



ELVIA AS

Kraftsystemutredning for Hedmark og Oppland 2022

HOVEDRAPPORT

Elvia

Regional kraftsystemutredning

Hedmark og Oppland

2022

Elvia, tidligere Eidsiva Nett og Hafslund Nett, er av NVE tildelt utredningsansvaret for regionalnettet i de tidligere fylkene Hedmark, Oppland, Østfold, Oslo og Akershus. Denne utredningen omhandler utredningsområde 4, Hedmark og Oppland.

Som utredningsansvarlig utarbeider Elvia hvert annet år en regional kraftsystemutredning (KSU). Utredningen svarer ut bestemmelser i forskrift om energiutredninger, fastsatt av Norges vassdrags - og energidirektorat (NVE) 7. desember 2012.

Regional kraftsystemutredning presenterer mulige utviklinger av regionalnettet med oppdaterte oversikter over pågående utredningsaktiviteter og tiltak som er igangsatt for å understøtte nettselskapenes fremtidsforventinger. Stadig skiftende forutsetninger gjør at dette bildet oppdateres og tilpasses de til enhver tid gitte betingelser fortløpende.

Formålet med KSU-ordningen er å tilrettelegge for koordinering mellom aktørene som deltar i nettutviklingen. Utredningen skal dekke informasjonsbehovet til planansvarlige konsesjonærer innen utredningsområdet, tilgrensende utredningsområder, relevante myndigheter og andre interessenter.

Kraftsystemutredningen består av to rapporter.

Grunnlagsrapporten, som oversendes NVE, er underlagt taushetsplikt ihht. kraftberedskapsforskriften og er unntatt offentlighet ihht. offentleglova.

Hovedrapporten er et sammendrag av grunnlagsrapporten, med vekt på informasjon av allmenn interesse. Hovedrapporten finnes på NVE og Elvia sine hjemmesider.

Juni 2022

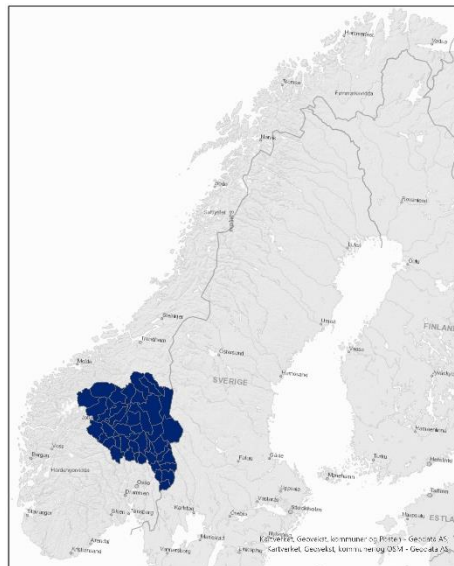


1	SAMMENDRAG	4
2	BESKRIVELSE AV UTREDNINGSOMRÅDET	6
2.1	Utredningsområdet	6
2.2	Deltagere i utredningsprosessen	9
2.3	Samordning i utredningsprosessen.....	10
3	FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET	13
3.1	Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont.....	13
3.2	Mål og krav for det fremtidige kraftsystemet	13
3.3	Økonomiske forutsetninger	16
3.4	Tekniske forutsetninger	19
3.5	Særegne forhold i utredningsområdet	21
4	BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM	23
4.1	Produksjon	23
4.2	Forbruk	27
4.3	Energi- og effektbalanse	28
4.4	Kraftnettet i utredningsområdet	30
4.5	Driftsforhold av betydning for kraftnettet.....	33
4.6	Nettanalyser av dagens nett	37
5	FREMTIDIGE FORHOLD I KRAFTSYSTEMET	40
5.1	Utvikling i produksjon.....	40
5.2	Utvikling i forbruk	44
5.3	Nettanalyser av fremtidig utvikling.....	48
5.4	Endret forbruksmønster og fleksibilitet	51
6	FORVENTEDE INVESTERINGSTILTAK	56
6.1	Utredninger og tiltak i regionalnettet i utredningsområdet	56
6.2	Statnetts planer i området	67
6.3	Mulige tiltak i grenseflater mellom nettområder	69
7	Referanser	76

1 SAMMENDRAG

Elvia, tidligere Eidsiva Nett og Hafslund Nett, er utpekt av NVE til å gjennomføre kraftsystemutredning for kraftnettet i de tidligere fylkene Hedmark, Oppland, Oslo, Akershus og Østfold. Denne utredningen omhandler utredningsområdet Hedmark og Oppland, som tilsvarer alle kommuner i Innlandet fylke utenom Gran kommune.

Utredningen omfatter i hovedsak regionalnettet på 132- og 66 kV, samt vurderinger for enkelte 11- og 22 kV jordkabel- og linjeforbindelser mellom konsesjonsområder. Elvia eier og drifter store deler av regionalnettet i utredningsområdet. I Gudbrandsdalen er det Vevig AS (tidligere Gudbrandsdal Energi Nett AS) og Fjellnett AS (tidligere Eidefoss Nett AS) som eier og drifter regionalnettet. I tillegg er enkelte koblingsanlegg og komponenter eid av Bane NOR og kraftprodusenter. 132 kV-nettet fra Minne til riksgrensen er definert som transmisjonsnett og eies av Statnett. I distribusjonsnettet er det flere nettselskap som eier og drifter strømmettet.



Figur 1-1 Oversiktskart utredningsområde

Det er mye kraftproduksjon i Innlandet fylke, men de største kraftverkene er knyttet til transmisjonsnettet. Utredningsområdet på regionalnettnivå ansees derfor som et underskuddsområde, særlig for effekt. Området er et overskuddsområde om sommeren, med lavt forbruk og høy produksjon, i hovedsak uregulerbar vannkraft. Om vinteren er området et underskuddsområde i kalde perioder. Mellom 40-50 % av behovet i den timen i året som har høyest belastning dekkes av produksjon som ligger innenfor utredningsområdet. Resten må hentes fra transmisjonsnettet. Dette gjøres via 8 stasjoner, eid av Statnett, som er knyttet til det landsdekkende transmisjonsnettet. I Statnetts stasjoner transformeres strømmen til regionalnettet (132-66 kV) og flyter videre til ca. 100 transformatorstasjoner hvor strømmen transformeres videre til distribusjonsnettet (22-11 kV). Bane NORs omformerstasjoner tar også ut strøm fra regionalnettet.

Det er effekten på den dagen i året med størst forbruk, ofte den kaldeste dagen i året, som er dimensjonerende for nettet og dermed har betydning for investeringer i nettet. De viktigste driverne for utviklingen av regionalnettet i Hedmark og Oppland fremover er fornyelsesbehov i nettanleggene grunnet alder og tilstand, lastøkning som følger av elektrifisering og tilknytning av ny produksjon og nytt forbruk.

Vårt hovedscenarier viser et effektbehov til økt forbruk for utredningsområdet fram til 2042 med nesten 400 MW. Det er basert på befolkningsvekst, elektrifisering av transport og tilknytningshenvendelser med høy sannsynlighet for realisering.

Bykommunene med omland har en viss befolkningsøkning. Resten av utredningsområdet, med enkelte unntak, er preget av stagnasjon og tilbakegang i befolkningsutviklingen. Ser man på hovedalternativprognosen (MMMM) 2020-2042 fra SSB har området som helhet en forventet befolkningsøkning, men særlig kommuner i Nord-Gudbrandsdal og delvis Østerdalen forventes tilbakegang. Da det meste av

utredningsområdet er relativt grisgrendt befolket, blir gjennomsnittlig flatebelastning liten.

Videre forventes elektrifisering av transportsektoren å bidra med opp mot 200 MW økt effektbehov i 2042 sammenlignet med dagens nivå. Vekst i elektriske personbiler og varebiler sammen med hurtigladere for elbiler forventes å gi det største elektrifiseringsbidraget.

Områdekonsesjonærene har de siste årene fått flere henvendelser om uttak av større forbruk til datasentre og batterifabrikker. Disse har behov for effekt opp til 300 MW. Eksisterende regionalnett har få steder med ledig kapasitet til så store punktlaster. Dette, sammen med eventuelle krav om redundans (reserve), gjør at prosjektene kan utløse behov for nye kraftledninger, jordkabler og transformatorstasjoner. For de største anleggene vil det også utløse tiltak i transmisjonsnettet.

På produksjonssiden har utbygging av både større vannkraft- og vindkraftverk de siste årene vært en sentral driver for nettutbygging. Per nå er det ingen større prosjekter under bygging eller planlagt. Henvendelser om tilknytning av ny produksjon gjelder i all hovedsak solkraftverk i industriell skala.

Deler av regionalnettet i Innlandet når forventet teknisk levealder i løpet av de neste to tiårene. Mange av tiltakene som utredes og prosjekteres er helt eller delvis utløst av et reinvesteringsbehov. Lastflyanalysene for ulike fremtidsscenarioer avslører at det er flere geografiske områder med kapasitetsutfordringer. Med forventede investeringstiltak, både i regionalnettet og i økt transformeringskapasitet opp mot transmisjonsnettet, vil det på sikt kunne åpne seg flere muligheter for tilknytning i Elvia sitt nett. Dette gjelder blant annet områdene Valdres, Østerdalen og Mjøsregionen (inkl. Glåmdalen og nordover til Elverum), der det i dag er full stans eller begrensede muligheter for tilknytning av ny produksjon.

2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSSOMRÅDET

2.1 Utredningsområdet

Kraftsystemutredningen for Hedmark og Oppland dekker regionalnettet i Innlandet fylke¹, med enkelte justeringer:

- Nordre del av Tynset kommune i Hedmark fylke, avgrenset av områdekonsesjonen til Kvikne-Rennebu Kraftlag A/L, utredes som en del av regional KSU for Sør-Trøndelag. 132 kV-forbindelsen Savalen-Ulset-Litjefossen er derfor definert innenfor utredningsområde Sør-Trøndelag.
- Regionalnettet på Hadeland (Gran, Jevnaker, Lunner) inkluderes i kraftsystemutredningen for Buskerud fra og med 2018².

Elvia eier og drifter store deler av regionalnettet i utredningsområdet. I Gudbrandsdalen er det Vevig AS (tidligere Gudbrandsdal Energi Nett AS) og Fjellnett AS (tidligere Eidefoss Nett AS) som eier og drifter regionalnettet. I tillegg eier Stange Energi Nett, og Røros E-verk Nett noe regionalnett i utredningsområdet. Det er satt i gang prosess for å fusjonere Stange Energi Nett og Elvia i løpet av 2022. Det er ikke tatt høyde for i KSU 2022.

Elvia eier det kundenære distribusjonsnettet i 20 kommuner i Innlandet. I Gudbrandsdalen eier Vevig (tidligere Gudbrandsdal Energi Nett, 4 kommuner), Fjellnett (tidligere Eidefoss nett, 5 kommuner) og Skiaker Nett (tidligere Skjåk Energi, 1 kommune) distribusjonsnettet. I Østerdalen har Klive (tidligere Nord-Østerdal kraftlag) distribusjonsnettet (6 kommuner), mens i Valdres er det Etna Nett, Sør-Aurdal Energi (SAE Nett), Griug (tidligere Valdres Energi) og Vang (8 kommuner). Stange Energi Nett eier distribusjonsnettet i Stange kommune. Høyspenning distribusjonsnettet drives med 22-11 kV spenningsnivå, mens nettet som møter kundene drives med 230 V eller 400 V.

Kunder av regionalnettet er distribusjonsnett, produksjonsanlegg, industri, fjernvarme og omformerstasjoner til Bane NOR. Det er i overkant av 240 000 slutt kunder (357 000 innbyggere) i utredningsområdet. Av disse har Elvia flest slutt kunder (i underkant av

Fylker (Innlandet)	1
Kommuner	45
Mennesker	357 000
Antall transmisjonsnettspunkter	8
Tilgrensende regionalnett	Røros Energi Nett, Tensio SN (Tidligere KVO), Ellevio (SE), Elvia
Regionalnettseiere	5
Distribusjonsnettseiere	10
Transformatorstasjoner	93
Kraftstasjoner > 1 MW	86
Spenning [kV]	66 og 132
Energi til forbruk [GWh] 2021	7,02
Maksimaleffekt [MW] 2021	1 679

Tabell 1-1 Nøkkeltall for utredningsområdet Hedmark og Oppland per januar 2022

¹ Fra 1.1.2020 er Hedmark og Oppland fylker sammenslått til Innlandet fylke. For KSU 2022 vil fortsatt de gamle fylkesnavnene benyttes for utredningsområdet.

² Dette på grunn av at Hadeland Energi Nett har fusjonert med Energiselskapet Buskerud. Fra 2020 ble Jevnaker og Lunner en del av Viken fylke, og Gran en del av Innlandet. Alle tre kommunene omfattes av kraftsystemutredningen for Buskerud.

70 %), etterfulgt av regionalnettseierne Vevig (9%) og Fjellnett (6 %). Resterende kunder er forsynt av områdekonsesjonærer som kun eier lokalt distribusjonsnett.

2.1.1 Anleggskonsesjonærer i utredningsområdet

Tabell 1-2 gir en oversikt over anleggskonsesjonærer i regionalnettet og hvilke spesifikke anlegg de har tillatelse til å bygge og drive.

Tabell 1-2 Anleggskonsesjonærer i regionalnettet (132/66 kV)

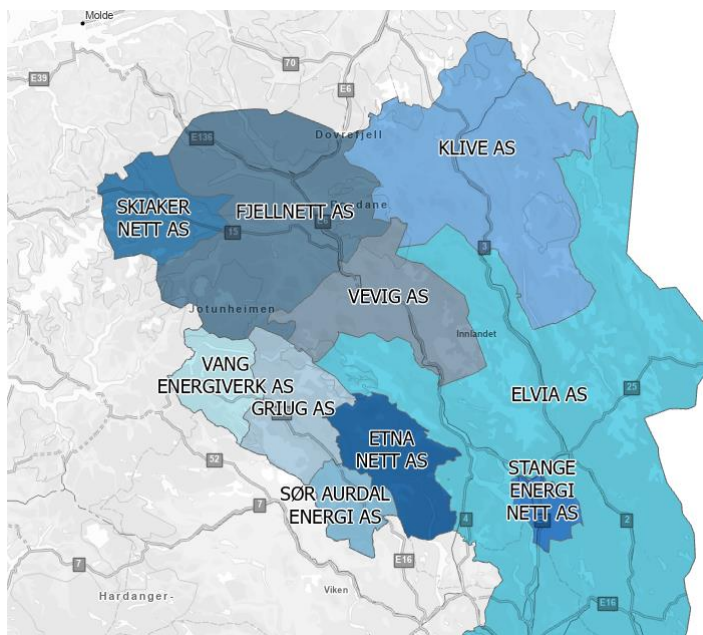
Selskap	Spenning [kV]	Sted / anlegg
Bane NOR	66	Omformerstasjoner Dombås, Otta, Fron, Fåberg, Rudshøgda, Gjøvik, Tangen, Kongsvinger
Hafslund Eco Vannkraft	66/132	Kraftverkene Ylja, Kalvedalen, Lomen, Dokka, Torpa, Faslefoss, Braskereidfoss, Skjefstadfossen, Lutufallet, Osa, Løpet, Savalen, Tolga, Mesna, Roppa, Hunderfossen, Rosten, Framruste, Øyberget, Skjåk med koblingsanlegg og enkelte produksjonsradialer.
Austri Kjølberget	132	Kjølberget vindkraftverk
Austri Raskiftet	132	Raskiftet vindkraftverk
Akershus Energi	66	Engerfjellet vindkraftverk med koblingsanlegg (Songkjølen knyttet til 132 kV transmisjonsnett)
Skagerak Kraft	132	Kraftverkene Åbjøra og Bagn med koblingsanlegg
Eidefoss Vannkraft AS	66	Kraftverkene Øvre, Nedre og Midtre Tessa, Eidefossen, Rosten, Nedre Otta med koblingsanlegg
Fjellnett	66/132	Regionalnett Dovre, Skjåk, Lom, Lesja, Sel, Vågå
Vevig	66	Regionalnett Øyer, Ringeby, Sør-Fron, Nord-Fron
Stange Energi Nett	66	Bekkelaget, Ilseng og Finstad transformatorstasjoner, pluss avgreininger mot Bekkelaget og Ilseng.
Røros E-verk Nett	132	132 kV Tolga-Os
Mørenett	132	132 kV Vågåmo-Osby
Elvia	66/132	Regionalnettet sør i Oppland og i store deler av Hedmark.
Fusjoner og overdragelser av nettanlegg <ul style="list-style-type: none"> 1. januar 2020 ble Hafslund Nett og Eidsiva Nett fusjonert til Elvia Rendalen T2 med tilhørende koblingsanlegg og 132 kV Minne-Skarnes-Kongsvinger-Eidskog-Riksgrensen ble omklassifisert til transmisjonsnett (fordi 132 kV-ledningen mellom Minne og Charlottenberg i Sverige er en mellomlandsforbindelse) og overtatt av Statnett fra 2021. Disse nettanleggene inkluderes derfor ikke i RKSU. 132 kV Vågåmo-Osby ble i 2021 vedtatt av NVE omklassifisert til regionalnett og Statnett har inngått avtale om salg av ledningen, sammen med flere andre nettanlegg i Møre og Romsdal, til Mørenett. Det er satt i gang prosess for å fusjonere Stange Energi Nett og Elvia. Fusjonen er formelt vedtatt i Eidsivas generalforsamling. Stange Energi Nett (SEN) blir en del av Eidsivakonsernet i løpet av 2022. 		

2.1.2 Områdekonsesjonærer i utredningsområdet

Figur 1-2 gir en oversikt om områdekonsesjonærer i utredningsområdet. Disse nettselskapene har løyve til å bygge og drive elektrisk fordelingsnett med spenning opp til og med 22 kV innenfor angitt geografiske område.

I Valdres er det fire områdekonsesjonærer og distribusjonsnettseiere under Elvias regionalnett; Vang, Griug, Etna og SAE Nett. I Skjåk kommune er Skiaker Nett områdekonsesjonær og distribusjonsnettseier (22 kV) under Fjellnetts regionalnett.

I Stange kommune er Stange Energi områdekonsesjonær og eier av distribusjonsnett (11 kV) og noe regionalnett (66 kV avgreininger og tre stasjoner). I Nord-Østerdalen er Klive områdekonsesjonær og distribusjonsnetteier (22 kV) fra Rendalen kommune og nordover.



Figur 1-2: Områdekonsesjonærer i KSU-området

2.1.3 Regionalnettseiere i utredningsområdet

I tidligere Hedmark fylke er Elvia dominerende regionalnettseier og tariffansvarlig anleggskonsesjonær. Områdekonsesjonæren Stange Energi Nett eier tre 66 kV-stasjoner og to 66 kV-avgreininger og Røros E-verk Nett eier 132 kV Tolga-Os.

I tidligere Oppland fylke er eierforholdene mer komplekse. I Gudbrandsdalen (nord for Lillehammer og Gausdal) er hovedregelen at områdekonsesjonæren også er regionalnettseier (Vevig og Fjellnett). I Vest-Oppland (Valdres og Gjøvik/Toten) er Elvia regionalnettseier, mens områdekonsesjon holdes av andre selskap.

2.1.4 Kommuner og befolkning i utredningsområdet

Tabell 1-3 gir en oversikt over kommuner i utredningsområdet, samt befolkningstall, fordelt på tidligere fylker Hedmark og Oppland.

Tabell 1-3 Kommuner, befolkning og areal per 1.januar 2022.

Tidl. fylke	Befolkning	Endring siste 20 år	Forventet økning neste 20 år (MMMM)	Areal km ²	Kommuner
Oppland 26 kommuner hvorav KSU dekker 23	158 858	2,0%	2,2 %	25 192 (23 917 uten Hadeland)	Lillehammer, Gjøvik, Dovre, Lesja, Skjåk, Lom, Vågå, Nord-Fron, Sel, Sør-Fron, Ringebu, Øyer, Gausdal, Østre Toten, Vestre Toten, (Gran, Lunner, Hadeland), Søndre Land, Nordre Land, Sør-Aurdal, Etnedal, Nord-Aurdal, Vestre Slidre, Østre Slidre, Vang
Hedmark 22 kommuner	198 762	5,7 %	5,5 %	27 397	Kongsvinger, Hamar, Ringsaker, Løten, Stange, Nord-Odal, Sør-Odal, Eidskog, Grue, Åsnes, Våler, Elverum, Trysil, Åmot, Stor-Elvdal, Rendalen, Engerdal, Tolga, Tynset, Alvdal, Folldal, Os
Sum	357 620	4,0 %	4,0 %	52 589	45 kommuner

2.2 Deltagere i utredningsprosessen

NVE har utpekt Elvia³, som største regionalnettseier i området, til å koordinere arbeidet med kraftsystemutredningen.

Elvia, som utredningsansvarlig, leder et kraftsystemutvalg som består av utredningsansvarlig, regionalnettseierne, representant for produsentene og utredningsansvarlig i transmisjonsnett. Kraftsystemutvalget fungerer som en styringsgruppe og har en samordnende og rådgivende funksjon overfor de enkelte konsesjonærer. Utvalget kan bidra i saker som gjelder nettutbygging som berører flere konsesjonærer og kan også initiere nettutredninger, samt avgi uttalelser i prinsipielle nettspørsmål.

³ Elvia AS er det fusjonerte Eidsiva Nett og Hafslund Nett fra 2020. Elvia har dermed KSU-ansvar for to ulike utredningsområder med hver sin KSU, hhv. Hedmark og Oppland (denne rapporten) og Oslo, Akershus og Østfold.

Medlemmer til kraftsystemutvalget ble valgt på det regionale kraftsystemmøtet 10. november 2020. I forbindelse med denne utredningen har det blitt avholdt møter i kraftsystemutvalget 11.10.2020 og 02.02.2022. Virksomhet og kontakt i utvalget knyttet til årets revisjon har hovedsakelig vært skriftlig via epost og digitale møter.

Tabell 1-4 Oversikt medlemmer i gjeldende kraftsystemutvalg per 2022

Selskap	Hovedmedlem
Vevig AS	Anders Hagehaugen
Fjellnett AS	Leif-Inge Schjøberg
Hafslund Eco Vannkraft AS	Håkon Rustad
Statnett SF	Caroline Kristiansen
Elvia AS (Utredningsansvarlig)	Tone Bleken Rud, Karoline Skjelsvik, Thea Sand Stubsjøen

2.3 Samordning i utredningsprosessen

2.3.1 Anleggskonsesjonærer

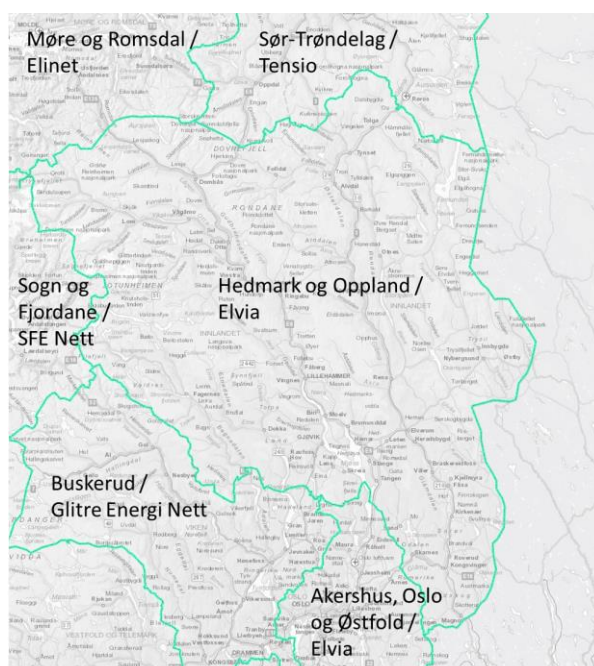
Tilgrensende regionalnett og KSU-områder

Utredningsområdet grenser i nord til utredningsområdene Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal, i vest mot Sogn og Fjordane og Buskerud, og i sør mot Akershus.

Buskerud og Sogn og Fjordane er ikke elektrisk sammenknyttet med utredningsområdet på regionalnettsnivå. I øst grenser området til det svenske nettselskapet Ellevio via 132 kV-ledningene Eidskog-Charlottenberg (transmisjonsnett) og Lutufallet-Höljes.

132 kV Vågåmo-Osbu utgjør regionalnettforbindelsen mot Møre og Romsdal.

Mot Akershus går flere regionalnettledninger; 132 kV Krabyskogen-Hurdal, 132 kV Minne-Skarnes (transmisjonsnett), 66 kV Minne-Strandlykkja og 66 kV Minne-Linder.



Figur 1-3: Tilgrensende KSU-områder

Det er mot Sør-Trøndelag utredningsområdet har den sterkeste nettmessige tilknytningen. Forbindelsen mot Trøndelag representeres ved 132 kV Savalen-Ulset-Litjfossen-Bratset til KVO-nettet (Kraftverkene i Orkla) og mot Røros ved 132 kV Tynset-Tolga-Os-Røros.

Røros omfattes av KSU for Sør-Trøndelag. Røros Elektrisitetsverks forsyningsområde er avhengig av overføring fra regionalnettet i Hedmark. Området, sammen med Hurdal transformatorstasjon som forsynes fra 132 kV nettet i Mjøsområdet, er derfor inkludert i summert energi og effekt for utredningsområdet Hedmark og Oppland. Den delen av lasten under Minne transformatorstasjon som ved normaldrift forsynes fra 300/66 kV-transformatoren (Akershus), er ikke inkludert.

Samordning mot tilgrensende nettselskap har foregått ved møter, telefonisk kontakt og per e-post der det har vært aktuelt.

Overliggende nett

Samordningen mot transmisjonsnettet foregår i hovedsak ved Statnetts deltagelse i kraftsystemutvalget for Hedmark og Oppland.

Fra 2020 ønsker Statnett at den regionale utredningsprosessen inkluderer en oversikt over Statnetts planer i området er inkludert i den regionale KSUen. Planer hos Statnett i utredningsområdet er derfor omtalt i kapittel 6.2.

Samordning mot overliggende nett vil fremover også foregå i forbindelse med Statnetts utarbeidelse av områdeplaner. Områdeplanene vil ha til hensikt å vise en trinnvis utvikling mot et fremtidig målnett. Statnett vil sammen med regionale nettselskap og andre aktører bruke områdeplanene til å se system- og anleggstiltak i sammenheng, og igangsette pakker med tiltak som møter behovene for markedsutvikling, fornyelse, nettkapasitet og vedlikehold. Planene vil også danne grunnlag for koordinering av tiltak på ulike nettnivåer og videre prosjektutvikling.

Andre anleggskonsesjonærer

Samordning mellom anleggskonsesjonærer blir normalt ivaretatt ved kontinuerlig dialog og samarbeid rundt aktuelle prosjekter. Det kan omfatte aktuelle prosjekter på underliggende nett, andre anleggskonsesjonærer som Bane NOR eller produsenter.

Samordning mot produsenter skjer både ved nybygging og rehabilitering av kraftverk. En representant for kraftprodusenter er delaktig i kraftsystemutvalget.

2.3.2 Områdekonsesjonærer

Områdekonsesjonærene deltar i utredningsprosessen ved behov. Dette kan være måledata, prognoser, reserveforhold, informasjon om underliggende produksjon (småkraftverk) og med detaljinformasjon og utredning av egne anlegg.

Det kom i 2017 et nytt krav til områdekonsesjonærer i forskrift om energiutredninger. Kravet innebærer at det skal pekes på mulige tiltak i grensesnittet mellom konsesjons-områdene. Dvs. mellom ulike punkter i 11-22 kV de ulike distribusjonsnettene. Dette er omtalt i kapittel 6.3.

§ 12 nytt femte ledd:

Områdekonsesjonærer skal i forbindelse med utarbeidelsen av de regionale kraftsystemutredningene gi utredningsansvarlig en oppdatert vurdering av nettsituasjonen mot alle tilgrensende områdekonsesjonærer og mot overliggende nett.

Områdekonsesjonærene skal i vurderingen peke ut mulige tiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområder og nettnivå som kan være alternativer til investeringer i eget nett.

Figuren viser forskriftsteksten i det nye kravet om energiutredning

2.3.3 Kommunale og fylkeskommunale planer

Planlegging av den fremtidige utviklingen av kraftsystemet koordineres mot kommunale- og fylkeskommunale planer, som regulerings- og arealplaner, verneplaner og beredskapsplaner. Informasjonen i slike planer kan eksempelvis være viktig i utarbeidelsen av prognoser for fremtidig kraftetterspørsel og overføringsbehov i nettet eller ha betydning for traséplanlegging og lokalisering av netttiltak. I kraftsystemutredningen er kommunenes anslag for næringsutvikling og informasjon som supplerer SSBs prognoser for befolknings- og effektutvikling hensyntatt.

3 FORUTSETNINGER I UTREDNINGSSARBEIDET

3.1 Utredningens ambisjonsnivå og tidshorisont

Et hovedmål med denne utredningen er å bidra til en rasjonell og god utvikling av kraftsystemet i utredningsområdet. Utredningen omfatter hovedsakelig regionalnettet, samt opp- og nedtransformering mot hhv. transmisjonsnett og distribusjonsnett. I tillegg omfatter utredningen produksjonsanlegg for strøm og fjernvarme.

Regionalnettet skal, i samspill med det øvrige kraftsystemet, ivareta samfunnets behov for sikker forsyning og ha tilstrekkelig overføringskapasitet til å møte politiske ambisjoner om et fremtidig karbonfritt samfunn. Videre skal utredningen:

- oppfylle krav til regional kraftsystemutredning i forskrift om energiutredninger,
- danne et grunnlag for utarbeidelse av anleggskonsesjoner og øvrige investeringer og reinvesteringer,
- være en nyttig informasjonskilde og oppslagsverk for opplysninger om regionalnettet i utredningsområdet som kan brukes i andre sammenhenger.

Kraftsystemutredningen har som formål å sammenstille vurderinger av utviklingen i behovet for overføringskapasitet i kraftsystemet i Hedmark og Oppland. I vurderingene inngår behov for kapasitetsøkning, moderniseringer og fornyelser, samt tiltak for å bedre leveringssikkerheten og -kvaliteten. Videre skal utredningen vise sammenhengen mellom den forventede utviklingen og mulige nettiltak med tilhørende investeringsbehov.

Utredningsdokumentet har en tidshorisont på minimum 20 år fram i tid. Kravet til detaljeringsgrad for prosjektopplysninger avtar noe med antall år til realisering.

Utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger, eksempelvis om lastutvikling og fornyelsesbehov, påvirker tidspunkt og omfang av tiltak. Det påpekes at tiltakene som beskrives i KSU ikke nødvendigvis er vedtatt eller investeringsbesluttet. Utredningen oppdateres annet hvert år. Utredningen er basert på NVEs forskriftsmessige krav til innhold for kraftsystemutredninger og veiledningsmateriell.

3.2 Mål og krav for det fremtidige kraftsystemet

Overordnet mål for det fremtidige kraftsystemet er å sikre levering av kraft til forbrukerne i utredningsområdet gjennom en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling av kraftsystemet. Dette innebærer en kostnadseffektiv utbygging av regionalnettet i utredningsområdet. Samtidig krever det samordning av tiltak på ulike nettnivå, og med utbygging av produksjon og bruk av alternative energibærere. Slike tiltak kan i noen tilfeller erstatte, utsette eller supplere nettiltak. Ulike ledetider og ulike insentiver, eksempelvis bedriftsøkonomiske hensyn, kan gjøre at slik samordning er utfordrende i praksis.

Ved utredning og valg av nettløsning må nettselskapene hensynta krav og tekniske, sikkerhetsmessige og miljømessige forhold.

3.2.1 Leveringskvalitet

For kundene er leveringskvalitet i første rekke knyttet til leveringspålitelighet og spenningskvalitet.

Leveringspålitelighet

Regionalnettet i utredningsområdet sett under ett har en god leveringspålitelighet. Leveringspåliteligheten er noe ulik fra område til område. Dette er iht. myndighetenes (NVE) insentiver ved KILE-ordningen som innebærer at bylignende områder med mye næring vil oppleve bedre pålitelighet enn landlige boområder.

I hele utredningsområdet er det et mål å redusere ILE (Ikke Levert Energi). Det er et stort fokus på rask deteksjon av feil, omkoblinger i nettet og iverksetting av feilretting. Et annet virkemiddel er å i større grad benytte AUS, dvs. Arbeid Under Spenning, ved arbeid i nettet. Ved å bruke denne metoden for arbeid i nettet blir kundene mindre berørt i form av færre planlagte strømstanser.

Andre tiltak er det løpende arbeidet som gjøres med reinvesteringer av aldrende komponenter samt forbedring av nettstruktur, vedlikehold, beredskapsmodell og i tillegg økt andel fjernkontroll av brytere og overvåkning/sensorering i nettet.

Spenningskvalitet

Spenningsforholdene i regionalnettet i utredningsområdet har de siste årene vært gjennomgående gode. Dette skyldes gjennomførte forsterkninger, reaktiv kompensering og et «sterkt» nett.

Det er en målsetning å opprettholde den gode spenningskvaliteten ved å forsterke nettet og ved å øke tilgangen til reaktiv effekt.

I flere av Statnetts stasjoner er det montert 300 kV spoler og kondensatorbatterier for å bedre spenningsforholdene i transmisjonsnettet.

Feil i nettet, kobling av brytere og atmosfæriske overspenninger kan medføre kortvarige overspenninger og spenningsdipper. Det er en målsetning å redusere disse til et minimum ved tiltak i eget nett og ved aktivt samarbeid med kunder.

Tiltak

Kortvarige overspenninger og spenningsdipper kan reduseres ved å blant annet installere jordspoler, overspenningsbeskyttelse og å bruke synkroniserende brytere ved innkobling av kondensatorbatterier. I tillegg stilles det krav til kunder som genererer harmonisk støy. Dette kan være krav om avbøtende tiltak som for eksempel installering av filter eller frekvensomformere i anlegg som inneholder likeretteranlegg, omformerstasjoner, pumper, serverparker ol.

For å få bedre kunnskap om den elektriske kvaliteten i nettet er det installert systemer for overvåking av spenningskvalitet, som digitale strømmålere (AMS). Med utrulling av AMS-målerne øker kontrollen over den elektriske kvaliteten ytterligere.

For å sikre en god spenningskvalitet i nettet, er det utarbeidet retningslinjer som regulerer tilknytning av ulineære laster og produksjonsheter.

Nettkostnader og nettets leveringspålidelighet må sees i sammenheng. Nettselskapene vil i samarbeid med brukerne av nettet og NVE arbeide videre med å avklare hva som er riktig nivå for leveringspålidelighet i forskjellige deler av nettet og for ulike kundegrupper og geografiske områder.

3.2.2 Beredskap

Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (Kraftberedskapsforskriften), utarbeidet av NVE, gir føringer som skal bidra til å sikre energiforsyningens evne til å oppfylle sin samfunnsoppgave også under ekstraordinære påkjenninger og situasjoner. Tilsvarende angir forskriften retningslinjer for kraftsystemets evne til å gjenopprette forsyningen etter feilhendelser.

For å samordne arbeidet med forebyggende sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen er det etablert en landsomfattende organisasjon; kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO). KBO-enhetene består av NVE og virksomhetene som står for kraftforsyningen. Alle enheter i KBO har en selvstendig plikt til å sørge for effektiv sikring og beredskap og iverksette tiltak for å forebygge, begrense og håndtere virkningene av ekstraordinære situasjoner.

Beredskapsleder i enhetene skal sørge for nødvendig planlegging og utøvelse av beredskapsarbeidet, herunder etablere og vedlikeholde kontakter med myndigheter og relevante enheter i KBO (NVE, 2022). Kraftforsyningens distriktssjef (KDS) for Innlandet er utpekt av NVE til å sørge for godt samarbeid og samordning om sikkerhet og beredskap mellom KBO-enhetene og ha oversikt over vesentlige beredskapsmessige utfordringer i sitt distrikt.

Beredskapsplaner utformes blant annet basert på risiko- og sårbarhetsanalyser, evalueringer etter feilsituasjoner, historisk feilstatistikk, nettets topologi og oppdaterte trusselvurderinger. Jevnlige øvelser (minst én gang per år) gjennomføres for å opparbeide og vedlikeholde kompetanse og erfaring. Øvelser gjennomføres med deltakere fra flere selskap og i samarbeid med myndigheter og andre lokale aktører.

3.2.3 Miljø

En viktig målsetting for nettutvikling er å ivareta miljøhensyn og vurdere alternativer til å bygge nytt nett. Dette gjøres blant annet ved å vurdere muligheter for økt utnyttelse av eksisterende nett, sanering av eksisterende anlegg og vurdering av ulike traséalternativ og avbøtende tiltak ved nye utbygginger.

Myndighetenes krav gjennom lover og forskrifter utgjør et minimumskrav. Det ventes økt fokus på miljø fra publikum, kunder og myndigheter. Dette gjelder forhold som estetikk, støy, utslipp i jordsmonn og emisjon av elektromagnetiske felter.

Problemstillinger rundt elektromagnetiske felter er beskrevet i NOU-1995:20. Vedrørende eventuell helsefare ved elektromagnetiske felt fra elektriske anlegg, forholder man seg til Statens strålevern sine anbefalinger. Disse innebærer at det skal utredes alternative løsninger dersom et bygg eksponeres for magnetfelter over $0,4\mu\text{T}$ som et gjennomsnitt over året. Ved reinvestering av eksisterende anlegg, vil en søke å utforme anleggene slik at magnetfeltene blir redusert til et minimum.

Helt fra 1800-tallet har kreosot blitt brukt til impregnering av trevirke, men på grunn av de helse- og miljøskadelige stoffene kreosot inneholder er det nå flere selskap som velger

å fase ut bruken av slike trestolper. Alternativer er blant annet saltimpregnerte trestolper og stolper av kompositt, aluminium og stål. Ikke alle stolpeproduktene er like utprøvde, men det forventes å få økt kompetanse og erfaringer fra pågående forskningsprosjekter.

Frem til 1980-tallet var oljetrykkskabler enerådende for høyere spenninger. Dette er nå endret, men det finnes fremdeles noen oljetrykkabler på regionalnettsnivå i utredningsområdet.

Støy fra transformatorer er et tilbakevendende tema. Dette skyldes ikke minst at det bygges boliger stadig nærmere transformatorstasjonene.

Alternativer til SF₆-gass og bryterteknologi er også under utvikling og testing. Det kan nevnes at Elvia har et pågående pilotprosjekt i Heggedal der hele anlegget bygges på en utslippsfri byggeplass. Dette innebærer bruk av elektriske- og biodrivstoffdrevet anleggsmaskiner, lavkarbonbetong (dersom temperaturen tillater det) og et GIS-anlegg med miljøvennlig alternativ til SF₆-gass.

3.2.4 Vedlikehold

Det går fra et periodisert, mot et mer tilstands- og risikobasert vedlikehold. Overgangen muliggjøres gjennom utvikling av nye diagnosteknikker. Målet er å forbedre påliteligheten samtidig som vedlikeholdskostnadene reduseres.

Elvia bruker helikopter og droner med høyoppløselig kamera som erstatning for tradisjonell toppkontroll av kraftlinjer. Tilsvarende teknikk brukes for kontroll av tilveksten i ledningsbeltene.

3.3 Økonomiske forutsetninger

De fleste investeringer i regionalnettet krever anleggskonsesjon fra NVE. I tillegg til tekniske og miljømessige forhold er samfunnsøkonomiske forhold en sentral del av begrunnelsen for tiltaket i NVE sin behandling av konsesjonssøknad.

3.3.1 Forenklete samfunnsøkonomiske beregninger

Både tiltak som innebærer nye utbygginger, reinvesteringer, oppgraderinger og kapasitetsøkning er gjenstand for samfunnsøkonomiske vurderinger som i størst mulig grad skal omfatte virkningene for de grupper i samfunnet som berøres av tiltaket.

Samfunnsøkonomiske analyser skal avdekke om tiltaket totalt sett er lønnsomt for samfunnet eller ikke og gir beslutningstakere grunnlag for å rangere og prioritere mellom ulike tiltak. Det planlagte investeringstiltaket sammenliknes med et nullalternativ og minst én alternativ systemløsning. Nullalternativet er en referanse som øvrige tiltak sammenlignes mot og er utformet som en minimumsløsning for å overholde forskrifter og regler. Alternative systemløsninger kan være tiltak på andre nettnivåer, endring av systemspenning eller tiltak andre steder i nettet som også ivaretar behovet.

Kraftnettet gir nyttevirkninger for samfunnet, som må veies opp mot kostnadene ved utbygging og drift. For tiltak i kraftsystemet er sentrale virkninger investeringskostnad, drift- og vedlikeholdskostnader, endring i kostnader knyttet til nettap og avbrudd, og areal- og miljøkonsekvenser. Virkningene kvantifiseres der det er mulig og praktisk. For virkninger som ikke lar seg tallfeste i kroner (ikke-prissatte virkninger), illustreres i

hvilken grad virkningen bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt for samfunnet ved pluss-minus-metoden.

Kalkulasjonsrente settes til 4 %, ihht. Direktoratet for forvaltning og økonomistyring sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser og analyseperioden er 40 år.

Detaljeringsgraden i de forenklede samfunnsøkonomiske vurderingene avhenger av tiltakets modenhet. Med en tidshorisont på 20 år, vil enkelte tiltak ligge svært langt fram i tid. I henhold til NVEs veileder for utredningsarbeidet er de samfunnsøkonomiske vurderingene av slike tiltak, samt mindre tiltak, mindre detaljerte enn de som nærmer seg konsesjonssøknad.

3.3.2 Investeringskostnader

Investeringskostnadene i utredningen er basert på erfaringstall for priser i inngåtte kontrakter og gjennomførte prosjekter som er sammenlignbare. Kostnader til forprosjektering, materiell og arbeidskraft er inkludert. Tiltak som er mer modne gjennomgår mer detaljerte lønnsomhetsanalyser, mens for tiltak som ikke er utredet i særlig stor grad brukes sjablongmessige kostnadstall.

Anleggs- og komponentkostnader er først og fremst avhengig av spenningsvalg og kapasitetskrav. Kostnadene påvirkes også av terrenget, klima og markedsmessige forhold, samt av konsesjonskrav, forskriftmessige krav og normer for dimensjonering av anlegg. Eksempelvis kan NVE stille krav om å utrede kabelalternativer. Kostnaden for kabelanlegg på de aktuelle spenningsnivåene er 3-7 ganger høyere enn for luftledningsanlegg og kabler søkes normalt ikke som det primære alternativet. I tillegg kommer lange reparasjonstider ved feil.

Endelig teknisk løsning blir først avklart i detaljprosjekteringen nærmere opp mot realisering. Det er derfor usikkerhet knyttet til kostnadsutvikling for både materiell og arbeid. I tillegg gir bruk av historiske, prosjektspesifikke erfaringstall en generell usikkerhet i kostnadstallene.

Anleggsbidrag

I tillegg til den ordinære tariffen plikter alle nettselskap fra 1. januar 2019 å fastsette og kreve anleggsbidrag for investeringer som utløses når en eller flere kunder ber om nettilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet. Anleggsbidrag skal dempe kostnadsutslag som følger av enkeltkunders virksomhet eller krav som det er urimelig at fellesskapet skal bære.

Det er ofte vanskelig å ta hensyn til alle faktiske øvrige nyttevirkinger i beregningen av et anleggsbidrag. Kostnadsgrunnlaget for anleggsbidrag i regionalnettet reduseres derfor med en reduksjonsfaktor lik 0,5 for å ta hensyn til slike øvrige nyttevirkinger. Videre skal kunder som initierer investeringen kun bære sin relative andel av den kapasitetsøkningen som foretas i nettet, avhengig av om netttiltaket er av nytte for andre nettkunder. Nettselskapene kan også kreve betalt for utredninger i regional- og transmisjonsnettet. Anleggsbidrag påvirker ikke de samfunnsøkonomiske vurderingene, men har betydning for bedriftsøkonomiske investeringsbeslutninger.

Økonomisk levetid

Det skilles mellom teknisk og økonomisk levetid. Den økonomiske levetiden er tiden fra investering foretas til anlegget er nedskrevet, dvs. den tiden anlegget i utgangspunktet var antatt å være til nytte. Den tekniske levetiden kan være betydelig lenger enn den økonomiske.

I praksis er det stor usikkerhet og variasjon knyttet til teknisk levetid for ulike komponenter. Anleggenes alder kan sammen med tilstandsanalyser gi en indikasjon på restlevetid.

Høy utnyttelse av anlegg kan redusere levetiden. I bedriftsøkonomiske analyser vurderes restlevetider for eksisterende anlegg og forventede levetider for planlagte anlegg ut fra erfaringer, tilstandsanalyser samt utvikling av drifts- og vedlikeholdskostnader.

Dersom anlegget har en teknisk levetid utover analyseperioden, beregnes restverdien. Restverdien beregnes dersom det er avgjørende valg for alternativ. For eksempel dersom det er ulike investeringstidspunkt for alternativene

Ved avskrivninger benyttes lineær avskrivning.

Tabell 3-1 Økonomisk levetid for komponenter i kraftsystemet benyttet hos NVE og Elvia

Komponent /anlegg	Økonomisk levetid	
	NVE	Bedriftsøkonomisk (Elvia)
Bygning	50	50
Luftlinje	35	50
Kabelanlegg	35	50
Transformator	25	40
Koblingsanlegg, kompenseringanlegg	25	40
Driftskontrollanlegg /vern/nødstrøm (hjelpelanlegg)	10	15
Kontrollanlegg transformatorstasjoner	25	25

3.3.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Kostnadene for vedlikehold påvirkes av vedlikeholdsrutiner, klimatiske forhold, belastning, bruk, alder, materialtype og utførelse. Ved sammenligning av utbyggingsalternativer er det i regionalnettet valgt å benytte drift- og vedlikeholdskostnader på 0,5 til 1,5 prosent av anleggskostnaden. Historiske kostnadstall kan sjelden brukes fordi det foretas kontinuerlig omlegging av vedlikeholdsrutinene fra tidsstyrt til tilstandsbasert vedlikehold.

Ved sammenlikning av ulike utbyggingsalternativer, ved detaljprosjektering og før det fattes vedtak om investering, sees det nøyere på kostnadene for det enkelte anlegg. Både elektro- og byggetekniske kostnader er inkludert i beregningene.

3.3.4 Endring i avbruddskostnader

Endring i avbruddskostnader som følge av tiltak beregnes der det er viktig for begrunnelse av behov eller valg av alternativ. Forenklete vurderinger illustreres med pluss-minus-metoden, med hovedfokus på sammenligning av alternativer.

Avbruddskostnader er summen av kundens økonomiske tap, de såkalt KILE-kostnadene (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi) og kostnader ved planlagte avbrudd knyttet til reparasjoner/revisjoner.

Det det gjøres beregninger tas det utgangspunkt i KILE-satser. Avbruddskostnadene varierer for ulike type sluttbrukere som er berørt og med type avbrudd. Kostnaden for et avbrudd varierer dermed med hvilken type kunde som berøres av avbruddet, tidspunktet, hvorvidt avbruddet var planlagt og lengde på avbruddet. I henhold til KILE-ordningen inkluderes også kortvarige avbrudd på under 3 minutter⁴.

Grunnet gode omkoblingsmuligheter i nettet i utredningsområdet, fører planlagte utkoblinger i regionalnettet stort sett ikke til avbrudd for kundene. Ved hjelp av utvidet bruk av AUS (Arbeid Under Spenning) og endringer av nettstrukturen er det et mål at planlagte jobber i ikke skal føre til avbrudd.

Utover kostnader representert ved KILE og reparasjoner, vektlegges kundenes samlede eksponering for feil, omdømmevirkninger og påvirkning på liv og helse når utbedringer av nettet skal foretas. Spesielt gjelder det der strakstiltak iverksettes.

3.3.5 Endring i nettap

Endring i nettap som følge av tiltak beregnes der det er viktig for begrunnelse av behov eller valg av alternativ. Forenklete vurderinger illustreres med pluss-minus-metoden, med hovedfokus på sammenligning av alternativer.

3.4 Tekniske forutsetninger

Gjeldende forskrifter, normer og anbefalinger innen bransjen følges for å oppnå tilfredsstillende personsikkerhet, leveringssikkerhet og kvalitet. I dette kapittelet beskrives sentrale tekniske forutsetninger som er benyttet i kraftsystemutredningen.

3.4.1 Dimensjoneringskriterium

Det er maksimaleffekten, dvs. den energien som leveres i en time på den dagen i året med størst forbruk, som er dimensjonerende for nettet. Oppvarmingsbehov på kalde vinterdager er desidert viktigste faktor for maksimallasten.

Regionalnettet bygges som hovedregel slik at det kan driftes etter det såkalte N-1 kriteriet. Det innebærer at én enkeltkomponent kan svikte uten at dette får alvorlige konsekvenser for forsyningen til sluttkundene eller overlast på andre komponenter. For å

⁴ For mer detaljert informasjon om inntektsrammer og KILE-ordningen, vises det til www.nve.no og www.lovdatab.no.

overholde N-1-kriteriet beregnes snittkapasiteter, dvs. kapasitetsgrenser for summen av to eller flere linjer inn til et geografisk område, som tar utgangspunkt i at den sterkeste komponenten kan falle ut og at det gjenværende nettet tåler den ekstra belastningen det blir påført. Hvor mye kraft en linje kan overføre er gitt ut fra termiske-, stabilitets- eller spenningskriterier. Ved utfall skal forsyningen kunne gjenopprettes etter omkoblinger i regionalnettet og etter at ev. uprioritert forsyning er koblet ut. Som reserve inngår også forbindelser i distribusjonsnettet der disse relativt raskt kan tas i bruk og har tilstrekkelig overføringskapasitet.

3.4.2 Temperaturkorrigering av effektbelastning

Dimensjonerende effektbelastning er definert som forbruk som forventes ved laveste tre døgnns middeltemperatur som statistisk inntreffer i ett av 10 år. Forbruk som kan kobles ut, for eksempel elektrokjeler, holdes utenfor. Ettersom mesteparten av oppvarming i norske husholdninger dekkes av elektrisitet, direkte i form av ovner eller indirekte gjennom varmepumper, er forbruket nært knyttet til utendørstemperaturen. For å følge utviklingen fra år til år temperaturkorrigeres den målte maksimaleffekten mot en dimensjonerende utetemperatur. Den kaldeste temperaturen som kan forventes kan derfor sies å være dimensjonerende for strømmnettets kapasitet.

Strømtoppen i nettet registreres og temperaturkorrigeres til dimensjonerende utetemperatur hvert år. Det antas en lineær sammenheng mellom forbruk og temperatur. I denne utredningen er det brukt 1,6 prosent per grad.

Følsomhet for utetemperaturen varierer fra område til område avhengig av forbrukets sammensetning og tilgang til andre energibærere for oppvarming. I tillegg til utetemperaturen er det maksimale forbruket følsomt for pris.

3.4.3 Reaktiv effekt

Installering av reaktiv effekt gjøres for å oppnå tilfredsstillende spenningsforhold og for å redusere elektriske tap i transformatorer, kabler og linjer. Det er ønskelig å ha reaktiv kompensering så nært forbruket som mulig.

Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og fjerne reaktiv effekt. Generelt gjelder at det i tunglast i nettet er behov for leveranse av reaktiv effekt mens det i lettlast er behov for å fjerne reaktiv effekt. Slike forhold håndteres i hovedsak ved hjelp av spesielle installasjoner som batterier, spoler og kondensatorbatterier i 11-22 kV anlegg i transformatorstasjonene.

3.4.4 Overføringskapasitet på kraftlinjer

Kraftlinjer er konstruert med ulike verdier for tillatt maksimal ledertemperatur. Ved dimensjonerende ledertemperatur skal pilhøyden, dvs. den forskriftsbestemte avstanden fra faseleder og til bakken, opprettholdes. De fleste kraftlinjene i utredningsområdet er dimensjonert for 50 grader ledertemperatur, men kan være fra 40 til 110 grader.

Ved å øke ledertemperatur til 80 grader kan overføringsevnen normalt økes med 20-30 %. Pilhøyden må på nytt beregnes ved den nye ledertemperaturen. Der pilhøyden ikke tilfredsstillende forskriftene, kan faselederne «strammes opp» eller master kan heves slik at minimums avstand til bakken opprettholdes.

Verdier for overføringsevne på kraftlinjer gis ved omgivelsestemperaturer fra minus 20 til pluss 20 grader. Fordi forbruket normalt er størst ved lave temperaturer legges som regel overføringsevnen ved 0 eller minus 10 grader til grunn i lønnsomhetsberegninger for tiltak.

3.4.5 Overføringskapasitet på kabler

Overføringsevnen er avhengig av kabelens forlegningsmåte. Det være seg trekant / flat forlegning, forlegning i jord, i kanal eller i rør, nærføring med andre kabler, fjernvarmerør m.m. I tillegg har måten kabelens skjerm jordes på, dvs. jording i én eller begge ender eller «krysskobling», betydning for overføringsevnen.

Elvia har valgt å legge til grunn overføringskapasitet ved jordtemperaturer 5 grader, og tillatt ledertemperatur på 85 grader på oljekabler og 90 grader for plastisolerte kabler (PEX). Normalt jordes skjermen i begge ender.

Kabelforbindelser mellom to transformatorstasjoner er ofte sammensatt av flere serielle eller parallelle delforbindelser. Det kan skyldes at et kabelstrekk er skiftet ut ved havari, ved omlegginger av traser eller ved at flere opprinnelige kabelanlegg er skjøtet sammen. Delforbindelsen med lavest overføringskapasitet er dimensjonerende for forbindelsen. Utnyttelse og levetid for krafttransformatorer

Transformatorer kan belastes kontinuerlig med mer enn merkeytelsen ved lave lufttemperaturer eller forsert kjøling. For transformatorer som er nyere enn 25-30 år regnes som en tommelfingerregel at enheter kan overlastes langvarig inntil 30 prosent over merkelast. Kortvarig kan enhetene belastes enda høyere, men begrenses ofte av kapasiteten til serielle strømførende komponenter som lastkobler, gjennomføringer og strømtransformatorer.

Det er vanskelig å avgjøre når teknisk levetid for en transformator går ut. Papiret (isolasjonen) i en transformator vil, når det er nytt, ha en depolariseringsverdi (DP) på 1200. Når papiret har fått redusert sin DP-verdi til 200, regnes papiret for å være ødelagt. Det finnes i dag ikke metoder for å fastslå DP på enheter i drift. Det kan kun anslås basert på olje- og gassanalyser. Basert på prøver av papiret på eldre kondemnerte transformatorer, antas DP-verdier for transformatorer eldre enn 50 år å være lav. Disse blir da vurdert til å ha redusert kortslutningssikkerhet og dermed redusert pålitelighet.

3.5 Særegne forhold i utredningsområdet

Naturgitte forhold

Utredningsområdet har store og gravgrendte områder med mye skog. Elleve nasjonalparker ligger helt eller delvis i Innlandet, blant annet Dovre, Rondane og Jotunheimen nasjonalparker. I tilknytning til nasjonalparkene ligger det landskapsvern-områder og naturreservater, og i noen tilfeller andre typer verneområder.

Området har typisk innlandsklima kjennetegnet ved lite vind, moderat nedbør, lav luftfuktighet, og store daglige og årlige temperatursvingninger med varme somre og kalde vintre. Klimaet bidrar i liten grad til forsert aldring av nettkomponenter. Spesielt i nordlige deler av utredningsområdet gir skog med lav bonitet gjennomgående gunstige klimatiske forhold med tanke på levetid for nettanlegg.

Hovedutfordringen for regionalnettet er snø, vind og trefall. Klimautviklingen forventes å gi økt vannkrafttilsig. Erfaringer fra flommer viser at regionalnettet i store trekk er lite utsatt for feil på grunn av flom – utfordringene her er større for kraftprodusentene. En klimautvikling med mer ekstremvær (vind og våt snø) vil dessuten kunne medføre høyere hyppighet av feil i nettet med tilhørende avbruddskostnader.

Sørlige deler av utredningsområdet, spesielt Eidskog, har relativt høy lynhyppighet i sommerhalvåret. Endringer i klima kan føre til at flere områder, som historisk sett ikke har vært særlig berørt av lyn- og tordenvær, i større grad vil bli det fremover.

Tekniske forhold

Luftlinjer er den klart dominerende framføringsmåten for regionalnettet i Hedmark og Oppland. Lange avstander, god fremkommelighet og relativt stabilt klima har bidratt til at luftledninger har vært mest brukt også på lavere spenningsnivå i mer grisgrendte strøk.

Regionalnettet består av både 66 og 132 kV nettanlegg. Området har tidligere hatt av et høyt antall små nettselskaper som har operert med forskjellig spenningsnivå (11/22 kV), der Elvia vil i mindre sentrale strøk gå over til ett spenningsnivå (22 kV).

I store trekk er regionalnettet i Hedmark og Oppland et overskuddsområde om sommeren, med lavt forbruk og høy produksjon, i hovedsak uregulerbar vannkraft. Det er blant annet et stort produksjonsoverskudd i Valdresområdet, hvor det tidvis spesialreguleres grunnet kapasitetsmangel. Overføringskapasiteten mellom Fåberg og Oslo er i perioder begrensende for hvor mye produksjon som kan overføres sørover. Om vinteren er området et underskuddsområde i kalde perioder. Mellom 40-50 % av behovet i den timen i året som har høyest belastning dekkes av produksjon som ligger innenfor utredningsområdet. Resten må hentes fra transmisjonsnettet, hvor de største kraftverkene er tilknyttet. Siden forrige kraftsystemutredning har det blitt satt i drift ny kraftproduksjon i området, deriblant flere vindkraftverk. Vindkraften vil være positiv for kraftbalansen i vinterhalvåret, men forsterke overskuddssituasjonen om sommeren noe.

Med klimaendringene så forventes det mer ustabil vær og økt hyppighet av nedbørsperioder med våt og tung snø. Spesielt de siste par årene har det vært flere større feilsituasjoner som følge av temperaturendringer like over og under null grader, som har gitt tunge snø- og islaster på linjene.

Nord-Odal har hatt flere tilfeller med utfall av strøm i vinterhalvåret over noen år. Både innbyggerne og næringslivet har blitt berørt og tilhørende avbruddskostnader har vært høye. Kortsiktige tiltak i distribusjonsnettet og spenningsoppgradering av deler av høyspentnettet har bedret forsyningssikkerheten. Linjene helt inn til Nord-Odal spenningsoppgraderes innen 2023. Linjeoppgraderingen vil, sammen med medfølgende krav om bredere skogryddebelte, bedre forsyningssikkerheten til hele kommunen.

4 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM

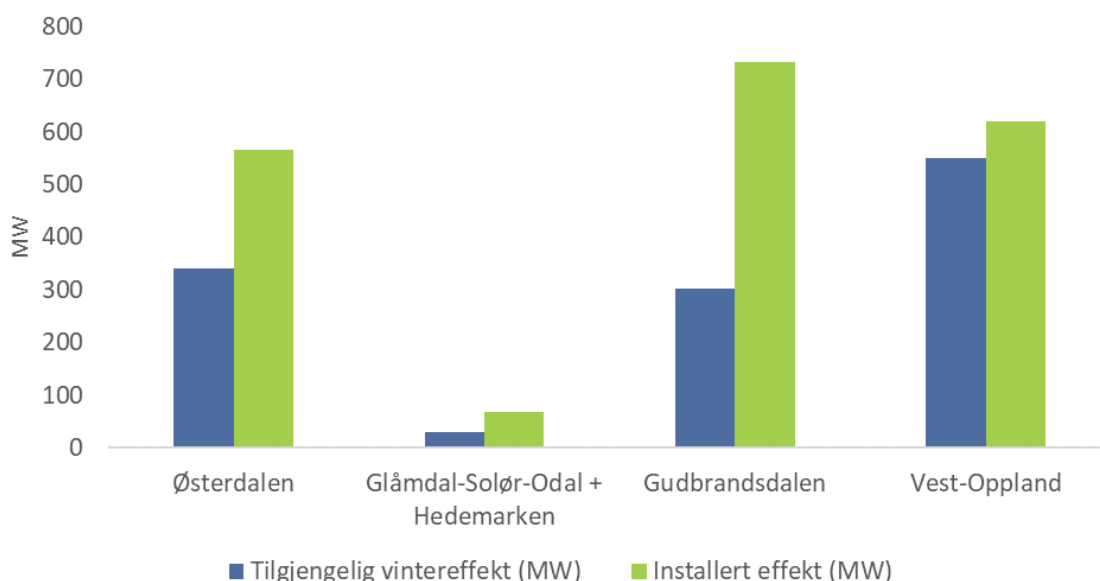
I dette kapitlet beskrives forhold ved dagens kraftsystem i utredningsområdet.

4.1 Produksjon

Siden forrige KSU har flere vind- og vannkraftverk blitt satt i drift i utredningsområdet. I løpet av 2022 vil det også ferdigstilles flere kraftverk som allerede har fått tilhørende nettanlegg satt i drift. Disse prosjektene har i stor grad vært drevet av tidsfristen for å omfattes av elsertifikatorordningen.

I et år med normale tilsig er den totale produksjonskapasiteten i regional- og distribusjonsnettet i Hedmark og Oppland ca. 7 TWh og summert effekt for alle kraftverk er på rundt 900 MW i topplasttiden for 2021.

Figur 4-1 viser tilgjengelig vintereffekt og installert effekt i kraftverk over 1 MW knyttet til regional- eller distribusjonsnettet i utredningsområdet per mai 2022. Tilgjengelig vintereffekt defineres som den høyeste effekten som kan produseres i en sammenhengende 6-timersperiode under høyeste vinterforbruk for vannkraftverk. Vi regner her med normal vannføring for elvekraftverk og magasinnivå for magasinkraftverk, referert til uke 3 (Fosweb, 2022). For vindkraftverk regnes tilgjengelig vintereffekt som 50 % av installert effekt. Som figuren viser er den tilgjengelige vintereffekten lavere enn den installerte effekten.



Figur 4-1 Produksjonsressurser knyttet til regional- og distribusjonsnettet i området (Fosweb, 2022).

4.1.1 Vannkraft

For Hedmark og Oppland var det i 2021 totalt 6,7 TWh vannkraftproduksjon.

De vestlige og nordlige delene av utredningsområdet nær vannskillet når opp i stor høyde med betydelig nedbør. Nedbøren fra Jotunheimsområdet dreneres gjennom hoveddalførene Gudbrandsdalen og Valdres. I Hedmark danner Glomma hoveddalføre fra vannskillet på Trøndelagssiden. Det er nedbør i stor høyde sammen med fall inn mot dalførene som gir det største tilskuddet av elektrisk energi i Oppland. I tillegg kommer tilskudd som følge av selve hovedvassdragene (lavtrykksanlegg).

Produksjonen er hovedsakelig lokalisert i de tynnest befolkede områdene slik at det er overføringsbehov øst- og sørover. Imidlertid er reguleringsgraden av produksjonssystemet totalt sett dårligere enn landsgjennomsnittet, slik at området periodevis har et effektoversudd om sommeren og et relativt betydelig behov for effekttilskudd om vinteren. Tidligere Hedmark fylke er det eneste området som har høyere vernet årsproduksjonspotensial enn det som er utbygd. Andel vernet i forhold til total nyttbart er for Hedmark og Oppland henholdsvis 89 % og 59 % mot 31 % på landsbasis.

Tabell 4-1: Ferdigstilte vannkraftprosjekter i Oppland og Hedmark siden KSU 2020

Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune / tilknytningspunkt i RN	Effekt [MW]	Prod. [GWh]	Status	Merknad
Nedre Otta	Eidefoss/ Opplandskraft	Sel	78,00	250,00	I drift	I drift 2020
Graffer	Fjellkraft AS	Lom / Lom	3,30	8,70	I drift	I drift 2021
Hinøgla	Opplandskraft	Nord-Fron / Vinstra	3,20	10,50	I drift	I drift 2021
Tolga	Opplandskraft	Tolga	45,00	205,00	I drift	I drift 2021

4.1.2 Vindkraft

I 2012 ble Norge med i det svenske elsertifikatsystemet med mål om å bygge ut ny fornybar produksjon tilsvarende 28,4 TWh innen 2020. Ordningen har bidratt til å aktualisere vindkraftutbygging også i Innlandet.

I 2020 ble Kjølberget vindkraftverk satt i drift med en årsproduksjon på 196 GWh. Høsten 2021 ble nettanleggene til Odal vindkraftverk ferdigstilt, og det er planlagt idriftsettelse av vindparken i løpet av 2022. I Hedmark og Oppland er det per februar 2022 totalt i overkant av 1000 GWh vindkraft⁵, som tilsvarer 18 % av den totale produksjonen i utredningsområdet.

Tabell 4-2 Ferdigstilte vindkraftprosjekter i Oppland og Hedmark siden forrige KSU

Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Status
Kjølberget	Astri Kjølberget DA	Våler	54,6	196	I drift 2020

4.1.3 Alternativ energi

Elektrisitet er den dominerende energibæreren, men det finnes også alternativer. Utredningsområdet har hatt en betydelig utvikling i bruk av bioenergi til fjernvarme i flere byer de siste 10-15 år. Det er også betydelig ved- og flisfyring i distriktet, men her finnes lite god statistikk. Fremdeles brukes det fossile energikilder som olje og diesel i noen industrianlegg. Det finnes også kommersiell interesse for å etablere produksjon av biobrensler basert på lokale skogressurser i distriktet.

Fjernvarme

Tabell 4-3 viser en oversikt over de største fjernvarmeanleggene i Hedmark og Oppland. Grunnlasten i fjernvarmenettet dekkes i hovedsak av lokalt produsert og CO₂-nøytral bioenergi fra pellets, flis, rivningsvirke og øvrig skogsavfall samt avfallsbrenning.

Fjernvarmeanlegg forsyner større offentlige bygg, kontorbygg, blokkbebyggelse og lignende. I eksisterende bygg, der oppvarmingen tidligere var med olje- eller elektrokjeler, blir anleggene ofte tilknyttet eksisterende varmesentraler og internt fordelingsnett for varmtvann. Fjernvarmen er dermed i mange tilfeller en direkte erstatning for oljefyring eller el-basert oppvarming. Fjernvarmeanleggene har derfor medført betydelig redusert effektbehov for elektrisk kraft i flere tettbygde områder.

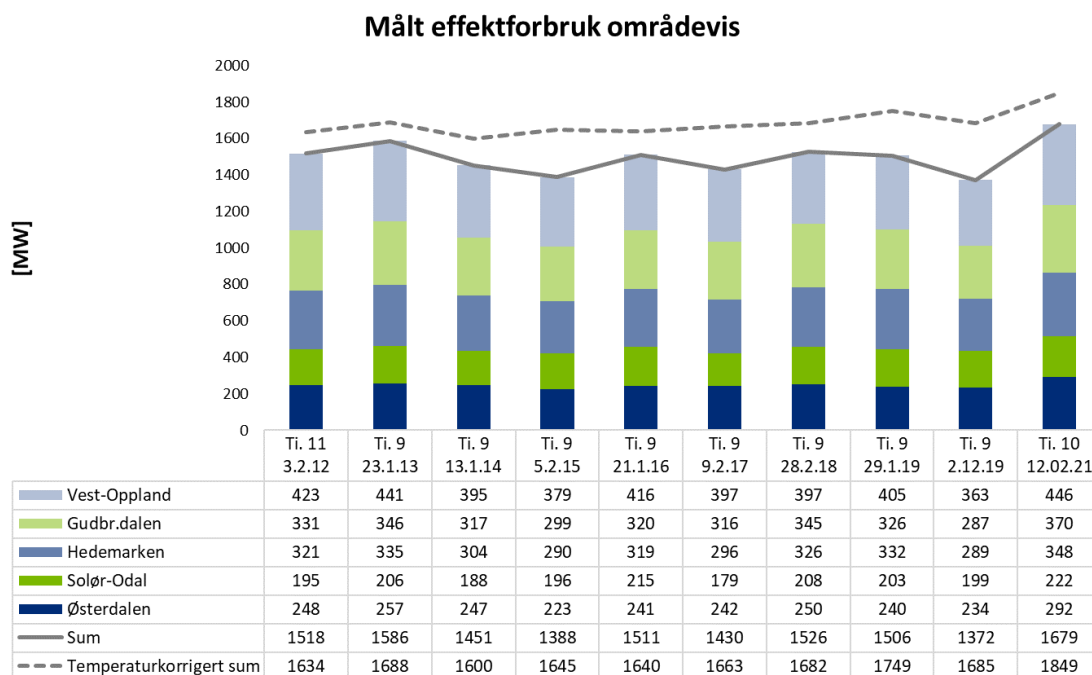
⁵ Inkl. Odal vindkraftverk som er planlagt idriftssatt 2022.

Tabell 4-3 Oversikt fjernvarme Hedmark og Oppland

Område	Konsesjonær	Årlig produksjon [GWh]
Hamar	Eidsiva Bioenergi	276
Kongsvinger	Eidsiva Bioenergi	37
Brumunddal	Eidsiva Bioenergi	28
Lillehammer	Eidsiva Bioenergi	68
Gjøvik	Eidsiva Bioenergi	56
Trysil Fjernvarme AS	Eidsiva Bioenergi (65%)	52
Lena Fjernvarme AS	Eidsiva Bioenergi (51%)	8
Moelv	Eidsiva Bioenergi	9
Elverum	Eidsiva Bioenergi	71
Otta	Otta Biovarme	6,8
Kirkenær	Solør Bioenergi	94
Rena leir	Solør Bioenergi	17,4
Haslemoen	Solør Bioenergi	2,6
Rena	Solør Bioenergi	5,9
Flisa	Solør Bioenergi	7,9
Fagernes	Valdres Biovarme	6,7
Beitostølen	Stølsie	7,3
Ulike lokasjoner	Oplandske Bioenergi	68
Raufoss Industripark	Solør Bioenergi Varme	56,7
Skarnes	Solør Bioenergi Varme	7,9
Brumunddal	Moelven Bioenergi	64 (konsesjonsgitt)
Tynset	NØK Holmen Bioenergi	16,5
Sum		966,7

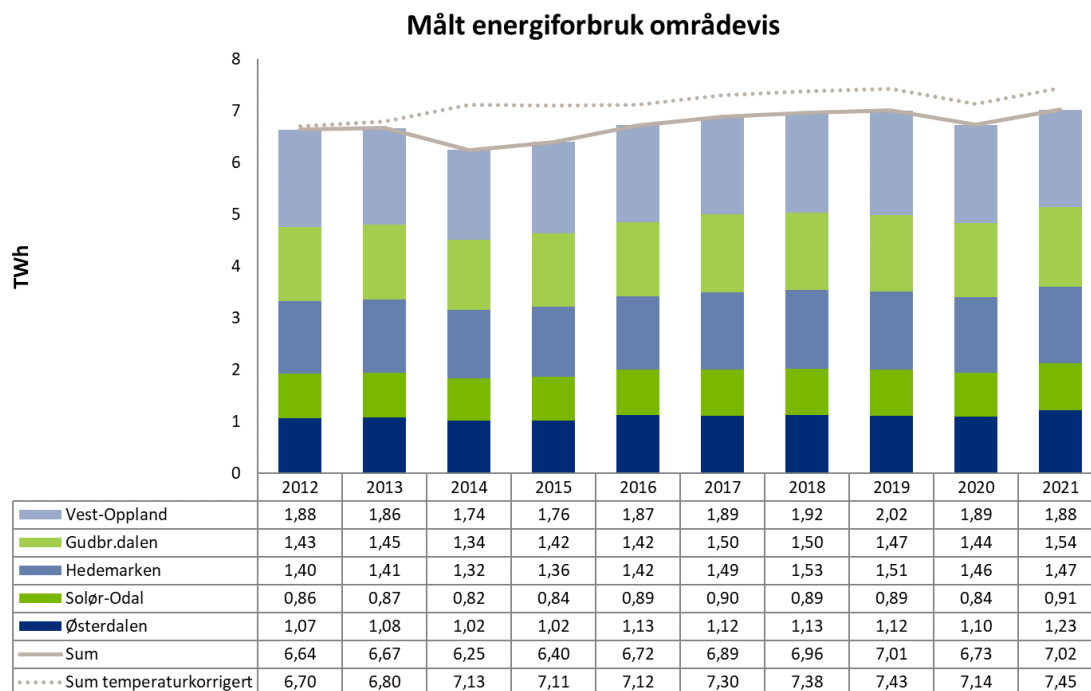
4.2 Forbruk

Området har et registrert elektrisitetsforbruk på ca. 7 TWh med en topplast på 1 679 MW i 2021 (temperaturkorrigert til 1 849 MW). Figur 4-2 viser utviklingen av maksimaleffekt de siste 10 år fordelt på de ulike delområdene. Målt, uprioritert og temperaturkorrigert forbruk for hver enkelt av de rundt 100 transformatorstasjonene i området. Høyeste og laveste måling i perioden har nesten 300 MW i differanse- Temperaturkorrigert er forskjellen mindre (ca. 200 MW).



Figur 4-2 Årlig effektregistrering i transmisjonsnettets (Sør-Norge) topplasttime fordelt på ulike delområder. Stiplet linje viser temperaturkorrigert totaleffekt.

Alminnelig forsyning står for hovedandelen av elektrisitetsforbruket i området. Det er mange og store hytteområder i hele utredningsområdet. De etablerte hytteområdene og turismen til de mange etablerte skiområdene i Innlandet som Bjorli, Beitostølen, Vang, Skei, Kvitfjell, Hafjell, Sjusjøen og Trysilfjellet omfatter store hytter med høy og moderne standard, hoteller og snøproduksjonsanlegg. Det er ikke stor kraftintensiv industri lokalisert i utredningsområdet. Andelen annen industri (bl.a. næringsmiddel, verksted) utgjør en mindre del av det totale elektrisitetsforbruket. Den mest konsentrerte industrivirksomheten befinner seg i Raufoss/Gjøviksområdet.

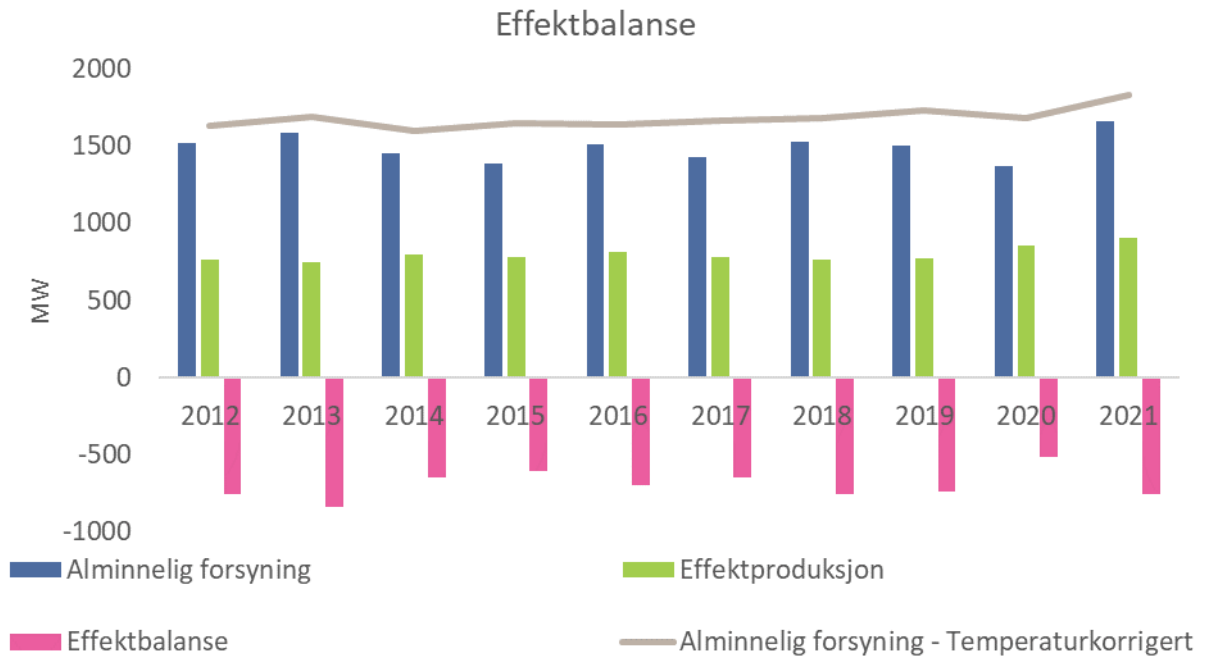


Figur 4-3: Årlig energiforbruk fordelt på delområder. Stiplet linje viser temperaturkorrigert energibruk.

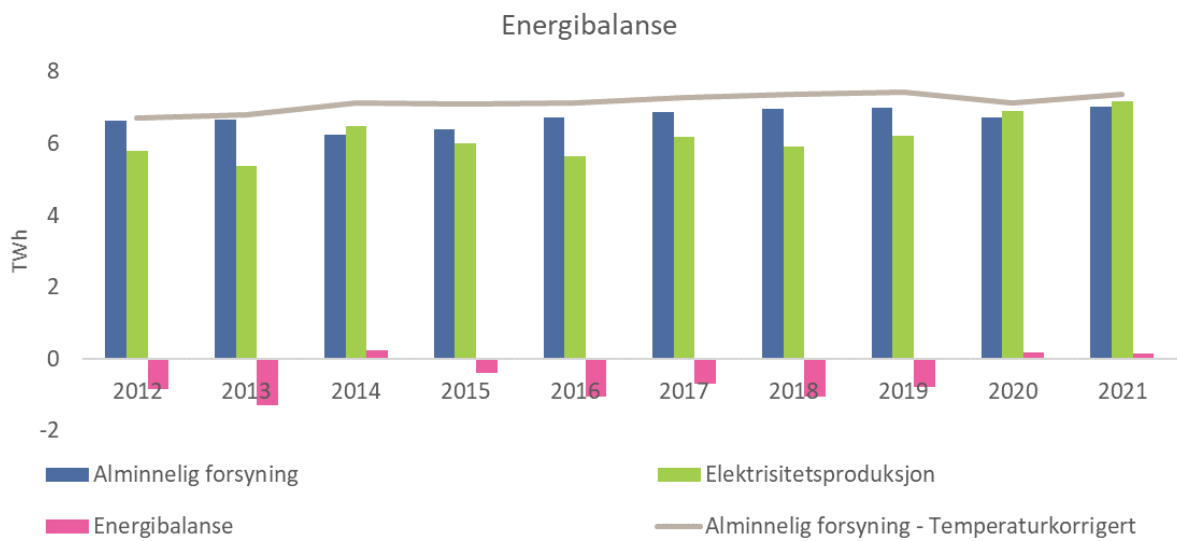
4.3 Energi- og effektbalanse

Utredningsområdet er samlet sett et overskuddsområde om sommeren med lavt forbruk og høy produksjon, i hovedsak uregulerbar vannkraft. Det gjelder blant annet Valdres med produksjonsdimensjonert 132 kV nett mot Gjøvik- og Totenområdet og Skjåk med kraftverkene i Øvre Otta. Om vinteren er området et underskuddsområde i kalde perioder.

Figur 4-4 og Figur 4-5 viser hhv. effektbalanse og energibalanse de ti siste årene for utredningsområdet.



Figur 4-4 Effektbalanse for utredningsområdets topplasstimer 2012-2021.



Figur 4-5 Energibalanse for utredningsområdet 2012-2021.

4.4 Kraftnettet i utredningsområdet

Utredningsområdet er geografisk stort og gravgrenndt. Det gjør at kraftnettet i området er svært langstrakt.

Tabell 4-4 viser en oversikt over antall kilometer luftledninger og kabler som finnes på regionalnettsnivå i utredningsområdet.

Tabell 4-4: Nettstatistikk linjer og kabler i regionalnettet (Fosweb, 2022)

Anleggsdel	66 kV	132 kV
Luftlinjer [km]	969	1021
Kabler [km]	60	30

Luftlinjer er den klart dominerende framføringsmåten i Hedmark og Oppland. Også på lavere spenningsnivå har luftledninger historisk sett ofte vært mest brukt i mindre tettbebygde strøk. Lange avstander, god fremkommelighet og relativt stabilt klima har bidratt til dette.

Regionalnettet i Hedmark og Oppland er i store trekk bygget for å frakte produksjonsoverskuddet fra de største kraftverkene i vest og nord i området til belastningstyngdepunktene i byene og på flatbygdene lenger sør.

For å gi et mer detaljert bilde av forholdene i regionalnettet, deles utredningsområdet inn i fem delområder:

- Vest-Oppland (Valdres, Gjøvik og Toten)
- Gudbrandsdalen (Fra Lillehammer og nordover)
- Østerdalen (Fra Elverum og nordover)
- Sør-Hedmark (Solør, Odalen og Glåmdalen)
- Hedmarken (Flatbygdene på østsiden av Mjøsa)

4.4.1 Vest-Oppland

Regionalnettet i Vest-Oppland er bygd opp som et «produksjonsdimensjonert» nett med tre parallellgående ledninger fra Valdres til Gjøvik/Toten. Opprinnelsen til dette nettet var utbyggingen av Åbjøra kraftverk og det generelle kraftbehovet i distriktet. 132 kV spenning ble valgt ut fra overføringsbehovet.

Ved hver kraftstasjon, med unntak av Dokka, er det egne uttak for 22 kV til distribusjonsnettselskapene. I tillegg er det bygd flere transformatorstasjoner for nedtransformering til 22 kV og de fleste transformatorstasjoner har tosidig innmating. Når aggregatene er ute av drift, forsynes 22 kV-avgangene via transformator fra 132 kV-nettet. Området har normalt større produksjon enn forbruk. 132 kV-nettet har dermed en dobbel funksjon; som overføringslinjer for kraftproduksjon i Valdres og som hovedfordelingsnett i distriktet.

4.4.2 Gudbrandsdalen

I Lillehammer, Gausdal og Øyer er det to sammenhengende 66 kV-ringer ut fra Fåberg. 66 kV-nettet i Gudbrandsdalen har forankring i 300 kV i Vågåmo, Nedre Vinstra/Harpefossen og Fåberg. 66 kV-nettet er sammenhengende fra Vågåmo via Nedre Vinstra/Harpefossen til Fåberg. Mellom Tretten og Ringebru ble det i 2021 installert et systemvern som muliggjør samlet drift mellom Nedre Vinstra og Fåberg.

Fra Vågåmo til Skjåk går det en 132 kV-linje som er bygget og dimensjonert for å overføre produksjonen fra Øvre Otta-kraftverkene til transmisjonsnettet. En 132 kV produksjonsradial er bygget fra Vågåmo til Rosten (i drift 2018) og Nedre Otta (i drift 2020).

4.4.3 Nord-Østerdalen

Området som helhet har normalt produksjonsoverskudd. Regionalnettet består av linjeforbindelser som i utgangspunktet er produksjonsdimensjonert. Området nord for Savalen-Tynset har kun reserveforsyning i lettlastperioder. Dette skyldes den svake linja fra Nea over til Røros, og reserveforsyningen er avhengig av produksjon i REV sine kraftverk. Røros ligger for øvrig utenfor utredningsområdet. Forsyningssikkerheten og spenningsforholdene i området ble betraktelig bedre etter at Tolga Kraftverk kom på drift i 2021 og at linja Tynset-Røros ble spenningsoppgradert fra 66 kV til 132 kV i 2020. I 2018 ble det etablert en datapark i Alvdal, men uttaket til dataparken har vist seg å ikke være i nærheten av det forbruket som først ble forespeilet.

4.4.4 Sør-Østerdalen

Mye av 66 kV nettet i området er under oppgradering til 132 kV. Etter en spenningsoppgradering og ombygging til 132 kV av Vang-Elverum-Løvbergsmoen (inkl. Løvbergsmoen og Elverum transformatorstasjoner) i 2020, ble 66 kV linja fra Rena til Elverum sanert. Kjølberget vindkraftverk (ca. 3 mil vest for Lutufallet) ble satt i drift i 2021 og er tilknyttet 132 kV linja som kommer fra Løvbergsmoen. Forbindelsen som går videre fra Kjølberget til Lutufallet-Nybergsund-Trysil er i dag under ombygging til 132 kV. Under denne ombyggingen vil Nybergsund transformatorstasjon fjernes (2022/2023). Etter endt spenningsoppgradering og ombygging vil det da kun være 66 kV i Heradsbygd mot Skjefstadfossen kraftverk, samt fra Osa-Rena-Rendalen.

4.4.5 Sør-Hedmark

Området strekker seg fra Minne i vest, Stange i nord, Eidskog i sør og Solør i øst. Dette er den sørlige delen av Mjøsringen, med transmisjonsnettpunktet Minne sentralt for forsyningen. 132 kV forbindelsen fra Minne-Skarnes-Kongsvinger-Eidskog er også definert som transmisjonsnett pga. 132 kV forbindelse til Sverige.

Det er nett både på 66 og 132 kV i området, hvor deler av 66 kV nettet er gammelt og klart for utskifting. For noen år tilbake ble det gjennomført en utredning for å se på nettstrukturen og fremtidig spenningsnivå i området. Rapporten konkluderer med at det er gunstig på sikt å bygge om til 132 kV i hele området med noen få unntak.

Høsten 2021 ble nettanleggene til Odal vindkraftverk satt i drift. Nettanlegget på Engerfjellet er tilknyttet 66 kV-linja mellom Minne og Linder, mens anlegget på Songkjølen er tilknyttet 132 kV-linja mellom Skarnes og Minne (transmisjonsnettet).

Strekningen Minne-Engerfjellet er bygd for å kunne driftes på 132 kV og linja som går videre fra Engerfjellet via Linder til Nord-Odal er under oppgradering. Hva som skal skje med 66 kV linja fra Kvisler-Linder, samt 66 kV forbindelsene Åsnes-Kvisler-Kirkenær er ikke avklart.

4.4.6 Hedmarken

Dette nettområdet inkluderer store deler av bebyggelsen langs den østre siden av Mjøsa. Regionalnettet her er hovedsakelig 66 kV. Sentralt i området ligger transmisjonsnettstasjonen Vang, som forsyner hoveddelen av lasten i området. I sentrum av området ligger også Hamar, med en håndfull transformatorstasjoner i og rundt byen. Mot sør strekker «Hedmarkslinja» seg ned mot Minne transmisjonsnettpunkt, og er den viktigste forsyningen til bygdene sør på Hedmarken. Mot nord strekker en dobbel 66 kV-linje seg mot Fåberg transformatorstasjon på Lillehammer – denne utgjør ryggraden i regionalnettet som forsyner nordlige del av Hedmarken og Ringsaker.

Mellomlandsforbindelser

Eidskog-Charlottenberg er en del av Minne-Charlottenberg, som er en del av transmisjonsnettet. Den nevnes likevel her på grunn av dens betydning for driften i området. Mellomriksforbindelsen ble etablert i 1986 for å oppnå tosidig forsyning for Eidskog (og Charlottenberg), samt for å kunne foreta systematisk kraftutveksling ved å utnytte forskjellen i kraftpris mellom Sverige og Norge (flaskehalsinntekter). I den forbindelse ble det utarbeidet trekantavtaler mellom NVE Statkraftverkene (senere SN), Uddeholm (senere Gullspång, Birka, Fortum og Ellevio) og Hedmark Energiverk (senere Elvia). Med virkning fra 1.1.1993 ble 132 kV-forbindelsen Minne-riksgrensen utleid til transmisjonsnettet. Det ble i 2016 søkt NVE om omdefinering av forbindelsen til regionalnett, men søknaden ble avslått i 2020 med begrunnelse om at forbindelsen har innvirkning på handlingskapasiteten mellom Norge (NO1) og Sverige (SE3).

Den andre mellomriksforbindelsen i utredningsområdet er Lutufallet-Höljes. Overføringsevnen her er begrenset av transformatoren i Lutufallet samt 66 kV-linjene Lutufallet-Nybergsund og Lutufallet-Løvbergsmoen. Imidlertid er dette en verdifull reserveinnmating til regionalnettet i Sør-Østerdalen og Trysil. Den har også vært benyttet i feil- og vedlikeholdssituasjoner for å få ut produksjonen på begge sider av grensen. Etter fullført ombygging av Trysilringen til 132 kV vil reservebehovet fra Sverige ved vanlige feilsituasjoner (N-1) blir mindre enn i dag.

4.4.7 Anlegg som ikke er i bruk

Det finnes ikke elektriske anlegg i Elvias konsesjonsområde som ikke er i bruk som nettanlegg. Enkelte «beredskapsanlegg» er kun i bruk i kortere perioder for å dekke opp lasten ved havari og ombygging. Det står til enhver tid krafttransformatorer lagret som reserve/beredskapsenheter.

4.5 Driftsforhold av betydning for kraftnettet

En høy utnyttelse av kraftsystemet er ønskelig for å redusere overføringskostnadene. Det er antatt og det har vist seg at mange komponenter har svært lang levetid. Forhold som har betydning for utnyttelsen av dagens kraftsystem kan være: Nettets alder og tekniske tilstand, overføringsforhold i ulike driftssituasjoner, tapsforhold, beredskap, spennings- og kompenseringsforhold, systemjord, kortslutningsytelser, isolasjonsforhold samt driftssentral, fjernstyring og kommunikasjon.

4.5.1 Vedlikehold

Siden midten av 90-tallet har det vært en overgang fra tidsstyrt til tilstandstyrt vedlikehold. I det ligger blant annet bruk av olje og gassanalyser, termografering, akustiske metoder, funksjonsprøving og ulike elektrotekniske prøver.

I regionalnettet foretas det i liten grad vedlikehold som medfører at kundene får leveringsstans. Dette skyldes at de fleste komponenter kan gjøres spenningsløse ved å legge om driften når belastningen er lav og at noen jobber kan gjøres med drift på anlegget. Det blir fortløpende vurdert overgang til et mer risikobasert vedlikehold.

Det er i dag utarbeidet anvisninger for vedlikehold av de fleste for komponenter i regionalnettet.

En kraftledning kan bestå av master i tre, betong, kompositt eller stål, fundamenter, isolatorer, barduner, overspenningsbeskyttelse, jordingsanlegg og liner. Anlegget båndlegger et areal, dvs. ledningsbelte, hvor vegetasjon skal holdes i sjakk og hvor en skal ha kontroll med aktiviteter innenfor fareområdet.

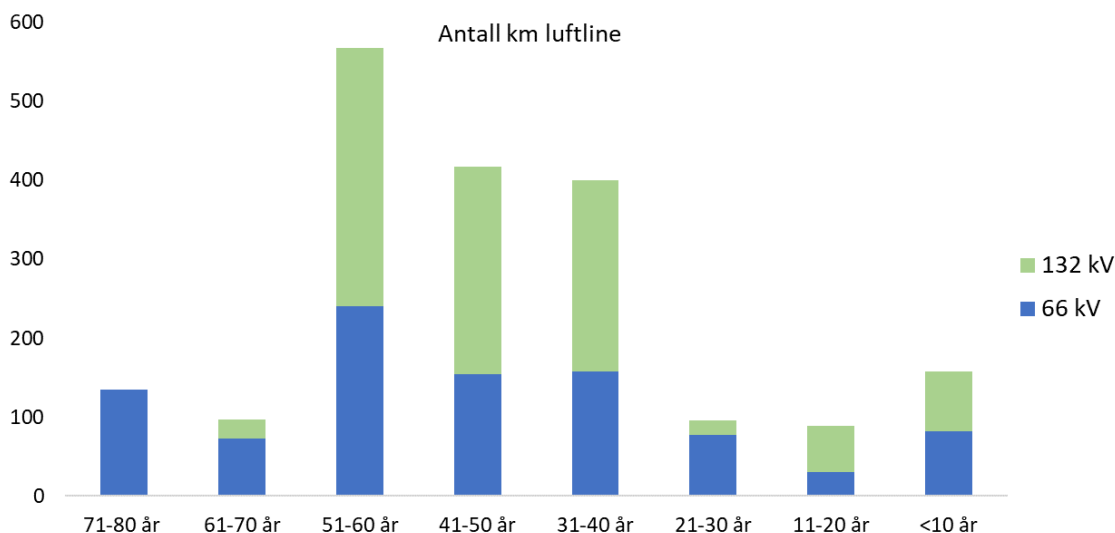
For kraftledninger gjennomføres det minst én årlig linjebefaring fra bakken eller fra helikopter/drone hvor feil og mangler registreres og utbedres. Hvert tiende år gjennomføres utvidet ettersyn som blant annet omfatter toppkontroll, jordmotstandsmåling og råtekontroll. For toppkontroll er det introdusert helikopter og droner med høyoppløselig kamera som erstatning for tradisjonell toppkontroll. Tilsvarende teknikk brukes for kontroll av tilveksten i ledningsbeltet.

Når det gjelder transformatorer, blir disse visuelt kontrollert og rengjort hvert annet år. Samtidig blir det foretatt olje- og gassanalyser. På grunnlag av verdiene på prøvene kan det bli satt i gang behandling av oljen. Større revisjoner av transformatorer blir foretatt hvert 6. år. Da blir bl.a. trinnkobleren, dvs. den eneste bevegelige del i en transformator, revidert. Tidspunkt for revisjon av trinnkobler, vil i fremtiden bli endret fra tidsstyrt til kriteriestyrt, dvs. basert på antall koblinger enheten har utført.

4.5.2 Alder og tilstand

Nettets alder kan være en indikator på nettets tilstand. De store utbyggingene av kraftnettet i Hedmark og Oppland skjedde fra før 1960 og fram til 1990. Siden den tid har det vært færre, men mer omfattende utbygginger, som blant annet spenningsoppgraderinger.

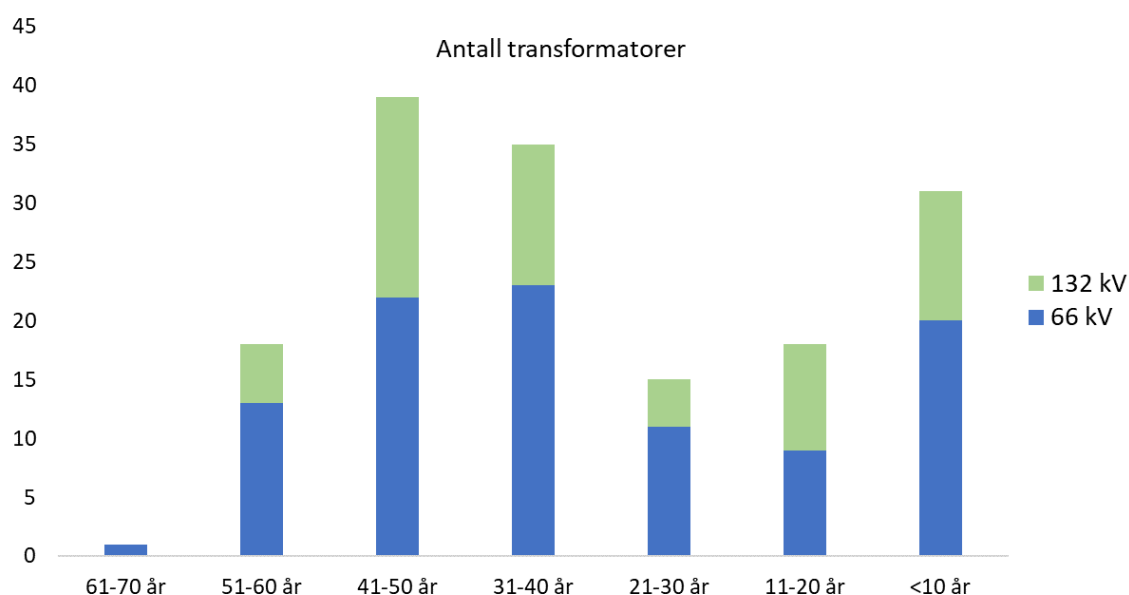
Figur 4-6 gir en oversikt over byggeår på luftlinjer i regionalnettet.



Figur 4-6: Aldersfordeling luftlinjer i regionalnettet, antall km (Fosweb, 2022)

Siden en betydelig andel av 66 kV- og 132 kV-ledningene ble bygget før 80/90-tallet er flere av nettanleggene langt på overtid av sin tekniske og økonomiske levetid. Innsikt i nettanleggenes tilstand er viktig for å finne riktig tidspunkt for reinvesteringer. Kartlegging av tilstand innebærer observasjoner av vedlikeholdskostnader, feilstatistikk og i hvilken grad pressede deler av nettet gir krevende drift. Klimaet i utredningsområdet er et typisk «innlandsklima» og bidrar derfor ikke til forsert aldring av nettkomponenter. Spesielt i nordlige deler av utredningsområdet, som har skog med lav bonitet, gir gjennomgående gunstige klimatiske forhold lang levetid. Tilstanden kan på enkelte nettanlegg være bedre en alderen skulle tilsi. Områdekonsesjonærene vurderer og prioriterer kontinuerlig om eldre nettanlegg skal saneres, reinvesteres eller oppgraderes.

Figur 4-7 viser aldersfordelingen til krafttransformatorer som er i drift i utredningsområdet. I tillegg til disse finnes flere enheter eid av kraftverk og Bane Nor.



Figur 4-7 Aldersfordeling transformatorer i regionalnettet, fordelt på spenningsnivå (Fosweb, 2022).

En stor andel av transformatorene i utredningsområdet er mellom 30 og 50 år, og i underkant av 40 prosent av transformatorene er eldre enn 40 år. Transformatorers normalbelastning er vanligvis betydelig lavere enn nominell ytelse, og dette gjør at tilstanden normalt vil være bedre enn det som er å forvente ut ifra alder. Likevel tilsier alderssammensetningen på krafttransformatorer i utredningsområdet at det er et behov for å reinvestere i en betydelig andel av disse anleggene i årene fremover.

Selv om alder på linjer, kabler og krafttransformatorer kan være en indikasjon på alderen på strømmettet er gjennomsnittsalder for alle komponenter i regionalnettet noe lavere. Dette skyldes at komponenter som relevern, kontrollanlegg, kondensatorbatterier, hjelpestrømsanlegg ol. har kortere levetid enn primærkomponentene og dermed bli reinvestert oftere. I tillegg skiftes effektbrytere, skillebrytere, strømtransformatorer ol. ut på grunn av økt kortslutningsnivå eller behov for å øke overføringskapasiteten.

4.5.3 Beredskap

Beredskap i regionalnettet er bygget opp rundt driftssentralene i utredningsområdet. Ved hendelser utover det «normale» trekkes Operativ leder/beredskapsleder inn og etablerer eventuelt krisestab ved driftssentralen. Det er utarbeidet beredskapsplan for hele utredningsområdet. Denne er basert på risiko og sårbarhetsanalyser. Det er i tillegg tatt hensyn til innspill fra fylker, kommuner og andre relevante parter. De samme partene vil være aktive samarbeidsparter ved ulike hendelser i nettet. Det blir arrangert flere beredskapsøvelser hvert år.

Omfattende hendelser med vind, snø og torden de siste årene har vist at den interne feilrettingsberedskapen i nettselskapene, øvrige beredskapsplaner og nødstrømsforsyningssystemer fungerer bra. Hovedutfordringen for regionalnettet er snø, vind og trefall. Erfaringer fra flommer viser at regionalnettet i liten grad er utsatt for feil grunnet flom, men at utfordringene her er større for kraftprodusentene.

Innføring av DMS (Distribution Management System), nye standardiserte kommunikasjonsmidler, har endret kommunikasjonen med kundene i store og små feilsituasjoner. Dette har tidligere vært en av de store utfordringene. Nå kan nettselskapet sende skreddersydd og løpende oppdatert informasjon til hver enkelt kunde. Den enkelte kunde har da mulighet til å innrette seg best mulig ut fra den aktuelle situasjonen.

Det er inngått avtaler for transport av reservemateriell, bruk av helikopter, skogrydding og graventreprenører med hensyn på beredskapssituasjoner. I tillegg vil det ved behov være kommunikasjon mellom beredskapsorganisasjonene angående reservemateriell.

Flere av nettselskapene i utredningsområdet har egne ordninger for transformatorberedskap, som regel en kombinasjon av mobile enheter, doble transformatorer, intern rokkering og REN transformatorberedskap. Standardisering av transformatorytelse er nært knyttet til transformatorberedskap og rokkering av transformatorer ved havari.

4.5.4 Forsyningssikkerhet

Med forsyningssikkerhet menes kraftsystemets evne til å motstå hendelser, som utfall av ledninger eller andre komponenter.

Forsyningssikkerheten i utredningsområdet er generelt god. Det finnes normalt omkoblingsmuligheter dersom en feil inntreffer og feilhyppigheten og feilsannsynligheten er lav.

Feilretting

Det er ved transformatorfeil vanligvis mulig å gjenopprette strømforsyningen i løpet av et døgn, i verste fall 2-3 døgn vinterstid. Stasjoner med to transformatorer driftes sjelden i parallell, slik at også her vil en feil medføre mørklegging. Gjenopprettelse av forsyningen skjer imidlertid raskt på grunn av fjernstyring.

Linjefeil har tilsvarende feilrettingstid som transformatorfeil. Kraftlinjer er særlig utsatt for feil gjennom omgivelsene. I skogtraseer er snølast og trefall under kraftig vind mange steder årsak til linjefeil. Det brukes betydelige ressurser på skogrydding både i regional- og distribusjonsnett. Videre representerer hakkespettangrep på de stolpedimensjonene som benyttes i regionalnettet et visst problem i en del områder. Et avbøtende tiltak her er å feste netting på stolpene.

Ved kabelfeil må det påberegnes lengre reparasjonstid, men det er få områder som forsynes ensidig av kabel uten kapasitet i underliggende nett.

I nettplanleggingen innebærer hensyn til beredskap og forsyningssikkerhet å bygge inn redundans og gjensidig reserve mellom transformatorstasjoner og i distribusjonsnett der det er samfunnsøkonomisk rasjonelt.

4.5.5 Spenningsforhold og reaktiv effekt

Transmisjonsnett i området har periodevis utfordringer med høyt spenningsnivå. Det er installert 300 kV reaktorer i Fåberg, Vang og Vågåmo. Statnett har besluttet at spenningsnivået i 300 kV-nettet generelt skal begrenses til normert øvre materiellgrense på 300 kV.

I Rendalen har normalnivået ligget på nærmere 310 kV helt siden anlegget ble bygd og omsetningsforhold på transformatorene tilpasset dette (treviklingstransformator T2 310/132/65 kV har ikke reguleringsmulighet). En senkning av 300 kV-nivået har gitt et spenningsnivå i underliggende 132 og 66 kV-nett som både gir høye nettap (beregnet til 0,3 MW som årsgjennomsnitt) og gir problemer ved sammenknytning mot nabonett (132 kV KVO-nett nordover og 66 kV Koppang-Rødsmoen sørover). Spenningsforskjellen forhindrer sammenkobling slik at flytting av delingspunkt vil innebære «koblingsblunk», med strømstans for kunder i 66 kV-nettet.

Den reaktive effekten i regionalnettet søkes regulert slik at summen av reaktiv effektutveksling mot transmisjonsnett blir null under tunglast. Ideelt sett bør reaktivforbruket produseres nærmest mulig forbrugsstedene. Her benyttes kondensatorbatterier og aggregatmagnetisering i lokale kraftstasjoner. Da regionalnettet i stor grad drives parallelt med transmisjonsnett, er riktig trinning av transformatorene viktig for å inngå transitt av reaktiv effekt mellom transmisjonsnettpunktene – spesielt i

Vardal, Vang og Minne. På grunn av paralleldriften kan det likevel være vanskelig å oppnå balanse i hvert enkelt utvekslingspunkt.

Nettet ønskes drevet med så høy spenning som mulig. I 132 kV Østnettet er det en begrensning øverst i Valdres på ca. 142 kV med nåværende 22 kV spenningsnivå. På grunn av omsetningsforholdet på en del transformatorer ned til 11/22 kV distribusjonsspenning lenger øst blir maksimal utgangsspenning fra Vang og Minne rundt 135 kV. I 66 kV-nettet er det også en del problemer med uheldig omsetningsforhold (60 kV i midtstilling samt lavt utgangsspenningsnivå i distribusjonsnettet) som begrenser muligheten for å heve dette spenningsnivået over en utgangsspenning fra transmisjonsnettet på 66-68 kV.

4.6 Nettanalyser av dagens nett

Utredningsansvarlig har gjennomført lastflytanalyser for alle dimensjonerende driftssituasjoner. Simuleringene forutsetter intakt nett, som betyr at overlast eller forsterkningsbehov på grunn av manglende leveringssikkerhet i nettet ikke avdekkes av nettanalysene. Det er derfor nødvendig med ytterligere analyser som inkluderer utfall ved vurdering av konkrete problemer.

4.6.1 Lastflytanalyse for dagens nett

Analyser av lastflyten gjennomføres i simuleringstøytet PSS/E.

Siden modellen kun inneholder norsk nett, får man ikke et reelt inntrykk av import og eksport mot utlandet.

Sum av forbruk, produksjon og tap for dagens nett er vist i tabellen under.

Tabell 4-5 Oppsummering av lastflytberegninger for dagens nett. Produksjon knyttet til transmisjonsnettet i området, samt tap i 300 kV-nettet er ikke inkludert i tabellen.

Scenarier	Forbruk [MW]	Produksjon [MW]	Nettap [MW]
Basecase tunglast 2022	1818	1740	63
Basecase lettlast 2022	522	1758	56

4.6.2 Tilgjengelig nettkapasitet

Tilgjengelig nettkapasitet må undersøkes på ulike nivåer; i distribusjonsnettet, regionalnettet, transmisjonsnettet og transformeringskapasitet mellom nettnivåene. I løpet av de siste par årene har Elvia gjort egne analyser av utredningsområdet for å se på tilgjengelig kapasitet for ny produksjon og nytt forbruk i forbindelse med forespørsel om etablering av dataparkaktører, fornybarutbygging og annen industri.

Nettkapasitet mot transmisjonsnett

I de senere årene har henvendelser om å tilknytte produksjon i utredningsområdet utløst analyser av tilgjengelig nettkapasitet. Elvia sine analyser viser at de store flaskehalsene ligger i transformatorkapasitet opp mot transmisjonsnett. Statnett har tildelt en del kapasitet til ny produksjon de siste årene, og nå er det begrenset med transformeringskapasitet til ytterligere produksjon. Økt produksjon i området bidrar også til overføringsbegrensninger på forbindelsene fra Fåberg og sørover mot Oslo. Både forbruk og produksjon kan utløse behov for økt transformeringskapasitet.

Vardal og Rendalen transformatorstasjoner anses som midlertidige begrensninger fordi disse er planlagt oppgradert (se 6.2). Planlagt oppgradering av Vardal (med tilhørende 132 kV linjer Åbjøra-Gjøvik) og Rendalen transformatorstasjoner vil åpne opp for tilknytning av produksjon, der det per i dag er full stans for nye tilknytninger.

Selv med ny transformator i Vardal vil transformatoren i Minne på sikt kunne gi nye begrensninger i nettet.

Under Vågåmo stasjon er det begrenset kapasitet etter tilknytning av Rosten og Nedre Otta kraftverk. Dette skyldes hovedsakelig 132 kV-linjen mot Osbu, som blir overbelastet før transformatorkapasiteten er fullt utnyttet. Det er derimot kapasitet på 66 kV under Vågåmo. Under Fåberg transformatorstasjon er det også kapasitet til ny produksjon.

Tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon

Vurderingene av tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon i kommunene i utredningsområdet er en del av grunnlagsmaterialet som benyttes ved prioritering og behandling av konsesjonssøknader, og vil også være veiledende informasjon for aktører som har planer om å etablere ny produksjon. Det må presiseres at innmatingskapasiteter vi regner på må betraktes som veiledende og brukes med forsiktighet. Ved henvendelser om tilknytning av ny produksjon vil det fortsatt normalt være behov for mer detaljerte nettanalyser.

Vurdering av tilgjengelig kapasitet for større kraftutbygginger

De siste årene har nettselskapene utført nettførsterkninger i området, flere i forbindelse med utbygging av fornybar produksjon. Spenningsoppgraderingen av Elverumsområdet og Tynset-Røros ble ferdigstilt høsten 2020, mens linjen fra Elverum til Trysil er under bygging og ferdigstilles i 2022/2023. Tiltakene bidrar i sum til et robust regionalnett som vil takle den planlagte produksjonen, og legger også til rette for mer dersom Statnett øker transformeringskapasiteten mot transmisjonsnett.

Det er flere geografiske områder med kapasitetsutfordringer. I Valdres er nettet allerede hardt belastet og har høye tap. Det er installert systemvern for å kunne utnytte linjene bedre og dette har redusert behovet for spesialregulering. Radielle drifter hjelper noe på dette, og benyttes for å oppnå optimal flyt. Det er reinvesteringsplaner på de begrensende linjene (6.1.5). Dette vil bedre situasjonen i området noe, men det ligger fremdeles noen år frem i tid. Inntil reinvesteringstiltakene er gjennomført benyttes systemansvarliges virkemidler, og dette vil legge en viss begrensning på hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for ny produksjon i Valdres-området.

Etter at Raskiftet vindpark kom på drift i 2018 er det ikke ledig kapasitet i området rundt Osa/Osmoen grunnet kapasitetsbegrensning på 132 kV-linjen Løvbergsmoen-Osmoen.

Det er vurdert at tilknytning av produksjon i regionalnettet burde skje i området fra Vang og nordover mot Lillehammer og Gausdal, tilknyttet 66 kV-nettet. I 66 kV-nettet i Gudbrandsdalen er det god kapasitet til ny produksjon. For Nord-Østerdalen er det noe begrenset grunnet transformorkapasitet i Rendalen (planlagt økt, se 6.1.4).

På sikt vil det kunne åpne seg flere muligheter for tilknytning av ny produksjon ved gjennomføring av forventede investeringstiltak. Dette gjelder blant annet områdene Valdres, Østerdalen og Mjøsregionen (inkl. Glåmdalen og nordover til Elverum), der det i dag er begrenset eller full stans for tilknytning av ny produksjon.

Vurdering av tilgjengelig kapasitet for småkraft

Småkraft tilknyttes som regel på distribusjonsnettnivå, på 11- eller 22 kV, med innmating til nærmeste regionalnettransformator. Det gjør at nettvurderingene er mer lokale enn for større kraftverk. Samtidig må det være kapasitet i det overliggende regional- og transmisjonsnettet til å ta imot kraften.

Tilgjengelig nettkapasitet for nytt forbruk

De siste par årene har det vært flere forespørsler om etablering av dataparker og annen industri i utredningsområdet. Dette har utløst en rekke analyser av tilgjengelig nettkapasitet, særlig siden dataparkaktører har kort byggetid og svært ulike krav til effektuttak (noen få MW til flere hundre) og redundans.

Spenningsoppgradering av Trysilringen er planlagt ferdig i 2022/2023. Oppgraderingen ble i utgangspunktet utløst av tilknytning av ny produksjon, men vil også muliggjøre tilknytning av forbruk. I Trysilområdet bidrar også utbygging av hytter med høy standard til kapasitetsbehov. Ellers i Østerdalen er det mye tilgjengelig nettkapasitet, da dette er gravgrendte områder med flere småkraftverk tilknyttet (66 kV-nettet fra Osa-Rena-Rendalen).

I Valdresnettet er det gode muligheter for tilknytning av nytt forbruk, da dette i hovedsak er et område med mye produksjon og lite befolkning. Rundt Mjøsa, i tilknytning til 132 kV-nettet, er det en del begrensninger for tilknytning av nytt forbruk. Det gjelder i hovedsak begrensninger opp mot transmisjonsnettet, transformorkapasitet.

I Gudbrandsdalen er det noe kapasitet til nytt forbruk, med enkelte lokale begrensninger. Det samme gjelder for Nord-Østerdalen.

5 FREMTIDIGE FORHOLD I KRAFTSYSTEMET

Det fremtidige behovet for overføringskapasitet påvirkes av mulig utvikling innenfor en rekke faktorer, som politiske beslutninger, rammebetingelser, ny teknologi og næringsutvikling. Kraftsystemutredningen gir en oversikt over sentrale utviklingstrekk og hvordan ulike fremtidsscenarioer vil kunne påvirke investeringer nettet.

Elsertifikater har bidratt til utbygging av mye ny fornybar energi og medført betydelige nettinvesteringer. Samtidig har fjernvarmeutbyggingen redusert behovet for nettinvesteringer. I årene som kommer forventes faktorer som klimautvikling, elektrifisering av transportsektoren, lønnsomhet av fornybarutbygging og etablering av større industri/datasentre være de mest sentrale driverne for nettinvesteringer. Teknologit utvikling, rammebetingelser og fremtidig kraftpris har stor påvirkning på utviklingen.

5.1 Utvikling i produksjon

Det er nå få uavklarte kraftutbyggingsplaner i utredningsområdet, og ingen av stort volum. Større kraftprosjekter, særlig vannkraft, tar tid å utvikle, myndighetsbehandle og bygge, så det vil ta noe tid før eventuelle nye prosjekter skal bygges. Tilknytnings-henvendelser på produksjonssiden dreier seg i dag i hovedsak om solkraft. Denne typen produksjon, sammen med vindkraftverkene som har blitt satt i drift de siste årene, vil være positiv for kraftbalansen i vinterhalvåret, men forsterke overskuddssituasjonen om sommeren noe. Fordi ny produksjon forventes å komme fra uregulerbar, fornybar produksjon som sol, vil det bidra til å produsere energi, men ikke bidra mye til effekt i vinterhalvåret.

5.1.1 Vannkraft

Tabellene nedenfor angir status for vannkraftprosjekter i Hedmark og Oppland. Oversikten inneholder konsesjonssøkte kraftverk over 1 MW med gjeldende konsesjon eller endring i status siden forrige KSU.

Tabell 5-1 Vannkraftprosjekter i Oppland (NVE, 2022)

Prosjekt- navn	Tiltaks- haver	Kommun e / tilknytnin gspunkt i r-nettet	Effekt [MW]	Produksj on [GWh]	Status	Merknad
Ula	Ula Kraft AS	Sel	4,70	12,50	Gitt konsesjon	Utsatt byggefrist til 11.04.2024
Føssa- berge	Clemen s Kraftve rk AS	Vang / Lomen	3,60	18,70	Gitt konsesjon	Investeringsbesluttet av Clemens Kraft 17.12.21. Forventet byggestart er Q4-22/Q1-23.
Ala	Skager ak Kraft AS	Vang / Lomen	5,98	15,10	Under bygging	Ferdigstilles Q2/Q3 2022
Rysna	Rysna Kraft SUS	Vang / Kalvedal en	3,48	9,20	Under bygging	Ferdigstilles mai 2022
Fossåa	Fossåa 1K AS	Sør-Fron / Sør- Fron	8,00	23,30	Under bygging	Fikk konsesjon i OED etter klagebehandling. Ferdigstilles 2022/3
Vinstern	Opplan dskraft	Øystre Slidre	2,30	10,00	Unntatt konsesjons- prosess	Utsatt inntil videre

Tabell 5-2 Vannkraftprosjekter i Hedmark (NVE, 2022)

Prosjektnavn	Tiltakshaver	Kommune / tilknytningspunkt i r-nettet	Effekt [MW]	Produksjon [GWh]	Status	Merknad
Hofoss	Bygdekraft AS	Kongsvinger	1,10	3,10	Avslått søknad	Avslått 18.12.19. Klage oversendt OED??
Riva	ØKAS	Tynset/Tynset	2,00	4,90	Gitt konsesjon	Mottatt konsesjon 20.11.15
Storbekken	Storbekken kraftverk SUS	Alvdal	2,00	5,90	Gitt konsesjon	Mottatt konsesjon 06.11.13. Utsatt byggefrist er 06.11.2023
Neta	Neta kraftverk AS	Stor-Elvdal/Furuset	2,00	6,10	Gitt konsesjon	Mottatt konsesjon 16.01.13. Utsatt byggefrist er 11.10.2023

Oppsummert forventer vi en periode med oppgraderinger av eldre, eksisterende kraftverk som i noen tilfeller kan gi økt produksjon, men trolig er det beskjedne volum i et regionalnettperspektiv. Potensiell ny vannkraftproduksjon i Hedmark og Oppland er oppsummert i tabellen under.

Tabell 5-3 Potensiell ny vannkraftproduksjon i Hedmark og Oppland (tall er fra tabellene over)

Fylke	Melding + Søknad		Gitt konsesjon		Under bygging	
	Installert effekt [MW]	Forventet produksjon [GWh]	Installert effekt [MW]	Forventet produksjon [GWh]	Installert effekt [MW]	Forventet produksjon [GWh]
Hedmark	0	0	6	16,9	0	0
Oppland	0	0	8,3	31,2	17,5	47,6
Sum	0	0	14,3	48,1	17,5	47,6

Potensiale for småkraftverk

Generelt er det fremdeles noe interesse for bygging av private mini -og mikrokraftverk, samt noe større småkraftverk. NVE utarbeidet i 2004 en oversikt over potensiale for småkraftverk (NVE, 2004). I NVEs kartlegging fra 2004 er det Stor-Elvdal og Vang kommuner samt nord i Gudbrandsdalen at det største potensialet ligger. Per nå er det ingen meldinger eller søknader om utbygging av småkraft i området til behandling.

5.1.2 Vindkraft

I løpet av 2022 er Odal vindkraftverk planlagt satt i drift. Vindkraftverket vil gi om lag 500 GWh ny produksjon, fordelt på hhv. Songkjølen og Engerfjellet. Siden forrige KSU har forbindelsen fra Minne-Charlottenberg blitt en del av transmisjonsnettet, og derav Songkjølen også.

Tabell 5-4 Vindkraftprosjekter i Hedmark og Oppland (NVE, 2022)

Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Status
Engerfjellet	Akershus Energi/KLP	Nord-Odal	50	160	Nettanlegg i drift 2021. Produksjon i 2022.
Songkjølen	Akershus Energi/KLP	Nord-Odal	110	340	Nettanlegg i drift 2021. Produksjon i 2022.

Etter en periode med utbygging av vindkraft, drevet av elsertifikatordningen, har det det siste året vært stillstand i behandling av vindkraftsøknader. I NVEs forslag til OED om en Nasjonal ramme for vindkraft er ett av de 13 mest egnede områdene for vindkraft på nasjonal basis i utredningsområdet. Det gjelder et område øst for Tynset, i Rendalen/Tolga. Det er ingen kjente planer om utbygging av vindkraftverk her eller andre steder i utredningsområdet.

NVE har nå gjenopptatt behandling av konsesjonssøknader for landbasert vindkraft der vertskommunen må gi samtykke og virkninger for miljø og naboer skal vektlegges sterkere enn før. I tillegg har regjeringen lansert storskala satsning på havvindutbygging. Selv om vi ikke kjenner til noen planer kan vi ikke se bort fra at det kan bli aktuelt med vindkraftutbygging i Innlandet fremover.

5.1.3 Solkraft

Effektive og stadig rimeligere solceller har aktualisert egenproduksjon av solkraft for både husholdninger og næring i utredningsområdet. Mens utviklingen tidligere har vært drevet av plusskundeordningen med etablering av små enheter distribuert egenproduksjon, opplever nettselskapene nå et økende antall tilknytningshenvendelser fra aktører som ønsker å etablere solkraftproduksjon i størrelsesorden 5-100 MWp. Solgrid AS fikk i mai 2022 konsesjon for å bygge det første norske solkraftverket i industriell skala i Innlandet.

Tabell 5-5: Solkraftprosjekter i Hedmark og Oppland (NVE, 2022)

Prosjekt	Tiltakshaver	Kommune	Effekt [MWp]	Energi [GWh]	Status
Furuseth solkraftverk	Solgrid AS	Stor-Elvdal	7	6,4	Gitt konsesjon.
Seval Skog Solkraftverk	Energeia AS	Gjøvik	100	130	Melding 16.09.2021. Fastsatt konsekvensutredningsprogram.

5.1.4 Alternative energibærere

Alternative energibærere til elektrisitet kan redusere belastningen på strømmettet.

Det har i de store byene i utredningsområdet har vært en betydelig fjernvarmeutbygging de siste ti årene. Det forventes ikke tilsvarende vekst i årene som kommer. Fjernvarmetilbudet påvirker deler av kraftforbruket innen alminnelig forsyning. Større utbredelse av fjernvarme har dermed potensial til å avlaste strømmettet lokalt betydelig, men har relativt liten virkning på kraftbalansen i området totalt sett.

I tillegg til fjernvarme er alternative energibærere til elektrisitet ulike former for bioenergi; ved, pellets, flis, biogass og avfall. I henhold til byggt teknisk forskrift TEK17 er det ikke tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel.

5.2 Utvikling i forbruk

De viktigste driverfaktorene for utvikling i effektforbruket antas å være elektrifisering av transportsektoren (biler, busser og ladestasjoner) og nye store punktforbruk. I tillegg vil befolkningsutvikling og utviklingen i alternative energibærere påvirke utviklingen.

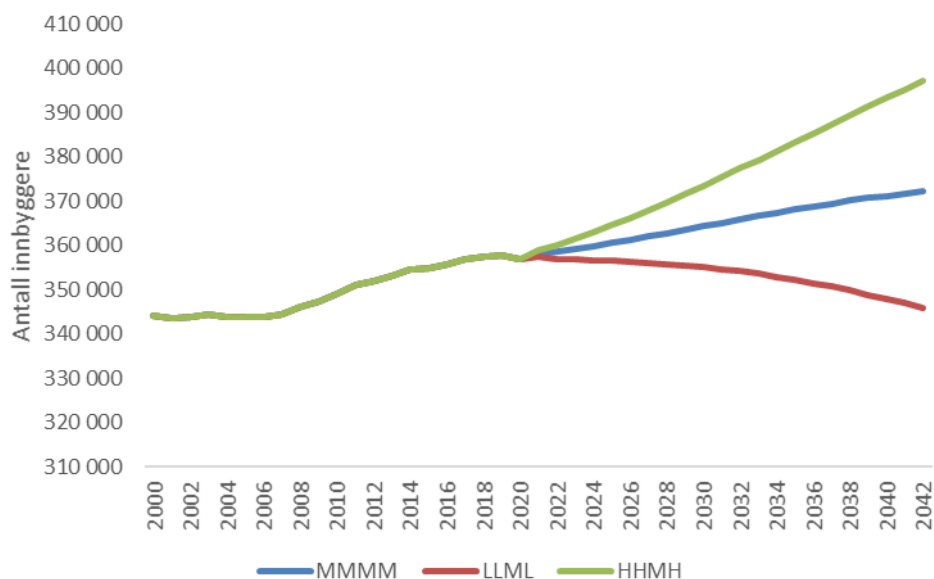
5.2.1 Forutsetninger for utvikling i forbruket

Alminnelig forsyning

I utarbeidelse av prognoser for fremtidig effektbehov er SSBs befolkningsframskrivninger og NVEs scenariotall for elektrifisering av transportsektoren hensyntatt. Andre faktorer som klart vil påvirke utviklingen er energieffektivisering, fleksibelt forbruk, innfasing av nye byggstandarder, installasjon av effektkrevende utstyr i bygg, elektrisitetens andel av oppvarming, utforming av tariffer for effektforbruk. En diskusjon av disse faktorene finnes i kapittel 5.4.

Befolkningsframskrivinger

Figur 5-1 viser befolkningsframskrivinger fra SSB for scenarioene lav vekst (LLML), middels vekst (MMMM) og høy vekst (HHMH) for perioden 2020-2042.



Figur 5-1: SSBs befolkningsframskrivinger for utredningsområdet 2020-2042

Bykommunene med omland har en viss befolkningsøkning. Resten av utredningsområdet, med enkelte unntak, er preget av stagnasjon og tilbakegang i befolkningsutviklingen. Kommuner med størst forventet tilbakegang finner vi i Nord-Gudbrandsdal og delvis Østerdalen. Disse stedene må ha betydelig turisme eller industri for å få en positiv utvikling i effektbehov.

Ser man på hovedalternativprognosen (MMMM) 2020-2042 fra SSB har området som helhet en forventet befolkningsøkning på 4 prosent i perioden, eller en årlig vekst over perioden på 650 innbyggere, noe som tilsvarer den historiske befolkningsveksten de siste 20 årene (SSB, 2022). Da det meste av utredningsområdet er relativt grigrendt befolket, blir gjennomsnittlig flatebelastning liten.

Elektrifisering av transport

Elektrifisering av transportsektoren vil påvirke effektbehovet i store deler av området fremover. Økning i elbiler- og busser, samt forventet vekst i elektriske varebiler og lastebiler, vil gi betydelig ladebehov langs de større veiene, i tillegg til i byer og større tettsteder og i turist- og hytteområder.

NVE har i forventningsbrev 26. januar 2022 gitt de overordnede rammene for forutsetningene som benyttes til utarbeidelse av effektprognoser i KSUen for elektrifisering av transportsektoren. Det gjelder personbil, varebiler, hurtigludere for elbil, lastebiler og busser. Utredningsansvarlig har valgt å legge NVEs basis og høyt forbruksscenario for 2032 og 2042 til grunn for våre egne basis- og høyscenario effektprognoser, som grunnlag for lastflytanalysene.

I utredningsområdet forventes vekst i elektriske personbiler og varebiler sammen med hurtigludere for elbiler å gi det største elektrifiseringsbidraget. Effektbehovet til elektrifisering av transportsektoren forventes å øke med om lag 100 MW i basis 2032 og

200 MW i 2042 sammenlignet med dagens effektforbruk. I høyscenario forventes elektrifisering av transportsektoren og gi et økt effektbehov med opp mot 280 MW i kommende 20-årsperiode.

Virkning av elbilveksten på nettet har hittil vært begrenset, trolig fordi mye av lading av elbiler hovedsakelig skjer om natten og i liten grad påvirker maksimallasten. Selv med høy antatt vekst elektrifisering av transport vil det trolig fortsatt gjelde for store deler av effektbehovet til transport også mot 2040. Transportkjøretøy med daglading påvirker mer.

Effektbehov til landstrøm er ikke inkludert i NVE sine scenarier i utredningsområdet. Vi har likevel inkludert landstrøm til elektrisk hurtigbåt mellom Gjøvik og Hamar i høyt forbruksscenario. Videre er ikke elektrifisering av jernbane omfattet av NVE sine elektrifiseringstall. Vi inkluderer likevel elektrifisering av Rørosbanen i høyscenario.

Turisme og hytteområder

De etablerte hytteområdene og turismen til de mange etablerte skiområdene i Innlandet omfatter mange store hytter med høy og moderne standard, hoteller og snøproduksjonsanlegg. Også her vil ladebehovet til elbiler i tilknytning til private hytter og anlegg for vinteraktiviteter og turisme bidra til økt effektbehov.

Tilknytningshenvendelser og kjente planer

I utredningsområdet er det flere henvendelser om å tilknytte nytt forbruk i regionalnettet. I prognosene har vi i basis scenario inkludert kjente planer basert på en vurdering av modenhet. Det gjelder konkrete tilknytningshenvendelser og kjente planer som innebærer økt effektbehov og som er vurdert å ha høy sannsynlighet for realisering. I høyscenario har vi i tillegg tatt høyde for økt næringsutvikling fra mer usikre tilknytningshenvendelser og i tillegg potensiell last som vi ikke kjenner til i dag, med totalt 140 MW i 2042. Denne lasten er fordelt på stasjoner med industrilast i dag.

I tillegg er det et fåtall umodne henvendelser om tilknytning av potensielt stort forbruk fra aktører som datasentre og batterifabriker. Det forventes at etterspørselen fra denne typen aktører vil fortsette å øke i tiden fremover. Vi vil påpeke at det er utfordrende å ta høyde for slike potensielt store punktlaster i nettanalyser. Vi tester i høyscenarioet virkningen av å legge inn tre større punktlaster på til sammen 850 MW fordelt på ulike lokasjoner, basert på kjente, men umodne tilknytningshenvendelser.

Det er i dag ingen kjente planer om større endringer i effektuttaket fra eksisterende industri.

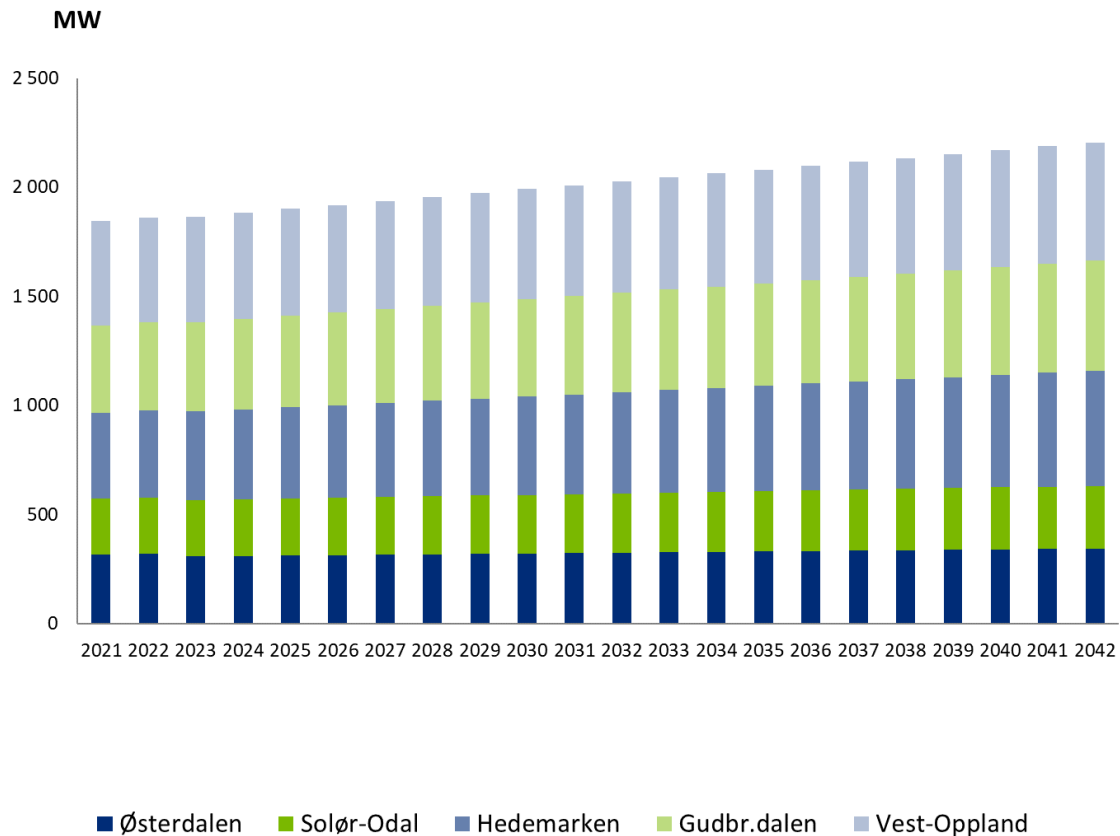
5.2.2 Effektprognoser

Effektprognoser er en viktig input til nettanalysene. I utarbeidelsen av prognoser for effektbehovet i utredningsområdet benyttes en «bottom up» tilnærming som kombinerer offentlig tilgjengelige datasett om generell befolkningsvekst med konkrete henvendelser eller omsøkte planer for tilknytning av forbruk- og produksjon (tilknytningssaker).

Effektprognosen tar utgangspunkt i temperaturkorrigert effektmåling i siste topplasttime per 12.02.2021, og er utarbeidet for scenarioene lav, basis og høy. Dataunderlag og sentrale forutsetninger for de ulike faktorene som inngår i prognosene er beskrevet i foregående kapittel og i tabellen under.

	Scenario Lav	Scenario Basis	Scenario Høy
Befolkningsframskrivinger	SSBs lavalternativ (LLML)	SSBs middelalternativ (MMMM)	SSBs lavalternativ (HHMH)
Elektrifisering av transportsektoren		NVEs Basis elektrifiseringsscenario	NVEs Høy elektrifiseringsscenario, elektrifisering av Rørosbanen og landstrøm
Tilknytningssaker/kundehenvendelser på over 1 MW	Tilknytningssaker som kan anses som helt sikre eller som har passert milepælen «inngått avtale om anleggsbidrag».	Tilknytningshenvendelser som har passert milepælen «avtale om koordinert prosjektutvikling» og forbruk som anses å ha høy sannsynlig for realisering.	Tilknytningshenvendelser som har passert milepælen «inngått avtale om konseptvalgutredning».
Hytteområder og vinterturisme		Lagt til en vekstfaktor på kjente hytte- og vinterturismedestinasjoner	Lagt til en høyere vekstfaktor på kjente hytte- og vinterturismedestinasjoner

En del data er på kommunenivå eller aggregert. Utredningsansvarlig har etter beste evne gjort en skjønnsmessig fordeling av last per stasjon og hensyntatt Fjellnett og Vevig sine egne vurderinger av fremtidig effektbehov i sine stasjoner. Energiprognosen er basert på årlig vekst i effektprognosen. Effektprognosen for basis scenario 2020 – 2042 er gitt i figuren under, fordelt på delområder.



Figur 5-2 Basisprognose for effektforbruk 2021-2042, per delområde

Basisprognosen for effektutviklingen under de enkelte regionalnettpunkter gir områdeverdier i kommende 20-årsperiode som illustrert i Figur 5-2. Den viser en gjennomsnittlig årlig økning på ca. 0,9 %.

For energiprognosen er samme årlige økning som i effektprognosen lagt til grunn. Fremtidige utviklingstrender kan bidra til å forskyve forholdet mellom energi og effekt. Eksempelvis vil mer effektkrevende apparater, lading av elbiler og energisparetiltak gi lavere energivest relativt til effekt, mens ny nettleiemodell og laststyring kan gi motsatt effekt. Klimautviklingen forventes å gi reduksjon av energiforbruk til oppvarming.

5.3 Nettanalyser av fremtidig utvikling

Tre fremtidsscenarioer er utarbeidet på grunnlag av mulig fremtidig utvikling. Vi beskriver situasjonen i framtidsscenarioene for dagens nettbilde og hvordan aktuelle investeringstiltak påvirker situasjonen.

Transformatorskift og oppgraderinger/reinvesteringer i nettet er ikke lagt inn for å få frem behovet i nettet.

5.3.1 Scenarier for utvikling av last

Scenariene er hovedsakelig basert på ulik grad av kraftutbygging og industri- og forbruksutvikling. Scenariene oppsummeres slik:

- Scenario 2032 fornybarutbygging, lettlast
- Scenario 2042 basis prognose effektbehov, tunglast
- Scenario 2042 høy prognose effektbehov, tunglast

Scenario 2032 fornybarutbygging

Dette er et lettlastscenario med utbygging av fornybar energi og høy produksjon. Det er tatt utgangspunkt i basis effektprognose for 2032 og utvekslingen mot Sverige er satt til null import/eksport. Utbyggingen av fornybar energi er lagt inn i nettmodellen som punktlast der det er kjent etterspørsel etter nettilknytning av ny produksjon, herunder umodne planer.

Scenario 2042 basis effektbehov

Dette er et tunglastscenario der forbruket er satt til basisprognose for effekt i 2042, som er ca. 400 MW høyere enn målt verdi for 2021. Prognosen inkluderer fremtidig befolkningsvekst (middel) og turisme, 90 MW fra kjente tilknytningssaker med høy sannsynlighet for realisering og NVEs basisscenario for elektrifisering av transport.

Scenario 2042 høyt effektbehov (elektrifisering)

Dette er et tunglastscenario der forbruket er satt til høyprognose for effekt i 2042. I tillegg til fremtidig befolkningsvekst (høy) og turisme og NVEs høyscenario for elektrifisering av transport inneholder scenariet;

- Tilknytningshenvendelser i «etterspørselsfasen» inkludert i prognosen med 198 MW fordelt på ulike transformatorstasjoner.
- Ekstra industrivekst i prognosen med ca. 60 MW er fordelt på aktuelle transformatorstasjoner.
- Elektrifisering av Rørosbanen, 8 MW og landstrøm Mjøsa, 6 MW

Større punktforbruk på totalt 850 MW fordelt på ulike stasjoner Dette scenariet har et totalt forbruksbehov på nesten 800 MW mer enn målt verdi for 2021 (ikke medregnet større punktforbruk).

5.3.2 Funn og oppsummering lastflytberegninger

I avsnittene under gjennomgås sentrale funn fra lastflytanalysene for de ulike scenariene beskrevet i foregående kapittel.

Scenario 1

Ved utbygging av ny fornybar energi samt høy produksjon på eksisterende anlegg vil, med dagens nettbilde, flere av transformatorene være overbelastet i så stor grad at det ikke er akseptabelt i normal driftssituasjon. Når transformatorene blir så høyt belastet, er det stor sannsynlighet for transformatorutfall. Dette kan i sin tur medføre utfall av flere transformatorer siden de resterende allerede er hardt belastet. Det er planlagt utskifting av Vardal og Rendalen transformatorer, noe som vil bedre denne situasjonen noe. Videre

er det også viktig å utrede en eventuell oppgradering/utskifting av flere transformatorer, slik at vi kan være bedre rustet for en grønn omstilling.

Tilknytning av storskala produksjon vil i hovedsak utløse investeringer for å øke transformeringskapasiteten eller bygge nye stasjoner, men summen av planene kan også gi behov for større ledningstiltak både internt i og inn til området. Dette kan vi se ved at flere av linjene også blir overbelastet i dette scenariet.

I dette scenariet ligger det inne null eksport mot Sverige, noe som regnes som konservativt når overskuddet i KSU-området er såpass stort.

Scenario 2

Med effektøkning tilsvarende basis scenario 2042 er det flere av transformatorene mot transmisjonsnettene som er overbelastet i tunglast. Lastflytanalysen tilsier at det er viktig å følge med på om tilgjengelig transformator kapasitet er tilstrekkelig for å møte forventet forbruksutvikling, både for mindre tilknytninger til regionalnettstasjoner og særlig kapasitet opp mot transmisjonsnettene.

Scenario 3

Høyscenariet for fremtidig effektforbruk gir tilsvarende tendenser som basisscenariet, men flere av tendensene forsterkes. I utgangspunktet gir lastøkningen fra høy-prognosen et resultat i lastflytanalysene som ikke er akseptabelt. Lastøkningen vil medføre dårlig spenning i store deler av utredningsområdet. Simuleringene der store punktlaster legges til viser at dagens nett ikke vil tåle en slik lastøkning i normal drift.

Transformering opp mot transmisjonsnettene er en kjent begrensning i utredningsområdet. Flere av disse er planlagt utskiftet.

Resultatene fra de ulike scenariene viser at det er et behov for reinvesteringer og oppgraderinger i nettet for å henge med på henvendelsene om tilknytning som nettselskapene får, samt den generelle lastøkningen og omstillingen til et mer fornybart og elektrifisert samfunn.

Tabellen under gir en oversikt over forbruk og produksjon fra scenario 1 og 2. Det er også gjort lastflytanalyser for scenario 3, som inkluderer større punktlaster. Dette er ikke tatt med i tabellen da det er vurdert det slik at lastene tilknyttet dette scenarioet blir så ekstremt, slik at lastflyten ikke gir en realistisk framstilling av nettet.

Tabell 5-6 – Oppsummering av lastflytberegningene. Produksjon knyttet til transmisjonsnettene i området, samt tap i 300 kV-nettet er ikke inkludert i tabellen.

Scenarioer	Forbruk [MW]	Produksjon [MW]	Nettap [MW]
Scenario 1:	252	2041	87
Scenario 2:	2352	1740	87

5.4 Endret forbruksmønster og fleksibilitet

Nettutbygging er en kostbar løsning for utfordringer som opptrer i korte perioder av gangen. En mer kosteffektiv løsning kan være å utnytte eksisterende nett bedre ved å nyttiggjøre fleksible ressurser. Eksempler på fleksibilitetsressurser er elektriske kjøretøy, oppvarming, ventilasjon og kjøling og energilagring, og kan bidra både på produksjon- og forbrukssiden. Fleksible ressurser kan bidra til å redusere effekttopper, bedre balansen mellom forbruk og produksjon i nettdriften, avlaste nettet ved feilsituasjoner og i beste fall utsette eller redusere behov for nettutbygging. I det videre beskrives noen utviklingstrekk innenfor fleksibilitetsområdet og mulig virkning på investeringer i regionalnettet.

Energieffektivisering og strømstyring i det kundenære nettet

Forbrukerfleksibilitet handler om forbrukeren sin evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt elektriske forbruk. Det kan påvirkes av forhold som økonomi, politiske insentiver og rammebetingelser, klima- og miljøbevissthet og interesse for å ta i bruk ny teknologi.

Energieffektivisering

Energieffektivisering handler om å utnytte tilgjengelig energi innen bygninger, transport og industri best mulig. Tiltak kan være å isolere en vegg slik at varmen ikke lekker ut eller forbedre en industriprosess slik at et produkt produseres med mindre energi. Energieffektivisering innebærer primært å bruke mindre energi på å løse en oppgave, men å ta ned forbruk kan også virke dempende på det maksimale effektuttaket. Tiltaket virker på alle nettnivåer.

I utviklingsprosjektet IDE-BattFlex har Elvia plassert ut smarte varmtvannsberedere hos en rekke kunder. Berederne måler lokal spenning i sin strømforsyning, i tillegg til strømpris og kundevaner, og kan slik tilpasse seg når det er stor belastning i nabolaget slik at vannet varmes på gunstige tidspunkt på døgnet. Fra piloteringen har løsningen vist seg å være nett-nyttig, energiøkonomiserende og kostnadseffektiv; beredere med spenningsstøtte kan frigjøre omkring 10 % av kapasiteten i lokalt nett og gi betydelig nytte for kundene gjennom rimeligere strøm uten opplevd redusert komfort.

AMS og strømstyring

Presset i kraftnettet forventes å komme i det kundenære lavspentnettet og vil forsterkes med mer hjemmelading av elbiler. Dersom forbrukeren tilpasser sitt forbruk til tiden på døgnet det er mest effekt tilgjengelig, vil dette kunne bidra til å jevne ut effekttoppene i forbruket. Forsterkning av strømnettet til enkeltkunder kan for eksempel utsettes eller unngås gjennom tiltak som å montere strømbegrensende utstyr for lading av elbiler eller å utsette oppvarming av varmtvann i beredere noen timer for å unngå uttak i effekttoppene. For nettet vil jevnere belastning på nettet og smartere strømforbruk redusere risikoen for overbelastning og strømbrudd.

Avanserte måle- og styringssystemer (AMS) er installert hos de aller fleste strømkunder i utredningsområdet fra 2019. AMS-målerne registrerer og innrapporterer strømforbruket til nettselskapet, helt ned på timenivå og sikrer at sluttbruker betaler for det faktiske forbruket sitt. Nettselskapene jobber med utvikling av IT-systemer og løsninger som kan håndtere og utnytte dataene fra AMS-målerne, både med tanke på å løse behov for nettselskapet og utvikle nye tjenester til sluttkundene.

Teknologien gjør det mulig å gi sluttbruker oversikt over eget forbruk, mulighet til å analysere eget forbruksmønster og justere strømbruken. Strømprisen stiger i perioder med knapp kapasitet. Informasjon om eget forbruk og pris i sanntid skal til sammen gi sluttbruker insentiv til forbruksutjevning.

For at prissignaler skal virke etter hensikten, er det avgjørende at det er lett for kundene å forstå hvordan og faktisk kan tilpasse sitt forbruk i tråd med intensjonen. Det forventes en økende interesse for tjenester knyttet til å tolke strømdataene og sette dem i system for smart styring av forbruk. Det kan være enkle kommunikasjonsløsninger som gir informasjon om priser og forbruk som sluttbruker kan agere på ved å manuelt koble ut eller flytte forbruk, eller mer sofistikerte løsninger som innebærer automatisert styring av forbruk, som plattformer for IoT (Tingenes Internett) og smarthusløsninger.

Ny nettleiemodell

I tillegg til å respondere på de dynamiske spotprisene i markedet kan prissignaler i nettleien gi insentiv til forbrukerfleksibilitet. Med endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet (NEM-forskriften) bestemte nasjonale myndigheter at alle strømkunder i Norge skulle få ny nettleie fra 1. januar 2022. Innføring av ny nettleiemodell er utsatt til 1.juli 2022.

Med ny nettleiemodell vil kundene i lavspentnettet i større grad betale nettleie ut fra hvor mye nettkapasitet de har behov for. Ved å differensiere fastleddet etter effekt skal kunden gis insentiver til å redusere sitt maksimale forbruk eller flytte forbruk fra de høyest belastede timene. Videre skal den delen av nettleien som er basert på hvor mange kilowattimer du bruker (energiledet) utgjøre minst halvparten av nettleien. Det er tenkt å gi mer vilje til å installere solceller og energieffektivisere boligen.

Ved å gi insentiver til smartere forbruk skal ny nettleiemodell legge til rette for best mulig utnyttelse av det eksisterende nettet og en rimeligere fordeling av kostnadene mellom kundene.

Utvikling av aggregatorrollen, fleksibilitetsmarkeder og støttesystemer

Nye roller og forretningsmodeller utvikles for å forene fleksibilitetsressurser med nettselskapenes driftssentraler. Dette kan skje gjennom bilaterale avtaler direkte med kunder eller via aggregator. Aggregatører samler opp tilgjengelig fleksibilitet fra mange sluttbrukere og bidrar til å tilgjengeliggjøre tilstrekkelige volum. I dag er aggregatorrollen umoden, og det er hovedsakelig strømleverandører som opptrer som aggregatører.

Det finnes også aktører som jobber med å sette opp lokale fleksibilitetsmarkeder på distribusjonsnettnivå, men også dette er umodent i dag. Gjennom en markedsløsning vil nettselskapene kunne melde inn bud som representerer betalingsvilligheten for å løse lokale flaskehals, og selgere registrerer sin tilgjengelige fleksibilitet. Nettselskapet allokterer fleksibilitetsressursen til riktig flaskehals og den fleksible ressursen kompenseres for å endre sitt forbruk eller produksjon.

I dag mangler i stor grad nettselskapene støttesystem for å si når, hvor og til hvilket formål fleksibilitet er tilgjengelig og kan brukes, og informasjon om hvilke fleksibilitetsressurser som finnes. Avhengig av utviklingen av forretningsmodeller, støttesystemer og de ulike rollene i verdikjeden vil nettselskapene i større grad kunne utnytte fleksibilitetsressurser i nettdrift og nettplanlegging.

Batteriløsninger for energilagring

Med høy fleksibilitet, fallende kostnader og stadig teknologiforbedring som gir økning i virkningsgrad og levetid, vil energilagring kunne vise seg å ha potensiale for verdiskaping på noen områder. Det forventes økt utbredelse av lagringsløsninger for både husholdninger og større enheter for distribusjonsnettstøtte, og i sammenheng med utbygging av uregulerbar kraftproduksjon som er variabel og ikke samspiller spesielt godt med kundenes behov for oppvarming eller belysning. I tillegg vil en modning av tjenester og markeds plasser for fleksibilitet kunne åpne opp for at aktører med slik fleksibilitet kan selge sin tilgjengelige fleksibilitet for systemtjenester til nettet.

Lastreduksjon ved avtale om utkobling

Forbrukerfleksibilitet hos større kunder kan skape verdi gjennom tiltak som gir nettselskapet rett til å koble ut forbruk fra nettet i ulike situasjoner, som følge av en ordre eller avtale mellom forbruker og nettselskap.

Tariff for utkoblbart/fleksibelt forbruk

Elvia har kunder i regionalnettet i utredningsområdet som tariffes ut ifra utkoblbart, fleksibelt forbruk. Kunden oppnår rabatterte tariff ved å gjøre seg tilgjengelig for fjernstyrt utkobling av forbruket fra driftscentralen. Utkobling, med påfølgende avbrudd i strømleveranse hos kunden, kan skje som følge av et hvert tenkelig behov fra nettselskapets side⁶.

For nettet er det fordelaktig å ha kunder på en slik type tariff der det er kapasitet ved intakt nett, men begrenset reserve ved utfall. I feilsituasjoner blir da kunden på sin side kompensert for at forsyningen kobles ut til feilen er rettet.

Typisk forbruk på utkoblbar tariff er elektrodekjeler for oppvarming av vann og varmpumper hvor forbrukeren har alternative energikilder. Ordningen er per i dag kun i bruk ved effektknapphet som kan oppstå i ulike typer feilsituasjoner. Det finnes et fåtall kunder på denne type tariff i regionalnettet i utredningsområdet. Omfanget av dagens ordning er begrenset og har ingen betydning for dimensjonering av nettet. Vevig og Fjellnett har ikke tilsvarende tariff for sine kunder.

Tilknytning med vilkår om utkobling eller forbruksbegrensning

Med virkning fra 15. april 2021 har OED og RME vedtatt endringer i forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM-forskriften). Det nye regelverket åpner for å inngå avtaler om tilknytning med vilkår om utkobling eller reduksjon for forbruk og produksjon, og er aktuelt i tilfeller hvor tilknytning til dagens nett er vurdert å ikke være driftsmessig forsvarlig.

Tilknytningsavtalen kan i slike tilfeller være et alternativ til å investere i nettinfrastruktur. Det innebærer at kunden kan oppnå redusert anleggsbidrag dersom tilknytning på ordinære vilkår hadde utløst nettinvesteringer. Til forskjell fra utkoblbar tariff vil

⁶ Denne type tariff tilbys større anlegg med uttak over 200 kW. Det finnes ulike nivåer på tariffen avhengig av om utkobling av last gjøres momentant eller med varsel på 1,5 timer, og om utkobling er av ubegrenset varighet eller maksimalt 2 timer. Den laveste prisen gis til kunder som inngår avtale med momentan utkobling.

uttakskunden ikke kompenseres, hverken ved inngåelse av avtale eller ved utkobling eller begrensning i forbruket i henhold til avtalen. Kunden må derfor akseptere lavere leveringssikkerhet og/eller utkobling, med påfølgende avbrudd i strømløse, når driftsforholdene som i utgangspunktet gjorde tilknytningen ikke driftsmessig forsvarlig, inntreffer.

Avtalen er frivillig, hvilket betyr at hverken nettselskapet eller kunden kan kreve en slik avtale, og kan være enten permanent eller midlertidig. Hensikten er å legge til rette for bedre utnyttelse av nettet, unngå nettforklaringer som ikke er nødvendige eller ønskelige, og/eller et midlertidig tiltak som kan gi en kunde raskere og rimeligere tilknytning enn om nettet skulle dimensjoneres etter normale kriterier fra oppstart.

Nettselskapene jobber med å etablere praksis for når, hvor og hvordan ordningen kan praktiseres for å ivareta driftsmessig forsvarlig tilknytning og drift. Tilknytning på vilkår har vært vurdert for noen aktuelle kundeforhold, men nettselskapene har ikke konkrete erfaringer med bruk av slike tilknytningsavtaler enda. Det forventes at flere kunder fremover vil ønske å utforske mulighetene i slike avtaler for å kunne koble seg raskere og billigere til nettet.

Betydning for investeringer i regionalnettet

Nettet er bygget for kunne levere i toppplasttimene, noe som innebærer at nettet har en overkapasitet mesteparten av tiden. Det ligger derfor en nytte, på alle nettnivå og hos sluttbruker, i å jevne ut forbruket og ta ned effekttoppene. Ny produksjon og fleksibilitetsmekanismer kommer i stor grad i regional- og distribusjonsnettet som i dag i liten grad er rigget for å utnytte det.

Fleksibilitet kan benyttes av nettselskapene både til flaskehalshåndtering på kort sikt og nettplanlegging på lengre sikt. Utnyttelse av fleksibilitetsressurser i et nettplanleggingsperspektiv innebærer at nettselskapene må forsikre seg om hvor store volum som faktisk vil være tilgjengelig, at fleksibilitetsressursen responderer fort nok, og at tilgjengeligheten er til å stole på over tid. Dersom tiltak skal fungere som alternativer til investeringer i regionalnettet, må fleksibiliteten være tilgjengelig på de kaldeste dagene i året og være tilgjengelig over mange år. Dette fordi det normalt er på disse tidspunktene maksimalt forbruk oppstår og som er dimensjonerende for nettutbygging.

På produksjonssiden kan solcelleanlegg, samt mini- og småkraftverk, normalt ikke regnes med i denne sammenhengen da disse produksjonsressursene normalt har høyest produksjon på sommeren når behovet er minst. Det er relativt lite fleksibilitet på forbrukssiden i dag, og svært usikkert hvor mye mer forbrukerfleksibilitet som vil utløses det neste tiåret og videre fremover. For fleksibiliteten til mindre enkeltkunder tilknyttet lavspentnettet avhenger potensialet blant annet av hvor store volum som faktisk er tilgjengelig, herunder utviklingen i aggregatrollen, og hvor lett tilgjengelig fleksibilitetsressursen er for nettselskapene, eksempelvis gjennom fleksibilitetsmarkeder. I dag, og trolig de kommende årene, har forbrukerfleksibilitet som alternativ til nettinvesteringer på regionalnettnivå trolig størst potensial når det gjelder større kunder som har et høyt effektbruk og som er villige til å kobles ut når det er behov i nettet. Ved nytilknytninger bør kundens fleksibilitet derfor utforskes.

Det finnes trolig kostnadseffektive lokale tilfeller og utredninger bør derfor undersøke hvorvidt fleksibilitet kan være et kostnadseffektivt tiltak for å utsette investeringer i nettanlegg, om det kan være et midlertidig tiltak i påvente av nettiltak, eller fungere som et supplement til nettiltak. Digitalisering og støttesystemer kan hjelpe nettselskapene med

å tenke nytt rundt hva som er kapasiteten i eksisterende nett og svare på når, hvor og hvordan fleksibiliteten kan brukes.

Kun enkelte av de forventede investeringstiltakene i utredningsområdet er utløst av forbruksvekst og forsyningsikkerhet der fleksibilitet kan tenkes å redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer. I disse tilfellene gis i kapittel 6 regneeksempler på hvor stor reduksjon i maksimaleffekt ved hjelp av forbrukerfleksibilitet som skal til for at en planlagt investering ikke gjennomføres og en vurdering av hvor realistisk det er.

For de forventede investeringstiltakene i utredningsområdet der fleksibilitet kan tenkes å redusere tiltaksbehovet er forbruksvekst og forsyningsikkerhetsbehovet på steder i nettet der det allerede i dag er vanskelig å opprettholde N-1 forsyningsikkerhet. For å eliminere behovet for nettinvesteringen må forbruket reduseres mer enn dagens forbruk og forventet forbruksvekst. Det er i tillegg stor usikkerhet knyttet til om forbruksreduksjonen har potensial til å ta sted i den delen av nettet hvor nettinvesteringen er planlagt.

Lokale energisamfunn og mikronett

En utviklingstrend som foreløpig er lite utbredt i Norge er såkalte mikronett, lokale energisamfunn og nullutslippsområder. Trenden omfatter et bredt sett med energirelaterte tiltak som fornybar energiproduksjon og energieffektivitet, som iverksettes i avgrensede områder for å dekke hele eller deler av energiforbruket til sine medlemmer. Målet kan være å redusere energibruk, et kollektivt ønske om å i større grad være klimavennlige (nullutslipp), produsere fornybar kraft, være selvforsynte eller redusere avhengigheten av overføringsnettet.

Strømproduksjonen i lokale energisamfunn baserer seg gjerne på distribuerte fornybare energikilder, som vind og solkraft, eventuelt i samspill med andre energibærere og varmeløsninger. I perioder vil energisamfunnet kunne være selvforsynt, mens det i andre perioder ikke vil være mulig å dekke forbruket med egenproduksjon. Dersom det er etablert såkalte mikronett eller øsystemer for å distribuere strømmen til medlemmene av energisamfunnet vil området i slike perioder være avhengig av strøm fra en lokal reserveløsning. Det kan være batterier og annen lagringsteknologi. Selv med en forventet hurtig teknologiutvikling på dette området, vil det trolig ikke være tilstrekkelig til sesonglagring av strøm (fra sommer til vinter), som vil være nødvendig i et land som Norge.

Selv om det kan være mulig å bygge ut nye områder som bruker nettet mindre, og som i store deler av året er i «øydriфт», vil slike samfunn trolig ha stort effektbehov på de kaldeste vinterdagene, samtidig som resten av sluttbrukerne. Da vil det utgjøre en liten forskjell for dimensjonering av regionalnettet. Det er derfor mer nærliggende å tenke seg energisamfunn som er koblet til det overliggende nettet for distribusjon og forsyningsikkerhet (low grid). En økt utbredelse av denne trenden vil likevel kunne endre forbruksmønsteret og finansieringen av nettet.

6 FORVENTEDE INVESTERINGSTILTAK

Dette kapittelet gir en oversikt over aktuelle utredninger av tiltak for å møte utfordringene i nettet som følger av den forventet utviklingen beskrevet i foregående kapittel. Fokus i kraftsystemutredningen er regionalnettet, men det er også beskrevet planer i transmisjonsnettet i utredningsområdet og enkelte mulige tiltak i grenseflater mellom nettområder på distribusjonsnettnivå.

Rekkefølgen og nødvendigheten av tiltakene i utredningen er gjenstand for kontinuerlig vurdering og prioritering. Endelig investeringsbeslutning påvirkes av lastutvikling og eventuelle nye opplysninger om tilstand.

6.1 Utredninger og tiltak i regionalnettet i utredningsområdet

Detaljeringsgraden i de forenklede samfunnsøkonomiske vurderingene avhenger av tiltakets modenhet. Gjennomgang av forventede investeringstiltak i regionalnettet i utredningsområdet følger modenhetskategoriseringen i tabellen under.

Tabell 6-1 Inndeling av prosjekter

Inndeling av prosjekter
Tiltak realisert siden forrige KSU revisjon oppsummert i 6.1.1.
Reinvestering av krafttransformatorer oppsummert i 6.1.2.
Tiltak med mottatt konsesjon, inkludert status, er beskrevet i 6.1.3. Kostnader er hentet fra konsesjonssøknad, i oppgitt nåverdi.
Forventede investeringer 0-5 år frem i tid (uten konsesjon) er beskrevet i 6.1.4, herunder samfunnsøkonomisk analyse.
Tiltak som ligger 5-10 år frem i tid er beskrevet i 6.1.5.
Mulige tiltak 10-20 år frem i tid er kun skissert med mulige alternativer og omfang av investeringskostnader i 0.

Flere av tiltakene er en del av større prosjekter hvor flere aktører har kostnader knyttet til nettanlegget. Der flere netteiere i utredningsområdet har kostnader, er det spesifisert om det er totalsummen eller regionalnettselskapets kostnader som er angitt. I kundespesifikke anlegg er kundens kostnader holdt utenfor. Tilsvarende er kostnader som tilfaller andre utredningsområder (transmisjonsnett eller andre regionale utredninger) holdt utenfor. De totale prosjektkostnadene kan derfor være større enn det som presenteres.

For hvert tiltak kommenteres konsekvenser av forsinkelse og begrunnelse/behov for å utrede tiltak.

Kun konsesjonspliktige investeringer er inkludert i rapporten. Utskifting av kontrollanlegg, koblingsanlegg og andre mindre tiltak er derfor ikke med.

6.1.1 Realiserte tiltak siden forrige KSU

Tabell 6-2: Realiserte prosjekter siden KSU 2020

Prosjekt	Kons	Status
Spenningsoppgradering til 132 kV i Elverumsområdet	Elvia	Fullført høst 2020
Spenningsheving Tynset-Tolga-Os-Røros (inkl. flytting av spole til Savalen)	Elvia/ Røros Energiverk	Fullført høst 2020
Os transformatorstasjon	Elvia	Fullført høst 2020
Tolga transformatorstasjon	Elvia	Fullført høst 2020
Tilknytning av Kjølberget vindkraftverk	Elvia/ Austri Kjølberget	Spenningssett vår 2020 på 66 kV, høst 2020 på 132 kV.
Spole Ylja	Elvia	Fullført høst 2020
Hunderfossen transformatorstasjon	Elvia	Fullført høst 2020
Lunde transformatorstasjon	Elvia	Fullført høst 2021
Tilknytning av Odal vindkraftverk	Elvia	Nettanlegg tilkoblet i 2021, produksjon ila. 2022
Forsyning Bjorli – ny 66/22 kV transformator i Lora	Fjellnett	Ny transformator installert februar 2022
66 kV Vågåmo-Tolstadåsen	Fjellnett	Konsesjon mottatt, linja består på 66 kV

6.1.2 Reinvestering av krafttransformatorer i Elvia

Alderssammensetningen på krafttransformatorer i utredningsområdet (Figur 4-7) tilsier at det er et betydelig behov for å reinvestere i disse anleggene i årene fremover. I utredningsområdet har Elvia over 110 krafttransformatorer og for å ha en viss fordeling i alder bør det skiftes ut noen hvert år.

Tabell 6-3 angir oversikt over nødvendige reinvesteringer av krafttransformatorer i Elvias regionalnett i Hedmark og Oppland i et 5 års perspektiv. Informasjonen i tabellen tar utgangspunkt i at transformatorer reinvesteres i henhold til dagens løsning. For hvert prosjekt vurderes det om behovet kan løses mer effektivt på andre måter, for eksempel om det er rasjonelt å planlegge for samtidig eller fremtidig spenningsheving fra 66 kV til 132 kV. Det vurderes også om noen transformeringspunkter heller bør fjernes enn å reinstallerer, eller om nåværende transformatorstasjon heller bør gjøres om til koblingsstasjoner uten egen transformering.

Tabell 6-3 Oversikt over reinvestering av krafttransformatorer i Elvias regionalnett i Hedmark og Oppland

Stasjon	Oppstartsår	Kommentar
Rendalen	2023	Transformatorskift
Kongsengen	2024/2025	Mulig transformatorskift - Alder
Dokka	2024/2025	Mulig transformatorskift - Alder
Osa	2024/2025	Mulig transformatorskift – – Lav ytelse, alder
Nes	2024/2025	Mulig transformatorskift – Alder

6.1.3 Prosjekter med konsesjon eller under bygging

Tosidig forsyning til Trysil (132 kV Elverum–Trysil)

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Elverum, Våler og Trysil

Beskrivelse: Eksisterende 66 kV ledning mellom Heradsbygd og Lutufallet saneres, og det bygges en ny 132 kV kraftledning fra Elverum til Trysil. Ny ledning skal etableres i samme trasé som den gamle ledningen mellom Løvbergsmoen og Lutufallet. Mellom Lutufallet og Trysil skal eksisterende 66 kV ledning bygges om til 132 kV spenning. Tiltaket gir tosidig forsyning på 132 kV til alle stasjonene langs Trysilringen.

Begrunnelse: Dagens nett opp mot Trysil forsyner en betydelig (og økende) mengde forbruk. Dette, kombinert med tilknytning av Kjølberget vindkraftverk (og eventuell fremtidig økende produksjon) og snart utløpt teknisk levetid av linjene, gjør at det er behov for å øke overføringskapasiteten i området. De nye nettanleggene vil óg redusere nettap og gi en økt forsyningssikkerhet i Trysil-regionen.

Status: Under bygging. Fullføres 2022/2023.

Idriftsettelse: Tidligst høst 2022.

Beskrivelse av alternativ og samfunnsøkonomisk lønnsomhet:

For mer informasjon om alternativer og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, se konsesjonssøknad.

132 kV Engerfjellet - Nord-Odal

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Nord-Odal

Beskrivelse: Oppgradering av høyspentlinjen fra Engerfjellet via Linder til Nord-Odal. Linjen forberedes for 132 kV, men skal driftes på 66 kV inntil nettet i området på sikt til oppgraderes til 132 kV. Traseen er på omkring 14 km og skogryddebeltet utvides til 30 m.

Begrunnelse: Linja fra Engerfjellet via Linder til Nord-Odal nærmer seg teknisk levetid og tilstanden på linja tilsier at det må iverksettes tiltak. Linja går gjennom et skogrikt område og historisk har linjer i dette området vært svært utsatt for trepåfall, noe som har medført lange avbrudd for Nord-Odal kommune i vinterhalvåret over noen år, med tilhørende høye avbruddkostnader. Linjeoppgraderingen, med utvidet skogryddebelte, vil bedre forsyningssikkerheten til Nord-Odal.

Status: Konsesjon gitt. Under bygging.

Mulig idriftsettelse: Høst 2023

Beskrivelse av alternativ og samfunnsøkonomisk lønnsomhet: For mer informasjon om alternativer og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, se konsesjonssøknad [Notat \(nve.no\)](#).

Hamar Omformerstasjon på Jessnes

Tiltakshaver: Bane NOR SF og Elvia

Kommune: Ringsaker

Beskrivelse: Etablering av ny omformerstasjon og 132 kV koblingsanlegg på Jessnes i Ringsaker kommune.

Begrunnelse: I forbindelse med utbygging av dobbeltspor på Dovrebanen mellom Eidsvoll og Hamar/Lillehammer vil det være behov for en ny omformerstasjon i Hamarområdet. Omformerstasjonen skal erstatte dagens omformersasjoner på Tangen og Rudshøgda. Grunnet stegvis utbygging av dobbeltsporet, vil Hamar omformerstasjon (Jessnes) tilkobles det eksisterende enkeltsporet i en periode før dobbeltsporet bygges forbi den nye omformerstasjonen.

Status: Konesjon gitt 2020. Under bygging.

Mulig idriftsettelse: 2023.

Beskrivelse av alternativ og samfunnsøkonomisk lønnsomhet: For mer informasjon om alternativer og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, se konsesjonssøknad.

Ny Fåvang transformatorstasjon

Tiltakshaver: Vevig

Kommune: Ringebu

Beskrivelse: Etablering av ny Fåvang transformatorstasjon. Stasjonen vil dele eksisterende 66 kV ledning mellom Ringebu og Tretten transformatorstasjoner.

Begrunnelse: Transformatorstasjonen bygges for å forbedre forsyningssikkerheten til Kvitfjell og Fåvang, samt legge til rette for ytterligere utvikling av Kvitfjellområdet.

Status: Under bygging.

Idriftsettelse: Juni 2022

Beskrivelse av alternativ og samfunnsøkonomisk lønnsomhet: Se konsesjonssøknad [3043633 \(nve.no\)](#).

Ny 66 kV Sør-Fron - Harpefoss (Tidligere Ringebu-Harpefoss)

Tiltakshaver: Vevig

Kommune: Sør-Fron

Beskrivelse: Ny 66 kV linje mellom Harpefoss kraftstasjon og Sør-Fron transformatorstasjon.

Begrunnelse: Eksisterende 66 kV forbindelse mellom Harpefoss og Ringebu har lav overføringseffekt og skaper flaskehals i nettet. Opprinnelig gjaldt søknad hele strekningen, men tilstandskontroll av linja viser at deler av linja (Ringebu - Sør-Fron) kan stå i 20 år til med enkelte tiltak og at overføringskapasiteten på denne delen er vurdert som tilfredsstillende.

Status: Konesjon gitt 2022 (påklaget)

Mulig idriftsettelse: 2024

Beskrivelse av alternativ og samfunnsøkonomisk lønnsomhet: For mer informasjon om alternativer og samfunnsøkonomisk lønnsomhet, se konsesjonssøknad. [Ny 66 kV Harpefoss - Ringebu \(nve.no\)](#).

6.1.4 Forventede investeringer 0-5 år fram i tid

Osa transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Åmot

Begrunnelse: De siste årene er det satt i drift flere nye kraftverk i området, både vindkraftverk og vannkraftverk. Etter at Raskiftet kom på drift i 2018 har transformeringskapasiteten i Osa tidvis vært en flaskehals. Det er derfor behov for fornyelse.

Status: Forprosjekt planlagt ferdig 2022.

Mulig idriftsettelse: 2024

Konsekvenser ved forsinkelse: Redusert forsyningsikkerhet og økende flaskehalskostnader.

Rendalen transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia og Statnett

Kommune: Rendalen

Begrunnelse: Apparatanlegget og kontrollanlegget i Rendalen stasjon nærmer seg utløpt teknisk levetid og har behov for fornyelse.

Status: Under utredning. Planlagt konsesjonssøkt i 2022 (felles med Statnett).

Mulig idriftsettelse: Arbeid i stasjonen kan ikke starte før 132 kV Elverum-Trysil er ferdig (2022). Idriftsettelse avhenger av valg av løsning og om dagens transformatorgrube kan gjenbrukes. Mulig idriftsettelse 2024/25.

Konsekvenser ved forsinkelse: Spenningsproblemer i tunglast. Mulig spesialregulering av planlagt ny produksjon/forbruk.

Børstad transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Hamar

Begrunnelse: Apparatanlegget og kontrollanlegget i Børstad stasjon nærmer seg utløpt teknisk levetid. Opprinnelig leverandør eksisterer ikke lengre, og det er derfor vanskelig å få tak i reservedeler. Tilstanden på anlegget anses å være god, men på grunn av alderen er det vurdert det slik at det er behov for tiltak. I utgangspunktet skulle nettanleggene reinvesteres der de er plassert i dag, men ved bruk av areal inntil eksisterende transformatorstasjon åpner det seg et alternativ med å bygge en helt ny stasjon i stedet og med det frigjøre areal for mulig salg.

Status: Planlagt konsesjonssøkt i 2022.

Mulig idriftsettelse: 2024/2025

Konsekvenser ved forsinkelse: Sårbarhet grunnet vanskelig å få tak i reservedeler ved feil.

Sammenslåing av Rena og Rødsmoen transformatorstasjoner

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Åmot

Begrunnelse: På grunn av alder og tilstand i Rena transformatorstasjon er det behov for tiltak dersom stasjonen skal bestå.

Rena og Rødsmoen transformatorstasjoner ligger forholdsvis nært hverandre, og lastbehovet i området tilsier at det ikke er behov for to transformatorstasjoner.

Distribusjonsnettets i Rena sentrum er i dag 11 kV. Det ble i 1996 ble bestemt at distribusjonsnettets over tid skulle ombygges fra 11 til 22 kV. Alle kabler, nettstasjoner og transformatorer etablert etter 1996 er derfor klargjort for 22 kV. Basert på anlegg som er klargjort for 22 kV, begynner det nå å nærme seg tidspunktet for å gjennomføre spenningsoppgradering.

Pågående utredning skal avklare fremtidig løsning for nettstruktur i Rena.

Status: Planlagt konsesjonssøkt i 2022/2023

Mulig idriftsettelse: 2026

Konsekvenser ved forsinkelse: Økende flaskehalskostnader og høye drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til å opprettholde to transformatorstasjoner, dårlig teknisk tilstand Rena.

Hafjell Transformatorstasjon

Tiltakshaver: Vevig

Kommune: Øyer

Begrunnelse: På grunn av høy forbruksvekst de siste årene og omfattende planer om videre utbygging av fritidsboliger og tilhørende næring, er det nødvendig å sikre forsyningen til Hafjell. Kapasiteten er nær fullt utnyttet.

Rybakken transformatorstasjon ligger på vestsiden av Lågen, mens all forbruksvekst skjer på østsiden. Det er derfor vurdert både utvidelse av eksisterende stasjon (medfører økt klassifisering) og bygging av en ny transformatorstasjon på østsiden.

Oversiktskartet over området viser plassering av mulig ny transformatorstasjon og aktuelle linjer/stasjoner for tilknytning.

Status: Under utredning, planlagt konsesjonssøkt 2023/24.

Mulig idriftsettelse: 2027

Konsekvenser ved forsinkelse: En forsinkelse vil ikke påvirke andre prosjekter, men bidra til redusert forsyningssikkerhet i Hafjell-området.

6.1.5 Forventede investeringer 5-10 år fram i tid

132 kV-nettet i Valdres («Åbjøra-ledningene»)

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Nord-Aurdal, Etnedal, Nordre Land, Søndre Land og Gjøvik

Begrunnelse: Det er flere årsaker til at det er behov for full reinvestering av 132 kV-nettet mellom Åbjøra og Gjøvik. Den eldste av parallelledningene mellom Åbjøra og Gjøvik nærmer seg 70 år gammel, og Valdres-nettet har et stort produksjonsoverskudd som gjør at Åbjøra-linjene derfor blir en flaskehals.

Status: Melding sendt januar 2022. Pågående forprosjekt vurderer løsningsalternativer.

Mulig idriftsettelse: Prosjektet må gjennomføres i flere deler. Åbjøra-ledningene er over 70 km lange. Planlagt oppstart er i 2026, avhengig av planleggingsfasen og konsesjonsbehandling.

Konsekvenser ved forsinkelse: Forlenget periode med høye tap og behov for systemvern og spesialregulering.

Bedre forsyningssikkerhet 66 kV Gjøvik, Raufoss Industripark og Viflat transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Gjøvik

Begrunnelse: Industrien i området er voksende, og det vil derfor gjøres en ny analyse av tiltak for å bedre forsyningssikkerheten inn til området.

Status: Analyse

Mulig idriftsettelse: Planlagt oppstart av forprosjektet i 2025/26.

Konsekvenser ved forsinkelse: Redusert forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet Bekkelaget og Ilseng i Stange kommune

Tiltakshaver: Elvia og Stange Energi Nett

Kommune: Hamar og Stange

Begrunnelse: Forsyningssikkerheten til nordlige Stange er ikke tilstrekkelig. Dette både på grunn av at stasjonene Bekkelaget og Ilseng transformatorstasjoner har forsyning fra avgreininger og at forbindelsen på 66 kV fra sør (Minne) er for svak.

Status: Under utredning

Mulig idriftsettelse: 2027

Konsekvenser ved forsinkelse: Redusert forsyningssikkerhet

66 kV Brumunddal-Veldresiden

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Ringsaker

Begrunnelse: Mellom Veldresiden og Brumunddal (1,4 km) går det to 66 kV oljetrykkskabler som ble etablert i 1971. Begge kabelanleggene skal tas ut av drift, tømmes for olje og graves opp/saneres der det praktisk lar seg gjøre. Det skal tilstrebes å gjenbruke eksisterende kabeltrasé så langt det lar seg gjøre.

I Elvia er det et mål å skifte ut alle oljetrykkskabler innen 2030. Prioriteringen gjøres basert på ulike kriterier, bl.a. tilstand.

Status: Under utredning.

Mulig idriftsettelse: 2030

Konsekvenser ved forsinkelse: Økende risiko for oljelekkasje og feil på kabelanlegg.

Forsyning Skjefstadvossen kraftverk/koblingsstasjon

Tiltakshaver: Elvia / Hafslund Eco (Østerdalen Kraftproduksjon AS) **Kommune:** Elverum

Begrunnelse: Transformator i Skjefstadvossen kraftverk begynner å nærme seg sin tekniske levetid og planlegges reinvestert i løpet av en 5-10 års periode.

I forbindelse med behov for reinvestering av transformator utredes fremtidig nettstruktur for Skjefstadvossen kraftstasjon og Heradsbygd transformator stasjon.

Status: Planlagt konsesjonssøkt i 2023

Mulig idriftsettelse: 2028

Konsekvenser ved forsinkelse: Tilstand/høye vedlikeholdskostnader

Forsyning av Dombås, Lora og Sletten transformatorstasjoner

Tiltakshaver: Fjellnett

Kommune: Dovre

Begrunnelse: På grunn av stor etterspørsel for tilknytning av nytt forbruk i området er det behov for å utrede framtidig forsyning av transformatorstasjonene Dombås, Lora og Sletten.

Status: Det pågår utredning av framtidig forsyning.

Konsekvenser ved forsinkelse: Redusert forsyningssikkerhet.

66 kV avgreining Musdalen

Tiltakshaver: Vevig/Elvia

Kommune: Øyer

Begrunnelse: På 66 kV-linja mellom Rybakken og Tretten er det en T-avgreining i Musdal med forbindelse til Engjom. Elvia eier linja Engjom-Musdal og skillebryteren i T-avgreiningen. Linja fungerer som en gjensidig reserve.

Tiltaket har vært nevnt i flere år både i KSU og andre sammenhenger og aktualiseres nå grunnet forbruksøkning og forsyningssikkerhet. Hele 66-kV nettet i området bør sees under ett når løsning for Rybakken/ny stasjon i Hafjell velges.

Status: Tidligfase vurderinger

Mulig idriftsettelse: Ikke avklart

6.1.6 Forventede investeringer 10-20 år fram i tid

Spenningsheving Rendalen-Osa

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Rendalen, Stor-Elvdal og Åmot

Begrunnelse: I Østerdalen er det lavt forbruk, men relativt høy produksjon fra både småkraftverk og et par større vann- og vindkraftverk. Det er også en økende etterspørsel etter tilknytning av ny produksjon i området, samt begrensninger i transformator kapasitet. Det burde derfor utredes om hele strekningen fra Osa-Rendalen på sikt burde spenningsoppgraderes til 132 kV.

Status: Tidligfase vurderinger

Spenningsheving Solør-Odal

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Åsnes og Nord-Odal

Begrunnelse: I Solør er det både 66 kV og 132 kV-nett. Det er i dagens nett problematisk å forsyne Solør fra Minne i tunglast. Åsnes-Kirkenær (1986) er forberedt for 132 kV, resterende linjer er gamle og svake. En overgang til 132 kV spenningsnivå vil gi et mer oversiktlig og driftssikkert nett, samt lavere tap i nettet. Gjennomføring av spenningsheving/reinvestering i dette området må sees i sammenheng med utvikling i behov og nettanleggenes tilstand.

Status: Tidligfase vurderinger

Forsyningssikkerhet Sjusjøen

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillehammer og Ringsaker

Begrunnelse: Sjusjøen forsynes fra avgreining på hovedlinjen 66 kV Brumunddal-Fåberg via Lismarka transformatorstasjon. Det er også få muligheter for omkobling på underliggende nett, og ikke fullverdig reserve i perioder med tunglast.

Status: Tidligfase vurderinger

Forsyning til Nordseter

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillehammer og Ringsaker

Begrunnelse: Det er lange avstander og stort spenningsfall opp til Nordseter. Det er også en økende etterspørsel fra hyttekunder om strømtilknytning.

Status: Tidligfase vurderinger

66 kV Alvdal – Sollia – Nedre Vinstra

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Alvdal, Stor-Elvdal og Nord-Fron

Begrunnelse: Ledningen som går mellom Alvdal, Sollia og Nedre Vinstra er ca. 84 km lang, og ble bygget på slutten av 1950-tallet og starten av 1960-tallet. I kombinasjon med lav belastning og lange linjelengder må det utredes om det vil lønne seg å reinvestere i begge disse linjene.

Status: Tidligfase vurderinger

Fremtidig nettstruktur Fåberg-Brumunddal-Gjøvik

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillehammer, Gjøvik og Ringsaker

Begrunnelse:

Fåberg transmisjonsnettstasjon forsyner Elvias 66 kV-nett i Lillehammer-området og sørover mot Vang. Statnett utreder plassering av ny transmisjonsnettstasjon og fremtidig transmisjonsnettstruktur i området. I lys av dette, samt ny E6 og alder på Elvias nettanlegg forventer vi et behov for å utrede fremtidig regionalnettstruktur i området rundt Lillehammer og sørover.

Status: Tidligfase vurderinger

6.2 Statnetts planer i området

Kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet identifiserer forbruksvekst og behovet for å fornye anlegg som de viktigste driverne for nettutviklingen i region Øst fremover. Videre forventer Statnett økt flyt fra nord til sør gjennom Gudbrandsdalen og videre fra Fåberg mot Oslo som følge av vindkraftutbygging i Midt-Norge og Hedmark, samt økt vannkraftproduksjon i Gudbrandsdalen (Statnett, 2021).

Fornyelser og kapasitetsøkning mellom Lillehammer og Oslo

300 kV Nedre Vinstra-Fåberg-Ulven er den eldste transmisjonsnettledningen i området. Overføringskapasiteten mellom Fåberg og Oslo er i perioder begrensende for hvor mye produksjon som kan overføres sørover, og det forventes betydelig mer flyt sørover i fremtiden grunnet mer lokal produksjon og høyere flyt sørover i Gudbrandsdalen.

Statnett har startet prosjektutvikling for å finne løsning og etter hvert melde og konsesjonssøke en ny ledning mellom Lillehammer og Oslo (melding planlagt høst 2022). Ny ledning vil være sanering og reinvestering av 300 kV Ulven-Fåberg. Utviklingen henger også sammen med spenningsoppgradering på østsiden av Mjøsa og oppgradering av flere stasjoner her, samt nettutvikling nordover i Gudbrandsdalen. Det langsiktige målbildet for transmisjonsnettet i Innlandet skal Statnett jobbe videre med høsten 2022 i forbindelse med arbeidet med områdeplaner, se mer info lenger ned.

Fåberg stasjon

Fåberg er et viktig knutepunkt i transmisjonsnettet i området. I forbindelse med plan om ny ledning fra Fåberg til Oslo ser Statnett på forhold rundt lokalisering av ny Fåberg stasjon. Fåberg stasjon er lokalisert på et lite areal mellom E6 og jernbanen. På grunn av arealmessige begrensninger vil behov som krever nye tekniske anlegg utløse ny stasjon. Det kan være eventuelle krav om kabling over Lågen utløst av ny E6, økt transformering eller ved spenningsoppgradering i området. Statnett planlegger å sende melding på alternative stasjonsløsninger høsten 2022.

Stasjonen forsyner Elvias 66 kV-nett i Lillehammer-området og sørover mot Vang. Avhengig av stasjons plassering vil løsningsvalg kunne utløse behov for både transmisjonsnett- og regionalnettutbygging.

Ny Skyberg transformatorstasjon (tidl. Vardal)

Statnett planlegger å fornye Vardal stasjon inkludert økt transformeringskapasitet. Gamle Vardal transformatorstasjon er en forenklet transmisjonsnettstasjon som ligger som en T-avgreining på 300 kV Ulven-Fåberg mellom 300 og 132 kV. Ved utfall av transformatoren må forbruket forsynes av underliggende produksjon og transformering i Vang og Minne. Transformatoren er gammel og ikke mulig å overbelaste. Den er tidvis en flaskehals for å få ut underliggende produksjon.

Plassering av ny Skyberg transformatorstasjon ses i sammenheng med trasé til ny 420 kV transmisjonsnettledning mellom Fåberg og Oslo som vil erstatte 300 kV Ulven-Fåberg som Vardal stasjon er tilknyttet i dag.

Prosjektet er i tidligfase og Statnett planlegger å søke konsesjon i mai 2022, med mulig idriftsettelse i 2026. Konsekvenser ved forsinkelse er spesialregulering av planlagt ny produksjon og forsinkelse av ev. nytt forbruk som ønsker tilknytning.

Elvias prosjekt for å utrede 132 kV nettet i Valdres («Åbjøra-ledningene») har et grensesnitt mot ny Skyberg transformatorstasjon.

Andre stasjonsprosjekter

Vang

Flere transformatorer mellom 300 kV og 132/66 kV i Vang er mellom 50-55 år, og må på sikt fornyes. Statnett vil vurdere en enklere transformeringsløsning ved å reinvestere i større transformatorer. Samlet sett peker behovene på større tiltak i Vang og derfor bør ombygging til 420 kV også bli vurdert.

Minne

Kontrollanlegget i Minne må etter hvert fornyes og det kan være aktuelt å koordinere dette med økt transformering og ombygging til 420 kV.

Vågåmo, Nedre Vinstra og Øvre Vinstra stasjoner

Både Vågåmo og Nedre Vinstra har behov for fornyelse i løpet av de neste tiårene. Dette vil måtte ses i sammenheng med behovet for oppgradering av ledningsnettet gjennom Gudbrandsdalen, og fremtidig struktur på dette.

Rendalen stasjon

Rendalen har behov både for fornyelser og økt kapasitet som følge av planer for både økt forbruk og ny kraftproduksjon. Her planlegges felles konsesjonssøknad for ny transformatorløsning i løpet av 2023 og planlagt idriftsettelse i 2026.

Videre nettutvikling og planer i området

For å jobbe med mer helhetlig kraftsystemplanlegging er Statnett i gang med å utarbeide områdeplaner. En av disse dekker området Innlandet. Områdeplanene skal blant annet gi Statnett og omgivelsene et bedre beslutningsunderlag for nettinvesteringer, tilknytning av nytt forbruk og produksjon og prioriteringer. Arbeidet med områdeplanene vil utvikles trinnvis, hvor ambisjonsnivået heves etter hvert. Målet er at områdeplanen skal beskrive konkrete trinn frem mot et målnett, og skal inkludere både system-, markeds- og anleggstiltak innenfor et geografisk område. Med dette ønsker Statnett blant annet å legge til rette for økt tempo og effektivitet i gjennomføringen, samt bidra til en transparent, tydelig og strategisk rettet planfunksjon. Spenningsoppgradering til 420 kV samt overgang til 420/132 kV transformering er en del av Statnetts strategi og målbilde. Arbeidet med områdeplan for Innlandet er planlagt å starte opp høsten 2022. Under arbeidet med områdeplaner ønsker Statnett samarbeid med de regionale netteierne i området for å se behov og planer i sammenheng og bidra til mer koordinerte og bedre planer både for utviklingen av transmisjonsnettet og for regionalnettene.

6.3 Mulige tiltak i grenseflater mellom nettområder

Jfr. Foe §12, femte ledd, skal områdekonsesjonærer vurdere nettsituasjonen mot tilgrensende områdekonsesjonærer og mot overliggende nett. I vurderingen skal områdekonsesjonærene peke ut mulige tiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområder og nettnivå som kan være alternativer til investeringer i eget nett.

Alle områdekonsesjonærene har blitt kontaktet og de har gitt tilbakemelding på grenseflater hvor de ser behov for tiltak, som muligens kan løses ved investeringer hos en annen områdekonsesjonær. Dette kapitlet oppsummerer områdekonsesjonærens vurdering og en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av tiltakene gjennomført av utredningsansvarlig. En oversikt over tiltakene er vist i Figur 6-1.

Tiltakene omhandler i store trekk muligheter for reserveforsyning. Det er allerede flere eksempler i utredningsområdet de senere årene hvor områdekonsesjonærer har koblet sammen nettet på grunn av reserveforsyning eller forsyner inn i et annet område eksempelvis i hytteutbyggingssaker grunnet geografisk nærhet. Eksempler på sammenkobling er Etna og Elvia i Søndre Land, Klive og Elvia i Rendalen, Vevig og Fjellnett, og Vang og Griug. I tillegg vurderes ofte tiltak i distribusjonsnettet opp mot regionalnettstiltak.



Figur 6-1 Oversiktskart over mulige tiltak i grenseflater mellom nettområder i utredningsområdet

1 - Forsyning av Trevatnområdet

Trevatnområdet ligger i Søndre Land kommune nær grensen til Vestre Toten kommune. I Søndre Land har Etna Nett AS (Etna) områdekonsesjon på underliggende nett. Det eksisterer allerede i dag et samarbeid mellom Elvia og Etna i grensesnittet Trevatn/Sørlien (merket med gult i kartet) hvor nettet er sammenkoblet. Slik som nettet driftes i dag kan Elvia bidra med begrenset reserveforsyning til Trevatn på grunn av begrensende strømtransformator i Sørlien. Dette kan løses ved å bytte ut strømtransformator i Sørlien.

Forenklet vurdering av samfunnsøkonomi

Aktuelt tiltak er en reinvestering i eksisterende grensesnitt og omhandler skifte av strømtransformator. Dette er beregnet til å koste 70 000 NOK. Etna har estimert en årlig redusert avbruddskostnad på 25 000 kr.

	Nullalternativet (dagens situasjon)	Ny strømtransformator i Sørlien
Investeringskostnader	0	70 000 NOK
Avbruddskostnader	-	-25 000 NOK/år

2 - Forsyning av 22 kV til Tynosen

Ved fylkesgrensen mellom Vestland og Innlandet ligger Årdal kommune og Vang kommune. Områdekonsesjonærer her er Straumnett AS (tidl. Årdal Energi Nett) og Vang Energiverk KF (Vang Energi). Reikesteinodden ligger ytterst på den omtrent 17 km lange radialen fra Ylja. Ved Tynosen er det Straumnett som står for forsyningen. Fra Tynosen går det en 22 kV luftlinje som forsyner Eidsbugarden som ligger i Vang Energiverk sitt område.

Ved å sammenkoble 22 kV nettet til Vang Energiverk og Straumnett i Tynosen vil det forsterke koblingsmulighetene i området. I tillegg vil Vang Energiverk oppnå egen forsyning av Eidsbugarden hytteområde som vil være gunstig i perioder med dårlig vær på Tyn, da linja fra Årdal har vært utsatt for ising og utfall. En sammenkobling vil også bidra til økt reserve av Filefjell og Tyinkrysset i Årdal kommune. Dersom et planlagt hyttefelt mellom Tynosen og Reikesteinodden realiseres vil det være naturlig å få til en sammenkobling her.

Forenklet vurdering av samfunnsøkonomi

For å kunne koble sammen de to nettområdene kreves ca. 3-4 km ny 22 kV luftlinje/kabel fra Reikesteinodden til Tynosen. Måling og fjernstyring må etableres i et definert grensesnitt. Kostnader er ikke tallfestet for dette tiltaket.

3 - Reserveforsyning til Ilseng

Ved Ilseng tettsted, som ligger i Stange kommune, har Stange Energi Nett områdekonsesjon. Her er det 11 kV nett som forsynes fra Ilseng transformatorstasjon. Ilseng transformatorstasjon er i dag forsynt av en 66 kV avgreining fra «Hedmarkslinja». I en tunglastsituasjon er det kun delvis reserve i Stange Energi sitt 11 kV nett.

Området ligger helt ved grensen til Elvias konsesjonsområde. Som vist i kartet har Elvia 11 kV nett som strekker seg sørover mot Ilseng. Nærmeste nettstasjon, Fredsvold, forsynes fra Hjellum transformatorstasjon. Ved sammenkobling kan det oppnås fullverdig reserve for Ilseng, også i tunglast, forutsatt at det er kapasitet i nettet fra Elvia sin side. Det vil også bidra til en mer fleksibel drift for både Elvia og Stange Energi ved at man har flere omkoblingsmuligheter/reserve.

Historisk har det vært få avbrudd i Ilseng tettsted de siste 10 årene.

Forenklet vurdering av samfunnsøkonomi

Tilknytning vil være i 11 kV nettet i et definert grensesnitt mellom Elvia og Stange Energi. Det krever ca. 500 m kabling, i tillegg til etablering av fjernstyring og målefelt med tilhørende utstyr. Estimert kostnad 3-4 MNOK. Slik situasjonen er i dag er det vurdert at en tilknytning har lav nytte. Planlagte utbygginger i området de kommende årene kan gjøre det aktuelt å ta en ny vurdering av tiltaket om noen år.

	Nullalternativet (dagens situasjon)	Sammenkobling av 11 kV nettet til Elvia og SEN
Investeringskostnader	0	3-4 MNOK
Avbruddskostnader	-	+

4 - Forsyning av Sanderud i Stange kommune

Det eksisterer i dag et samarbeid mellom Stange Energi Nett og Elvia for forsyning av Sanderud sykehus. Sanderud ligger helt nord i Stange kommune og grenser til Hamar kommune. Fra Elvias side forsynes Sanderud på en 11 kV radial fra Hjellum transformatorstasjon. Det er ledig kapasitet på radialen til å forsyne et større område ved feil eller planlagte ombygginger. Også Stange Energi Nett har ledig kapasitet på sin avgang fra Bekkelaget transformatorstasjon som forsyner Sanderud området. En sammenkobling av nettene vil gi en mer fleksibel driftssituasjon for begge netteiere ved at man har reserve i feilsituasjoner eller ved planlagte utkoblinger.

Forenklet vurdering av samfunnsøkonomi

Grensesnittet er meldt inn som en mulighet og ikke nødvendigvis et behov. Det er ikke vurdert som et alternativ til investering hos Elvia eller Stange Energi Nett på nåværende tidspunkt. Nytten av et utvidet samarbeid kan vurderes igjen når behovet melder seg.

5 – Sammenkobling i Musdalen

I Musdalen i Gudbrandsdalen går grenseskillet mellom Elvia og Vevig. Begge netteiere har 22 kV nett i området. Elvia sitt 22 kV nett forsynes fra Engjom transformatorstasjon og Vevig forsynes fra transformatorstasjonene Tretten i nord og Rybakken i sør. Vevig har en lokal ring mot Musdalssætra som henger på en avgreining forsynt fra Tretten. Denne avgreiningen har 3 mulige innmatingspunkt, men det er lite fjernstyring i dag. Ved feil på linja, ved vedlikehold og større utfall av Tretten eller Rybakken transformatorstasjoner vil det være hensiktsmessig å ha en sammenkoblingsmulighet mot Elvia i Musdalen. Ved sammenkobling i Musdalen så vil behovet for fjernstyring av 22 kV brytere være noe redusert. For Elvia sin del vil ikke en sammenkobling av nettene her ha særlig stor nytteverdi. Det vil bli en reservemulighet til radialen fra Engjom, men dette er ikke et stort nok behov til å forsvare en investering fra Elvia sin side. Samfunnsøkonomisk kostnad er ikke vurdert.

Gult område i kartet viser hvor en eventuell sammenkobling på 22 kV er mulig.

6 – Innmating 22 kV fra Øvre Vinstra kraftverk

I Nord-Fron kommune har Vevig områdekonsesjon. Her ligger Øvre Vinstra kraftstasjon. Kraftproduksjonen i Øvre Vinstra mates direkte inn på transmisjonsnettet (røde linjer i kartet). Det er et 22 kV hjelpekraftsanlegg som brukes til damstyring innover fjellet. Dette er ikke dimensjonert for utmating på 22 kV forbruk. Ved å etablere innmating på 22 kV fra kraftstasjonen vil det bedre forsyningssikkerheten til Vinstradalen, Espedalen (Vevig) og Svatsum (Elvia). Dette er et gravgrenndt område og 22 kV nettet i Nord-Fron har lang geografisk utstrekning.

For at utmating på 22 kV fra Øvre Vinstra kraftverk skal bli en realitet er det skissert to ulike scenarier:

- Når/hvis Opplandskraft skal bytte ut sine transformatorer kan det etableres en løsning med avtapping mot 22 kV. Dette alternativet anses ikke aktuelt uten at Opplandskraft tar initiativ til å skifte transformator.
- Installere en 11/22 kV transformator som er stor nok til å håndtere utmating.

Det er ikke gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av alternativene.

7 – 22 kV Isaksstua (Øyer/Lillehammer - Vevig/Elvia)

Her er det forbindelse mellom Vevig og Elvia i dag som fungerer som reserveforsyning. Det er også ønskelig at denne muligheten beholdes etter E6-utbygging. Ifm. utbygging av E6 fjernes mye av Elvias eksisterende nett. Elvia planlegger å plassere en ny nettstasjon ved tunnelutløpet, og Vevig ønsker å føre sin forbindelse inn i ny nettstasjon. Dette vil sikre reserve for Ensbyområdet i Øyer som normalt forsynes på en lang radial, i tillegg kan forbindelsen bidra som reserveforsyning inn mot deler av Hafjell-området.

Investeringskostnader vil avhenge av løsning på vegutbygging og Elvias fremtidige nettstruktur i området.

8 – 22 kV forsyning til Hafjell fra Hunderfossen

På grunn av stor lastøkning i Hafjell er det behov for mer kapasitet inn til området for å opprettholde forsyningssikkerheten. Det planlegges derfor en 22 kV-forbindelse fra Hunderfossen som knyttes sammen med eksisterende 22 kV nett i Hafjell Sør. Dette tiltaket vil bedre situasjonen frem til ny Hafjell transformatorstasjon er på plass. Mulig føringsvei for ny 22 kV er nå under utredning, men på grunn av kryssing av Lågen viser dette seg å være utfordrende.

Tiltaket er planlagt gjennomført i 2023. Investeringskostnader vil avhenge av løsning for kryssing av Lågen. Enkleste løsning er vurdert til 6 MNOK.

9 – Mulig strømforsyning langs planlagte RV15 Strynefjellstunnelen med arm til Geiranger

Mørenett og Tindra Nett (tidligere Stranda Nett) har fått mange henvendelser over flere år om til dels betydelig effektbehov i Geiranger, særlig knyttet til elektrifisering av transport, herunder skipstrafikk fra cruiseskip og Hurtigruta. Stranda Hamnevesen har meldt inn 40 MW fordelt på Geiranger, Stranda og Hellesylt, hvorav 16 MW i Geiranger. Lasten i Geiranger er på ca. 2-2,5 MW i dag, og det er ikke kapasitet til mer last på grunn av spenningsforholdene. Tafjord kraft ønsker å bygge kraftverk i Geiranger. Inntil 4 MW kan leveres fra to småkraftverk [ref. Sunnmøringen.no, 19. februar 2020]. Dette vil også medføre konflikt med områdevernet.

Tafjord, Valldal, Linge, Eidsdal og Geiranger forsynes i dag fra Tafjord transformatorstasjon 132/22 kV. 22 kV-nettet fra Tafjord til Linge via Valldal er koblet i sammen med Tafjord – Eidsdal via Kallskaret over Norddalsfjorden. Videre går det en radial mot Indreeide, hvor Mørenett grenser til Tindra Nett sitt nett mot Geiranger. Total forsyningsvei til Indreeide er 25 km over Kallskaret og 31 km via Valldal. Fra Indreeide til Geiranger er det ytterligere ca. 10 km. Det er allerede i dag anstrengte spenningsforhold i dette nettet. Lange avstander, krevende topologi og landskapsvernområder gjør det utfordrende med nettutbygging her.

Sunnlyvsfjorden, Geirangerfjorden og omegn er et landskapsvernområde med verdensarvstatus. Alle forbindelser inn til Geiranger vil krysse deler av dette området. Dette vil gjøre det komplisert og konfliktfyllt å etablere nye linjer i dette området.

Aktuelle tiltak er sammenstilt i tabellen under. Flere av 22 kV tiltakene gir kun marginalt bedre kapasitet for Geiranger ved intakt nett, og ingen av disse tiltakene gir tosidig forsyning.

Tabell 6-4 Oppsummering av mulige tiltak i distribusjonsnettet med tilhørende kostnader. Endring i kapasitet er ved intakt nett.

Tiltak	Kostnad (MNOK)	Økt kap. (MW)	Kommentar
0. Distribuerte kondensatorbatterier eller hevet utgangsspg. fra Tafjord ts	0,5-2,0	1-2	Må kombineres med opp- og nedkjøringstid for kraftverkene
1. Sjøkabel Fjørå – Valldal	16	42-3	Uten oppgradering av nettet mellom Eidsdal og Geiranger vil ny kapasitet til Geiranger være ca. 2-3 MW.
2. Ny/større transformator i Tafjord, sjøkabel Tafjord-Eidsdal, 17 km	60-70	13 (2-3)	13 MW er referert Eidsdal, kostnad og kapasitet til Geiranger avhenger av omfang og oppgradering av nettet Eidsdal-Geiranger. Uten oppgradering her vil ny kapasitet i Geiranger kun være 2-3 MW.
2-1. Som over + dubler kabel Eidsdal-Geiranger	110	10	Kapasiteten er referert Geiranger.
3. Ny Overå transformatorstasjon, og ny parallell 22 kV forbindelse fra Eidsdal til Geiranger	80	10-15	Forholdsmessig andel av Overå ts + 7 km sjøkabel Overå-Eidsdal + dobbelt kabelsett 16 km Eidsdal-Geiranger.
4. 132/22 kV transformering i Tafjord K3, og 22 kV forbindelse fra over fjellet til Geiranger (FeAl 240 16 km), kond.batterier i Geiranger.	60 (-90)	20-30	Den høyeste kostnaden forutsetter helt ny tr.stasjon. Overføringskapasitet er avhengig av bruksmønster og mulighet til reaktiv innmating fra eventuelle ladepunkt).
5. Forsterke 22 kV fra Eidsdal og fra Sjøk gjennom ny Strynefjellstunnel	Under utredning	10-15	Skiaker Nett vurderer hvor mye kapasitet som kan forsynes mot Geiranger fra østsida via eventuell ny Strynefjellstunnel. Muliggjør delvis tosidig forsyning.

I tillegg til tiltakene i Tabell 6-4 har følgende alternativ med 132 kV forsyning til Geiranger vært drøftet for å oppnå høyere kapasitet (kostnadsestimat i parentes):

1. 16 km 132 kV luftlinje fra Kaldhuseter til Geiranger (100 MNOK). Krevende terreng, 1500 moh.
2. Avgreine ei av 132 kV linjene Tafjord – Giskemo ved Valldal, og føre denne til Geiranger, med innskutt sjøkabel på ca. 8 km, 18 km luftledning (150-200 MNOK)
3. Etablere 132 kV koblingsanlegg ved Overå, og forsyne Geiranger herfra via ca. 8 km sjøkabel til Eidsdal, og 18 km luftledning videre til Geiranger (200 MNOK)
4. Avgreine fremtidig forsyning til Raudbergvika, mot Geiranger fra Eidsdal (120 MNOK).
5. Sjøkabel hele veien fra Hellesylt, ca. 23 km. Anses mindre aktuell fordi nettet i indre Nordfjord må forsterkes for å frigjøre nok kapasitet, og fordi fjorden er bratt og skredutsatt, også under vann. En så lang 132 kV sjøkabel vil også bli svært kostbar.

For disse alternativene må det etableres en 132/22 kV transformatorstasjon til ca. 80-100 MNOK i Geiranger, og det kan bli utfordrende å finne egnet tomt. I verste fall må man etablere stasjonen i fjell. Tiltakene synes kostbare sett i forhold til det moderate totale forbruket i området.

7 Referanser

- ENOVA. (2020, Mars). *Graddagstall*. Hentet fra <https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/>
- Fosweb. (2022, mai).
- Gudbrandsdal Energi Nett AS. (2019). *Ny 66 kV Harpefoss - Ringebu - Søknad om konsesjon*.
- Miljødirektoratet, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat og Enova. (2020). *Klimakur 2030 - Tiltak og virkemidler mot 2030*.
- Norsk Klimaservicesenter. (2022, Januar). *Observasjoner og værstatistikk*. Hentet fra Seklima: <https://seklima.met.no/observations/>
- NVE. (2004). *Rapport nr. 19-2004 Beregning av potensial for små kraftverk i Norge*.
- NVE. (2007). *Veileder for kraftsystemutredninger*.
- NVE. (2017). *Rapport nr. 5-2017 Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*.
- NVE. (2018). *Rapport nr 43-2018 Strømforbruk i Norge mot 2035*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf
- NVE. (2018, 02 05). *Vedtak om utredning av systemjording. 201707736-9*.
- NVE. (2020, Februar). *Norges vassdrags- og energidirektorat*. Hentet fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/saker-pa-horing-reguleringsmyndigheten-for-energi-rme/horing-forslag-til-endringer-i-utformingen-av-nettleien/energitiltak-ny-nettleie/>
- NVE. (2020). *NVE Atlas*. Hentet fra <https://atlas.nve.no/>
- NVE. (2020, 05 28). *Vindkraftdata*. Hentet fra <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/>
- NVE. (2022, Mai). *Konsesjonssaker*. Hentet fra <https://www.nve.no/konsesjonssaker>
- NVE. (2022, Februar). *NVE Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- NVE. (2022, februar 24). *nve.no*. Hentet fra Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO): <https://www.nve.no/energi/tilsyn/kraftforsyningsberedskap-og-kbo/organisering-av-kraftforsyningsberedskap/kraftforsyningens-beredskapsorganisasjon-kbo/>
- RME. (2020). *RME HØRINGS-DOKUMENT-Endringer i nettleiestrukturen*. NVE.
- SINTEF. (2017). *SINTEF Planleggingsbok*.
- SSB. (2020, mars). *11342: Areal og befolkning i kommuner, fylker og hele landet (K) 2007 - 2020*. Hentet fra Statistikkbanken - Befolkning: <https://www.ssb.no/statbank/table/11342/>

- SSB. (2020, Mars). *Befolkning*. Hentet fra <https://www.ssb.no/befolkning/statistikker/folkemengde/aar-per-1-januar>
- SSB. (2022, Mars 11). *Befolkningsframskrivninger 2020-2042, filer for nedlasting*. Hentet fra Befolkning og kvartalsvise endringer, etter region, statistikkvariabel og kvartal: <https://www.ssb.no/befolkning/folketal/statistikk/befolkning>
- Statnett. (2019). *Kraftsystemutredning for transmisjonsnettet 2019 - Grunnlagsrapport*.
- Statnett. (2020, Mars). *Topplasttimer*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/avtaler-og-vilkar-for-kunder-i-sentralnettet/topplasttimer/>
- Statnett. (2021, februar 24). *Kraftsystemutredning for transmisjonsnettet 2021 Grunnlagsrapport*. Oslo: Statnett. Hentet fra Nettutviklings- og investeringsplan: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/nettutviklings-og-investeringsplan/>
- Særen, M., & Giset, M. (2017). *Sommerprosjekt - Systemjording*. NVE.