsmoltanlegg i Rissa.	Høy	20220329	Tilknytning av ny industri i Indre Fosen kommune	Konseptvalgutredning planlagt
Sør	Transformator	Fult utnyttet transformeringsskapasitet i Oppdal. Last blir flyttet fra Kåsen til Oppdal. Vurderer fortløpende om det skal gjøres tiltak i Oppdal transformatorstasjon	-	20220371	Økt transformeringsskapasitet mot 22 kV i Oppdal	Konseptvalgutredning planlagt
Sør	Transformator og linje	Aldrende nett. Må finne fremtidig nettstruktur	Basis og høy	20220365	Forsyning av Meldal og Løkken	Konseptvalgutredning planlagt
Sør	Linje	Feil på forbindelse 132 kV Driva-Lønset medfører at deler av forbruket i Oppdal kommune ikke kan forsynes. Bør utredes om det rasjonelt med tiltak som bedrer forsynings sikkerheten	Basis og høy	20220475	Forsynings sikkerhet Oppdalsområdet	Konseptvalgutredning planlagt
Sør	Linje	Småvoll kraftverk har konsesjonsgitt ytelse på 15,7 MW. Nettilknytning av 15,7 MW medfører overbelastning av Grøa - Driva - Aura	Basis og høy	20220495	Nettilknytning av Småvoll kraftverk	Konseptvalgutredning pågår
Sør	Kabel, linje og transformator	Sørnettet (66 kV-nettet fra Evjen-Sagberget til Brattset) har flere utfordringer. Sammenhengende drift, økt belastning og reinvesteringer. Må samordnes for å sikre rasjonell nettutvikling	Basis og høy	20220361	Nettutredning Sørnettet	Konseptvalgutredning planlagt
Øst	Linje	Det har vært omtalt interesse for å etablere serverparker i området ved Røros på grunn av gunstige klimatiske forhold. Effektbehov opp mot 150 MW har vært skissert for slike etableringer. Nettløsning er avhengig av hvilke krav serverparkene har til leveringssikkerhet og tosidig innmating.	Høy	20220500	Tosidig forsyning til Røros	Konseptvalgutredning pågår
Øst	Transformator og linje	Tydal DC trinn 3. Det er ikke kapasitet i Nea transformatorstasjon for tilknytning av 400 MW . Statnett vurderer kapasitet i sentralnettet	Høy	20220369	Tydal DC trinn 3	Konseptvalgutredning pågår
Øst	Transformator	Tydal DC trinn 2	Trolig	20220368	Tydal DC trinn	Konseptvalgutredning avsluttet
Øst	Transformator	Begrenset transformeringsskapasitet og forsynings sikkerhet grunnet vekst i belastning i Malvik kommune. Blant annet grunnet næringsområde i Stav-området.	Trolig og høy	20223067	Økt transformeringsskapasitet mot 22 kV i Malvik	Konseptvalgutredning pågår
indre	Transformator	Tilstand på anlegg og transformatorstasjon, samt høy vekst	Basis og høy	20220018	Ny Belbuan transformatorstasjon, midlertidige tiltak i Strinda transformatorstasjon	Planleggingsfase på tiltak
indre	Kabel	Høyt utnyttede kabler mellom Moholt - Belbuan og Moholt - Midtbyen. Hele bynettet i Trondheim nærmer seg fullt utnyttet. Områder langt ut i nettet har potensielt høyt nytt forbruk.	Basis og høy	20220315	132 kV overføring Universitetet - Belbuan	Planleggingsfase på tiltak
indre	Transformator	Reinvestering på bakgrunn av tilstand. Riving av eksisterende Vestbyen transformatorstasjon og bygging av ny stasjon.	Basis og høy	20220399	Nye Vestbyen transformatorstasjon	Gjennomføringsfase på tiltak
indre	Transformator og overføring	Reinvesteringer i Belbuan og Buran transformatorstasjon. Fullt utnyttet transformeringsskapasitet i Belbuan. Fullt utnyttet overføringskapasitet Moholt - Buran, ut i analyseperioden	Basis og høy	20220016	Trondheim øst, forsterkning	Avsluttet konseptvalgutredning
indre	Transformator	Høy vekst under Klæbu	Basis og høy	20220372	Trondheim - Klæbu transformatorstasjon - framtidig systemløsning	Konseptvalgutredning pågår
indre	Transformator og overføring	Potensielt høyt nytt forbruk på havna fører til fullt utnyttet overføringskapasitet mellom Moholt og Buran	Basis og høy	20220401	Trondheim havn - økt forbruk	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator	Tilstand på anlegg og transformatorstasjon Moholt og Paulinelund, samt vekst	Basis og høy	20220400	Trondheim sentrum - utbedring av nettets tilstand	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator	Fullt utnyttet transformeringsskapasitet under Fjæremfossen, Gaustad. Ulik belastning i Hesttrø Høy belastning i Tiller transformatorstasjon.	Basis og høy	20220020	Trondheim sør, høyt forbruk	Planlagt konseptvalgutredning
indre	Transformator og overføring	Tilstand på Klæbu - Huseby, samt behov for økt transformeringsskapasitet under Storhaugen transformatorstasjon i løpet av analyseperioden	Basis og høy	20220322	Trondheim vest, forsyning og økt forbruk	Konseptvalgutredning pågår

## 8 Referanser

- [1] «Forskrift om energiutredninger,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2012-12-07-1158>.
- [2] «NVE.no, Utredningsområder og -ansvarlige,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/utredningsomrader-og-ansvarlige/>.
- [3] NVE, «NVE Atlas,» [Internett]. Available: <https://atlas.nve.no/>.
- [4] Statnett, «Tariffer for transmisjonsnettets 2021,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2021.pdf>. [Funnet 31 05 2022].
- [5] NVE, «Konsesjonsbehandling av vindkraftverk på land,» NVE.no, [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-og-oppfoelging-av-vindkraft-paa-land/konsesjonsbehandling-av-vindkraftverk-paa-land/>. [Funnet 30 05 2022].
- [6] «REN planbok,» [Internett]. Available: <http://www.ren.no/planbok> .
- [7] «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, FOL,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [8] NVE, «Konsesjonssaker,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/#>.
- [9] «OED,» [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/skrinlegger-nasjonal-ramme-for-vindkraft/id2674311/>.
- [10] «Nettutviklingsplan 2019,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/statnett-nettutviklingsplan-2019.pdf>.
- [11] NVE.no, Kapasiteten på solkraftproduksjonen økte jevnt i 2021, NVE.no.

- [12] *Innlegg fra Statnett på Kontaktmøte KSU, September 2017.*
- [13] «Energi Norge,» 2016 . [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/e393a68f81e74426a3c510b93d942e3d/fleksibilitet--fremtidig-organisering-av-monopol-og-marked.pdf>.
- [14] «Byggeteknisk forskrift (TEK17) med veiledning,» [Internett]. Available: <https://dibk.no/byggereglene/byggeteknisk-forskrift-tek17/>.
- [15] «Klimakur 2030,» [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf>.
- [16] S. sentralbyrå, «SSB.no,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken>.
- [17] «Statistisk sentralbyrå, SSB,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no>.
- [18] Fornybarklyngen, «Veikart for hydrogen i Trøndelag,» 2020.
- [19] «Nettutviklingsplan 2021,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>.
- [20] «Bane Nor Kraftsystemutredning,» [Internett]. Available: <https://www.banenor.no/contentassets/ea0f39b8da76499c977a379131e2051a/13.-fremtidige-planer-for-banestromforsyning---nils-gronneberg-2018-02-01.pdf>.
- [21] NVE, «PlanNett,» 2022. [Internett]. Available: <https://plannett.nve.no/>.
- [22] «reiten- rapporten,» [Internett]. Available: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer\\_2/rapport\\_et\\_bedre\\_organisert\\_stroemnett.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf).
- [23] «Drift og utvikling av kraftnettet – utforming av DSO-rollen,» [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/2858551aafa94bb798d89a8edf15a42b/drift-og-utvikling-av-kraftnettet---rapport-05-12-2018.pdf>.
- [24] «Beregningsverktøy for termisk grenselast,» [Internett]. Available: <http://www.ren.no/dokument/cas/e51263d5-bf2b-4d8b-b20a-faf8887863b6?filename=Beregning%20av%20termisk%20grenselast.xlsx>.



- [25] «Fosweb,» [Internett]. Available: <https://fos.statnett.no>.
- [26] «Tariffheftet,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2020.pdf>.
- [27] «Rundskriv R-109,» [Internett]. Available: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r\\_109\\_2014.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf).
- [28] «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering,» [Internett]. Available: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302#KAPITTEL\\_6](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302#KAPITTEL_6).
- [29] «Feilstatistikk,» [Internett]. Available: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
- [30] «NVE publikasjon,» [Internett]. Available: [http://publikasjoner.nve.no/rme\\_hoeringsdokument/2020/rme\\_hoeringsdokument2020\\_01.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf).
- [31] «Statens vegvesen, SVV,» [Internett]. Available: <https://www.vegvesen.no/Europaveg/e6trondheim>.
- [32] «Statnett nettutviklingsplan og kraftsystemutredning,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklingsplan-og-kraftsystemutredning/>.
- [33] «Analyse Kraftsystemet i Sør-Trøndelag og Nord-Møre 2020-2030,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kraftsystemet-i-sor-trondelag-og-nordmore-2020-2030.-analyserapport-2017.pdf>.
- [34] «RKSU for Hedmark og Oppland. Unntatt offentlighet».
- [35] «Muligheter for større datasentre til Trøndelag,» [Internett]. Available: <http://www.mynewsdesk.com/no/tronderenergi/documents/muligheter-for-stoerre-datasenter-til-troendelag-76654>.
- [36] Equinor, «Equinor med ambisjon om å kutte utslippene i Norge til nær null i 2050,» [Internett]. Available: <https://www.equinor.com/no/news/2020-01-06-climate-ambitions-norway.html>.
- [37] Adressa.no, «Trosset koronakrisen. Sa ja til gigantinvestering i Trøndelag,» 26 mai 2020. [Internett]. Available: <https://www.adressa.no/okonomi/i/k6RkPj/trosset-koronakrisen-sa-ja-til-gigantinvestering-i-trondelag>. [Funnet 21 juni 2022].





Foto: Knut Håvard Åsmul og Øyvind Nordal Næss