



Oslo, Akershus og Østfold

Kraftsystemutredning 2022–2042

Hovedrapport

Oslo, juni 2022

Forord

Kraftsystemutredningen dekker de tidligere fylkene Oslo, Akershus og Østfold og beskriver utviklingen av det overordnede strømnettet, dvs. det såkalte regionalnettet. Nettet får strøm fra det riksdekkende transmisjonsnettet, nabolnett og fra lokale produksjonsanlegg. Strømmen overføres til ulike distribusjonsnett og industri. De fleste sluttbrukere er knyttet til de kundenære distribusjonsnettene.

Strømnettet dimensjoneres ut fra det høyeste forbruket som kan oppstå hvert tiende år. Prognoser for fremtidig forbruk baseres på befolkningsutvikling, større utbygginger av boliger og industri. De siste årene har andelen av det elektriske forbruk til transport, dvs. biler, båter og busser og til datalagring begynt å få betydning for forbruket. Samtidig har bl.a. bedre isolering av boliger gjort at forbruket pr. innbygger har gått ned.

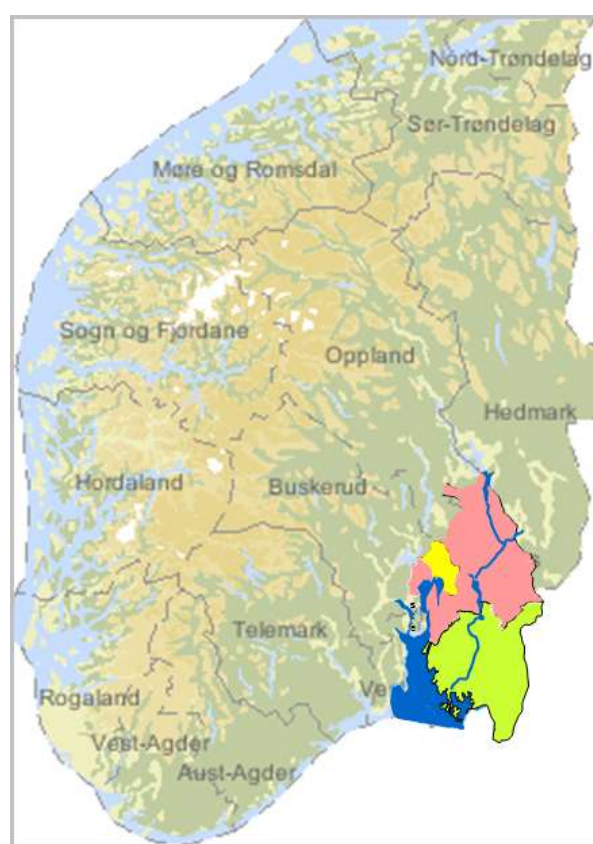
Utvikling av regionalnettet skjer i samarbeid med Statnett, andre regional- og distribusjonseiere og industrien. Kommunale, fylkeskommunale og statlige myndigheter blir informert og kan komme med innspill.

I Oslo, Akershus og Østfold er det et samlet innbyggertall på 1.7 millioner. Området er den delen av Norge hvor befolkningen øker raskest. I perioden 2010- 2022 økte befolkningen med 278 000 innbyggere, hvor av litt under halvparten i Oslo. I følge SSBs prognoser kan befolkningen øke med 344 000 innbyggere innen 2040. Dette skyldes både flyttestrøm fra andre deler av Norge og stor innvandring.

Det meste av forbruket, i timene med høyest forbruk, leveres fra transmisjonsnettet. Det som produseres innen utredningsområdet kommer i hovedsak fra produksjonsanlegg i Glomma. Ved maksimalt forbruk, er oppdekningen fra lokale produsenter kun ti prosent av forbruket. Det skyldes at vannkraftverkene, som er basert på uregulert tilsig, har sin lavest produksjon i desember-februar.

Oppvarming av boliger i Norge er i stor grad basert på elektrisitet. De siste 30 årene har innslag av fjernvarme økt betraktelig. Energileveransen av fjernvarme utgjør i dag i underkant 10 % og andelen vil i fremtiden trolig øke. Primærenergien kommer fra varmepumper, bioenergi, avfall, elektrisitet m.m.

Det er ikke forventet ny produksjon av større omfang i utredningsområdet de neste 20 årene. Den produksjonen som kommer vil typisk være sol, vind og utnyttelse av uregulert vannkraft. Dette er produksjon som ikke vil redusere behovet for utbygging av det regionale strømnettet.



| | | |
|----------|--|-------------|
| 1 | INNLEDNING | 2-4 |
| 2 | BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN..... | 2-7 |
| 2.1 | PROSESSEN FRA PLAN TIL VEDTAK | 2-7 |
| 2.2 | FYLKER, KOMMUNER OG BEFOLKNING I UTREDNINGSSOMRÅDET..... | 2-8 |
| 2.3 | DELTAGERE I UTREDNINGSPROSESSEN..... | 2-8 |
| 2.4 | SAMORDNING I UTREDNINGSPROSESSEN | 2-9 |
| 3 | FORUTSETNINGER I UTREDNINGSSOMRÅDET..... | 3-11 |
| 3.1 | UTREDNINGENS AMBISJONSNIVÅ OG TIDSHORISONT | 3-11 |
| 3.2 | MÅL OG KRAV FOR DET FREMTIDIGE KRAFTSYSTEM..... | 3-12 |
| 3.3 | ØKONOMISKE FORUTSETNINGER..... | 3-14 |
| 3.4 | TEKNISKE FORUTSETNINGER..... | 3-17 |
| 3.5 | TEKNISKE OG ØKONOMISKE KRAV VED FLYTTING AV ANLEGG OG VED KABLING AV LUFTLEDNINGER | 3-18 |
| 4 | BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM | 4-19 |
| 4.1 | ASKER OG BÆRUM | 4-21 |
| 4.2 | FOLLO | 4-22 |
| 4.3 | OSLO | 4-22 |
| 4.4 | ROMERIKE | 4-25 |
| 4.5 | ØSTFOLD | 4-27 |
| 4.6 | UTVIKLING AV MAKSIMALEFFEKT 2010-2022 | 4-29 |
| 4.7 | UTVIKLING AV ENERGIFORBRUK 2010- 2022 | 4-32 |
| 4.8 | LEVERINGSPÅLITELIGHET 2000-2022 | 4-34 |
| 4.9 | GJENNOMFØRTE ENDRINGER I REGIONALNETTET..... | 4-35 |
| 5 | UTVIKLING AV KRAFTSYSTEMET..... | 5-37 |
| 5.1 | NY ELEKTRISK EFFEKT- OG ENERGI OG FJERNVARME | 5-37 |
| 5.2 | KONSEJONSGITTE OG NYE PRODUKSJONSANLEGG | 5-38 |
| 5.3 | FORUTSETNINGER FOR UTVIKLING AV REGIONALNETTET..... | 5-41 |
| 6 | FORVENTEDE INVESTERINGSTILTAK..... | 6-54 |
| 6.1 | TILTAK I ASKER OG BÆRUM | 6-54 |
| 6.2 | TILTAK I FOLLO..... | 6-68 |
| 6.3 | TILTAK I OSLO..... | 6-74 |
| 6.4 | TILTAK PÅ ROMERIKE | 6-92 |
| 6.5 | TILTAK I ØSTFOLD..... | 6-103 |

1 INNLEDNING

Elvia, tidligere Hafslund Nett, er utpekt av NVE til å gjennomføre kraftsystemutredning for regionalnettet i de tre tidligere fylkene Oslo, Akershus og Østfold.

Elvia eier og drifter det meste av regionalnett i utredningsområdet, dvs. nett som drives med 132-50 kV spenningsnivå. Unntatt, er enkelte koblingsanlegg og enkeltstående komponenter eid av i industribedrifter, av Bane NOR og kraftstasjonseiere i Glomma.

Elvia eier også det kundenære distribusjonsnettet i 35 av 41 tidligere kommuner (De 41 kommunene ble 1. jan 2020 redusert til 32 etter kommunesammenslåinger). Høyspenning distribusjonsnettet drives med 22-11 kV spenningsnivå, mens nettet som møter kundene drives med 220 V eller 400 V. I tre kommuner i Østfold er det lokale netteiere som eier og drifter 11-22 kV koblingsanlegg i transformatorstasjonene. I resten av området står Elvia også som eier av denne delen av stasjonsanleggene.

Utredningen er utarbeidet iht. energilovens forskrift § 3-3. For utvikling av regionalnettet vil kraftsystemutredningen være det styrende dokumentet. Utredningen er ment å dekke informasjonsbehovet mot planansvarlige for konsesjonærer innen utredningsområdet, tilgrensende utredningsområder, relevante myndigheter og andre interessenter.

Den regionale kraftsystemutredningen omfatter strømmettet fra og med innmating fra transmisjonsnettet med spenning 420-300 kV, innmating fra kraftstasjoner knyttet til regionalnettet og frem til levering på 11-22 kV mot distribusjonsnettene. F.o.m. 2018 omtales også 11-22 kV jordkabel- og linjeforbindelser mellom ulike områdekonsesjonærer i utredningen.

Oslo, Akershus og Østfold er det området i Norge med størst befolkningstetthet. Det finnes 11 byer i området; Oslo, Fredrikstad, Sarpsborg, Moss, Halden, Askim, Sandvika, Lillestrøm, Nordre Follo, Mysen og Drøbak. I tillegg er det flere bylikende områder som, Asker, Kolbotn, Ås, Son, Ørje ol. Til sammen bor det i overkant av 1,7 millioner mennesker i de tre fylkene, dvs. nesten hver tredje person i Norge.



Figuren viser utredningsområdet. Områder hvor Elvia har sluttkundene er vist med grønt

| | |
|--|--------|
| Fylker (Oslo, Akershus og Østfold) | 3 |
| Antall kommuner | 41 |
| Mennesker [mill] | 1.6 |
| Antall sentralnettspunkter | 13 |
| Nabonett (Glitre Energi Nett og Eidsiva) | 2 |
| Distribusjonsnett | 5 |
| Transformatorstasjoner | 170 |
| Kraftstasjoner > 1 [MW] | 18 |
| Spenning 50, 66, 132 [kV] | 3 |
| Energi til forbruk [GWh] | 24 000 |
| Maksimaleffekt [MW] | 5 400 |

Figuren viser nøkkeltall for utredningsområdet pr. 1. januar 2022

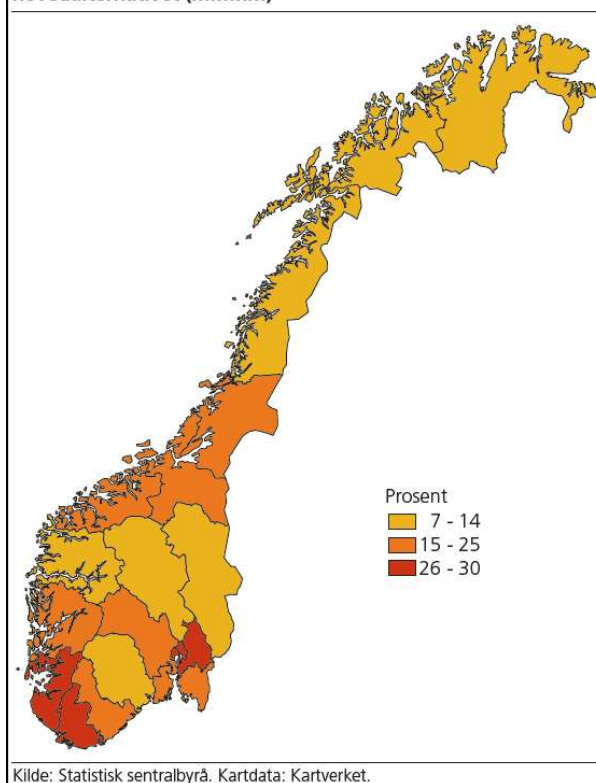
Befolkningen i utredningsområdet har økt med 560 000 innbyggere siden år 1990. Halvparten av økningen skjer i Oslo. Økningen skyldes både tilflytting fra andre deler av landet og stor innvandring fra andre land. Veksten forventes å fortsette. Størst prosentvis vekst forventes på Romerike, i Follo og i deler av Oslo. Bortsett fra i byene, forventes en lavere vekst i Østfold enn i Oslo og Akershus.

Iht. NVEs regulering gir strømbrydd inntektstap for nettselskapene. Størrelsen på inntektstapet er bestemt ut fra varighet og type kunder som blir rammet. Dette gjør at nettselskapene har gode insentiver for å bygge ut og drifte nettet med tilfredsstillende leveringskvalitet.

Regionalnettet er opprinnelig bygget av flere ulike selskaper og til ulik tid. Oslo-nettet, som ble påbegynt i 1892, er det eldste. Akershus-nettet er det nyeste. Østfold-nettet er i gjennomsnitt nyere enn Oslo-nettet, men har enkeltkomponenter som er eldre enn i de andre nettene. Dette nettet har, i flere områder, mindre reserver, dvs. omkøplingsmuligheter, enn i de andre nettene. Det er kun i Østfold at industrien har betydning for utvikling av regionalnettet.

Utredningsområdet er et underskuddsområde med hensyn til elektrisk effekt og energi. Kun ti prosent 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 13 stasjoner, eid av Statnett som er knyttet til det landsdekkende transmisjonsnettet. I Statnetts stasjoner transformeres strømmen til regionalnettet (132-50 kV) og videre til 170 tr.st. hvor strømmen transformeres videre til distribusjonsnettet (22-11 kV). Større industribedrifter og Bane NORs omformerstasjoner tar også ut strøm fra regionalnettet.

Figur 6. Framskrevet prosentvis vekst i fylkene 2016-2040, hovedalternativet (MMMM)



Figuren viser befolkningsvekst i ulike deler av Norge

Over 90 % av kundene i utredningsområdet er knyttet til Elvias distribusjonsnett. De andre eierne av distribusjonsnett er Rakkestad Energi, Høland og Setskog Elverk og Norgesnett. Trøgstad Elverk ble fusjonert inn i Elvia 1. juli 2019.

Strømmen som leveres i en time betegnes som effekt. Det er effekten på den dagen i året med størst forbruk, ofte den kaldeste dagen i året, som er dimensjonerende for nettet. Det er effekt- og ikke energiforbruk som har betydning for investeringer i nettet.

I 2011 startet Statnett, i samarbeid med Elvia, et prosjekt som ble kalt «Nettplan Stor Oslo», for å lage planer for utviklingen av transmisjonsnettet frem til 2050 i Oslo-området.

En underrapport i Nettplan Stor-Oslo så på utvikling av effekt- og energibehov som følge av befolkningsøkningen, elektrifisering og næringsutvikling. En konklusjon er at effekt- og energiforbruket ikke vil øke proporsjonalt med befolkningsøkningen. Dette skyldes først og fremst at nye byggeforskrifter gir lavere energi- og effektforbruk pr. m² ved nybygging og rehabilitering. I prognosene tas det også hensyn til effektøkning ved større utbredelse av elbiler, større transportbehov ved tog, trikk og T-bane, samt større utbredelse av fjernvarme. Prognosen er laget med tre ulike scenarier for befolkningsutvikling og endring av forbruksmønstre.

Elvias «Forventet» scenariet viser økt effektbehov for utredningsområdet fram til 2040. Økningen vil variere fra området til området. I områder med stor befolkningsvekst vil trolig effektforbruket øke, mens andre områder kan få en nedgang.

Det utarbeides lokale prognosen for effektutviklingen, dvs. for i ulike kommuner og tr.st.. Disse er basert på historisk vekst, innspill fra bedrifter og større planer for utbygginger. Prognosen for de neste fem til ti årene sammen med lastflytberegninger, viser at det er nødvendig å øke innmating fra transmisjonsnettet mot regionalnettet flere steder. Tilsvarende gjelder fra regionalnettet og mot distribusjonsnett.

I nettet rundt Sarpsborg og Fredrikstad har det vært nedgang i forbruket til industrien pga. innskrenking og avviklinger. Dette har «frigjort» kapasitet i nettet, som igjen gjør at tidligere planer for utvikling av nettet har vært utsatt. Pga. flere henvendelser om større elektrifiseringsprosjekter de siste to årene tas det nå tak i de gamle planene. I Halden har Norske Skog planer om økning i produksjonskapasiteten og med det øke uttak. Dette tas direkte ut fra transmisjonsnettet i Statnetts stasjon i Halden og betyr lite for utvikling av regionalnettet.

Det har de siste årene kommet flere henvendelser om store nye forbruk til datasentre. Disse har behov for effekt i størrelsesorden noen få MW og opptil 200 MW. Eksisterende regionalnett har få steder ledig kapasitet til effektuttak over 50 MW. Dette sammen med krav om redundans (reserve) gjør at prosjektene kan utløse behov for nye kraftledninger, jordkabler og tr.st.. De største anleggene vil også utløse tiltak i transmisjonsnettet.

Tilsvarende gjelder tilkobling av ny produksjon. Det har vært utredninger for flere vindkraftparker i Østfold og Akershus, dette er imidlertid stoppet opp fordi det for tiden ikke behandles denne type konsesjoner hos NVE. Det planlegges også for økning av produksjonskapasiteten i noen av de store elvekraftverkene i Glomma. Begge typer tiltak kan utløse behov for forsterkninger eller behov for nye forsyningsanlegg i regionalnettet.

For å bedre personsikkerheten, leveringskvaliteten og for å redusere de elektriske tap i nettet, blir det fortløpende investert i relevern, overvåkings- og styringssystemer, jordspoler og kondensatorbatterier.

2 BESKRIVELSE AV UTREDNINGSPROSESSEN

2.1 Prosessen fra plan til vedtak

Elvia eier og har anleggskonsesjon for nesten alle anlegg i regionalnettet i utredningsområdet. Kunder til regionalnettet er distribusjonsnett, produksjonsanlegg, industri, fjernvarme (elektrokjeler) og omformerstasjoner til Bane NOR.

Det er i overkant av 900.000 sluttkunder (1.673.000 innbyggere) i utredningsområdet. De fleste er knyttet til Elvias distribusjonsnett, mens Norgesnett har 75.000 kunder, Rakkestad Energi og Høland og Setskog Elverk har til sammen under 10.000 kunder knyttet til sine distribusjonsnett.

Kraftsystemutredningen omfatter tiltak for nettanlegg i regionalnettet. I vurderingene inngår behov for kapasitetsøkning, moderniseringer og fornyelser og tiltak for å bedre leveringssikkerheten og -kvaliteten.

Kapasitetsøkning baseres på registrert og prognosert effektutvikling. Utover kjente utbyggingsprosjekter, brukes statistisk sentralbyrås (SSB) prognoser for befolkningsutvikling, boligbygging, elektrifisering av transportsektoren ol. som viktig informasjon.

Tidlig i planprosessen undersøkes det hvordan ulike alternativer kan løses teknisk for å øke kapasiteten, bedre spenningsforhold og ivareta god leveringssikkerhet. En anslår kostnader ved ulike tiltak, sjekker at de er tilpasset en langsiktig strategi og at de er fleksible for endringer i forutsetningene. Forholdet til transmisjonsnettet, tilgrensede regionalnett, produksjon og distribusjonsnett ivaretas normalt ved direkte kontakt med utredningsansvarlige og kontaktpersoner i de ulike selskapene.

På grunnlag av dette foretas en detaljert vurdering av ulike alternativer mht. kostnader og konsekvenser. Det foretas en overordnet kostnads- og nyttevurderinger ut fra samfunns- og bedriftsøkonomiske kriterier.

Som hovedregel velges det alternativ som gir høyest bedriftsøkonomisk lønnsomhet.



Figuren viser utredningsområdet hvilke andre selskaper en Elvia som forsyner strøm til sluttkundene

2.2 Fylker, kommuner og befolkning i utredningsområdet

Utredningsområdet omfatter de tre tidligere fylkene Oslo, Akershus og Østfold.

Elvia har slutt kunder i Oslo, Asker & Bærum og alle kommunene på Romerike. Unntatt er Høland i Aurskog-Høland kommune som er drevet av Høland og Setskog Elverk. I Follo har Elvia kundene i fire av syv kommuner, mens Norgesnett forsyner de øvrige tre kommunene. I Østfold er det to lokale nettselskaper, Norgesnett og Rakkestad Elverk. Trøgstad Elverk ble fusjonert inn Elvia juni 2019.

| Fylke | Befolkning | Økning siden 2000 | Areal km ² | Kommuner |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|-----------------------|--|
| Akershus 19 kommuner (22) | 674 000 | 206 000 | 4 918 | Asker, Aurskog-Høland, Bærum, Eidsvoll, Enebakk, Frogn, Gjerdrum, Hurdal, Lillestrøm (Skedsmo, Fet og Sørums), Lørenskog, Nannestad, Nordre Follo (Ski, Oppegård) Nes, Nesodden, Nittedal, Rælingen, Ulensaker, Vestby, Ås |
| Oslo | 697 000 | 190 000 | 454 | Oslo |
| Østfold 12 kommuner (18) | 302 000 | 54 000 | 4 183 | Aremark, Halden, Hvaler, Fredrikstad, Indre Østfold (Askim, Eidsberg, Hobøl, Spydeberg, Trøgstad) Moss (Moss, Rygge) Marker, Sarpsborg, Skiptvet, Rakkestad, (Rømskog gå inn i Aurskog- H.), Råde, Våler |
| Sum | 1 673 000 | 450 000 | | 32 kommuner (41) |

Kommuner, befolkning og areal i Oslo, Akershus og Østfold pr. 1. januar 2022 (ref. SSB). Tall i parentes viser antall kommuner før kommunesammenslåingen. Det er ikke tatt med Hurum og Røyken som er blitt en del av Asker, men som ligger i tidl. Buskerud fylke

2.3 Deltagere i utredningsprosessen

Fordi Elvia er konsesjonær for det meste av regionalnettet i utredningsområdet, har det vært naturlig å organisere arbeidet som et internt prosjekt i Elvia.

| Selskap | Spenning [kV] | Sted / anlegg |
|---|---------------|---|
| Statnett | 50 /300/ 420 | 420/ 300 kV lednings- og stasjonsanlegg i transmisjonsnettet og 50 kV bryter anlegg i Hamang stasjon |
| Norske Skog (Saugbrugs) | 50 | Linje/kabler fra Halden stasjon og 50 kV anlegg inne på fabrikkområdet. |
| Bane NOR | 50/66 | Omformerstasjonene Navestad og Smørebekk i Østfold, Holmlia og Alnabru i Oslo, Lillestrøm og Jessheim og Asker i Akershus. Asker er knyttet til 22 kV nettet. |
| Peterson Greåker | 50 | Greåker (koblingsanlegg) |
| Denofa | 50 | Norgesnett (koblingsanlegg) |
| Hafslund Eco | 50-66/132 | Kraftverkene Sarpefossen, Hafslund, Vamma, FKF, Solbergfoss samt koblingsanlegg |
| Glomma kraftproduksjon | 66 | Kraftverkene Rånåsfoss, Bingsfoss og Funnefoss samt koblingsanlegg |
| Borregaard | 50 | Fem krafttransformatorer i Borregård I og II og kraftstasjon i Sarpsborg |
| Statkraft | 66 | Enfase kraftlinje fra Buskerud til Asker |
| Elvia | 50/ 66/132 | Det meste av regionalnettet i Oslo, Akershus og Østfold |
| Fusjoner og overdragelser av nettanlegg | | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Innføringsstasjonene i Oslo Smestad, Sogn Ulven og Furuset ble solgt fra Elvia til Statnett ved årsskifte 2010 - 2011. Salget omfattet 300 kV anlegg og 300 kV transformatorer. • I 2011 gjennomførte Borregaard og Elvia en gjensidig overdragelse av anleggsdeler for å få et felles grensesjikt. Elvia overtok 50 kV koblingsanlegg mens Borregaard overtok to krafttransformatorer. • Ved årsskiftet 2014 -2015 ble Fortum fusjonert inn i Elvia. • I 2017 overdro Statnett 50-132 kV koblingsanlegg i innføringsstasjonene til Elvia. • Trøgstad EV ble fusjonert inn i Elvia 1. juli 2019. • 1. januar 2020 ble Hafslund Nett og Eidsiva Nett fusjonert til Elvia • 1. mars 2022 ble 300kV kabler gjennom Oslo overdratt til Statnett | | |

Anleggskonsesjonærer for elektriske anlegg i sentral- og regionalnett i Oslo, Akershus og Østfold

På kraftsystemmøtet 17. november 2020, ble medlemmer til kraftsystemutvalget valgt. Utvalget består av konsesjonærer fra distribusjonsnett, industri og transmisjonsnettet.

| Selskap | Hovedmedlem | Vararepresentant |
|--|------------------------------------|------------------|
| Rakkestad, Høland og Setskog, Trøgstad | Jens Christer Hansen | |
| Norgesnett (Fredrikstad og Follo) | Bjørn Birkeland | Anders Lie |
| Elvia - distribusjonsnett | Frøde Myckleby | Lars Nordevall |
| Borregaard og Norsk Skog Saugbrugs | Finn Henry Lillestrand (Borregård) | Pål Robert Lund |
| Statnett SF | Linnea Caroline Kristiansen | |
| Elvia - regionalnett | Vidar Solheim og Hugo Thøgersen | |

Kraftsystemutvalget for Oslo, Akershus og Østfold ble valgt på kraftsystemmøtet i 2020

Fordi Elvia eier det meste av regional- og distribusjonsnettet i utredningsområdet, har Kraftsystemutvalget liten praktisk betydning for utredningsområdet. Det meste av samarbeidet foregår direkte mellom selskapene og gjelder enkeltsaker og prosjekter.

Kraftsystemutvalget kan ha en samordnende og rådgivende funksjon overfor de enkelte konsesjonærer og kan bidra i saker vedrørende nettutbygging som berører flere konsesjonærer. Utvalget kan også initiere utredninger om nettspørsmål, samt avgi uttalelser i prinsipielle nettspørsmål.

2.4 Samordning i utredningsprosessen

2.4.1 Anleggskonsesjonærer

Samordning mellom anleggskonsesjonærer blir normalt ivaretatt ved tosidig samarbeid.

Utredningsområdet har to tilgrensende netteiere, Glitre Energi Nett og Statnett. Glitre forsyner normalt halve Asker på to kraftlinjer fra Buskerud. Det landsdekkende transmisjonsnettet, som drives av Statnett, er av helt avgjørende betydning for strømforsyningen i utredningsområdet. Det tas ut strøm fra 13 tr.st. som står mellom transmisjonsnettet og regionalnettet.

I 2011 startet Statnett opp et nytt prosjekt «Nettplan Stor Oslo, hvor Elvia deltar. Prosjektet har som oppgave å se på utvikling av transmisjonsnettet frem til 2050. De siste årene har det vært fokusert på økt transformeringskapasitet i flere stasjoner. Det er søkt konsesjon for en ny innføringsstasjon Liåsen sør i Oslo, nye 420 kV kabler mellom Smestad, Sogn og Ulven og reinvestering av innføringsstasjonen Hamang ved Sandvika i Bærum, Sogn og Smestad i Oslo.

Det har vært samarbeid med Bane NOR i fbm. etablering av omformerstasjoner og en midlertidig transformatorstasjon med jordkabelanlegg for driving av en ny jernbanetunell fra Oslo til Ski (Follobanen). I tillegg har det vært jobbet med å utvide og forsterke eksisterende omformerstasjoner og å finne plasseringer for nye anlegg. Spesielt har det vært fokus på en ny stasjon ved Åsland sør i Oslo.

Det har i innværende utredningsperioden vært kommunikasjon rundt økt effektbehov og reinvesteringsplaner for transformatorstasjonene på Borregaard og utvidelse av kapasiteten mot papirfabrikken Norske Skog- Saugbrugs i Halden.

I 2022 overdro Elvia fire 300 kV jordkabelanlegg til Statnett.

2.4.2 Områdekonsesjonærer

Også mot områdets fire områdekonsesjonærer (Elvia, Norgesnett (Fredrikstad og Follo), Rakkestad og Høland og Setskog, dvs. eier av de kundenære nettene, blir samordning normalt ivaretatt ved et tosidig samarbeid.

For å sikre forsyningen til Hvaler kommune har Norgesnett og Elvia samarbeidet om utredning av ny forsyning i regionalnettet. Anlegget ble satt i drift i 2020.

I Follo har Norgesnett og Elvia sett på forsterkning av transformatorkapasiteten i flere stasjoner.

I Rakkestad kommune ble to transformatorer i Mellegaard skiftet ut for å bedre spenningsforholdene i Rakkstad Energis 22 kV-nett.

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 i de ulike distribusjonsnettene.

§ 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 nettmivå som kan være alternativer til investeringer i eget nett.

Figuren viser forskriftsteksten i det nye kravet om energiutredning

Områdekonsesjonærene deltar i utredningsprosessen ved at de samler inn data, utarbeider prognoser på effekt og energi og bidrar med detaljinformasjon og utredning av egne anlegg.

2.4.3 Samordning mot kommunale og fylkeskommunale planer

Kommunale- og fylkeskommunale planer, dvs. regulerings- og arealplaner, verneplaner og beredskapsplaner benyttes av netteiere i distribusjonsnettene og i en viss grad ved utarbeidelse av den foreliggende kraftsystemutredningen. Informasjonen i slike planer kan eksempelvis være viktig i utarbeidelsen av prognoser for fremtidig kraftteterspørsel og overføringsbehov i nettet eller ha betydning for traséplanlegging og lokalisering av nett-tiltak. Kommunenes anslag for næringsutvikling og informasjon som SSBs befolkningsprognoser for befolknings- og effektutvikling hensyntas i kraftsystemutredningen.

3 FORUTSETNINGER I UTREDNINGSSOMRÅDET

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 transformering mot hhv. transmisjonsnett og distribusjonsnett. I tillegg omfatter utredningen produksjonsanlegg for elektrisitet 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.

Utredningen har en tidshorisont på 20 år. Detaljeringsgrad for prosjektopplysninger avtar med antall år til realisering. Mest arbeid er lagt på den første delen av utredningsperioden. Dette fordi usikkerheten i lastutvikling er stor og fordi nyanlegg normalt kan bygges på under fem år. Unntaket er nye kraftledninger hvor konsesjonsprosessen kan ta over 5 år.

Kraftsystemutredningen har som formål å sammenstille vurderinger av utviklingen i behovet for overføringskapasitet i kraftsystemet i utredningsområdet. 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 nett-tiltak med tilhørende investeringsbehov.

Utredningsarbeidet er en kontinuerlig prosess der endrede forutsetninger om bl.a. lastutvikling og fornyelsesbehov, påvirker tidspunkt og omfang av tiltak. Utredningen oppdateres hvert annet år.

Utredningen er basert på NVEs forskriftsmessige krav til innhold for kraftsystemutredninger og veiledningsmaterieill.



Figuren viser kommunene i utredningsområdet. Områder hvor Elvia ikke har områdekonsesjon er vist med hvitt.

NB! Kartet er ikke oppdatert i ht. ny kommunestruktur 1. jan. 2020)

3.2 Mål og krav for det fremtidige kraftsystem

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 å videreføre en kostnadseffektiv utbygging av regionalnettet i Oslo, Akershus og Østfold. 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 nett-tiltak. Samordning kan være utfordrende i praksis på grunn av ulike ledetider og ulike insentiver, som bedriftsøkonomiske hensyn.

Det langsiktige målet er at hele regionalnettet i utredningsområdet skal drives med 132 kV spenningsnivå. I dag er det tre spenningsnivåer i utredningsområdet, 50, 66 og 132 kV.

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.

Stasjonær spenning

Spenningsforholdene i utredningsområdet har de siste årene vært gjennomgående gode. Dette skyldes gjennomførte forsterkninger, reaktiv kompensering og et «sterkt» nett. Det er gunstig for utredningsområdet at det, med få unntak, er korte geografiske avstander mellom transformatorstasjonene.

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 420/300 kV spoler og kondensatorbatterier for å bedre spenningsforholdene i transmisjonsnettet.

Kortvarige over- og underspenninger

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

Leveringspålitelighet

Utredningsområdet sett under ett, har en god leveringspålitelighet.

De indre deler av Oslo by er mer sårbar ved leveringsavbrudd enn resten av utredningsområdet. Det er et mål at leveringspåliteligheten i Oslo skal være meget høy.

I hele området er det et mål å redusere ILE (Ikke Levert Energi). Ved Elvias driftssentral er det stort fokus på rask deteksjon av feil, omkoblinger i nettet og iverksetting av feilretting. Ett annet virkemiddel er å i større grad benytte AUS, dvs. Arbeid Under Spenning, ved arbeid i nettet. Ved dette oppnår en å minimalisere planlagte utkøplinger ved arbeider i tr.st. og ved ledningsanlegg.

Tiltak

For å få bedre kunnskap om den elektriske kvaliteten i nettet, har Elvia installert systemer for overvåking av spenningskvaliteten.

For å sikre en god leveringskvalitet i nettet, er det utarbeidet retningslinjer som regulerer tilknytning av ikke lineære laster og produksjonsenheter.

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

3.2.2 Beredskap

Beredskapen skal opprettholdes med tilstrekkelig kapasitet for å takle feilsituasjoner innen rimelig tid. Områder hvor det er tilknyttet sykehus og andre samfunnskritiske kunder, skal prioriteres.

Beredskapsplaner utformes blant annet basert på risiko- og sårbarhetsanalyser (ROS-analyser), 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

Elvias driftssentral overvåker og styrer brytere og andre komponenter i regionalnettet i hele utredningsområdet. Ved feilsituasjoner blir gjenoppretting ledet fra driftssentralen. Innføring av DMS (Distribution Management System), nye standardiserte kommunikasjonsmidler, har bedret kommunikasjon med kundene i store og små feilsituasjoner.

3.2.3 Miljø

Ved utvikling av kraftsystemet legges det vekt på 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 utgjøre et minimumskrav. Det ventes økt fokus på miljø fra publikum, kunder og myndigheter. Dette gjelder 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 Elvia seg til Statens strålevern sine anbefalinger. Dvs. 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 oljekabler enerådende for høyere spenninger. I 2004 var det 250 km av denne typen kabler i nettet. Før 2020 vil samlet lengde være redusert til under 45 km. På det meste lakk det over 20 000 liter olje fra kablene, dette er i dag redusert til under 1 500 liter. Fra midten av 1980 tallet er det kun brukt plastisolerte kabler uten olje.

Støy fra transformatorer er et tilbakevendende tema. Dette skyldes ikke minst at det bygges boliger stadig nærmere transformatorstasjonene. Som en følge av dette har Elvia de siste 15- 20 årene valgt å bestille «støysvake» transformatorer.

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 og GIS-anlegg med miljøvennlig alternativ til SF6-gass.

3.2.4 Vedlikehold

Elvia vil fortsette overgangen fra et periodisert og mot et tilstands- og risikobasert vedlikehold. Overgangen muliggjøres gjennom utvikling av nye diagnosteknikker. Målet er å forbedre påliteligheten samtidig som vedlikeholdskostnadene reduseres.

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

3.2.5 Strategi for overgang til 132 kV

Den langsiktige strategien er at alt regionalnett i utredningsområdet skal driftes med 132 kV spenningsnivå. Raskest vil overgangen til 132 kV være i Oslo. I 2017 var samtlige stasjoner (13) som tidligere var drevet med 33 kV bygget om til 132 kV. Ombyggingen av 33 kV nettet, som var et rent jordkabelnett, ble startet opp i 1989 og fullført i 2017. Ved inngangen til 2022 er 23 av 170 stasjoner driftet med 132 kV som primærspenning. Det er konkrete planer for nye 132 kV stasjoner i Oslo, Bærum og Asker kommuner i første del av utredningsperioden.

For å forberede nettet for fremtidig overgangen til 132 kV, blir alle nye jordkabelanlegg isoleres for 132 kV. Merkostnaden ved å øke isolasjonsnivå et fra 50 kV til 132 kV, er kun 3-7 prosent. I strategien ligger vurderinger av miljø- og omdømmeomkostninger ved i fremtiden å måtte grave ned nye kabler.

Det skal normalt kun benyttes kabler med tverrsnitt 1600 mm². Det forsvarer ved at kostnadene ved selve kablen kun utgjør en fjerdedel av totalkostnadene, mens grøfte- og montasjekostnadene utgjør tre fjerdedeler. I tillegg kommer beredskapsfordeler ved kun å ha en type jordkabel i nettet.

Ved senere overgang fra 50 kV til 132 kV vil det kunne overføres nesten tre ganger mer strøm ved samme kabeltverrsnitt. Strategien legger derfor til rette for i fremtiden å øke kapasiteten i nettet uten å måtte investere i nye kabler.

For kraftlinjer, transformatorer og koblingsanlegg vil det for hvert enkelt prosjekt bli vurdert å bygge eller å forberede anlegget for 132 kV. Dette fordi senere oppgradering av denne type anlegg er enklere enn for kabler og fordi komponenter, som for eksempel transformatorer, kan gjenbrukes andre steder i nettet.

3.3 Økonomiske forutsetninger

De fleste investeringer i nettet gjøres ut fra en bedriftsøkonomisk vurdering. Er investeringsbeløpet over 25 mill. skal avgjørelsen godkjennes av styret i Elvia.

De fleste investeringer i regionalnettet krever anleggskonsesjon fra NVE. I tillegg til tekniske og miljømessige forhold blir samfunnsøkonomiske forhold tillagt vekt i NVEs behandlingen av en søknad. En godkjenning av NVE kan bli ankes til OED for endelig avgjørelse.

Det foretas bedriftsøkonomiske vurderinger der investeringskostnader vurderes opp mot leveringspålitelighet, omdømme, fremtidig inntjening og mindre vedlikehold. Bedriftsøkonomisk inntjening av investeringer er knyttet til anleggsbidrag, KILE-risiko og inntektsramme fastsatt av NVE.

3.3.1 Forenklede 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 nyttevirksomheter 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 nett-tap og avbrudd, og areal- og miljøkonsekvenser. Virkningene kvantifiseres der det er mulig og praktisk. For virkninger som ikke lar seg tallfeste i kroner (ikke-pris-satte 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 %, iht. DFØs (Direktoratet for forvaltning og økonomistyring) 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. Det er utført forenklede samfunnsøkonomiske vurderinger for noen større «modne» tiltak som er tenkt utført i utredningsperioden. Det er i vurdering gitt en beskrivelse av tiltaket, begrunnelse for tiltaket, investerings- elektriske taps-, drift og vedlikeholds- og avbruddskostnader samt miljøkonsekvenser.

3.3.2 Investeringskostnader

Investeringskostnadene i utredningen er basert på erfaringstall for priser i inngåtte kontrakter og gjennomførte prosjekter som er sammenlignbare. Dette gjelder bl.a. innkjøp av transformatorer, kabelprosjekter og koblingsanlegg i perioden frem til 2020. 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, forskrifter og normer for dimensjonering av anlegg.

For tiltak der det ikke blir foretatt detaljprosjektering, er prisanslagene usikre. Endelig teknisk løsning blir først avklart i detaljprosjekteringen, normalt 2-4 år før tiltaket skal realiseres. Det er kun for tiltak som krever konsesjon at kostnader er klart tidligere, for eksempel ved nye kraftlinjer og kabler utenfor Oslo. Det er usikkerhet knyttet til kostnadsutvikling for både materiell og arbeid. I tillegg gir bruk av historiske, prosjektspesifikke erfaringstall en generell usikkerhet i kostnadstallene.

Investeringskostnadene i utredningen er oppgitt i 2020-2021 kroner.

Det investeres i økt transformator kapasitet når forbruket er for stort i forhold til installert transformator ytelse og reserver i distribusjonsnett. Belastningen på alle transformatorer mellom regional- og distribusjonsnett blir kontinuerlig overvåket. Dimensjonerende belastning er normalt den strømmen som forbrukes i en time etter tre dager med kulde. Dimensjonerende kulde er den som kan oppstå hvert tiende år. Det lages prognoser for dimensjonerende effektforbruk for de neste 20 årene. Beslutning om en investering tas når det ikke lenger kan leveres strøm dersom en av transformatorene havarerer, dvs. N-1 kriteriet. Det tas hensyn til at gjenværende transformator kan belastes med 20-30 % overlast ved lave utetemperaturer.

3.3.3 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 vil det være 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. Ved bedriftsøkonomiske analyser vurderes restlevetider for eksisterende anlegg og forventede levetider for planlagte anlegg ut fra erfaringer, tilstandsanalyser samt utvikling av drifts- og vedlikeholdskostnader.

Ved avskrivninger benyttes lineær avskrivning.

| Komponent /anlegg | Økonomisk levetid | |
|--|-------------------|----------------------------|
| | NVE | Bedriftsøkonomiske (Elvia) |
| Bygning | 50 | 50 |
| Kraftlinje | 35 | 50 |
| Jordkabelanlegg | 35 | 50 |
| Transformator | 25 | 40 |
| Koblingsanlegg, kompenseringsanlegg | 25 | 40 |
| Driftskontrollanlegg /vern/nødstrøm (hjelpeanlegg) | 10 | 10 |
| Kontrollanlegg transformatorstasjoner | 25 | 40 |

Økonomisk levetid for komponenter i kraftsystemet

3.3.4 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 drifts- og vedlikeholdskostnader på 0,5 til 1,5 prosent av anleggskostnadene. Da det foretas kontinuerlig omlegging av vedlikeholdsrutinene fra tidsstyrt til tilstandsbasert vedlikehold, kan historiske kostnader sjelden brukes.

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

3.3.5 Kostnader ved feil

Endring i avbruddskostnader som følge av tiltak beregnes der det er viktig for begrunnelse av behov eller valg av alternativ. Avbruddskostnader er summen av kundens økonomiske tap, de såkalt KILE-

kostnadene (Kvalitetsjusterte Inntektsrammer ved ikke Levert Energi) og reparasjonskostnader. I beregningene legges begge kostnadselementene inn.

Grunnet gode omkoblingsmuligheter, fører planlagte utkoblinger i regionalnettet vanligvis ikke til avbrudd for kundene i Oslo, Akershus og store deler av Østfold. 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.

Beregningene gjøres med 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 minutter.

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

3.4 Tekniske forutsetninger

Gjeldende forskrifter, normer og anbefalinger innen bransjen følges for å oppnå tilfredsstillende person-sikkerhet, leveringssikkerhet og kvalitet. I det etterfølgende gjennomgås en del tekniske forutsetninger som er benyttet ved kraftsystemutredningen.

3.4.1 Dimensjoneringskriterium

Regionalnettet bygges slik at en hovedkomponent kan svikte uten at dette får alvorlige konsekvenser for forsyningen til sluttkundene, det såkalte N-1 kriteriet. Forsyningen skal kunne gjenopprettes etter at uprioritert forsyning, for eksempel elektrokjeler, er koblet ut og etter omkoblinger i regionalnettet. Som reserve inngår også forbindelser i distribusjonsnettet der disse raskt kan tas i bruk. Regionalnettet er i dag bygget etter dette kriteriet i hele Oslo, Akershus og de sentrale delene av Østfold.

3.4.2 Reaktiv effekt

Installering av reaktiv effekt gjøres for å oppnå tilfredsstillende spenningsforhold og for å redusere elektriske tap i transformatorer, kabler og linjer.

Reaktiv kompensering ønskes plassert så nært forbruket som mulig for å holde det elektriske tapet til et minimum, samt for å opprettholde spenningen. Dette gjøres ved å gi insentiver gjennom nett-tariffen og ved å installere kondensatorbatterier i 11-22 kV anlegg i transformatorstasjonene.

Det er i dag tilstrekkelig reaktiv ytelse i nettet. Unntatt er Romerike og Oslo hvor det kan være behov for uttak fra transmisjonsnettet ved ekstremlast.

3.4.3 Overføringskapasitet på kraftlinjer

Kraftlinjer er konstruert med ulike verdier for tillatt maksimal ledertemperatur. Ved dimensjonerende ledertemperatur skal pilhøyden, dvs. forskriftsbestemt avstanden fra faseleder og til bakken, opprettholdes. De fleste av kraftlinjer 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 tilfredsstiller forskriftene, kan

faselederne «strammes opp», master kan heves eller terrenget kan senkes 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 brukes overføringsevnen ved minus 10 grader ved de fleste investeringstiltak.

Unntatt er forbruk som har høyt forbruk i de varmeperiodene av året. De siste årene har det bl.a. blitt knyttet flere dataparker til regionalnettet. Denne type industri har størst strømbehov i de varmeperiodene på året pga. stort kjølebehovet.

3.4.4 Overføringskapasitet på kabler

Overføringsevnen er avhengig av jordkabelens forlegningsmåte. Det være seg trekant / flat forlegning, forlegning i jord, i kanal eller i rør, nærføring med andre kabler, fjernvarmerør m.m. Måten kabelens skjerm jordes på, dvs. jording i en eller begge ender eller «krysskobling», har også mye å si 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.

Jordkabelforbindelser mellom to tr.st. 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 jordkabelanlegg er skjøtet sammen. Delforbindelsen med lavest overføringskapasitet er dimensjonerende for forbindelsen.

Ved nye kabler blir det lagt inn optisk fiber i skjermen. Dette gir mulighet for å måle maksimal temperatur og temperatureturen over hele jordkabelens lengde. Det første systemet ble satt i drift i 2018.

3.5 Tekniske og økonomiske krav ved flytting av anlegg og ved kabling av luftledninger

Dagens luftledninger og jordkabler vil bli beholdt så lenge det er behov for anlegget eller inntil:

- Utvidelse av veier, byggevirksomhet ol. kan medføre behov for endring av jordkabel- eller luftledningsanlegg. Det kan innebære å flytte anleggene inn i en ny trase eller å legge eksisterende luftledning i bakken som et jordkabelanlegg.
- Elvia krever full kompensasjon for utgiftene ved slike tiltak.

Av tekniske grunner stiller Elvia generelle krav til lengder.

Ved kabling av eksisterende kraftlinjer gjelder:

- Dersom det er mindre enn 1000 meter frem til nærmeste transformatorstasjon, skal det normalt legges jordkabel helt inn til stasjonen. Minimum kabellengde er normalt 500 meter.
- Ved kabling av linjestrekk mellom tr.st., skal det kables minst 1000 meter.
- Når et eksisterende jordkabelanlegg ønskes forlenget, kreves det normalt 500 meter.

Ved omlegging av eksisterende jordkabelanlegg gjelder:

- Ny jordkabel legges frem til eksisterende skjøt (muffe) i det gamle kabelanlegget. Dette medfører typiske lengder på 300 - 600 meter for den nye jordkabelen.

Ved omlegging av luftledninger og jordkabler skal rettigheter tilsvarende de som finnes for dagens anlegg sikres.

Elvias langsiktige strategi er overgang til 132 kV-spenningsnivå for hele regionalnettet. Jordkabler skal derfor alltid isoleres for 132 kV. Dette gjelder også i områder der nettet i dag driftes med 50 kV eller 66 kV. Elvia benytter 1600 mm² – milliken som standard jordkabel i hele nettet. For andre anleggsdeler, vurderes spenningnivået i hvert enkelt tilfelle.

Overføringsevne

Dagens overføringsevne skal opprettholdes. Ved kabling av en luftledning skal jordkabelen ha tilsvarende overføringsevne som luftningen ved -20 grader temperatur, 1 m/s vindhastighet og 80 grader ledertemperatur. Jordkabelen skal ha denne overføringskapasiteten beregnet ved 5 grader jordtemperatur, 0 grader lufttemperatur og termisk jordresistivitet 1,2 °C m/W. Dersom det benyttes støpt kanal, skal termisk resistivitet for betong settes til 1,0 °C m/W iht. IEC.

Kabling gjør at kortslutningsnivået i nettet øker. Dette kan medføre at en eller flere stasjoner må forsterkes eller bygges om. Jordkabler vil også øke jordfeilstrømmene i nettet, noe som kan medføre at det må installeres nye jordslutningspoler. Kostnader ved denne type tiltak må dekkes av den som har initiert kablingen.

Elvia skal godkjenne løsningen ved tiltaket og kan stille ytterligere tekniske krav dersom stedlige forhold tilsier det. Elvia dekker eventuelle tilleggskostnader f.eks. ved å øke overføringskapasiteten eller forskuttere andre endringer i nettet.

4 BESKRIVELSE AV DAGENS KRAFTSYSTEM

Elektrifisering startet i Norge ved et privat autonomt anlegg i Fredrikstad ved Lisleby Brug i 1877. Det offentlige kraftsystemet i Oslo startet opp 12. desember 1892 ved at 32 kullbuelampene ble tent på Karl Johansgate. Strømmen ble levert fra et dampdrevet kraftverk som lå i Rosenkrantzgata i sentrum av Oslo. I de samme lokalene ligger i dag en av Elvias transformatorstasjoner (tr.st.) og et fjernvarmeanlegg for energitilførsel til sentrum av Oslo.

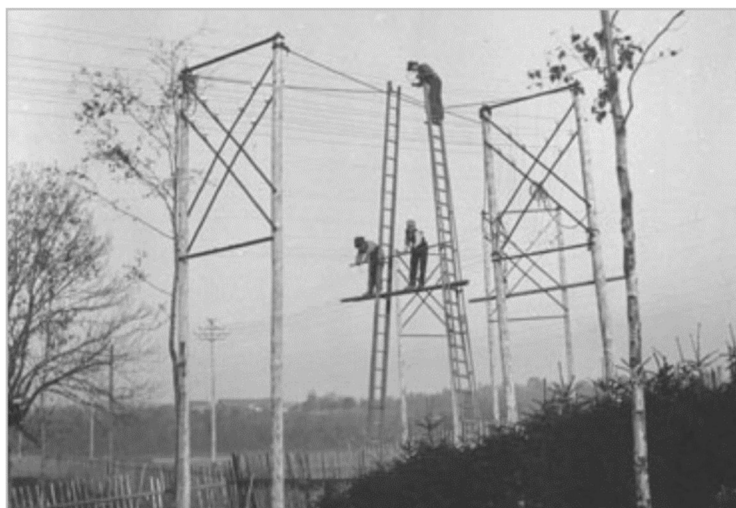
Tilsvarende utvikling oppsto andre steder. Lokale kraftverk ble bygget for å forsyne lokalt forbruk eller industri. Eksempler er kraftverkene Hammeren i Oslo, Rånåsfoss i Akershus og Kykkelsrud i Østfold. Etter hvert som forbruket økte, teknologien for å overføre elektrisk kraft ble utviklet og energikilder i nærområdet var utnyttet, ble kraftverk bygget lengre unna forbruket. Spesielt etter andre verdenskrig ble store anlegg bygget bl.a. i Hallingdal, Lærdal, Numedal, Aurland og Gudbrandsdalen for å forsyne Oslo, Akershus og Østfold.



Figuren viser gatebelysning med kullbuelamper i Karl Johansgate i Oslo 1892

Innenfor utredningsområdet er det kun produksjon i elvekraftverk i Glomma som er av betydning for strømforsyningsystemet. Det meste av strømmen tas ut fra det landsdekkende transmisjonsnettet.

Oppvarming har i stor grad vært basert på strøm. De siste årene har innslag av fjernvarme økt betraktelig og forsyner i dag energi tilsvarende 10 prosent av energiforbruket fra strøm. Energien til fjernvarme kommer i stigende grad fra bioenergi og avfall. Installasjon av luft til luft varmepumper er blitt svært vanlig som varmekilde i privat hus. Til tross for elektrifisering av transportsektoren, kan det synes som om dette, sammen med andre energikilder og nye byggeforskrifter, vil bremse veksten i forbruket.



Figuren viser arbeider med strømforsyningsanlegg på Sagene i Oslo i 1898

Utredningsområdet forsyntes fra 13 tr.st. som er eid av Statnett. I tillegg er det utveksling mot Glitre Energi Netts inn i 132 kV-nettet i Asker. Hurdal transformatorstasjon er knyttet direkte til Elvia nord dvs. tidligere Eidsivas 132 kV-nett og er ikke knyttet til regionalnettet i utredningsområdet.

Det er i dag 170 tr.st. mellom regionalnettet og distribusjonsnettet. Regionalnettet drives med tre ulike spenningsnivåer 50, 66 og 132 kV, mens distribusjonsnettet drives med 5, 11, 17, 18 og 22 kV spenningsnivåer.

Det er seks omformerstasjoner mot Bane NOR som er knyttet direkte mot regionalnettet. Bane NOR har i tillegg egen kraftlinje (eid av Statkraft) fra Buskerud knyttet mot en omformerstasjon ved Asker sentrum.

Anlegget i Asker blir i dag hovedsakelig matet fra Borgen tr.st i 22 kV nettet. Det er i tillegg 30 «rene» 50-132 kV koblingsanlegg, dvs. anlegg uten transformatorer.

Alle større kraftlinjer og jordkabler i regionalnettet i Oslo, Akershus og Østfold eies av Elvia. Norske Skog i Halden er direkte tilkoblet Elvias 50 kV koblingsanlegg i Statnetts transformatorstasjon Halden.

Elvia eier og drifter 11-22 kV delen av samtlige tr.st. i Oslo, Akershus og i de fleste av anleggene i Østfold. I 12 tr.st. i Østfold går eierskillet, mellom regionalnettet og distribusjonsnettet, ved tilkoblingsklemmene på sekundærsiden av krafttransformatorene i transformatorstasjonene. Dvs. at Norgesnett og Rakkestad Energi selv eier 11-22 kV-koblingsanlegg.

Stasjonsanlegg i regionalnettet

Alle transformatorstasjonene i Oslo, Akershus og Østfold er eid av Elvia noen andre anlegg er eid av Statnett, Bane Nor og andre

| | |
|--|-----|
| Innføringsstasjoner 420-300 kV koblingsanlegg og transformatorer (eid av Statnett) | 13 |
| Transformatorstasjoner 132 – 50 kV / 22 -5 kV | 170 |
| Koblingsanlegg (uten transformering) 132- 50 kV <i>Strupe, Kolstad, Norli, Skytterhuset, Skiseng, Vammafoss, Funnefoss, Bingsfoss, Rånåsfoss I og II, Solbergfoss, Vamma, FKF, Hafslund kr.st, Sarp.kr.st, Bærum, Sogn (2), Smestad (2), Ulven (2), Røykås, Frogner, Minne, Follo, Tegneby, Hasle (2), Halden</i> | 30 |
| Omformerstasjoner 66 - 50 kV (eid av Bane NOR) I tillegg kommer en omformerstasjon i Asker som er tilkoblet 22 kV nettet under Borgen transformatorstasjon | 6 |



219 stasjonsanlegg

Figuren viser stasjonsanlegg i Oslo, Akershus og Østfold

Av praktiske og historiske grunner er det valgt å dele utredningsområdet i fem delområder som behandles hver for seg, dvs. Asker og Bærum, Follo, Oslo, Romerike og Østfold.

4.1 Asker og Bærum

Nettet i Asker og Bærum kommuner forsynes fra Statnetts stasjoner Bærum og Hamang i Bærum kommune, Smestad i Oslo, samt Sylling i Lier (over Glitres Energi Nett).

Det er til sammen 14 tr.st. og en koblingsstasjon (Nordli). Hele området var opprinnelig drevet med 50 kV spenningsnivå. Det valget ble trolig gjort fordi 50 kV var et mye benyttet spenningsnivå i Oslo (Aker kommune), Akershus og Østfold.

På begynnelsen av 1980-tallet valgte Asker å starte ombygging av nettet til 132 kV. Trolig fordi dette spenningsnivået var teknisk og økonomisk gunstig. Ved å gå fra 50 kV til 132 kV økte kapasiteten på kraftlinjer og jordkabler tre ganger. I tillegg ga det mulighet for forsyning, på dette spenningsnivået, fra Glitres Energis nett fra Kjenner ved Liertoppen i Buskerud. Første fase av 132 kV nettet var ferdig i 1981.

I dag er tre av fire tr.st. i Asker forsynt fra 132 kV nettet. Den fjerde stasjonen i Asker (Berger) og alle de ti stasjonene i Bærum forsynes i dag med 50 kV. I Berger er det installert en 100 MVA transformator for utveksling mellom 132 og 50 kV nettene. Det er tilnærmet like mye jordkabler som kraftlinjer i regionalnettet i Asker og Bærum.

132 kV nettet drives spolejordet hvor jordslutningsspoleen står plassert i Statnetts stasjon Sylling i Buskerud.

50 kV nettet i Bærum er normalt delt i tre drifter, hhv. Hamang, Bærum og Smestad. Driften under Hamang og Smestad er spolejordet, mens driften under Statnetts stasjon Bærum er drevet isolert.

Elvia har områdekonsesjon for hele distribusjonsnettet med unntak av et lite antall høyspennings elektrokjeler, koblingsanlegg i fbm. fjernvarmeanlegg og noen spesialanlegg. I Asker drives distribusjonsnettet med 22 kV spenning, mens distribusjonsnettet i Bærum drives med 11 kV spenning.

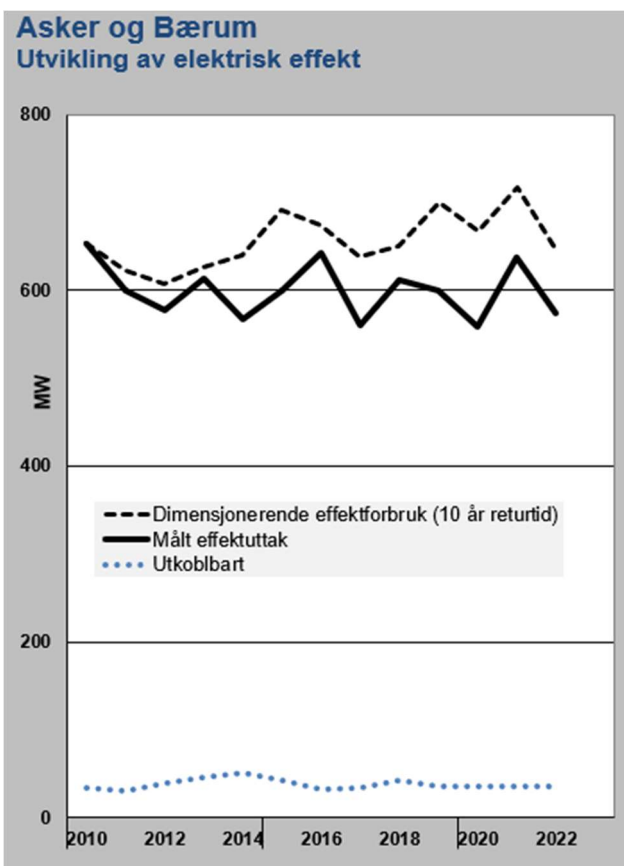
Røyken og Hurum ble inkludert i Asker kommune i 2020 (30.000 innbyggere). Området var tidligere en del av Buskerud fylke og omfattes derfor av Kraftutredningen (KSU) for Buskerud og Hadeland hvor Glitre Energi Nett har utredningsansvar. Området er knyttet til Glitres Energi Netts regionalnett mens sluttkundene er knyttet til Norgesnett og Asker Nett (tidligere Hurum Nett).

Fakta om Asker og Bærum

- Innbyggere 225 070* (49% vekst fra 2000)
- Antall transformatorstasjoner 14
- Spenning 50 og 132 kV
- Maksimalt effektforbruk 655 MW
- Maksimalt energiforbruk 2.6 TWh

Oppdatert 1. januar 2022

* Røyken og Hurum ble i 2020 en del av Asker kommune (30.000 innbyggere)



Figuren viser utvikling av maksimalt forbruk i Asker og Bærum

Elektrisitetsproduksjon i Asker & Bærum

I Asker og Bærum er Spikerbruksfallet kraftverk med 360 kW installert effekt det eneste elektriske produksjonsanlegget av noe betydning.

4.2 Follo

Nettet i Follo forsynes fra Statnetts stasjon Follo. Det er tre forbindelser mot Oslo og to forbindelser mot Østfold. Normalt forsynes områdene lengst syd i Oslo fra Follo.

I 1917 ble Follo knyttet til en 20 kV linjen fra Kykkelsrud kraftstasjonen ved Askim. Linjen gikk videre til Oslo, gjennom Asker og Bærum før den endte i Slemmestad i Asker. Før den tid var det kun spredt 110V DC forsyning, bl.a. på landbrukshøgskolen i Ås og i Drøbak. 50 kV-nettet ble først innført etter 1940.

I regionalnettet er det 17 tr.st. og en koblingsstasjon (Skiseng). Nettet er spolejordet og drives med 50 kV spenningsnivå. Alle stasjonene er eid av Elvia. Nettet driftes normalt med to drifter fra Statnetts stasjon Follo.

I Follo drives distribusjonsnettet i Frogn, Ås, Vestby, Nesodden og Enebakk med 22 kV spenning, mens distribusjonsnettet i Nordre Follo drives med 11 kV spenning.

Elvia har områdekonesjon for distribusjonsnettet i den tidligere kommunen Oppegård (i dag n del av Nordre Follo), Frogn, Vestby og Ås kommuner, mens Norgesnett har områdekonesjon for Enebakk, tidligere Ski kommune Follo og Nesodden kommuner.

Elektrisitetsproduksjon i Follo

Det er helt ubetydelig kraftproduksjon i et fåtall minikraftverk som ligger i Enebakk kommune.

4.3 Oslo

Nettet i Oslo forsynes fra Statnetts stasjoner Smestad, Sogn, Ulven og Furuset. Det er noe innmating fra elvekraftverkene ved Askim i Østfold (Solbergfoss og FKF) og det er utveksling i regionalnettet mot Follo, Romerike og Bærum.

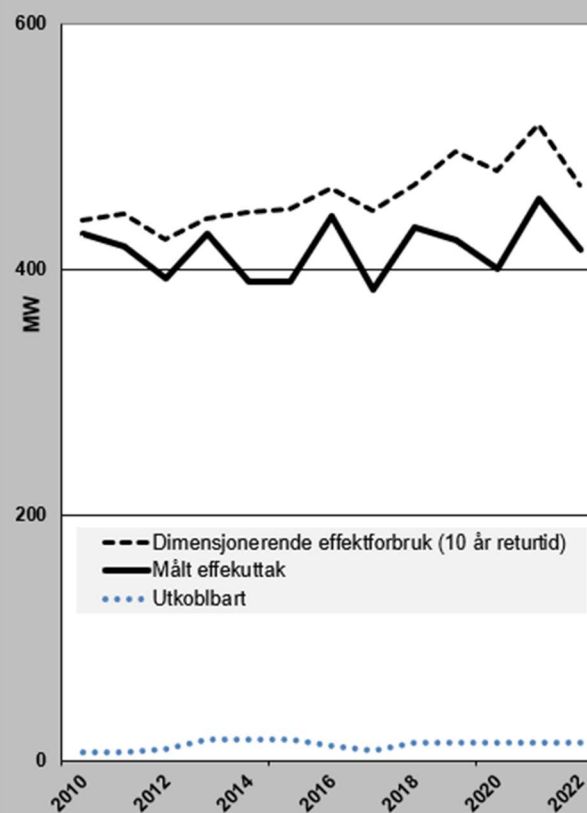
Fra 1921 og frem til midten av 1980 tallet ble det, i sentrum av Oslo, bygd ut et 33 kV jordkabelnett som opprinnelig matet 13 tr.st.

Fakta om Follo

- Innbyggere 147 783 (33% vekst fra 2000)
- Transformatorstasjoner 17
- Spenning 50 kV
- Maksimalt effektforbruk 458 MW
- Maksimalt energiforbruk 1.9 TWh i et år

Oppdatert 1. januar 2022

Follo Utvikling av elektrisk effekt



Figuren viser utvikling av maksimalt forbruk i Follo

Fakta om Oslo

- Innbyggere 699 827 (38% vekst fra 2000)
- Antall transformatorstasjoner 50
- Spenning 50 og 132kV
- Maksimalt effektforbruk 2.330 MW
- Maksimalt energiforbruk 10.1 TWh i et år

Oppdatert 1. januar 2022

I de ytre delene av Oslo ble det på tilsvarende måte bygd ut et 50 kV jordkabel- og luftledningsnett. Det er i dag 32 tr.st. og to omformerstasjoner (Bane NOR) i 50 kV nettet. Skillet mellom utbredelsen av 33 kV og 50 kV nettene, gikk opprinnelig ved det som var grensen mellom kommunene Oslo og Aker før de ble slått sammen i 1948.

Det ble på midten av 1980-tallet gjennomført en utredning som konkluderte med at det var riktig å innføre et nytt 132 kV regionalnett i Oslo. Det nye nettet var i første omgang tenkt å erstatte 33 kV nettet i sentrum av Oslo. Dette fordi 33 kV nettet nærmet seg systemets kapasitetsgrense og fordi jordkabelnettet i stor grad var basert på gamle kabler med oljetrykkteknologi hvor teknisk levetid var i ferd med å gå ut.

Overgang til 132 kV har gitt økt overføringskapasitet, mindre graving i Oslos gater og rask reduksjon av antall oljekabler. I 1990 ble de to første stasjonene i 132 kV-nettet, dvs. Sagene og Prestegata, satt i drift.

50 kV nettet er spolejordet, mens det «nye» 132 kV nettet er direktejordet via en impedans plassert i 0-pkt på de matende transformatorne.

Fra Oslos 50 tr.st. fordeles strømmen gjennom distribusjonsnett som i Oslo drives med 11 kV spenning.

Elvia eier og har områdekonsesjon for utvikling av nytt 132 kV regionalnett og for distribusjonsnett, med unntak av et 40-talls høyspennings-elektrokjeler og noen få spesialanlegg.

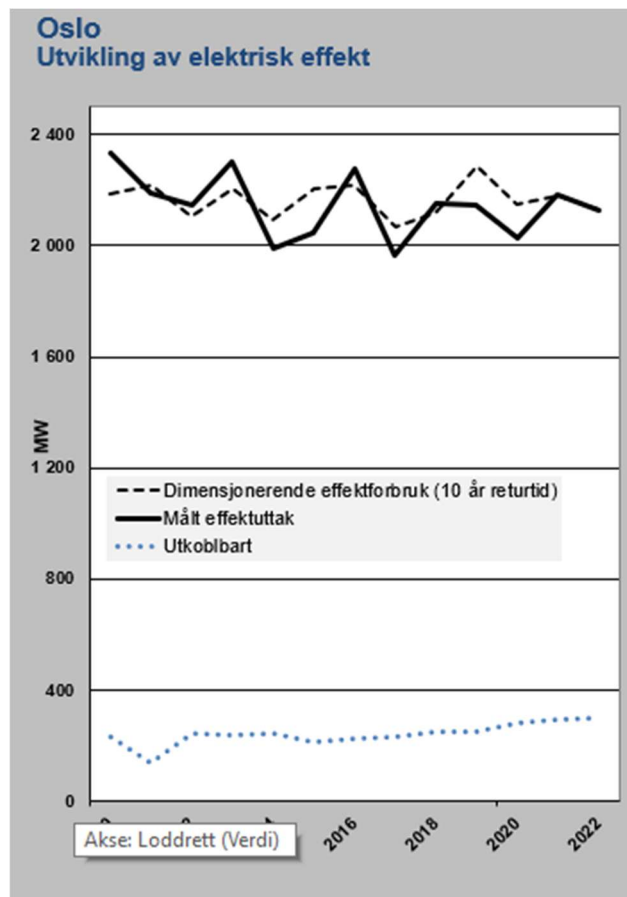
33 kV-nettet (avviklet 2017)

33 kV nettet ble påbegynt like etter første verdenskrig og ble utviklet for å forsyne sentrum av Oslo (Oslo kommune før 1948) og var det eldste av de tre regionalnettene i Oslo og var ett rent jordkabelnett. Valg av spenning ble trolig gjort ut fra en teknisk og økonomisk vurdering, hvor hensyn til korte avstander og rådende kabelteknologi ble vektlagt.

Av de 13 opprinnelige stasjonene, ble de to siste stasjonen, Pipervika og Rodeløkka, bygd om til 132 kV i 2016-2017. 33 kV nettet ble med det lagt ned og en rekke gamle koblingsanlegg, kabler, transformatorer og transmisjonsnettanlegg kunne med det tas ut av drift og skrotes.

50 kV-nettet

50 kV nettet ble opprinnelig bygget og drevet av Aker Elektrisitetsverk. Nettet forsyner de ytre byområdene, dvs. tidligere Aker kommune. Etter sammenslåingen av de to kommunene i 1948, har nettet blitt bygget videre og modernisert. Nettet var opprinnelig bygget med kraftlinjer og ble påbegynt på 1920-tallet. Valg av spenning ble trolig gjort ut fra en teknisk økonomisk vurdering og for lett å kunne utveksle kraft med nabokommuner.



Figuren viser utvikling av maksimalt forbruk i Oslo

50 kV nettet består i dag av en blanding av jordkabler og kraftlinjer og forsyner 32 tr.st. På det meste var det 40 stasjoner i nettet. Åtte er lagt ned eller bygd om til 132 kV siden midten av 1990-tallet. Nettet er bygget slik at mange tr.st. kan forsynes fra flere av Statnetts stasjoner via gjennomløpende forbindelser.

For å kunne drifte nettet med enpolt jordfeil er nettet spolejordet med jordslutningspoler montert i nullpunktet i utvalgte transformatorer. Nettet driftes oppdelt, dvs. ikke sammenkoblet mellom Statnetts stasjoner.

I øst har Høybråten og Stubberud forbindelse med Statnetts stasjon Røykås i Lørenskog kommune. I syd (Holmlia, Klemetsrud og Prinsdal) er det forbindelse til Statnetts stasjon Follo i Ås kommune. I vest er det forbindelser fra Statnetts stasjon Smestad til Jar, Nordli og Haslum i Bærum kommune.

For å begrense kortslutningsstrømmene, er det installert strømbegrensende seriereaktansspoler i alle avgangene fra Statnetts stasjoner i Oslo.

132 kV-nettet

132 kV nettet er det nyeste regionalnettet i Oslo. Nettet ble påbegynt i 1990 og er ment å erstatte de to gamle 33 og 50 kV nettene. I 2017 ble den siste stasjonen i 33 kV systemet bygd om til 132 kV.

Valget av 132 kV på slutten av 80-tallet ble gjort ut fra en teknisk og økonomisk totalvurdering. Videreføring av 33 kV nettet ville bl.a. medført en betydelig gravebelastning for Oslo sentrum. Som eksempel kan nevnes at en 132 kV jordkabel kan overføre åtte ganger mer elektrisk energi enn en gammel 33 kV jordkabel. Ved inngangen til 2022 driftes 18 stasjoner i Oslo med 132 kV.

Frem til 2009 ble det nye 132 kV nettet drevet med direktejording over transformatorenes nøytrale punkter i Statnetts stasjoner. I 2009 ble det installert lavohmig reaktans mellom nøytrale punkter og jord i matende transformatorer. Dette for at maksimal jordfeilstrøm i nettet ved enpolt kortslutning skal begrenses til under 10 kA bl.a. Dette bl.a. for å minimalisere konsekvenser for telenett og vann- og avløpsnett.

En 132 kV kraftlinje fra Solbergfoss kraftstasjon er bygget som en dobbeltkurslinje frem til grensen mot Oslo kommune. Ved kommune grensen mellom Oslo og Nordre Follo er trådsettende koblet sammen og går videre som en enkeltkurslinje frem til Abildsø. Det er etablert en kabelavgrening mot Lambertseter 2 km sør for Abildsø. I stasjonene Abildsø og Lambertseter står det i dag mellomtransformatorer for innmating i 50 kV nettet i Oslo syd.

Elektrisitetsproduksjon i Oslo

Det er i dag tre mindre anlegg for produksjon av elektrisitet i Oslo. Hammeren kraftstasjon som er et vannkraftverk i Maridalen på 5,6 MW og to kraftvarmeverk Klemetsrud I og II som er basert på avfall, med en samlet effekt på 25 MW. Kraftverkene er knyttet til 11 kV nettet. Ingen av de tre kraftverkene gir påregnelig vinterkraft. Samlet produksjonen i Oslo dekker omlag en prosent av det elektriske forbruket i Oslo.

Kraften fra Solbergfoss kraftverk i Glomma ved Askim i Østfold forsynes normalt inn i Oslo. Da dette er et elvekraftverk, er produksjonen lavest på vinteren, dvs. når forbruket er størst. Innmatingen i et normalår utgjør 850 GWh med bestemmende vinter produksjon i tunglastperioden (des. – mars.) på 63 MW.

I tillegg kan opptil 90 MW av produksjonen i Østfold leveres mot Oslo over en 132/50 kV transformator i FKF.

4.4 Romerike

Nettet på Romerike forsynes fra Statnetts stasjoner Minne i Eidsvoll kommune, Frogner i Sørums kommuner og Røykås i Lørenskog kommune. Det er i tillegg innmating fra kraftstasjonene Funnefoss, Rånåsfoss I og II og Bingsfoss i Glomma og kraftverk i Andelva i Eidsvoll kommune. Det er 50 kV forbindelser til Oslo via Røykås.

Fakta om Romerike

- Innbyggere 299 648 (52% vekst fra 2000)
- Antall transformatorstasjoner 38
- Spenninger 50, 66 og 132 kV
- Maksimalt effektforbruk 995 MW
- Maksimalt energiforbruk 4.5 TWh i ett år

Oppdatert 1. januar 2022

Lengst nord ligger stasjonen Hurdal som forsynes fra Eidsivas (nå Elvia) 132 kV kraftlinje Minne - Kongsengen.

Det er to ulike regionalnett på Romerike. Et 66 kV nett som dekker øvre Romerike, deler av nedre Romerike og Nittedal. Det andre nettet drives med 50 kV spenningsnivå og dekker det meste av nedre Romerike. Begge nettene består av kraftlinjer med noen få jordkabelanlegg gjennom de mest tettbebygde områdene. I Lørenskog og Skedsmo driftes distribusjonsnettet med 11 kV spenning, mens resten av området driftes med 22 kV spenning.

Elvia har områdekonsesjon for det meste av distribusjonsnettet med unntak av noen høyspenningselektrokjeler og noen få spesialanlegg. Høland og Setskog Elverk har områdekonsesjon for 22 kV-nettet i Høland.

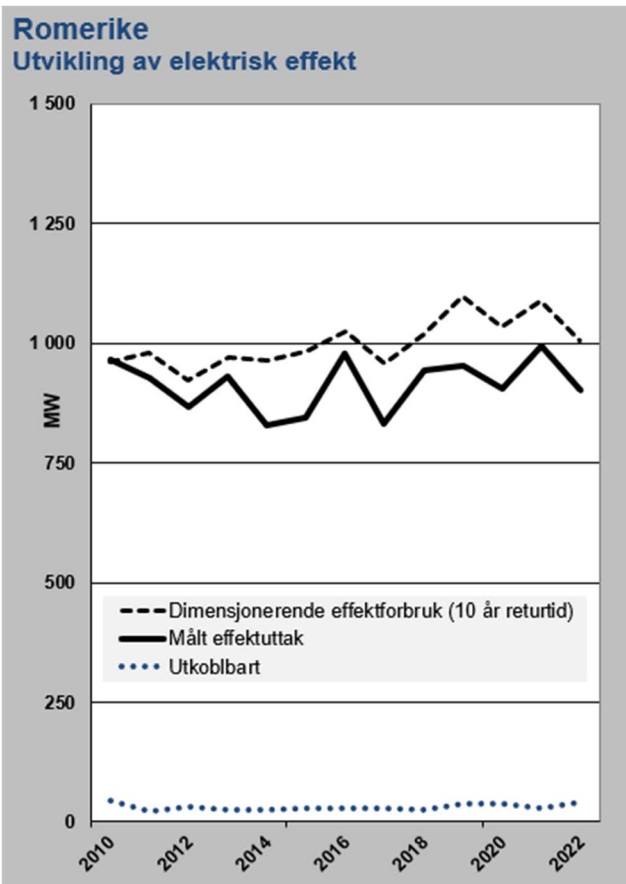
50 kV-nettet

50 kV nettet på Nedre Romerike forsyner åtte tr.st i de tre kommunene Lørenskog, Skedsmo (nå en del av Lillestrøm) og Rælingen. Nettets forsyning fra Statnetts stasjon Røykås (300/50 kV). Røykås har 50 kV forbindelser til Oslo mot Høybråten og mot Stubberud. Nettets karakteriseres av korte avstander mellom tr.st. og drives spolejordet. Jordkabler og kraftlinjer er isolert for 72,5 kV og er med det forberedt for fremtidig drift med 66 kV spenningsnivå.

66 kV-nettet

66 kV nettet på Øvre Romerike består av 26 stasjoner i ti kommuner (etter 2000 åtte). Nettets karakteriseres av store avstander mellom stasjonene og består i hovedsak av kraftlinjer. Nettets er spolejordet. For å øke leveringssikkerheten er det installert en 40 MVA transformator i Lillestrøm mellom 50- og 66 kV nettene.

50 kV nettet ble utviklet før krigen bl.a. for å overføre kraft fra Rånåsfoss kraftstasjon (1918) til forbrukere på Romerike og i Oslo og Asker & Bærum. Valg av spenningsnivå ble trolig gjort etter tekniske og økonomiske vurderinger og fordi dette var en alminnelig spenning som også ble valgt i Aker kommune. Nettets var opprinnelig rikelig dimensjonert og tilfredstilte kapasitetsbehovet i en årrekke.



Figuren viser utvikling av maksimalt forbruk

Fra 1960 og utover ble det bygget mange nye tr.st. og nettet på øvre Romerike ble bygd om fra 50 kV til 66 kV. Heving av spenningsnivået ble gjort fordi dette var en billig måte å øke kapasiteten på. På et tidlig tidspunkt, ble det montert utstyr for 72,5 kV i 50 kV nettet. Dette gjorde at mye av bryter- og linjemateriellet, bortsett fra transformatorer, kunne brukes videre. Overgangen fra 50 kV til 66 kV på Romerike er foreløpig avsluttet.

Det er nå 66 kV på Øvre Romerike, mens 50 kV er beholdt som spenningsnivå i deler av nedre Romerike. Det er i dag totalt 34 stasjoner og to omformerstasjoner til Bane Nor i 50 og 66 kV nettene.

Elektrisitetsproduksjon på Romerike

På Romerike er det i underkant av 900 GWh produksjon. Det meste av dette kommer fra elvekraftverk i Glomma nord for Øyeren. Kraftverkene har liten produksjon i desember- mars, dvs. når belastningen i nettet er høyest. Bestemmende vinterproduksjon er 80 MW.

| Kraftverk | Gen Nr. | Merkeytelse installert | Tilgjengelig vintereffekt | |
|----------------------|---------|---------------------------|------------------------------|------------|
| | (nr) | | (MVA) | (MW) |
| Rånåsfoss I | 1 - 6 | 6 x 13 | 45 | 570 |
| Rånåsfoss II | 1 | 53 | | |
| Bingsfoss | 1 - 3 | 3 x 12 | 17 | 158 |
| Funnefoss | 1-2 | 2 x 21.65 | 13 | 187 |
| Mago A, B C og D | | 0.7-0.4-0.8-1.9 | 5 | 30 |
| Bøhnsdalen kraftverk | | 3 | | 15 |
| Totalt | | | 80 | 960 |

Figuren viser produksjonen i de største kraftverkene i Akershus

Det er kraftstasjoner i Glomma (Rånåsfoss, Bingsfoss og Funnefoss) og i Andelva i Eidsvoll (Mago A, B, C og D) som har betydning for nettet. Anleggene er eid av hhv. Glomma Kraftproduksjon (Glomma og Andelva) og Hafslund ECO (Andelva).

4.5 Østfold

Nettet i Østfold forsynes fra Statnetts stasjoner Tegneby, Hasle og Halden. I tillegg er det innmating fra flere elvekraftverk i Glomma sør for Øyeren. Det er 53 tr.st. hvor av to har primærspenning 132 kV, resten har primærspenning 50 kV. Tre er rene «industri stasjoner» som forsyner strøm direkte til industribedrifter. En stasjon, som leverte strøm til treforedlingsbedriften Peterson Linerboard, ble lagt ned i 2017 etter at bedriften avviklet driften. I tillegg er det to 50 kV koblingsstasjoner (Kolstad og Strupe), fire 50 kV koblingsanlegg ved kraftstasjoner og to omformerstasjoner mot Bane NOR.

Fakta om Østfold

- Innbyggere 304 754 (23% vekst fra 2000)
- Transformatorstasjoner 53
- Spenning 132 og 50kV
- Maksimalt effektforbruk 1.345 MW
- Maksimalt energiforbruk 6.0 TWh i et år

Oppdatert 1. januar 2022

Nettet er knyttet mot Follo via en 50 kV en forbindelse mot fra FKF til Skiseng og en 50 kV forbindelse mot Dyrfløkke fra Tegneby. Det er videre forbindelse mot Oslo via en 132 kV forbindelsen fra Solbergfoss og FKF kraftverk.

De første elektrisitetsverkene i Østfold ble etablert på slutten av 1890-årene. Dette var samtidig som de første aggregatene i Sarpefossen ble satt i drift. 10 år senere ble de første 50 kV kraftlinjene i fylket bygget.

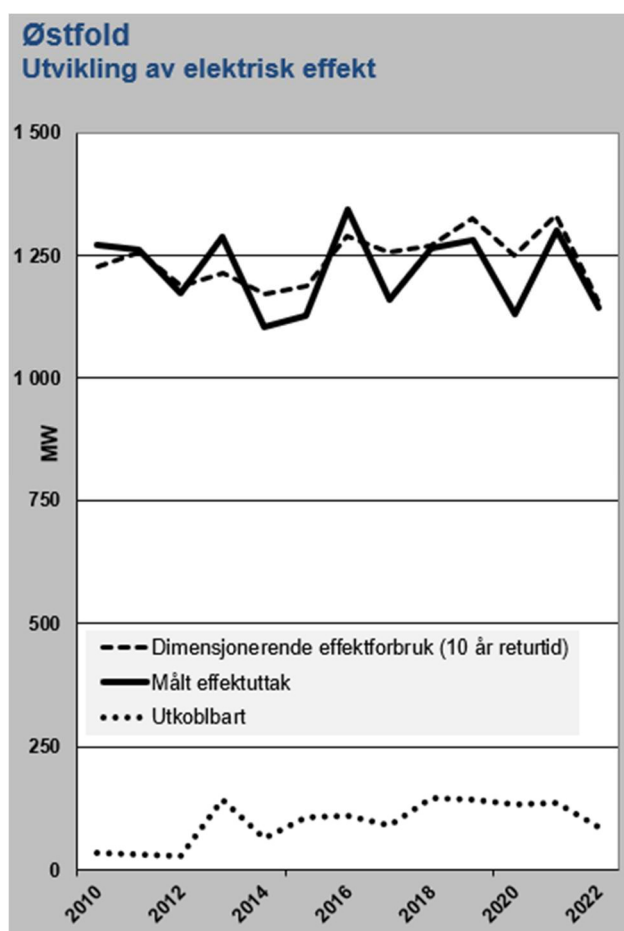
En kraftlinje med 110 kV spenning, som senere ble oppgradert til 132 kV, ble bygget på midten av 1970-tallet fra Vamma til Hasle ved Sarpsborg med en forbindelse videre til Raa ved Fredrikstad. I 2021 ble 132 kV nettet i Østfold utvidet med en forbindelse fra Hasle til Råde og til Halmstad hvor det ble satt inn en mellom-transformator for utveksling mellom 50 og 132 kV nettene. Samtidig ble Råde bygget om fra 50 til 132 kV som den andre stasjonen i Østfold.

Resten av regionalnettet i Østfold drives med 50 kV spenningsnivå.

Elvia eier alle 132-50 kV koblingsanlegg i stasjonene, mens 11-22 kV delen eies av det selskapet som har områdekonsesjon for distribusjonsnettet. Tomt og bygninger eies normalt av det selskapet som har områdekonsesjon for distribusjonsnettet. Av 183 krafttransformatorer er 62 eid av andre enn Elvia, dvs. industribedrifter, kraftverk osv.

Både 132 kV og 50 kV nettet drives spolejordet.

Fra stasjonene i regionalnettet fordeles kraften gjennom distribusjonsnettene med 10, 17, 18 eller 22 kV spenningsnivå. I tillegg kommer noen mindre 5 kV områder rundt kraftstasjonene. I Rakkestad kommune har Rakkestad Energi områdekonsesjon, mens Norgesnett har områdekonsesjon for Fredrikstad kommune (bortsett fra Onsøy) og Hvaler kommune. I resten av fylket har Elvia områdekonsesjon for distribusjonsnettet.



Figuren viser utvikling av maksimalt forbruk. NB !Norske Skog Saugbruks inkludert fra 2017 (60-100 MW)

4.5.1 Elektrisitetsproduksjon i Østfold

Østfold er det delområdet med størst elektrisk produksjon. Totalt produseres det i underkant av 4 500 GWh i et normalår. De største produsentene er Hafslund ECO som har kraftstasjoner i FKF og Vamma ved Askim og i Sarpefossen i Sarpsborg, Borregaard Ind. Ltd har kraftverk i Sarpefossen og Hafslund ECO / Statkraft har kraftverket Solbergfoss ved Askim.

Fordi produksjonen er basert på uregulert tilsig, er produksjonen i elvekraftverkene i Glomma størst på våren, sommeren og høsten. Forbruket er størst på vinteren når produksjonen er lavest. Dette betyr at det meste av effekten i toppplasttiden på vinteren, må tas ut fra transmisjonsnettet.

| Kraftverk | Gen Nr. (nr) | Merkeytelse installert (MVA) | Tilgjengelig vintereffekt (MW) | Midlere årsprod (GWh) |
|-----------------------------|-----------------|------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Borregaard | 10 -15 | 59 | 12 | 165 |
| Vamma | 1 - 10 | 132 | 20 | 1 580 |
| | 11 | 120 | 67 | |
| (nytt i 2019) | 12 | 127 | | |
| FKF | 1 | 62 | 82 | 1 280 |
| | 2 | 62 | | |
| | 3 | 90 | | |
| (nytt i 2011) | 4 | 50 | | 37 |
| Sarp | 1 | 90 | 54 | 540 |
| Hafslund | 1 - 4 | 38 | | 153 |
| Solbergfoss | 1 - 13 | 136 | 63 | 300 |
| Solbergfoss (ny) | 1 | 110 | | 600 |
| Tistedalesfoss | 1 - 2 | 25 | 20 | 85 |
| Brekke (Halden) | 1 - 2 | 9 | 7 | 34 |
| Mossefossen | 1 | 4 | 3 | 13 |
| Marker Vindpark (ny i 2018) | 1 - 15 | 54 | | 193 |
| Totalt | | 1 114 | 328 | 4 787 |

Figuren viser produksjonen i de største kraftverkene i Østfold

Det meste av det som produseres i kraftverkene i Glomma går inn i regionalnettet i Østfold og er en viktig og integrert del av nettet. Unntatt fra dette er produksjonen i Solbergfoss som normalt leveres inn mot Oslo.

| Produksjonssted | 200 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 600 | 700 | 800 | 900 | 1000 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Vannføring (m ³ /s) | | | | | | | | | | | |
| Sarpsfossen | 36 | 46 | 56 | 63 | 74 | 92 | 106 | 116 | 126 | 141 | 146 |
| FKF G1- G4 | 50 | 61 | 73 | 82 | 94 | 117 | 137 | 156 | 176 | 190 | 209 |
| Vamma G1-10 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 11 | 22 | 33 | 33 |
| Vamma G11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 60 | 60 | 70 | 80 | 90 |
| Vamma G12 | 40 | 52 | 65 | 77 | 90 | 117 | 82 | 108 | 112 | 117 | 128 |
| Sum levert Østfold | 137 | 170 | 205 | 233 | 269 | 337 | 396 | 451 | 506 | 561 | 606 |
| Solbergfoss (levert Oslo) | 38 | 45 | 54 | 63 | 72 | 91 | 109 | 126 | 140 | 152 | 164 |
| Sum prod. i Østfold (MW) | 175 | 215 | 259 | 296 | 341 | 428 | 505 | 577 | 646 | 713 | 770 |

Figuren viser produksjonen i Østfold i Glomma ved ulike vannføringer. Dimensjonerende vinterproduksjon er ved 350m³/s.

Slukeevnen ved kraftstasjonene FKF er 1040 m³/s, Vamma 1475 m³/s og Sarpefossen 945 m³/s, mens Solbergfoss har en slukeevne på 1200 m³/s. Bestemmende vinterproduksjon finner sted ved en vannføring på 350 m³/s.

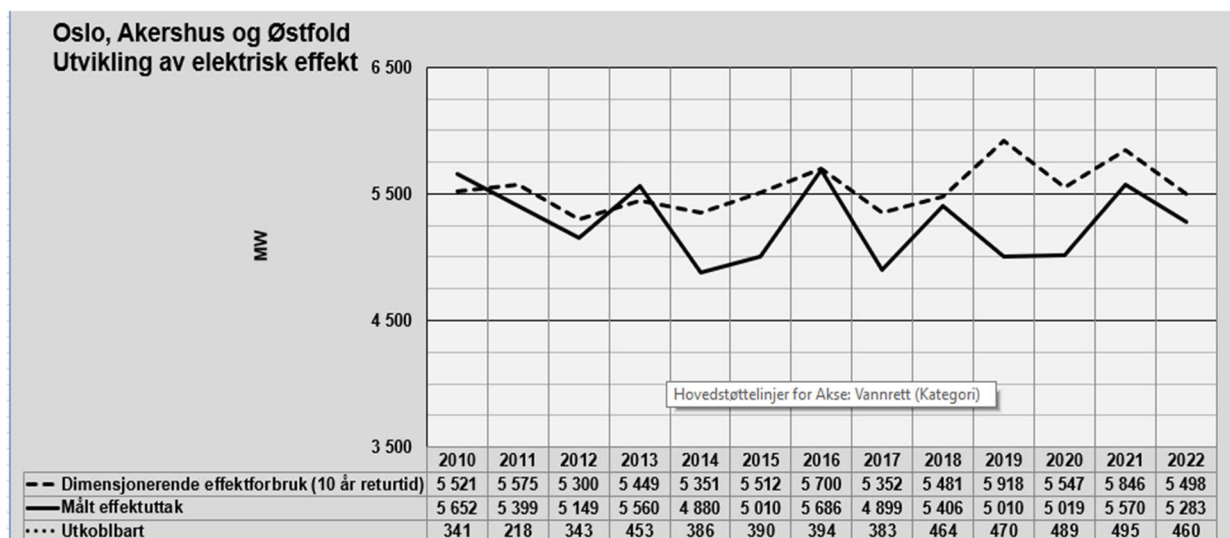
Tilgjengelig vintereffekt i Østfold er 296 MW. Vannføringen i Glomma kan variere fra under 200m³/s til nesten 4000m³/s. Utover kraftverkene vist i tabellen over kommer små- og minikraftverk med minimal vintereffekt.

132/50 kV transformeringen i Vamma, som ble etablert i 2005, har bedret fleksibiliteten i nettet ved at hele produksjonen i Vamma kan kjøres både nordover i Tegneby-nettet (50 kV) og sydover i Hasle-nettet (132 kV). Dette er gunstig for å redusere de elektriske tapene og bidrar til å redusere belastningen på Statnetts transformatorer i Tegneby. Forholdene ble ytterligere bedret da det i 2016 ble satt i drift en 132/50 kV enhet nummer to på samme sted. Enheten sto tidligere i Raa ved Fredrikstad og ble ledig da det ble satt inn en større enhet i Raa i 2011.

I lastflytanalyser, ved vinterlast, er effektproduksjon ved 350 m³/s vannføring lagt til grunn. Produksjonen fra G11 i Vamma, sammen med deler av 50 kV lasten under Vamma, blir lagt sydover på 132 kV nettet mot Hasle. Produksjonen i Solbergfoss er lagt utenom nettet i Østfold/Follo og direkte inn i Oslo-nettet. For ytterligere å minimalisere tap og redusere belastningen på transformatorene i Tegneby vurderes muligheten for å legge mer last mot Oslo. Dette må sees i sammenheng med tiltak i nettet i Oslo syd, bl.a. det konsesjonsøkte anlegg 420/132 kV anlegget Liåsen ved Klemetsrud.

4.6 Utvikling av maksimaleffekt 2010-2022

Det elektriske effektforbruket i Oslo, Akershus og Østfold beregnes ved å summere effektuttaket i alle tr.st., omformerstasjoner og mot industrien i den timen i året hvor forbruket er størst. Fordi det oppstår elektriske tap i nettet fra transformatorstasjonene og frem til sluttkundene er forbruket i regionalnett større enn det som blir levert til sluttkundene.



Figuren viser utvikling av maksimaleffekt i utredningsområdet

Målt forbruk og dimensjonerende forbruk

Det høyeste målte effektforbruket i utredningsområdet, oppsto den 21. januar 2016 i time 9 og var på 5.686 MW (se figuren over).

Det høyeste dimensjonerende effektforbruket i utredningsområdet var i 2019 og ble beregnet til 5.918 MW (se figuren over). Dimensjonerende effektforbruk er det maksimalforbruket som kan oppstå hvert tiende år. Det beregnes ved å korrigere den delen av forbruket som leveres til alminnelig forbruk opp til hva det ville vært ved temperaturer som kan oppstå hvert 10 år (se forklaring i kapittel 3.4.2). Elektrokjeler, store varmpumper og lignende som raskt kan kobles ut ved for eksempel feil, flaskehals i nettet, effektmangel ol. regnes ikke med. Det samme gjelder kunder som har inngått avtale om tilknytning på spesielle vilkår.

Kurver som viser tilsvarende effektforbruk innen de ulike delområdene, dvs. Asker& Bærum, Follo, Oslo, Romerike og Østfold er vist i kapittel 4.2-4.6

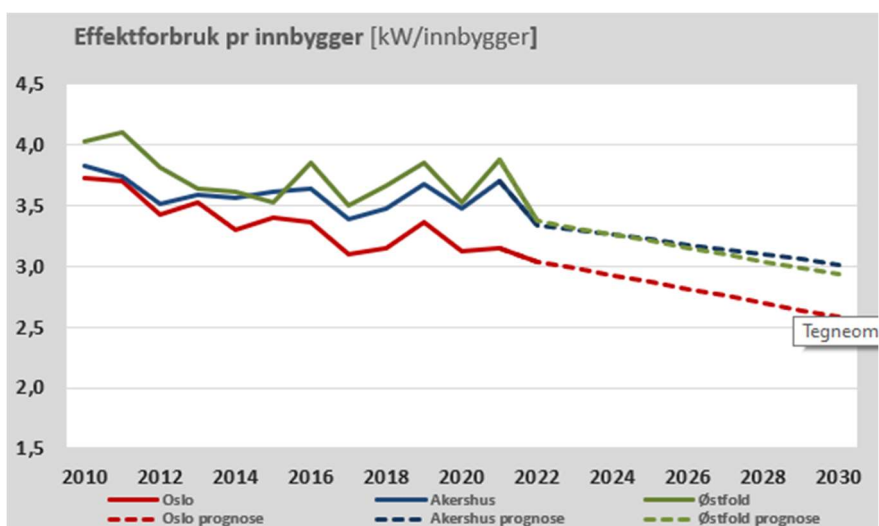
Grunnen til at forbruk til «alminnelig forsyning» temperaturkorrigeres, er at en stor del av oppvarmingsbehovet i Norge dekket av elektrisitet. Dette gjør at maksimalt effektuttak normalt er svært følsom for endring i utetemperaturen. Med denne metoden kan «kalde år» sammenliknes med «varme år».

Forbruk i hver transformatorstasjon

På samme måte, som for hele utredningsområdet, registreres målt-, prioritert- og temperaturkorrigert forbruket for hver enkelt av de 170 transformatorstasjonene. Det utarbeides effektprognoser for de neste 20 årene for alle stasjonene. Resultatet av prognosene brukes i modeller for lastflytberegninger av linjer, transformatorer og kabler i regionalnettet. Sammen med nye kjente store effektuttak, gir dette grunnlag for ulike tiltak i regionalnettet. Dvs. økning av transformatorkapasitet og forsterking av linjer og kabler.

Forbruk i de Oslo, Akershus og Østfold

Ved å fordele dimensjonerende effekt for alminnelig forbruk på antall innbyggere i de tre tidligere fylkene i utredningsområdet kan en finne effektforbruket pr. innbygger. Dette er et grovt anslag som innbefatter handel og næring i tillegg til husholdningskunder (ikke industri). Av figuren under ser en at forbruket synker for alle områdene. I Østfold og Akershus er forbruket pr. innbygger høyere enn Oslo. Forskjellen skyldes trolig at Oslo har mye fjernvarme og en høyere andel av leiligheter.



Basert på data for effektutvikling de siste årene, nye byggeforskrifter og overgang til nye energiformer, antas det at det elektriske effektforbruket pr. innbygger vil avta i årene som kommer.

Det har ikke vært økningen i det samlede effektforbruk i Oslo fra 2010. Se figuren under. Dette til tross en befolkningsvekst på 112 000 i samme periode. Dette skyldes trolig stor satsing på fjernvarme, sanering av gamle bygg, industri- og næringsbedrifter som flytter ut av Oslo, nye byggeforskrifter og ENØK.

I Akershus, som består av Asker og Bærum, Follo og Romerike, har økning i effektforbruket vært større enn i de andre områdene. Spesielt gjelder dette på Romerike. Dette skyldes trolig effekten av lokalisering av den nye hovedflyplassen på Gardermoen. Dette har gitt en stor befolkningsvekst og tilvekst av nye næringsvirksomhet. Medvirkende er også at eksisterende industri- og næringsbedrifter har flyttet ut av Oslo.

I Østfold har det, pga. nedleggelse av industri og mindre befolkningsøkning, vært liten økning i effektforbruket de siste 20 årene.

Størst prosentvis vekst i effektforbruk i utredningsområdet har det vært i kommunene Ullensaker, Skedsmo, Nittedal, Gjerdrum, Sørum og Nannestad på Romerike, samt Frogn, Vestby, Nesodden og Ås i Follo. Minst vekst har det vært i Hurdal på Romerike og noen kommuner i indre Østfold, for eksempel, Aremark, Marker og Rakkestad.

Selv om det ikke forventes stor vekst totalt i Oslo, så forventes det vekst i effektforbruket i de delen av Oslo hvor det er stor bolig og næringsutvikling b.la. Hovinbyen, langs sjøkanten fra Filipstad til Bekkelaget og i det planlagte nye boligområdet Gjertsrud og Stensrud sør i Oslo. Det forventes også vekst på Gjelleråsen, langs E6 mot Gardermoen på Romerike og langs E6 og langs jernbanetraseen i Follo, samt Moss og Rygge og de største byene i Østfold.

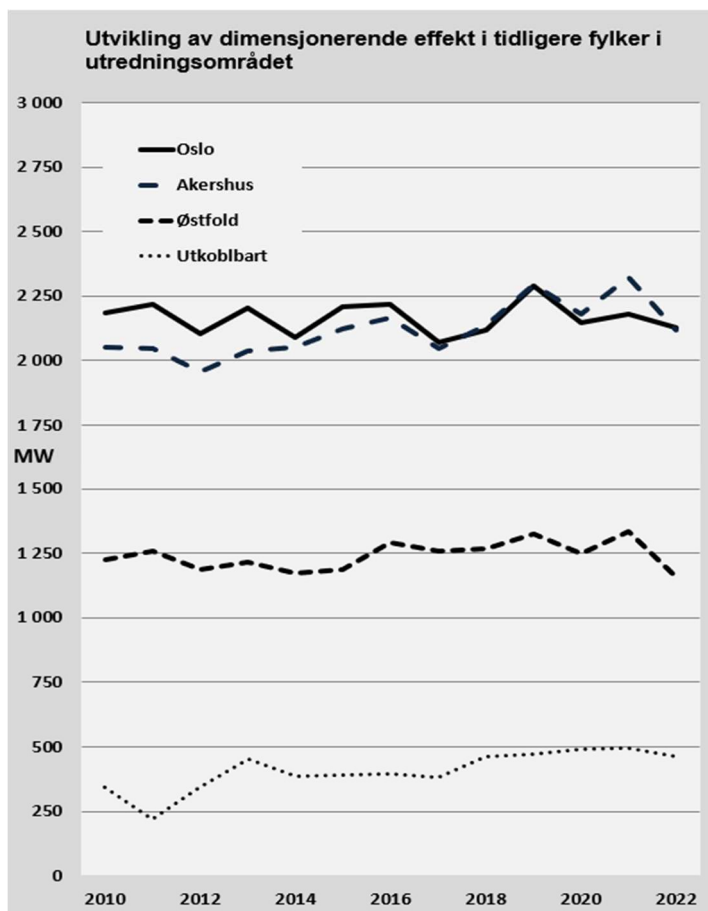
Det som kan øker effektforbruket er først og fremst befolkningsøkningen. Denne har vært på mellom 19 000 og 28 000 nye innbygger i hvert av de siste 10 årene. Selv om en i dag i liten grad ser virkning av elektrifisering av samfunnet, kan dette i fremtiden bidra til økning av effektforbruket.

Produksjon og balanse

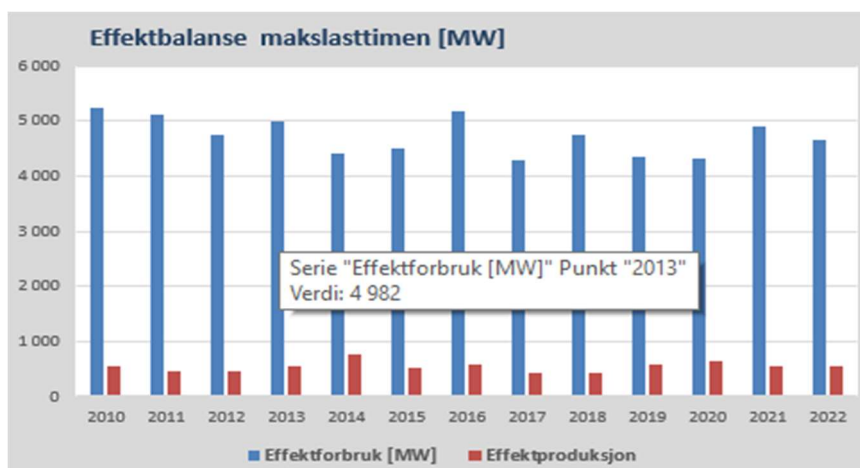
Fordi det meste av den elektriske produksjon i utredningsområdet er basert på uregulert tilsig i Glomma er egendekningen av effekt når forbruket er størst liten. Størst forbruk er det når det er kaldt, dvs. i perioden november til mars.

Størst vannføring og produksjon er det i flomperioden, dvs. i perioden april til juli. I et normalår vil kun 10 prosent av effektforbruket i makslasttiden bli produsert innen utredningsområdet.

Effektbalansen vil trolig ikke endre seg i årene som kommer fordi ny produksjon, dvs. sol, vind, flomkraft ol. i liten grad gir bidrag til produksjonen i de timene i året hvor nettet har størst behov for strøm.



Figuren viser utviklingen av maksimaleffekt fordelt på i de tidligere fylkene i utredningsområdet



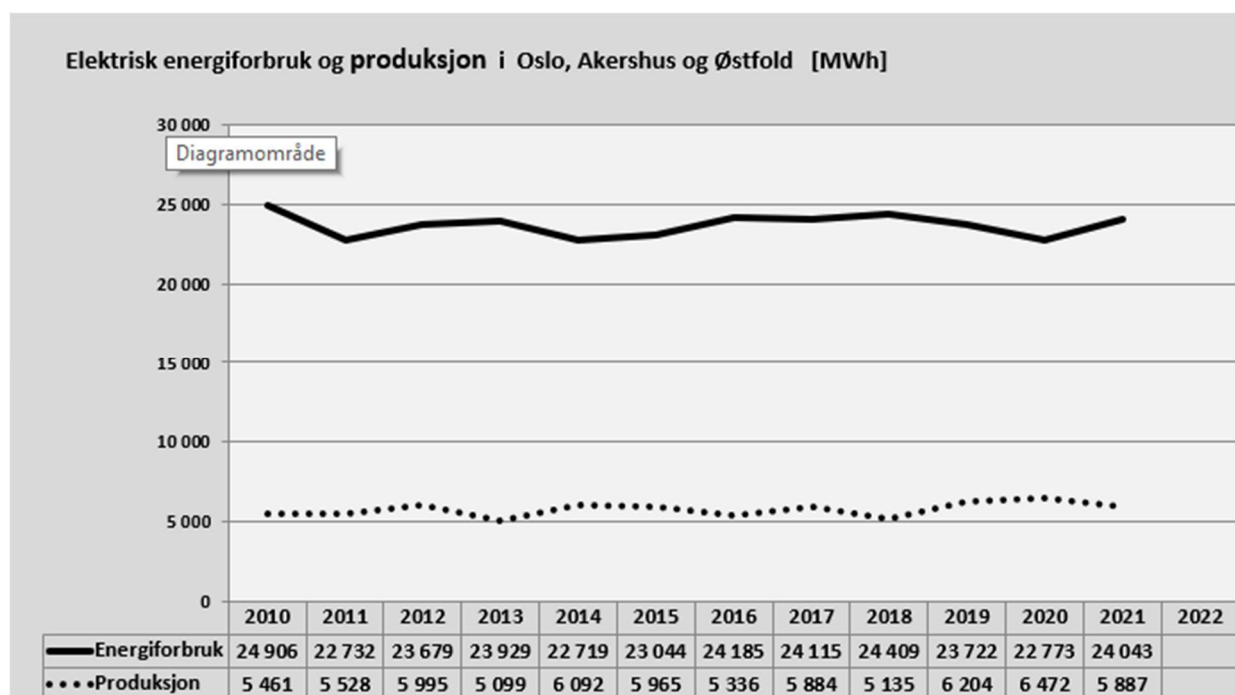
Figuren viser effektbalansen i utredningsområdet

Utredningsområdet er avhengig av uttak av elektrisk effekt fra transmisjonsnettet hele året. Variasjonen i effektbalansen, fra det ene året til det andre, skyldes både variasjon i forbruket og variasjon i vannføringen og med det produksjon i Glomma.

4.7 Utvikling av energiforbruk 2010- 2022

Det elektriske energiforbruket i ett år i utredningsområdet beregnes ved å summere den elektriske energien levert til regionalnettet fra transmisjonsnettet, fra kraftverkene som er lokalisert internt i utredningsområdet og det som utveksles i regionalnettet mot Glitres og Eidsiva (nå en del av Elvia) Fordi energitap i linjer, kabler og transformatorer er inkludert, er dette forbruket større enn det som blir levert mot sluttkundene.

Regionalnettet dimensjoneres og utvikles på grunnlag av effekt, dvs. forbruket i den timen i året hvor forbruket er størst. Elektrisk energiforbruk over året, dvs. energien som transporteres i strømmettet, brukes i liten grad i utrednings arbeidet.



Figuren viser utviklingen av energiforbruket og energiproduksjonen i utredningsområdet siden 2010

Forbruk

I 2010 ble forbruket målt til 24.9 TWh som er det høyeste forbruket i et år. Av dette ble 1,1 TWh levert til kraftkrevende industri KKI (Borregård og Norske Skog). Dette var et svært kaldt år med lave temperaturer i både i januar, februar og i desember.

Det totale energiforbruket har endret seg lite siden 2010 . Dette til tross for at befolkningen har øket med nesten 300 000 innbyggere i samme periode og at samfunnet har blitt mer elektrifisert. At forbruket ikke øker skyldes trolig en kombinasjon av større utbredelse av fjernvarme, mindre uttak til industrien (Østfold), bedre isolerte hus og ulike typer varmepumper.

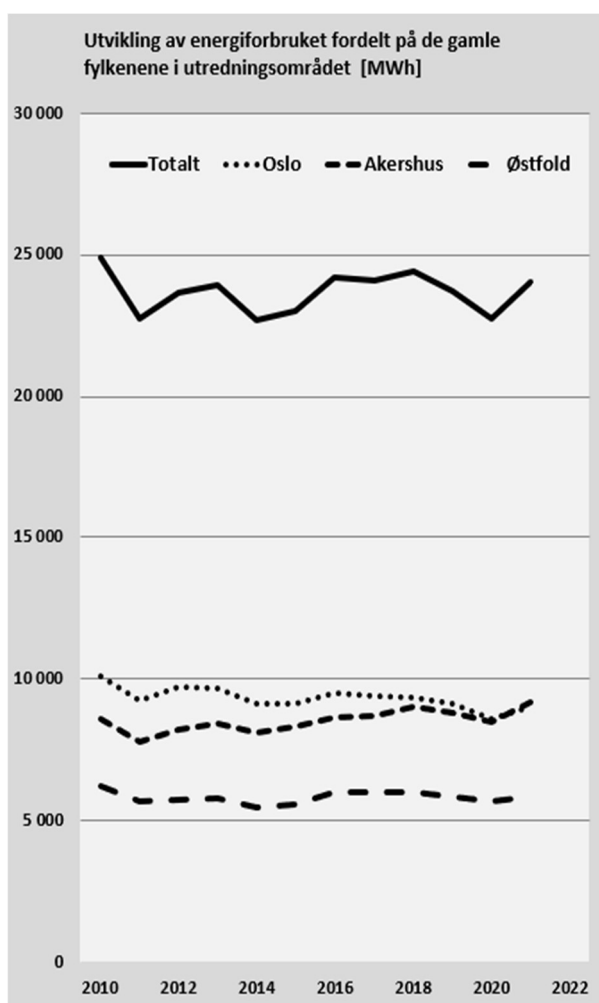
Årlig elektrisk energiforbruk varierer. I det norske system, med oppvarming basert på elektrisitet, skyldes dette først og fremst «kalde» og «varme» år, prisen på strøm, medieoppslag om kraftkrise ol.

Utviklingen av energiforbruket er ulikt innen hver av de gamle fylkene. Til tross for at Oslo har den raskest elektrifisering av transportsektoren, har det vært en nedgang i energiforbruket. I tillegg til

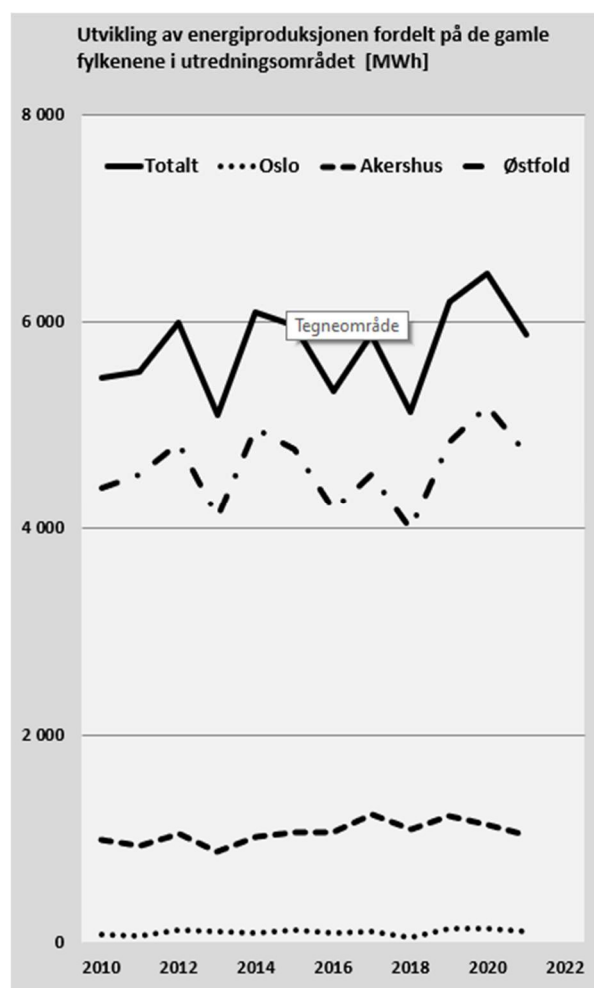
omfattende fjernvarmenett skyldes dette bl.a. at energikrevende industri har flyttet ut av byen og at gamle bygg er erstattet med nye energieffektive boliger. Ref. områdene Ensjø, Løren, Økern m.fl.

I Akershus, som har nesten like stor befolkningsøkning, er det en økning i energiforbruket. Dette skyldes bl.a. at det er hit mange bedrifter, som flytter ut av Oslo, etablerer seg her. Spesielt stor har økning vært mellom Oslo og Gardermoen, samt langs E6 og E18 i Follo. Bortsett fra i Asker og Bærum, har heller ikke dette området samme omfang av fjernvarme som i Oslo og elektrifiseringen av transportsektoren har gått noe tregere.

Østfold har hatt en liten nedgang i energiforbruket. Dette skyldes først og fremst forholdene i industrien, senest i 2013 ble treforedlingsbedriften M. Petterson nedlagt. Fylket har også lavere befolkningsøkning enn i de to andre fylkene og fylke har den laveste elbilandelen.



Figuren viser utvikling av energiforbruket fordelt på de gamle fylkene i utredningsområdet



Figuren viser utvikling av elektrisk produksjon fordelt på de gamle fylkene i utredningsområdet

Til tross for at det ved inngangen til 2022 var i underkant av 200 000 elektriske biler, 120- 150 elektriske busser og flere landstrømanlegg for skip, har det til nå ikke medført markant økning det totale elektriske energiforbruket i utredningsområdet.

Produksjon

Over 90 % av produksjonen kommer fra elvekraft i Glomma. Fordelt på fylkene produseres det 74 % i Østfold og 18 % i Akershus. Oslo bidrar kun med 2 % ved produksjon i Hammeren kraftverk i Maridalen og fra to kraftvarmeverk på Klemetsrud. I 2019 ble den første vindparken i utredningsområdet satt i drift. Marker vindpark gir om lag samme energibidrag som Oslos produksjon, dvs. 2 %.

Samlet produksjon, levert inn i strømmettet, fra plusskunder (solceller osv.) ga i 2021 var i 2022 ubetydelig. Produksjonen er større enn det Elvia registrerer fordi det meste av denne type produksjon går til eget forbruk.

Energibalanse

Utredningsområdet har et stort underskudd av elektrisk energi. I et gjennomsnittså produseres 5,6 TWh, dvs. 20-25 prosent av den elektriske energien som forbrukes i utredningsområdet. Normalt må derfor over 75 % av energien tas ut fra transmisjonsnettet.

Varmepumper har trolig redusert veksten i energiforbruket i utredningsområdet betydelig. Selv om dette er et viktig tiltak for å spare energi, kan dette gi effektutfordringer for nettselskapet. Dette fordi energiutbytte i varmpumper avtar med synkende temperatur og fordi det er rimelig å tro at mye av den effekten som luft til luft varmpumper normalt leverer, må kompenseres med elektrisk energi når temperaturen nærmer seg dimensjonerende minimumstemperatur.

Det er knyttet stor usikkerhet til prognoser for fremtidig forbruk av elektrisk energi. Ifølge analyser gjort i Statnetts prosjekt «Nettplan Stor Oslo» betyr nye boligforskrifter, med strenge krav til isolering, mest for energiforbruket. De fremtidige kravene til isolering av nye bygg, rehabilitering og sanering av gamle bygg demper veksten, mens den økende befolkningen, elektrifisering av samfunnet vil trolig øke behovet for elektrisk energi.

4.8 Leveringspålidelighet 2000-2022

Leveringspålideligheten i regionalnettet måles ved to parametere. Antall feil som medfører at kunder blir strømløse og mengden elektrisk energi som ikke leveres til kundene. Begge parameterne viser bedring siden år 2000.

Det har de siste fem årene vært omlag 50 feil i året som berører kundene og det er om lag 250 GWh energi som ikke er levert kundene pr. år.

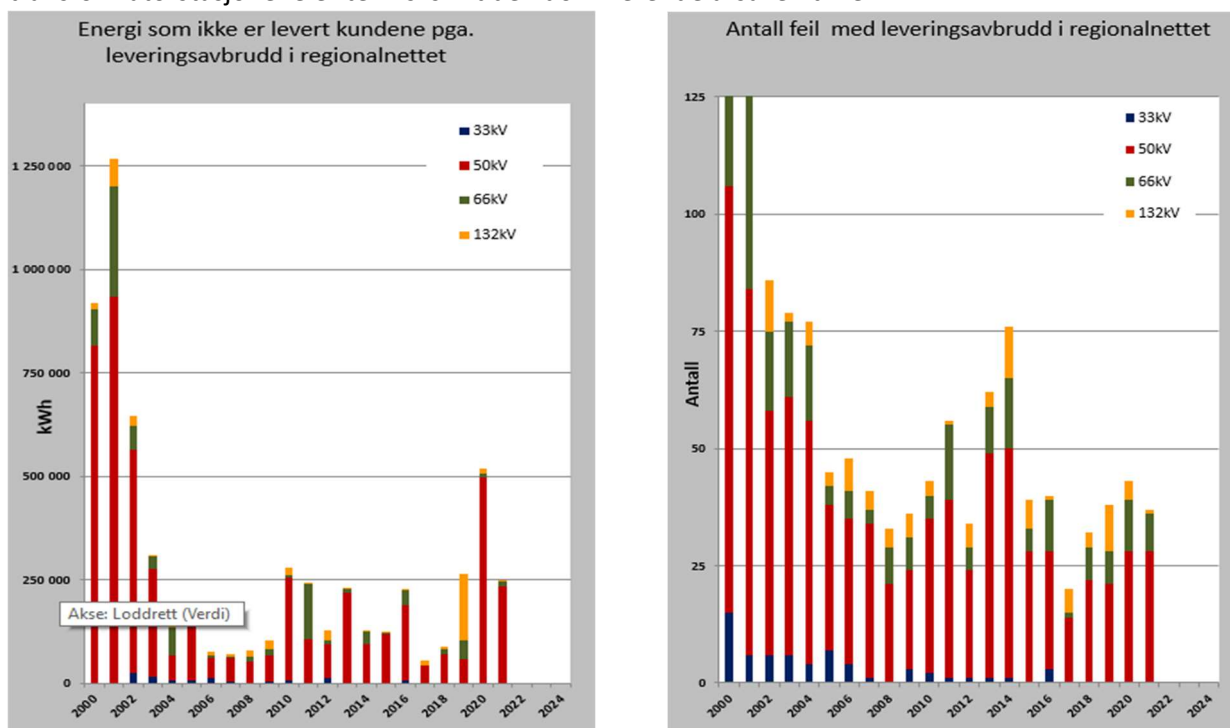
Nedgangen i antall feil siden 2000 skyldes i stor grad økte investeringer i nettet, bedre vedlikehold og bedre linjerydding.

Når det gjelder mengden elektrisk energi som ikke leveres kundene, betyr trolig beredskapsapparatet mye. Både driftssentralens mulighet for raske fjernstyrte omkoblinger, gode beredskapsplaner, kvalifiserte mannskaper og nok utstyr for å utbedre feil er vesentlige faktorer.

Pga. relativt få feil i regionalnettet vil enkelthendelser slå sterkt ut på statistikken.

Leveringspålideligheten i regionalnettet påvirkes i stor grad av været, dvs. snø, vind, lyn osv. 50 kV nettet har flest feil fordi dette nettet har størst utstrekning og har mest kraftlinjer. Minst feil har 132 kV nettet som har liten utstrekning, høy andel jordkabler og få km med kraftlinjer.

Generelt er graveskader, vind, snø og lyn den største årsaken til feilene på linje- og jordjordkabelnettet. I transformatorstasjonene er teknisksvikt den dominerende årsaken til feil.



Figuren viser ikke levert energi og antall feil i regionalnettet *33 kV nettet som dekket sentrum av Oslo ble avvirket i 2017.

Bidraget fra regionalnettet til leveringspåliteligheten utgjør kun 10 - 30 prosent av det som kundene opplever av feil og avbrudd. De fleste feil oppstår i det kundenære distribusjonsnettet.

4.9 Gjennomførte endringer i regionalnettet

I oversikten er det tatt med større investeringer og reinvesteringer.

2020 -2021

Asker og Bærum

- Fusdal - 22 kV anlegget er utvidet med 10 nye bryterfelt
- Haslum - 11 kV anlegget er utvidet med 7 nye bryterfelt
- Rud-11 kV anlegget er utvidet med 6 nye bryterfelt
- Heggedal – nytt 132 kV anlegg og en tredje transformator pågår
- Hamang – ny 420/132/50 kV stasjon pågår

Follo

- Enebakk – en tredje 50/22 kV 25 MVA transformator
- Norby – Nytt 50 (132) kV anlegg og en tredje 50/22 kV 25 transformator
- Follo- Dyrløkke 50 kV luftledning er temperaturoppgradert (25 % økt kapasitet)

Oslo

- Lillo- ombygging fra 50 kV til |132 kV pågår. 3x 30 MVA. To gml 10 skrotet, to 20 MVA flyttet til Røa.
- Røa to 20 MVA transformatorer satt inn (fra Lillo)

Romerike

- Årnes og mot Rånåsfoss- 2 km luftledning lagt ned som jordkabel
- Minne – Dal – 66 kV luftledning er temperaturoppgradert (25 % økt kapasitet)
- Kjellerholen – 22 kV anlegget utvidet med 12 nye bryterfelt. Dagens 22 kV apparatsal er utvidet

Østfold

- Kråkerøy og Hvaler – 2 mil lang 50 (132 kV) jordkabel og luftlinje satt i drift des. 2020
- Hasle- Råde- Halmstad – ny 132 kV ledning Hasle- Råde og ny Råde tr.st satt i drift des 2020. Råde-Halmstad med ett trådsett for 132 kV og ett for 50 kV, samt en 200 MVA 132/50 kV transformator satt i drift nov. 2021.
- Spydeberg – ny dobbeltlinje, nytt 50 (132)kV anlegg og nye transformatorer
- Stangeberget- reinvestering av oljekabler i nye kabler - Strupe- Stangeberget satt i drift sommeren 2021-Brød-løs- Stangeberget satt i drift høsten 2022.

2018 -2019

Asker og Bærum

- Rud- to nye 50 kV bryterfelter mot kraftlinjen Hamang - Bærumsverk. (For å fjerne T-avgrening)
- Bjørnegård - skifte av 47 kV effektbrytere for å øke kortslutningsytelsen
- Berger, en ny 50 (132)/22kV 40 MVA enhet. Dagens 20 MVA enhet er flyttet til Nordby i Follo
- Bærumsverk, en ny 50/11 kV 25 MVA enhet er satt inn. Gammel 15 MVA skrotes
- Utvidelse av 11 kV anlegget i Fornebu

Oslo

- Montebello - utvidelse av 11kV anlegget med 8 nye bryterfelter
- Prestegata ny fjerde 132/11 kV 30 MVA enhet. Enheten er betalt av Fortum Oslo Varme
- Ulven to nye 132 kV bryterfelter, ett mot SNs transf. og et reservefelt
- Akersberget - utvidelse av 11kV anlegget
- Lillo-Torshov - ny 1,3 km 132 kV kabel til erstatning for to 50 kV oljetrykkabler. Kabelen blir drevet med 50 kV inntil Lillo er bygget om til 132 kV og er skjøtet mot 50(132) kV kabel Løren-Torshov
- Ulven, Sogn og Smestad bytte effektbrytere for å øke kortslutningsytelsen?
- Korsvoll – Kjelsås - to nye 2,0 km lange 132kV kabelanlegg (driftes med 50 kV). Erstatte to gml. oljekabelanlegg. Kabelsett 1 ferdig i 2017 og kabelsett 2 ferdig i 2018.
- Lilleaker – Jar (Bærum) ett nytt 1.0 km langt 132 kV kabelanlegg (driftes med 50 kV).
- 33 kV anlegg i Sogn. Ulven og Smestad er revet
- Briskeby utvidelse av 132 kV GIS-anlegg med koblings bryter og transf. felt

Romerike

- Hovinmoen, ny 132/22 kV transformatorstasjon. Stasjonen dimensjoneres for 100 MW ytelse og seks 132 kV linje/kabelfelter.
- Gotland, ny 66/22 kV 30 MVA transformator settes inn. Gammel 18 MVA flyttes til Lystad. Utføres i 2018.
- Lystad, 66/22 kV 18 MVA fra Gotland satt inn.
- Gotland, ny 66/22 kV 30 MVA transformator. Gammel 18 MVA flyttet til Lystad.
- Lystad, 66/22 kV 18 MVA fra Gotland satt inn.
- Leirsund skiftet to 66 kV effektbrytere pga kortslutningsytelse
- Røykås-Skjetten to 50 kV kabler forlenget med 0,4 km forbi innendørs skisenter

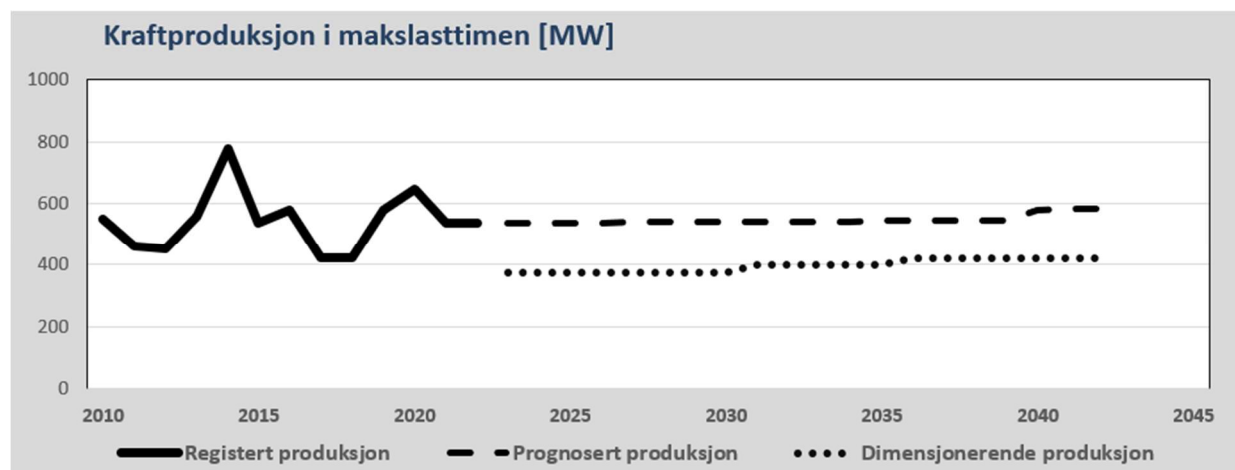
Østfold

- Ørje nytt apparatbygg og nytt 50 kV koblingsanlegg
- Ørje-Marker 5 km 132 kV kabel fra Ørje til Markervindpark
- Gamlebyen - Kråkerøy reinvestering av oljetrykkskabel over Glomma i nye 132 kV PEX-kabler.
- Vammafoss nytt 132 kV ledningsanlegg over Glomma (500 m)
- St.Halvard-KH, 50 kV 1,8 km kraftledningen flyttet og oppgradert med større kapasitet
- Skjøren ombygging av koblingspunkt på 132 kV ledningen Vamma-Raa- Hasle
- Greåker- (Stensløkka) - Grålum ny 0,6 km 132 kV kabel ut fra Greåker lagt i parallell med eksisterende 50 kV kabel (driftes med 50 kV)
- Moss/Neset utvidelse av 11 kV anlegg
- Aasgaard utvidelse av koblingsanlegget med to nye effektbryterfelt for å kunne drifte Aasgaard-Ørje som to linjer
- St.Halvard- Alvim nytt 1.0 km 132 kabelanlegg (driftes med 50 kV). Erstatte to gml. oljetrykkskabelanlegg, Utført i 2018

5 Utvikling av kraftsystemet

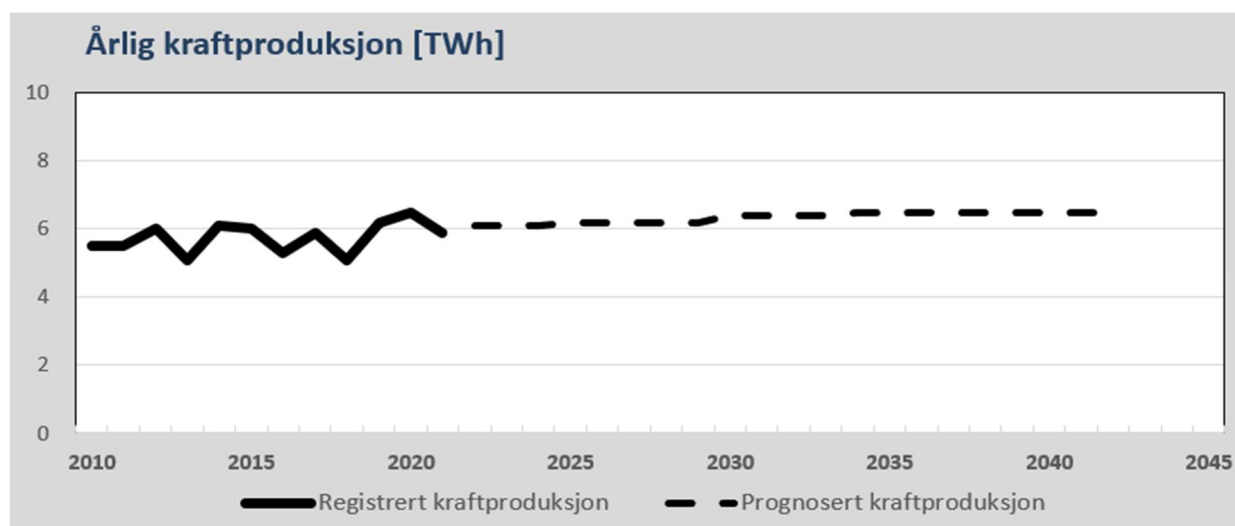
5.1 Ny elektrisk effekt- og energi og fjernvarme

I utredningsområdet blir det på vinteren produsert langt mindre elektrisk energi og effekt enn det som forbrukes. Det er kun de store elvekraftverkene i Glomma på Romerike og i Østfold som gir elektrisk produksjon av noe betydning.



Figuren viser produksjonen av elektrisk energi i makslasttimen i utredningsområdet

Bl.a. pga. boligoppvarming er det høyest strømforbruk på vinteren, dvs. i perioden desember til mars. Da vannføringen i Glomma på vinteren er lav, bidrar produksjonen internt i utredningsområdet kun til 10-15 prosent av effektbehovet i makslasttimen. Overføringsevnen i regionalnettet dimensjoneres ut fra den timen i året hvor det er størst forbruk og laveste forventet produksjonen i en ti årsperiode, dvs. hva som kan forventes som sikker vinterproduksjonen. Det forventes ikke tilgang på mer dimensjonerende produksjon i utredningsperioden.



Figuren viser årlig produksjon av elektrisk energi i utredningsområdet

Det ble i 2020 og 2021 produsert hhv. 6 500 og 5 900 GWh elektrisk energi internt i utredningsområdet, mens forbruket var 21 700 og 23 100 GWh. Produksjonen dekker i et normalår 20-25 prosent av det elektriske energiforbruket. De siste årene har gjennomsnittsproduksjon økt noe bl.a. pga. ny produksjon

fra vindpark i Marker kommune og et nytt aggregat i Vamma i Glomma. Pga. lite vann i 2021 gikk produksjonen ned dette året.

Ny produksjon i form av småkraftverk, vindparker, solparker vil gi noe ny energi gir inn i kraftsystemet. Produksjonen bidrar imidlertid ikke til å bedre effektbalansen fordi denne produksjonen ikke gir sikker vinterproduksjon.

Det meste av potensialet for vannkraftproduksjon, innen utredningsområdet, er allerede utnyttet. Men i større kraftstasjoner i Glomma er det fortsatt mulig å øke slukeevnen. Dvs. at det kan produsere mer energi i flomperioden våren og sommeren. Tiltakene vil ikke bedre effektbalansen, dvs. gi bidrag til effekt i maksimallasttiden.

Det er vanskelig å tenke seg etablering av vesentlig termisk produksjon fra gass, olje eller atomkraft innen utredningsperioden. Den type produksjon vil uansett bli knyttet direkte til en av stasjonene i transmisjonsnett og vil med det ha liten betydning for utvikling av regionalnettet.

I utredningsperioden kan det komme noe produksjon fra uregulerte små-, mini- og mikrokraftverk, dvs. produksjon i størrelsesorden noen få MW og nedover.

Elektrisk produksjon fra søppelforbrennings- og bioanlegg er også sannsynlig. Normalt vil denne type anlegg primært produsere varmt vann for fjernvarmenettet og prosessindustri. Elektrisitetsproduksjonen vil være et biprodukt når behovet for oppvarming er lite.

Det er økende interesse for «små» PV-anlegg (solceller). Det var ved utgangen av 2021 registrert 2150 anlegg tilknyttet Elvias strømmnett. For å inngå i plusskundeordningen, dvs. unntatt nettlei, må innmatet effekt mot nettet være under 0.1 MW. Solkraft har liten eller ingen betydning for dimensjonering av regionalnettet. Dette fordi bidraget fra solen er svært lite i makslasttiden i desember- februar. Samlet installert ytelse primo 2022 fra «Plusskunder» er 40 MWp (peak).

Større produksjonsanlegg, dvs. solparker, forventes tilknyttet nettet i fremtiden. Det er kommet flere henvendelser, men til nå ikke etablert denne type anlegg innen utredningsområdet.

Oslo kommune har som langsiktig mål at det skal installeres 150 MWp (peak) i form av solceller og solfangere innen 2030. Årlig energiproduksjon kan bli opptil 100 GWh. Dette tilsvarende forbruket til 500 eneboliger. Driveren for investeringen er bl.a. direkte støtte fra kommunene. Usikkerheten i prognosene for solcelleproduksjon er store og hvor mange solcelleanlegg som installeres er avhengig av politiske målsetninger, støtteordninger og lønnsomhet.

Utover de påbegynte anleggene ved Ørje, er det heller ikke kommet flere henvendelser om nye vindparker.

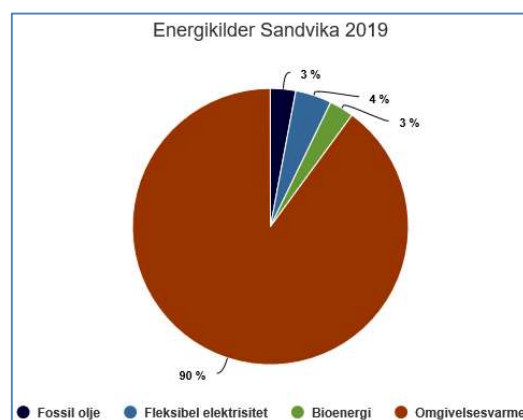
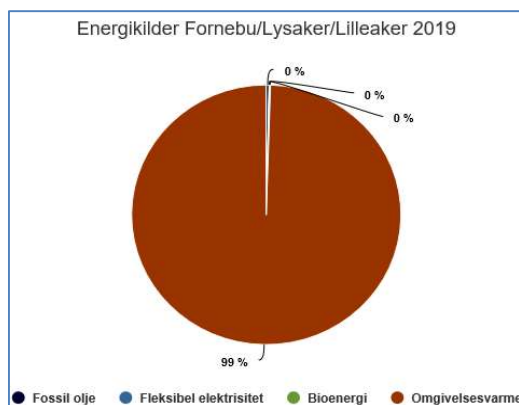
5.2 Konesjonsgitte og nye produksjonsanlegg

Asker og Bærum

Det er ingen kjente planer for nye elektriske produksjonsanlegg i Asker og Bærum i utredningsperioden.

Oslofjord Varme har to konsesjonsområder for fjernvarme i Bærum. Ett område dekker Sandvika med utvidelser mot Solberg og Rud/Hauger. Det andre området dekker Fornebu og Lysaker og området fra Lilleaker ned til Lysaker i Oslo. Det er søkt om utvidelse av anlegget på Fornebu.

Oslofjord Varme forsyner både varme og kjøling i disse områdene. Den termiske energien produseres med varmepumper som benytter kloakk som varmekilde i Sandvika og sjøvann på Lysaker og Fornebu. Reserverlast til anleggene dekkes av uprioritert elektrisk kraft som ikke er dimensjonerende for det elektriske nettet.



Det er de siste årene startet opp to mindre fjernvarmeanlegg i Asker.

Follo

Det er ingen kjente planer for bygging av nye elektriske produksjonsanlegg i Follo i utredningsperioden.

Det er noen mindre fjernvarmeanlegg i tre områder i Vestby kommune, i sentrum av Ski, på Universitetsområdet i Ås kommune, mens det er leveranse av fjernvarme Fortum Oslo Varme og inn i Nordre Follo kommune.

Romerike

Det er to større fjernvarmenett i sentrum av Lørenskog kommune og til sentralsykehuset i Akershus. Det er også mindre fjernvarmenett i Eidsvoll kommune, et i Nannestad sentrum, et i Årnes i Nes kommune, et i Rælingen kommune og ett i Sørumsand kommune.

Det er større fjernvarmenett Lillestrøm, Strømmen og Kjeller i Skedsmo kommune, mens det i Ullensaker kommune er fjernvarmenett i tilknytning til Gardermoen flyplass. Konesjonærer i Jessheim sentrum og Kløfta har frasagt seg sine konsesjoner.

Det er kommet flere henvendelse om tilknytning av Solparker siden forrige utredning. Størrelsen har vært antydnet til å være 10-100 MWp. Det er til nå ikke inngått avtale om tilknytning.

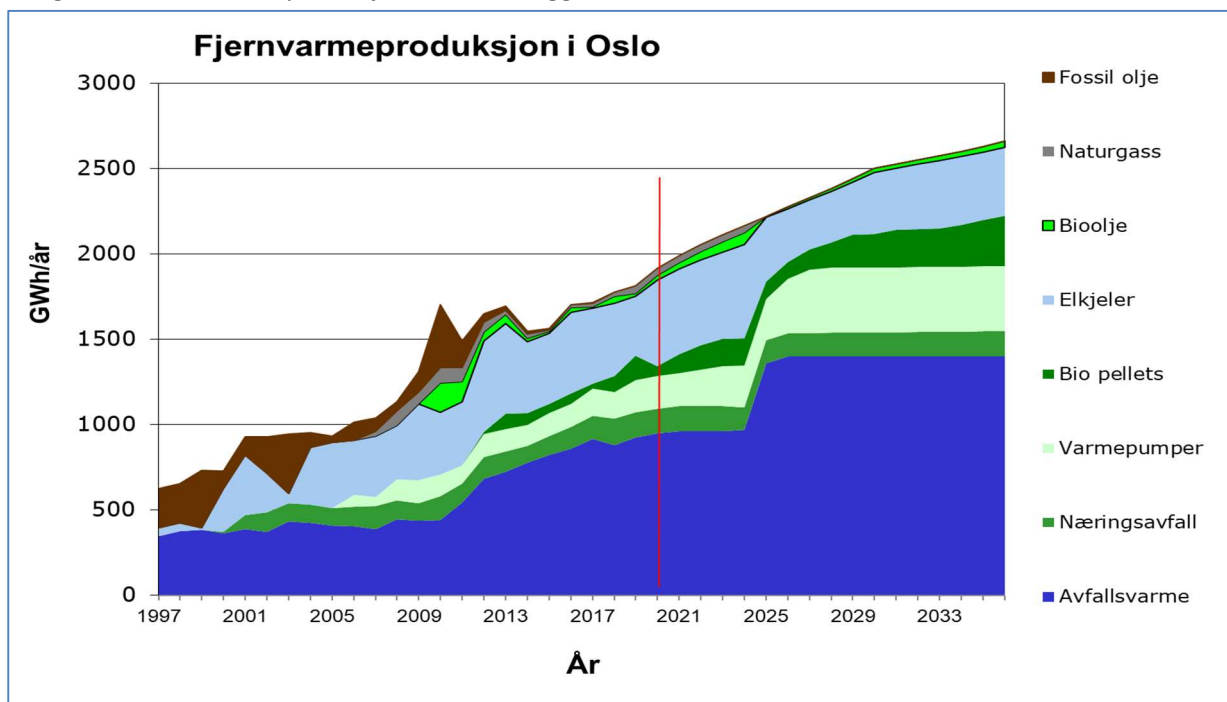
Oslo

Tidligere Hafslund Varme ble i 2017 skilt ut fra Hafslund konsernet og eies i dag av Oslo kommune og Fortum. Selskapet har skiftet navn til Fortum Oslo Varme og er Norges største fjernvarmeleverandør og har konsesjon i Oslo. I tillegg leveres noe fjernvarme fra Oslo og inn i Nordre Follo. Selskapet bruker egenprodusert energi, kjøper energi fra Renovasjons- og gjenvinningsetaten i Oslo kommune og uprioritert elektrisk kraft.

Det ble opprinnelig bygd ut fjernvarmenett i fire områder i Oslo, søndre Nordstrand, sentrum, Skøyen og Grorud. I dag er de fire områdene knyttet sammen til ett forsyningsområde. Det har de siste årene vært stor ekspansjon av fjernvarmenettet i Oslo. Produksjonen i 2000 var 728 GWh, mens maksimal produksjon ble oppnådd i 2019 med 1813 GWh. Til tross for en jevn kundetilvekst de siste årene har likevel ikke produksjonen vokst like mye som forventet. Dette skyldes år med høy gjennomsnittstemperatur på vinteren, samtidig som energieffektivisering i eldre næringsbygg påvirker varmebehovet.

Fortum Oslo Varme har mål om en årsproduksjon på 2500 GWh/år i 2030. Dette vil i stor grad være nye bygg, men det ligger også volumer i eksisterende bygg. Begrunnelsen for å bruke fjernvarme i eksisterende bygg, er behovet for kostbar rehabilitering av gamle fyringsanlegg og/eller behovet for å frigjøre kapasitet på elforsyningen til bygget for elbil-lading. Energien fra fjernvarme kan komme opp mot 20 prosent av den energien som i dag leveres fra det elektriske nettet.

I et normalår har selskapet en målsetning om at varmeproduksjonen skal være tilnærmet fossilfri, og alle oljekjeler med unntak av to mindre beredskapskjeler er nå konvertert til bioolje/biodiesel. Energibærerne som benyttes i fjernvarmeanlegget er:



- Varme fra Oslo Kommunes avfallsforbrenningsanlegg (ved Renovasjon og gjenvinningsetaten)
- Sortert Næringsavfall
- Varmepumper som henter varme fra Oslos kloakk
- Varmepumpe som henter varme fra røykgassrensaneanlegget på Klemetsrud
- Trepellet
- Bioolje/biodiesel
- El-kraft
- Naturgass

En stor del av den økte produksjonen av fjernvarme forventes å bli dekket med økt kapasitet på avfallsforbrenning på Klemetsrudanlegget og flere varmepumpeanlegg. Eventuell naturgass vil i årene fremover først og fremst brukes i spisslastkjeler, ved utfall av andre større kjeler og eventuell utkobling av elektrokjeler.

Fortum Oslo Varme har ambisjoner om å starte utbygging av fjernkjøling i Oslo. I første omgang vil en konsentrere seg om utbygging i sjønære områder som Bjørvika-Filipstad-Skøyen samt utviklingsområder som Hovin-Økern-området. Det vil her legges opp til at kjølemaskinene også kan benyttes som varmepumper og derfor vil en del av produksjonsveksten for varme tas med varmepumper.

I 2019 ble det produsert 1 813 GWh fjernvarme i Oslo, mens det elektriske energiforbruket var på 9 109 GWh. Høyeste effektproduksjon 670 MW ble oppnådd i time 9 15. januar 2016. I samme time var det elektriske effektuttaket fra regionalnettet 2.200 MW.

Østfold

Hafslund Produksjon (i dag Hafslund E-CO) fikk i 2015 konsesjon på å bygge ut kraftverket i Vammafossen med et nytt aggregat, Vamma 12. Aggregatet utnytter flomkraften som kommer i perioden april – juni og gir øket årlige energiproduksjonen. Påregnelig effekt i makslasttiden er ubetydelig. Det nye aggregatet har en installert effekt på 128 MW og øker kraftverkets totale energiproduksjon med 230 GWh. Samlet middelproduksjon i Vammafossen er med dette 1500 GWh. Kraftverket ble satt i drift i 2019. Slukevnen for hele Vamma-anlegget økes fra dagens 900 m³/s til 1200 m³/s.

Det ble i 2019 satt i drift en ny vindpark i Marker kommune i Østfold. På svensk side av grensen skal det stå ferdig en ny vindpark (Hån) som skal settes i drift i slutten av 2022. Hån skal knyttes til Marker vindpark. Totalt vil de to anleggene få en installert effekt på 75 MW og en årsproduksjon på 200 -300 GWh.

I Kykkelsrud ble det medio 2011 satt i drift et nytt kraftverk, FKF 4, med installert effekt på 40 MW. Kraftverket, erstattet gamle Kykkelsrud og gir en merproduksjon på 90-100 GWh i elvefallet. Slukevnen øker fra 840 til 1025

Det utredes for et nytt kraftverk i Kykkelsrud, FKF-5 som vil øke slukevnen til 1500-1600 m³/s. Det nye kraftverket, som vil få en installert effekt på 90-100 MW, er tenkt satt i drift i perioden 2030-2035. Økt energiproduksjon er antatt å gi 150-200 GWh. Påregnelig effekt i makslasttiden er ubetydelig.

For ytterligere å øke energiuttaket i Sarpefossen i Glomma, er det planer om et nytt kraftverk med opptil 90 -100 MW installert effekt ved å øke slukevnen med 450 m³/s. Tiltaket utnytter vannføring i flomperioden og øker energiproduksjon med 150-200 GWh og er tenkt kombinert med økt flomavrenning. Påregnelig effekt i makslasttiden er ubetydelig.

Kvitebjørn Energi overtok i 2018 som eier av selskapet som produserer energi basert på avfall i Fredrikstad. Anlegget er lokalisert nær Frevar på Øra og har en årlig energiproduksjon på 135 GWh med en effekt på 25 MW. Energien blir levert som damp til industrien, som varme til Fredrikstad Fjernvarme og som strøm. Strømproduksjonen er på om lag 22 GWh med effekt på 5,7 MW. Anlegget ble startet i 2008

Det er i dag større fjernvarmenett i Fredrikstad og på Borregaard i Sarpsborg kommune, mens det er mindre anlegg i Rakkestad, Moss, Eidsberg, Halden og Våler kommuner.

Det er kommet flere henvendelse om tilknytning av Solparker siden forrige utredning. Størrelsen har vært antydnet til å være 10-100 MWp. Det er til nå ikke inngått avtale om tilknytning.

5.3 Forutsetninger for utvikling av regionalnettet

Som resultat av en rekke fusjoner er regionalnettet i Oslo, Akershus og Østfold i dag eid av Elvia. Unntatt er noen transformatorer og koblingsanlegg som er eid av industribedrifter og Bane NOR. De ulike delene av nettet har historisk vært bygget med ulike spenningsnivåer og etter ulike tekniske prinsipper. Regionalnettet i utredningsområdet drives i dag med 50, 66 og 132 kV spenningsnivåer. Størst utbredelse har 50 kV nettet, mens det gamle 33 kV nettet i Oslo er bygget om til 132 kV og ble tatt ut av drift sommeren 2017.

Det langsiktige målet til Elvia er å drive hele regionalnettet med 132 kV spenningsnivå. 132 kV kan, ved samme lednings- og kabelverrsnitt, overføre tre ganger mer effekt og energi enn ved 50 kV spenningsnivå. Ved denne strategien vil det være behov for færre nye overføringsanlegg i fremtiden. Dette er økonomisk gunstig og mindre belastende for miljøet.

Ved inngangen til 2022 er 24 av 170 stasjoner drevet med 132 kV som primærspenning. I planperioden er det planlagt at flere 50 kV stasjoner skal bygges om til 132 kV.

For å forberede for et fremtidig 132 kV nett, blir alle nye jordkabelanlegg isolert for 132 kV. Selv om kablene kan bli drevet med 50 kV eller 66 kV spenning i mange år fremover, vil strategien være bedrifts- og samfunnsøkonomisk riktig. Dette skyldes at jordkabler ikke kan oppgraderes til høyere spenning, men i sin helhet må graves opp og legges på nytt ved senere øking av spenningsnivå i nettet. Merkostnadene ved å isolere et kabelanlegg for 132 kV, i stedet for 50 kV, er beregnet til om lag fem prosent av total-kostnadene for et kabelanlegg.

Fordi det normalt er mulig å oppgradere kraftlinjer og bryteranlegg til høyere spenningsnivå senere, vil det i hvert enkelt tilfelle bli vurdert om nye anlegget skal bygges for 132 kV. Vurderingen baseres på sannsynligheten for når anlegget vil bli tatt i bruk på 132 kV og hvilke kostnader som er forbundet med senere å bygge om anlegget. Som eksempel kan nevnes at Dyrløkke- Tegneby og Hvaler- Kråkerøy, som sto ferdig i 2017 og 2020, ble isolert for 132 kV. Begge anleggene vil trolig bli driftet med 50 kV spenningsnivå 15-30 år frem i tid.

Utbygging av regionalnettet vil bli koordinert med utbyggingen av distribusjonsnettet, som i utredningsområdet, drives med 11-22 kV spenningsnivå. Det vurderes i hvert enkelt tilfelle om forsterkning i distribusjonsnettet mellom stasjoner eller økning av transformator kapasiteten er det beste tiltaket for å bedre leveringssikkerheten i et område. Med i vurderingen er at 11-22 kV forbindelser mellom stasjoner gir reserve mellom stasjoner og med det gjør den enkelt stasjonene mindre sårbare ved feil.

Flere tiltaket er enklest å gjennomføre når det er samme eier av regional- og distribusjonsnettet. Der det er ulike eiere, gir NVEs reguleringsmodell små økonomiske insentiver til tiltak. I utredningen er det kartlagt muligheter for forsyning i distribusjonsnettet mellom ulike konsesjonærer.

5.3.1 Område- og anleggskonsesjon

For anlegg i regionalnettet dvs. 50-132 kV kreves det normalt anleggskonsesjon for å bygge å drive anlegg. For overføringsanlegg skal nettselskapet henhold til NVEs retningslinjer normalt søke konsesjon for kraftledninger og ikke jordkabler. NVE kan under konsesjonsbehandlingen pålegg nettselskapet å utrede et jordkabel som alternativ til luftledning. Årsaken til at jordkabler normalt ikke skal søkes som det primære alternativet, er at kostnaden for slike anlegg er 3-7 ganger høyere enn for luftledningsanlegg. I tillegg er det betydelig lengre reparasjonstid ved feil på jordkabelanlegg enn for luftledninger. Retningslinjene er iht. nasjonale strategier for bruk av jordkabler i strømmettet.

I Oslo har Elvia områdekonsesjon for ombygging av eksisterende stasjoner fra 50 kV til 132 kV og til å etablere nye jordkabelanlegg. Det må imidlertid søkes konsesjon dersom eksisterende kraftlinjer skal erstattes av jordkabel og for nye stasjoner.

I desember 2021 innførte NVE en forenklet konsesjonsprosess for tiltak i stasjonsanlegg. Forenklingen gjør det enklere for netteier å øke transformator kapasiteten, endre spenningsnivå og gjøre mindre bygningstekniske utvidelser.

For 11-22 kV-anlegg får nettselskapene normalt områdekonsesjon for et geografisk begrenset område. Iht. områdekonsesjonen kan anleggseier utvikle område med nye nettstasjoner, luftlinjer, jordkabler o.l. uten å måtte søke konsesjon.

5.3.2 Prognoser for utvikling av effektforbruket

Oslo, Akershus og Østfold skiller seg fra mange andre utredningsområder i Norge ved at det er lite industri og at det internt i utredningsområdet kun produseres 10 % av behovet for strøm i høylasttiden

(effekt). Det mest av strømmen hentes derfor fra transmisjonsnettet hvor Statnett står som eier av anleggene. Det som produseres innen utredningsområdet kommer i all hovedsak fra elvekraftverk i Glomma.

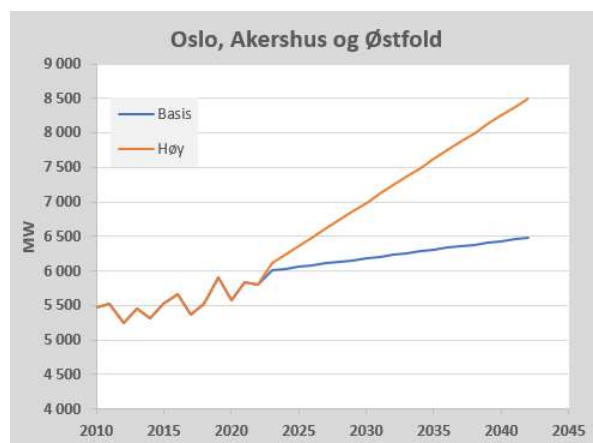
Som omtalt i kapittel 5.1-5.2 er det få planer for ny elektrisk produksjon i utredningsområdet. Det det er planer for er utvidelse av elvekraftverk i Glomma, vindparker og sol som vil produsere mye energi, men som ikke vil bidra nevneverdige til mer effekt på vinteren. Det er vanskelig å se for seg at dette vil endre seg vesentlig i løpet av de neste 20 årene.

De fleste store og små vassdrag i utredningsområdet er i dag bygget ut. Potensialet for mikro- og småkraft er derfor lite. I Glomma er det, som nevnt over, potensiale for utbygging av mer vannkraft i eksisterende elvekraftverk. Dette er utbygging som først og fremst gjøres for å ta vare på vannet i flomperioder, dvs. for å produsere energi.

Scenarier og prognoser

I Elvias prognoser er det lagt inn to scenarier for effektutvikling. Scenario «Basis» er basert på middels vekst og en sannsynlig forbruksøkning. Det legges til grunn historisk effektutvikling og følger hovedalternativet for befolkningsframskrivning fra SSB, samt en moderat forbruksvekst grunnet elektrifisering. Scenario «Høy» er basert på høy vekst, spesielt høy grad av elektrifisering og forbruksvekst. Det legges også til grunn høytalternativet for befolkningsframskrivning fra SSB. Forbruksprognosene er basert på prioritert effekt, referert til Statnetts innføringsstasjoner i høylasttiden.

Elvia har utvikle en egen modell for å lage prognoser for effektforbruk. Denne er i tillegg til NVEs scenarier basert på det Elvia oppfatter som de viktigste driverne for utvikling av effektforbruket. Den viktigste driveren er befolkningsøkningen som iht. SSBs prognoser vil være 20 000- 30 000 tusen nye innbyggere per år frem til 2040, effekten av elektrifisering av transportsektoren, utfasing av oljekjeler og utvikling av nye byggestandarder.



Figuren viser prognosert effektutvikling fram til 2042 for hele utredningsområdet

På grunnlag av dette er det utarbeidet to prognoser for utvikling av effektforbruket frem til 2042, «Basis» og «Høy». Det understrekes at prognoser og scenarier, for effektutviklingen, er mer usikker enn

| Område | 2010-2022 | Prognose 2032 | | Prognose 2042 | |
|----------|---------------|---------------|-------|---------------|-------|
| | Målt Gj.snitt | Basis | Høy | Basis | Høy |
| Oslo | 2171 | 2 337 | 2 677 | 2 348 | 3 029 |
| Akershus | 2131 | 2 496 | 2 828 | 2 690 | 3 354 |
| Østfold | 1251 | 1 401 | 1 738 | 1 447 | 2 120 |
| Samlet | 5554 | 6 234 | 7 243 | 6 485 | 8 503 |

Figuren viser to prognoser for effektutvikling frem til 2042

noen gang tidligere. Fordi Elvia kan realisere de fleste investeringer i løpet av 3-5 år, ved å forsterke eksisterende nett, er det ikke vesentlig for Elvia å ha gode prognoser 20 år frem i tid. Beslutningen om investeringen tas oftest på grunnlag behov for reinvestering, målt effektutvikling og framskrivning av siste års effektutviklingen.

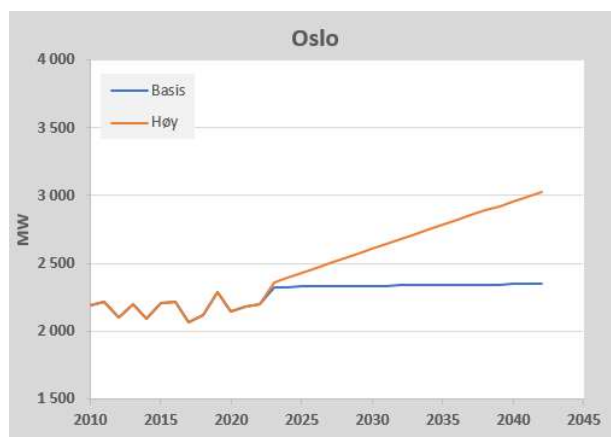
Som vist i tabellen og figuren kan effektforbruk i utredningsområdet øke fra ca. 5 800 MW i 2022 til 8500 MW i 2042 ved «Høy» prognose. Denne markante effektøkningen i 2042 fremstår som veldig høy, og vil sannsynligvis bli dempet av andre virkemidler som reduksjon av effekttoppene ved ny effekttariff

og nye apparater i bygg, økt grad av fleksibilitet og mer sammenlagring av effekt. Ved «Basis» prognose kan forbruket øke til ca. 6 500 MW.

Prognosene for effektforbruket kan variere mye fra område til område. I kommuner uten befolkningsøkning kan effektbehovet avta, mens kommuner med stor befolkningsøkning og mye næringsetablering kan få langt større effektbehov enn i dag.

Trolig er den beste indikatoren på effektutvikling SSBs kommunevis prognose for befolkningsøkning. Som en generell trend er det verdt å merke seg, som vist kapittel 5.3.3, at effektbehovet pr. innbygger er synkende for alle delområder. Dette skyldes trolig synkende oppvarmingsbehov som følge av bedre isolerte boliger.

Til tross for størst forventet befolkningsøkning i Oslo, gir effektprognosen i «Basis» scenario minst prosentvis vekst i dette området. Dette stemmer med utviklingen de siste 20 årene. Ved høy prognose er det lagt til grunn høy grad av elektrifisering og da kan potensielt forbruksveksten bli høy i alle nettområder.



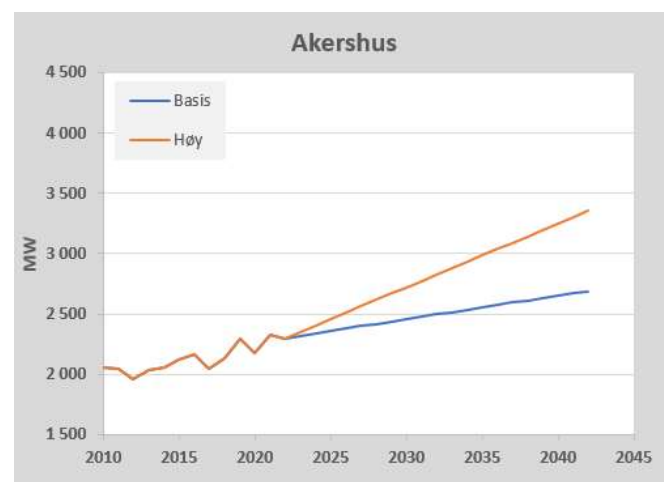
Figuren viser prognosert effektutvikling i Oslo fram til 2040

Den største prognoserte effektveksten i MW kommer i omlandet til Oslo, det vil si det gamle Akershus fylke. I følge «Høy» prognose kan effekten stige med ca. 1 200 MW. Se figur for Akershus

At Østfold får den største prosentvise effektveksten skyldes trolig at elektrifisering er kommet kortest i dette området. Her er også her størst potensialet for landstrøm, ferger, hurtigladning og industri som ønsker overgang til fra andre energiformer til elektrisk forbruk. I «Høy» prognose kan forbruket øke med ca. 850 MW sammenlignet med dagens nivå. Se figur Østfold.

De ulike scenariene fanger opp langsiktige utviklingstrender. Dette har størst betydning for tiltak det kan ta lang tid å realisere. Spesielt gjelder nye kraftlinjer eller nye tr.st. Ved anke til OED kan konsesjonsprosessen, planlegging og gjennomføring ta opptil 10 år.

For de fleste investeringer i regionalnettet har scenariene mindre betydning. Dette skyldes at 80-90 % av investeringer i regionalnettet gjelder reinvestering i kombinasjon med kapasitetsøkning i eksisterende anlegg. Beslutning om denne typen tiltak baseres på anleggenes tilstand i kombinasjon med økning av effektforbruket som fremkommer ved kortsiktige prognoser.

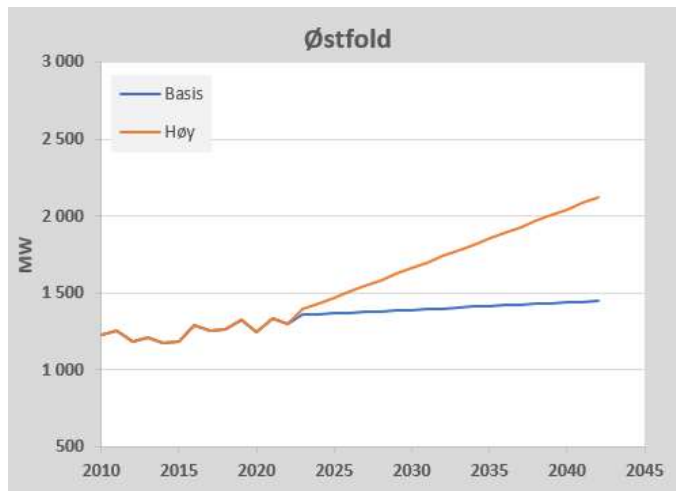


Figuren viser prognosert effektutvikling i Akershus fram til 2040

Kapasiteten på nye anlegget bestemmes oftest ut fra andre forhold enn prognosert effektforbruk. Dette skyldes ønske om bruk av standardkomponenter i regionalnettet og at marginalkostnadene ved å bygge et anlegg med høyere kapasitet er beskjedent. Fordi anlegg i regionalnettet har svært lang levetid og høye investeringskostnader, er det viktig å bygge med en kapasitet som møter overføringsbehovet i mange år frem over. På denne måten sikres at investeringen blir gjort på den teknisk god måte og til optimalt tidspunkt.

Ut over kapasitetsøkning vil tekniske tilstand, dvs. reinvesteringsbehov, ha stor betydning for utvikling av nettet. Som eksempel kan nevnes at om lag 75 prosent av investeringene i det nye 132 kV nettet i Oslo de siste 30 årene skyldes reinvesteringsbehov i 33 og 50 kV nettet. Kun 25 prosent skyldes behovet for økt kapasitet.

Noe som ikke fanges opp av scenarier kan være etablering av datasenter, nye industribedrifter som kan ha meget stort effektbehov, eller industribedrifter som ønsker å gå over til elektrisitet fra andre energiformer. Beslutningen treffes, etter Elvias erfaring, uavhengig av nettkapasiteten i området. Mindre problematisk er det når effektkrevende bedrifter legges ned (kun aktuelt i Østfold). I så fall blir det frigjort effektkapasitet i nettet.



Figur Østfold: viser prognosert effektutvikling i Østfold fram til 2040

Spredningen i prognose er stor, noe som understreker usikkerheten mht. fremtidens maksimaleffekt. De viktigste usikkerhetsfaktorene antas å være befolkningsutvikling, innfasing av nye byggestandarder, installasjon av effektkrevende utstyr i bygg, effektutjevning i bygg, elektrisitetens andel av oppvarming, elektrifisering av transportsektoren (biler, båter, busser osv.), nye store punktforbruk (datahotell, industri osv.), samt utforming av tariff for effektforbruk

Høyest effektforbruk, i løpet av et døgn, er normalt på morgningen og på ettermiddagen. Som beskrevet i kapittel 5.3.5 kan alternativ til utbygging være å redusere effekttoppene ved for eksempel å øke prisen på uttak av strøm på disse tidspunktene. Dette vil bli mulig nå som alle kunder har fått nye strømmålere med timesoppløsning og når effektbaserte tariff innføres.

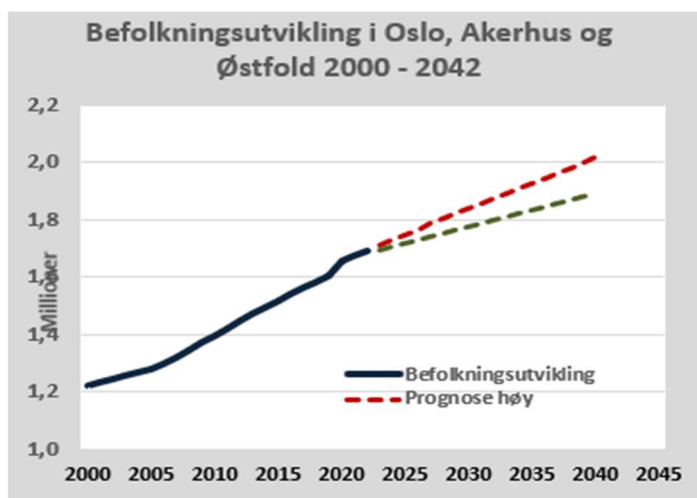
Østfold er det eneste av de tre fylkene med større industribedrifter. Gyproc og Kronos Titan har mål om overgang fra andre energiformer til elektrisitet og vil bidra til økt effektbehov i området rundt Øra sør i Fredrikstad. Norske skog i Halden, som tar ut effekt direkte fra transmisijsnett, har ingen betydning for utvikling av regionalnettet.

5.3.3 Befolkningsutvikling

Utredningsområdet består av de tre «gamle» fylkene Oslo, Akershus og Østfold med en samlet befolkning på 1,7 millioner innbyggere. Antall kommuner ble redusert fra 41 til 32 kommuner 1. januar 2020.

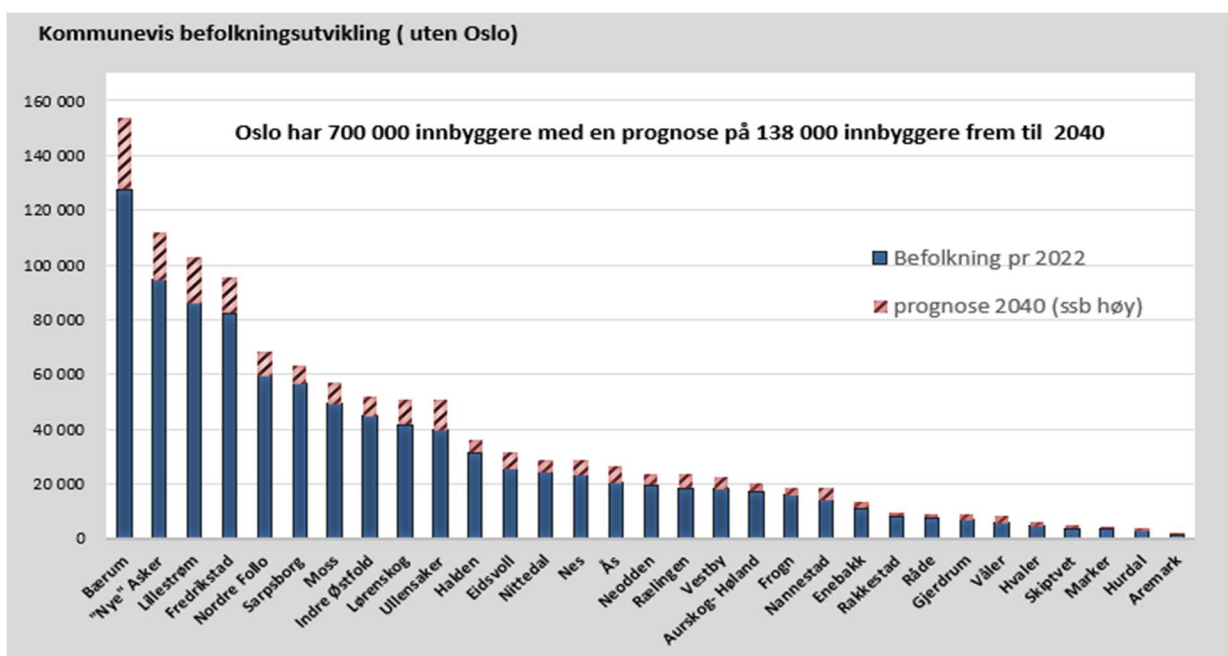
Oslo, som både er eget fylke og kommune, har alene 700 000 innbyggere og er desidert størst med nesten halvparten av innbyggerne i utredningsområdet..

SSB har i prognoser frem til 2040 anslått en befolkningsøkning på opptil 326.000 nye innbyggere innen utredningsområdet, med 138 000 i Oslo, 140 000 i Akershus og 48 0000 i Østfold.



Figuren viser faktisk og prognosert befolkningsutvikling i ht. SSB

Størrelsen på kommunene i Akershus og Østfold variere mye mht. antall innbyggere. Bærum, Asker, Lillestrøm og Fredrikstad med 129 000, 96 000, 89 000 og 84 0000 innbyggere er blant landets størst kommuner. De minste kommunene er Aremark, Hurdal og Marker med 1 350, 2 950 og 3 600 innbyggere. Kun «gamle» Asker (62 000 innbyggere) inngår i utredningen. Asker består etter sammenslåing i 2020 også av de tidligere kommunene Røyken og Hurum. Disse inngår i utredningsområdet Buskerud som utredes av Glitre.

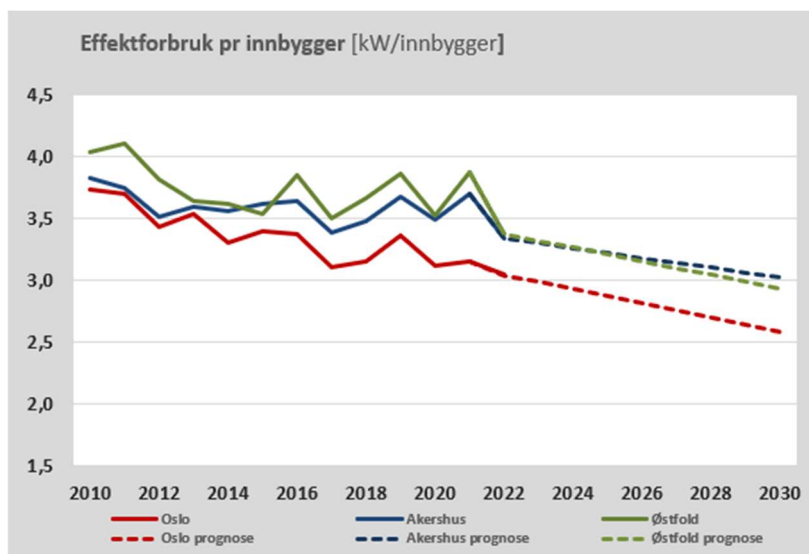


Figuren viser kommunene, eks Oslo, i utredningsområdet sortert etter befolkningsstørrelse 1. jan 2022 (ref. SSB).

Utredningsområdet er den delen av landet hvor befolkningen øker mest. I perioden 1990 til 2022 har befolkningen økt med nesten 600 000 innbyggere. Spesielt de siste 15 årene har befolkningsøkningen vært stor med 20 000 - 30 000 nye innbyggere hvert år. Halvparten av økningen har kommet i Oslo.

Det har er stor forskjell på veksten i innbyggertall i de ulike kommunene. Størst prosentvis vekst har det vært i Ullensaker hvor innbyggertallet er mer enn en doblet i de siste 20 årene. 13 kommuner, inkludert Oslo, har hatt mer enn 50 % økning i befolkningen i samme periode. Minst vekst har det vært i Hurdal, Marker, mens befolkning har gått ned med 11 % i Aremark.

Den høye befolkningsveksten vil i ht. SSB fortsette de neste 20 årene. I ht. prognoser kan befolkningen i utredningsområdet øke til over 2,0 millioner innbyggere i 2040. Største økningen vil komme i de samme kommunene som frem til i dag har hatt størst økning i befolkningen.



Figuren viser effektforbruk fordelt på innbyggere. Virkningen av energieffektivisering og utflytting av industri og næringsvirksomhet synes spesielt godt i Oslo

Sammenhengen mellom befolkningsøkning og øking av det maksimale effektforbruket vil imidlertid være forskjellig fra område til område. I Oslo synes effektforbruket pr. innbygger å synke raskere enn i de andre fylkene. Det skyldes trolig stor utbredelse av fjernvarme, konvertering av industri, næringsområder og eneboligområder til blokkområder. I prosessen saneres «dårlig isolert» bygningsmasse som erstattes med energieffektive bygninger.

Utover befolkningsvekst har etablering av næringsliv stor betydning for effektutviklingen. Spesielt områdene rundt Gardermoen og langs E6 og E18 i Follo har tiltrukket seg mye aktivitet. Dette gjelder i stor grad kommunene Ullensaker, Ås og Vestby. Mye av industri/næringsvirksomheten som tidligere lå i Oslo er reetablert i Akershus

5.3.4 Elektrifisering av transport

NVE har satt sammen to scenarier for effektforbruk som følge av elektrifisering av transport: basis og høy inkludert i forbruksscenarioene fram mot 2042. Tallene er basert på tiltak fra rapporten «Klimakur 2030», som ble utarbeidet for regjeringen. I rapporten har bl.a. Miljødirektoratet, Statens Vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet, NVE og Enova analysert potensialet for å redusere ikke-kvotepliktige utslipp av klimagasser, og tiltak som øker opptaket og reduserer utslipp fra skog og annen arealbruk. Tiltakene kan gi minst 50 % reduksjon i ikke-kvotepliktig utslipp i 2030 sammenlignet med 2005.

Elbiler og varebiler

Ved elektrifisering av transport er overgang til elbiler noe av det som kan ha stor virkning på effektuttaket innen Oslo, Akershus og Østfold, spesielt i bynære strøk. NVEs «elektrifiseringsprognose» med utgangspunkt i Klimakur 2030 gir effektøkning på nesten 300 MW i 2032 i «høy-scenario». Dette inkluderer hjemme- og jobbladning, personbiler og varebiler. I regionalnett vil dette gi en relativt liten økning. Det må forventes en større økning i bynære strøk, og siden de bynære stasjonene har mer installert ytelse enn grigrendte stasjoner er de bedre rustet til å ta imot økt effektforbruk.

Hvilken effekt elbiler har på effektuttaket er avhengig av når på døgnet elbilene lades. Maksimallasten i nettet oppstår normalt mellom 7 og 9 på morgen og mellom 16 og 18 på ettermiddagen. Nye strømmålere gir mulighet for å utarbeide tariffer som differensierer prisen på strøm time for time på døgnet.

Dette gir mulighet for å gi tariffinsentiver til å lade bilene utenom tidspunktene for makslast. Ved slike insentiver vil eventuelle investeringer i både regionalnett og distribusjonsnett kunne reduseres.

Hurtigladere for elbil og varebil

For hurtiglading har NVE anslått en nasjonal effektøkning på 147 MW i 2032 i «høy-scenario». basert på gjennomsnittlig ladeeffekt på 100 kW og 20 % sammenlagring. Fordelt per fylke og stasjon blir dette en liten effektøkning. I regionalnettet vil økningen være uproblematisk. I de mer kundenære nettene vil hurtigladeinstallasjoner gi behov for mer kapasitet og nettutbygging.

Lastebiler

Økning av effekt i for lastebiler vil være ubetydelig i de fleste kommuner. Det er verdt å nevne en estimert økning på opptil 25 MW for Oslo, Akershus og Østfold i 2032 i «høy-scenario». Det vil i liten grad påvirke regionalnettet. Det er imidlertid usikkert hvilken teknologi som vil bli dominerende på lastebiler i framtiden, hydrogen eller annet drivstoff kan bli mer brukt enn elektrisk energi. Anslagene for effektbehov må derfor kan sies å være grove estimater.

Elbusser

Innen utredningsområde er det store ambisjoner om overgang til utslippsfri transport, spesielt gjelder dette innenfor Oslo kommune. Rapporten Klimakur 2030 antar at nær 100 % av busser i bynære strøk er elektrifisert og at en del av disse lades både på dagen og på nattdepot. Verdt å nevne er en prognose på 84 MW i Oslo og 11 MW i Fredrikstad, basert på et effektbehov på 300 kW per bussrute. Fordelt jevnt per stasjon vil dette være ubetydelig. Framtidig lademetode og lokasjon vil avhenge av hvert enkelt busselskaps valg og strategi. Dersom det i stor grad legges opp til depotlading for et stort antall busser, vil dette sannsynligvis kreve tiltak både regionalnett og distribusjonsnett. Nettinvesteringer kan også bli nødvendig med hurtiglading på enkelte lokasjoner.

Ferger og landstrøm

Effektbehov til Fergeforbindelsen Moss – Horten på 6 MW og landstrøm til Moss havn på 50 MW betyr en potensiell effektøkning på 56 MW i nettområdet rundt Moss. Eksisterende regionalnett vil ikke ha kapasitet til å håndtere en slik økning, og vil medføre nettinvesteringer dersom det skal realiseres. I tillegg er det estimert et behov på 8 MW til landstrøm i Øra industripark i Fredrikstad.

I Oslo er det i dag lagt til rette for landstrøm for skip bl.a. på Filipstad, Akershuskaaien og ved Revierhavnen. Pga. tekniske utfordringer internt i skipene, er det foreløpige kun fergene til Color Line, ved Filipstad, som har tatt systemet i bruk. Hurtigbåter som går ut til øyene, til Nesodden og mot Asker og Bærum kommuner skal også elektrifiseres. NVEs prognose for effekt oppgir 24 MW på Filipstad, 6 MW på Rådhus brygge og 38 MW på Sjursøya Syd containerterminal. Dersom disse økningen i effekt er sammenfallende med høylaststimen i regionalnettet, vil det kreves store nettinvesteringer. Skipsanløp til Cruiseskip er ikke antatt å sammenfalle med de kaldeste dagene på vinteren, og dette betyr at effektforbruk på Oslo havn vil være større på andre tidspunkt i året. Det vil kreve store investeringer i nettinstallasjoner på Oslo havn. Elvia opplever prognosene på landstrøm som så usikre at de ikke kan brukes som underlag til tiltak i regionalnettet.

Annen elektrifisering inne transportsektoren

Avinor og partnere i luftfartsbransjen jobber for at Norge skal ta en ledende rolle i elektrifisering av luftflåten. Målet er at Norge skal bli det første markedet der elektriske fly tar en betydelig markedsandel, og at den norske innenriksluftfarten skal være elektrifisert innen 2050.

Når teknologien er moden, flyplassene og nødvendig infrastruktur er lagt til rette for elektriske fly, vil det påvirke effektbehovet på Gardermoen i Ullensaker kommune.

Det er også rimelig å anta flere funksjoner vil bli «elektrisk». De første elektriske anleggsmaskinene er produsert, testet og tatt i bruk de siste årene. På lengre sikt kan dette føre til en større elektrifisering av anleggsplasser, som vil kreve kortvarig større effektuttak under byggeprosessen.

5.3.5 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 energibærere 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 kostnads-effektiv; 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 lavspenningsnettet og vil forsterkes med mer hjemmelading av elbiler. Dersom forbrukeren tilpasser sitt forbruk til tiden på døgnet det er mest effektivt tilgjengelig, vil dette kunne bidra til å jevne ut effekttoppene i forbruket. Forsterkning av strømmettet 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 strømbrydd.

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 incentiver 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 incentiver 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 incentiver 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 aggregatrollen, 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 aggregatørrollen 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 allokerer 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 driftssentralen. Utkobling, med påfølgende avbrudd i strømleveranse hos kunden, kan skje som følge av et hvert tenkelig behov fra nettselskapets side¹.

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 varmepumper hvor forbrukeren har alternative energikilder. Det finnes flere store kunder på denne type tariff i regionalnettet. I utredningsområdet er det i dag installert 700 MW på denne ordningen. Den største brukeren er Fortum Oslo Varme som er fjernvarmeleverandør i Oslo.

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 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 strømleveranse, 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 nettforkjening 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.

¹ 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 gir til kunder som inngår avtale med momentan utkobling.

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. Når det gjelder 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 forsyningssikkerhet der fleksibilitet kan tenkes å redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer. I disse tilfellene gis i kapittel **Feil! Fant ikke referanseilden.** 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 forsyningssikkerhetsbehovet på steder i nettet der det allerede i dag er vanskelig å opprettholde N-1 forsyningssikkerhet. 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 energi-produksjon 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

6.1 Tiltak i Asker og Bærum

| |
|--|
| 6.1.1 Innledning |
| ▷ 6.1.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet |
| 6.1.3 Mindre tiltak i Asker og Bærum |
| ▷ 6.1.4 Heggedal nytt 132 kV koblingsanlegg og en tredje transformator |
| ▷ 6.1.5 Hamang ny 420/132 og 50 kV stasjon |
| ▷ 6.1.6 Berger - reinvestering og ombygging fra 50 til 132 kV |
| ▷ 6.1.7 Fornebu/Lysaker-området - økt kapasitet |
| ▷ 6.1.8 Omlegging av 50 kV kabler ved Fornebu |
| ▷ 6.1.9 Rud – en tredje transformator og utvidelse av 11 kV-anlegg |
| ▷ 6.1.10 Hamang - Sandvika kabling av 50 kV ledningsanlegg |
| ▷ 6.1.11 Jar – reinvestering og utvidelse av 50 kV og 11 kV anlegg |
| ▷ 6.1.12 Eiksmarka - Jar reinvestering av oljekabler |
| ▷ 6.1.13 Kabelforsterkninger ut fra Bærum transformatorstasjon |
| ▷ 6.1.14 Hamang – Berger ny 132 kV kabel |

6.1.1 Innledning

Det bor 224.200 mennesker i de to kommunene Asker og Bærum. Befolkningen vil i ht. SSBs prognoser kunne øke med opptil 26.000 innbyggere frem til 2040. I tillegg til Fornebu-/ Lysaker-området, synes veksten å bli spesielt stor rundt sentrumsområdene Sandvika, Heggedal, Asker, Slemmestad og Bekkestua. I Asker kommune er det kun «gamle» Asker kommune som forsynes fra Elvias regionalnett. Tidligere Røyken og Hurum kommuner med totalt 30.000 mennesker er knyttet til Glitre Energi Netts regionalnett.

Nettet i Bærum kommune drives med 50 kV spenning og er knyttet til transmisjonsnettet i Statnetts anlegg Hamang, Bærum og Smestad. Det meste av regionalnettet i «gamle» Asker kommune drives med 132 kV spenning og er knyttet til Statnetts anlegg Hamang og Sylling via Glitres Nett (Buskerud). 50 kV og 132 kV nettene er i koblet sammen i Berger i Asker vha. en 132/50 kV mellomtransformator.

I 2009 gjennomførte Glitre Energi Nett (Buskerud) forsterkninger på 132 kV forbindelsen mellom Sylling og Kjenner. På samme tid økte Statnett transformatorkapasiteten i Flesaker ved Hokksund. Begge tiltakene har økt leveringssikkerheten i Asker.

6.1.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet

Transmisjonsnettet 300 kV og 420 kV

I 2017 overtok Elvia 132 og 50 kV anleggene i Statnetts stasjoner Bærum og Smestad. Når «nye Hamang», som er under bygging er ferdig, vil Elvia bli eier av 132/50 kV delen av anlegget.

Statnett fikk i 2012 konsesjon på «nye» Hamang stasjon. Etter anke fra Bærum kommune ga OED endelig konsesjon på tiltaket i 2014. Ny tunell for E16 gjorde at arbeidet måtte utsettes frem til 2020. Ny og endret konsesjon, med både Elvia og Statnett som eiere av anlegget, ble gitt av NVE april 2021. Den

nye stasjonen bygges som en 420/132-50 kV stasjon. Etter nåværende planer, vil «nye» Hamang settes i drift i 2024.

Statnett har søkt konsesjon på reinvestering av dagens 300 kV luftlinje mellom Hamang i Bærum og Smestad i Oslo. Den nye forbindelsen bygges for 420 kV spenningsnivå. Det er ikke avgjort om forbindelsen blir utført som luftlinje eller som jordkabel. Tiltaket berører ikke Elvias anlegg direkte, men vil bidra til økt kapasiteten mot Elvias forsyningsområder i Asker, Bærum og Oslo.

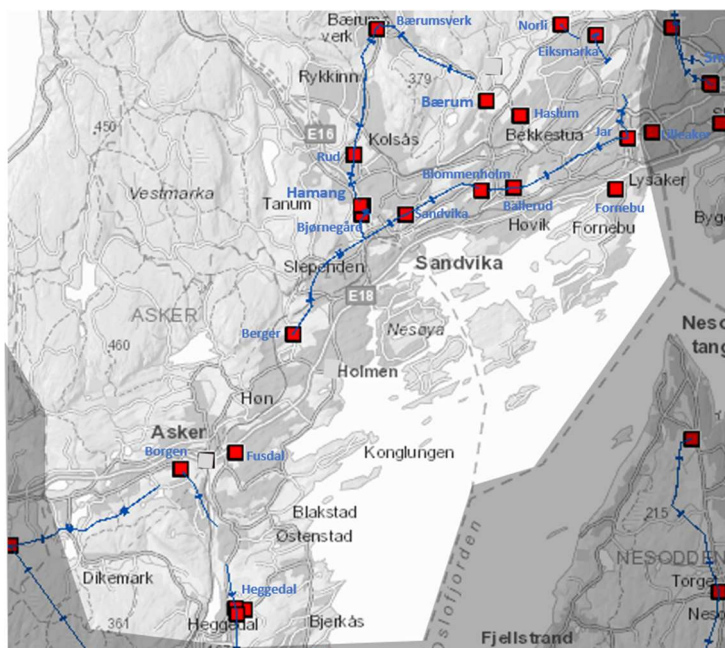
I stasjonen Bærum er det i dag kun en transformator mot regionalnettet. Av hensyn til redundans (N-1), må det da være full reserve i regionalnettet fra Hamang og Smestad. Dersom Statnett bygger jordkabel på forbindelsen mellom Hamang og Smestad, kan det settes inn en transformator nr. to i Bærum stasjon rundt 2030. Dette fordi koblingsanlegget (300 kV) i Bærum stasjon i så fall må bygges om for tilpasning til en kabelløsning. Blir det bygget luftlinje kan koblingsanlegget beholdes i ytterligere 10 år og en transformator nr. to utsettes like lenge.

Når det er to transformatorer fra transmisjonsnettet i Bærum, vil Elvia kunne ta ut mer effekt fra stasjonen og med det redusere behovet for andre investeringer i regionalnettet i Bærum kommune. Dagens uttaket mot 50 kV nettet fra Smestad og Hamang kan reduseres. Spesielt viktig er det for Smestad som om 10-20 år blir en «ren 132 kV-stasjon». Smestad i Oslo forsyner i dag de østlige delen av Bærum vha. tre 50 kV jordkabler. To av kablene er i ferd med å gå ut på levetid. Kapasiteten er tenkt erstattet ved nye 132 kV kabler ut Smestad og nye 50 kV kabler ut fra Bærum stasjon.

Utvikling av regionalnettet i Asker

Det forventes betydelig økning i forbruket i hele Asker. Størst økning forventes på grensen mot Bærum og i området rundt Asker sentrum. Dette skyldes en kombinasjon av befolkningsøkning, næringsetablering og elektrifisering.

Frem til 2000 ble det meste av nettet i Asker bygd om fra 50 til 132 kV. En jordkabel isolert for 132 kV ble lagt mellom Fusdal og Berger og fra Berger til Hamang til Bærum. Samtidig ble en transformator mellom 132 og 50 kV nettene flyttet fra Fusdal til Berger. De to jordkablene ble delvis finansiert av Asker og Bærum kommuner som et miljøtiltak for at de gamle 50 kV kraftledningene skulle kunne rives. Mellom Berger og Hamang er dette først mulig når det nye anlegget i Hamang er ferdig og Berger er bygget om fra 50 kV til 132 kV, dvs. etter 2024.



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet i Asker og Bærum
Kilde NVE-atlas

For å møte behovet for mer strøm, må kapasiteten mot distribusjonsnettet økes i flere av de fire stasjonene. Borgen, vest for Asker sentrum, ble bygget om med nytt 22 kV koblingsanlegg og en ny tredje transformator i 2014, mens det ble satt inn en større transformator i Berger i 2018. Det er innvilget konsesjon og begynt bygging av nytt 132 kV anlegg, en ny tredje transformator og utvidelse av 22 kV anlegget i Heggedal sør i Asker. Det er videre innvilget konsesjon for ombygging av Berger til 132 kV, som tidsmessig koordineres med fremdriften i Hamang.

Det kan på sikt bli behov for en 132 kV jordkabel nummer to mellom Berger og Hamang. Behovet for kabelen utløses når forbruket i Berger og Fusdal overskrider kapasiteten på dagen jordkabel. Etter nåværende prognoser skjer dette trolig etter denne utredningsperioden, dvs. etter 2040.

Etter at tiltakene beskrevet over er gjennomført blir forsyningssituasjonen tilfredsstillende i Asker resten av utredningsperioden. Spesielt robust er forsyningen i Asker pga. korte avstander mellom stasjonene og fordi distribusjonsnettet i Asker blir drevet med 22 kV spenning som har stor kapasitet. Dette gjør at mye effekt kan flyttes i distribusjonsnettet mellom de fire stasjonene ved feil.

Utvikling av regionalnettet i Bærum

Det ventes økning i forbruket i det meste av Bærum kommune. Størst økning forventes på Fornebu med 11 000 nye boliger, næringsbygg og ny T-bane.

For å kunne forsyne den nye «byen» Fornebu, har Elvia fått konsesjon for å bygge et nytt 132 kV jordkabelanlegg fra Smestad til Fornebu. I Fornebu stasjon settes det inn en 132/ 50 kV transformator for utveksling mot 50 kV nettet i resten av Bærum. Jordkabelen er planlagt satt i drift i 2023. For å sikre forsyningen internt på Fornebu ble det høsten 2021 søkt konsesjon for en ny transformatorstasjon (Koksa) sør på Fornebu. Den nye 132/11 kV stasjonen vil bli koblet til det nye jordkabelanlegget mellom Smestad og Fornebu.

Forsyningen mot Bærum planlegges i løpet av 10-15 år å bli styrket ved innmating i Jar. Dette forutsetter at Lilleaker i Oslo bygges om fra 50 til 132 kV. Kabelen mellom Lilleaker og Jar som ble satt i drift 2019, er isolert for 132 kV, mens dagens 50 kV kabelen mellom Smestad og Lilleaker vil være reinvestert til en ny 132 kV kablene innen 2023. Ved at det settes inn en 132/ 50 kV transformator i Jar kan hele forbindelsen driftes med 132 kV spenningsnivå.

Innmating i Jar og Fornebu og nye 50 kV kabler ut fra Bærum stasjon vil, i tillegg til å dekke opp fremtidig lastøkning i kommunen, erstatte kapasiteten til de to gamle 50 kV PEX-kabler, mellom Smestad og Bærum, hvor levetiden er i ferd med å gå ut.

Det er et langsiktig mål, for regionalnettet i Bærum kommune, å gå over fra 50 kV til 132 kV-spenningsnivå. Men fordi de ti stasjonene i Bærum kommune ligger i boligområder, hvor det er vanskelig å plassere 132/50 kV mellomtransformatorer, er det vanskelig å tenke seg en stegvis overgang. Trolig må alle jordkabler, linjer, koblingsanlegg og transformatorer forberedes for 132 kV over en lang periode. Deretter vil hele nettet kunne «vippes» over til 132 kV spenningsnivå. Dette er en prosess som er ansett å ta 30-50 år.

Ved 11 kV spenning i distribusjonsnettet i Bærum, er det ikke samme overføringskapasitet mellom stasjonene som det er i Asker. Men fordi det også i Bærum er korte avstander kan likevel mye effekt overføres i distribusjonsnettet ved feil. Dette gjør at forsyningssituasjonen er tilfredsstillende.

Pga. mangel på bryterfelt mot distribusjonsnettet vurderes reinvestering / utvidelse av flere 11 kV koblingsanlegg. Det blir gjennomført utredninger for å avklare om eksisterende anleggene kan utvides, må skiftes ut i sin helhet eller om det kan foretas omlegginger i distribusjonsnettet. Dette er basert på tilstand plassforhold og muligheter for omkoblinger i distribusjonsnettet.

6.1.3 Mindre tiltak i Asker og Bærum

Mindre tiltak kan være å sette inn større eller flere transformatorer, strømbegrensende komponenter, P-spoler, kondensatorbatterier, overspenningsavledere mm. Tilsvarende gjelder reinvestering av relevern, kontollanlegg og batterianlegg. Denne typen tiltak blir vurdert fortløpende, men blir ikke tatt med

i investeringsoversikten i denne utredningen. Dette fordi det er en begrenset kostnad og fordi tiltakene kan realiseres i løpet av kort tid

De første årene kan det være aktuelt å sette inn større transformatorer i Haslum og Rud. I Berger, Heggedal og Fornebu blir kapasiteten øket i fbm. pågående prosjekter. Å kjøpe inn og sette i drift nye transformatorer tar normalt kort tid, dvs. tar 2-4 år.

6.1.4 Heggedal nytt 132 kV koblingsanlegg og en tredje transformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Asker

Reinvestering og utvidelse av 132 kV koblingsanlegget, ny tredje 132/22 kV transformator og utvidelse av 22 kV anlegget. I tillegg skiftes to 300 meter lange 132 kV jordkabler for å øke kapasiteten inn mot stasjonen. Det bygges nytt bygg for det nye 132 kV koblingsanlegget og for en ny transformatorcelle.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Investeringen er initiert av økning i forbruket og mangel på 22 kV bryterfelter, bl.a. behov for opptil 10-15 MW ved utvidelse av kloakkrenseanlegget VEAS. Ombygging av 132 kV anlegget er nødvendig for å sette inn den tredje transformatoren og for å bedre forsyningsikkerheten.

Fase Utvikling /under bygging

Vedtatt i Elvias styre januar 2017. Konesjon ble mottatt februar 2021. Anleggsarbeidet startet opp høsten 2021

Mulig idriftsettelse

2023

Alternativ

Fremgår av konsesjonssøknaden.

Investeringskostnader

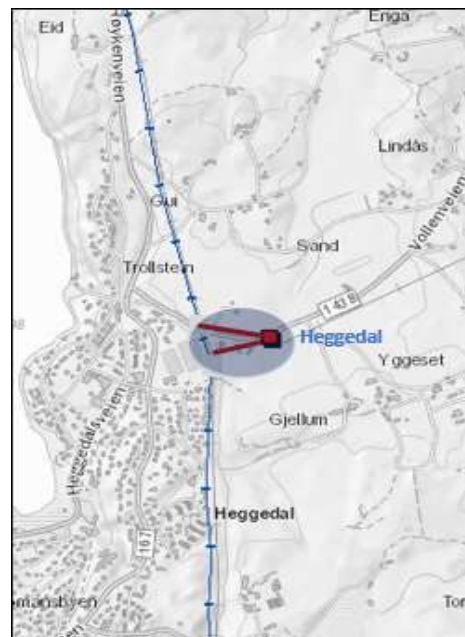
Beregnet til 110 mill.kr.

Konsekvenser ved forsinkelser

Svekket leveringssikkerhet og uten utvidelse av 22 kV anlegget blir det vanskelig å knytte til nye kunder og.

Kommentar:

Stasjonen blir Elvias første «digitale» stasjon og første stasjon hvor det velges en alternativ miljøvennlig gass i koblingsanlegget (alternativ til SF₆). For å redusere karbonavtrykket skal det brukes lavkarbonbetong i det nye bygget og det skal brukes utslippsfrie løsninger på byggeplassen.



Figuren viser Heggedal tr.st med tilknytning til eksisterende kraftledninger

6.1.5 Hamang ny 420/132 og 50 kV stasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum

Hamang transformatorstasjon er et fellesprosjekt mellom Statnett og Elvia.

Elvias del av tiltaket består av en andel av bygningsmassen og tomt, to nye 132/50 kV transformator, et nytt 132-50 kV koblingsanlegg med 12 bryterfelter, samt omlegging av 132/50 kV jordkabler og luftlinjer ut fra stasjonen.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

For å møte veksten i forbruket og for å opprettholde forsyningssikkerhet for kundene i Asker og Bærum, er Elvia avhengig av å kunne hente ut mer strøm fra sentralnettet. For å muliggjøre dette må Statnett utvide kapasiteten. Fra Statnetts side er prosjektet også en viktig del av «Stor-Oslo programmet» med oppgradering til 420 kV. Anlegget har lenge hatt ett reinvesteringsbehov.

Ulike tiltak har vært vurdert over lengre tid og Statnett fikk i 2014 konsesjon på bygging av «nye» Hamang innføringsstasjon med et gassisolert 420 kV anlegg (GIS) for å minimere plassbehovet. Siden 2014 har Statnett jobbet med en endelig løsning, hvor Elvia har vært involvert i løsningsvalgene. Løsningen vil, sett fra Elvias side, sikre tilstrekkelig kapasitet på riktig spenningsnivå samt redusere risiko for avbrudd og andre hendelser.

Løsningen bidrar til at Elvias kraftledning mellom Hamang innføringsstasjon og Berger transformatorstasjon kan rives iht. avtale, fra 1999, med Asker og Bærum kommuner.

Fase Utvikling /under bygging

Statnett mottok anleggskonsesjon i 2014. Endret konsesjon, hvor Elvia er eier av 132 og 50 kV delen av anlegget og som også omfatter omlegging av Elvias kabel-/ledningsanleggene, ble mottatt april 2021.

Mulig idriftsettelse

2024

Alternativ

Fremgår av konsesjonssøknaden

Investeringskostnader

Elvias andel av tiltaket er beregnet til 250 mill.kr. Samfunnsøkonomisk kostnader fremgår av konsesjonssøknaden utarbeidet av Statnett.

Konsekvenser ved forsinkelser

Fremgår av konsesjonssøknaden (Statnett).



Figuren viser plassering av Hamang transformatorstasjon

6.1.6 Berger - reinvestering og ombygging fra 50 til 132 kV

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Asker

Ombygging av stasjonen fra 50 kV til 132 kV. Nytt 132 kV anlegg, nytt 22 kV anlegg og en ny 132/22 kV transformator. To eksisterende transformatorer kobles om fra 50 kV til 132 kV

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Berger er en av fire tr.st. i «gamle» Asker kommune. Stasjonen, som er bygget i 1965, ligger øst i kommunen og forsyner strøm til over 15 000 mennesker. Berger drives i dag med 50 kV spenning, mens Heggedal, Borgen og Fusdal drives med 132 kV spenning. Berger forsyner strøm til den delen av Asker som har størst økning i forbruket. På Billingstad, under en km fra Berger, pågår det bygging av 1600 nye boliger og det er bygget og pågår planlegging for mange næringsbygg i samme området.

I 2018 ble «nye» Hamang (420/132-50 kV), som blir eid av Statnett og Elvia, godkjent av Elvias styret. Stasjonen, som er planlagt satt i drift våren 2024 bygges for å bl.a. å kunne levere 132 kV mot Berger. Dvs. at ombygging av Berger fra 50 kV til 132 kV må koordineres med fremdriften av «nye» Hamang. Etter at tiltaket er gjennomført, vil Berger bli forsynt fra Hamang på en 132 kV jordkabel. Kabelen ble lagt i 2000 og er delvis finansiert av Asker og Bærum kommuner for å kunne rive dagens tre 50 kV kraftlinjer mellom Berger og Hamang.

Ved tiltaket, kan Elvia overholde forpliktelse mot kommunene om fjerning av 50 kV trippelkurs kraftledning. Stasjonen får økt kapasitet for videre vekst i denne delen av Asker.

For å kunne tilknytte flere 22 kV jordkabler, dvs. å tilfredsstille lovpålagt tilknytningsplikt, må 22 kV anlegget reinvesteres med flere bryterfelter enn i dag.

Fase Utvikling /Investeringsbesluttet
Godkjent i Elvias styre høsten 2019. Konsesjon innvilget av NVE desember 2020. Planlegging pågår.

Alternativ

Beskrevet i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2024

Investeringskostnader

Beregnet til 103 mill.kr

Konsekvenser av forsinkelser

Anlegget må settes i drift «samtidig» med at «nye» Hamang settes i drift. Ved forsinkelser må det iverksette provisoriske tiltak i Hamang og Berger for fortsatt kunne drifte stasjonen med 50 kV. Uten nytt 22 kV anlegg blir det vanskelig å knytte til nye kunder.



Figuren viser Berger tr.st og kraftlinjen som fjernes

6.1.7 Fornebu/Lysaker-området - økt kapasitet

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum / Oslo

Fase 1:

Ett 9 km langt jordkabelanlegg fra Smestad til Fornebu og en 132/50 kV transformator i Fornebu.

Fase 2:

En ny 132/11 kV transformatorstasjon «Koksa» som knyttes til jordkabelen mellom Smestad og Fornebu. Det settes inn to 132/11 kV transformator og det bygges 30 stk. 11 kV bryterfelt.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Strømforsyningen til Fornebu må styrkes fordi maksimalt forbruk kan øke med opptil 70 % de neste 20 årene.

Bærum kommune vedtok i 2019 ny reguleringsplan for Fornebu som øker antall boliger fra 6 300 til 11 000. I tillegg til nye boliger skal det bygges næringsbygg, skoler, barnehager og det skal etableres likeretterstasjoner og sentralverksted for Forneubanen. Ny anvendelse av strøm, dvs. lademuligheter for elbiler, landstrøm, elektriske busser ol. vil medvirke til ytterligere økt forbruk. Pr. d.d. er det bygget en rekke næringsbygg og i underkant av 3 000 boliger på det gamle flyplassområdet.

Det er i dag ikke redundant forsyning (regionalnettet) til Fornebuområdet og i løpet av få år er det heller ikke redundans i transformertorkapasiteten mot distribusjonsnett. I tillegg mangler det bryterfelt i Fornebu tr.st for å knytte til nye 11 kV jordkabler.

Det planlegges i første omgang å løse situasjonen ved å bygge et nytt 132 kV kabelanlegg fra Statnetts anlegg på Smestad til Fornebu tr.st og sette inn en 132/50 kV mellomtransformator i Fornebu.

I fase 2 bygges det en ny transformatorstasjon ved «Koksa» sør på Fornebu.

Fase Utvikling / under bygging / konsesjonssøkt

Fase 1 - kabelanlegg og 132/50 kV transformatorene under bygging.

Tiltaket ble vedtatt i Elvias styret desember 2019. Konsesjonssøknad ble mottatt våren 2021.

Fase 2 - Koksa transformatorstasjon:

Konsesjonssøknad ble sent NVE september 2021, tilleggsutredninger pågår

Alternativ

Det er vurdert følgende alternativer

Avlaste Fornebu i distribusjonsnettet:

Før Bærum kommunes nye reguleringsplanen ble vedtatt var Elvias plan å avlaste Fornebu fra transformatorstasjonene Jar og Ballerud. Det er ikke lenger teknisk eller økonomisk mulig med det nye prognosert strømbehovet.

Mulig idriftsettelse

Fase 1: 2023

Fase 2: 2025

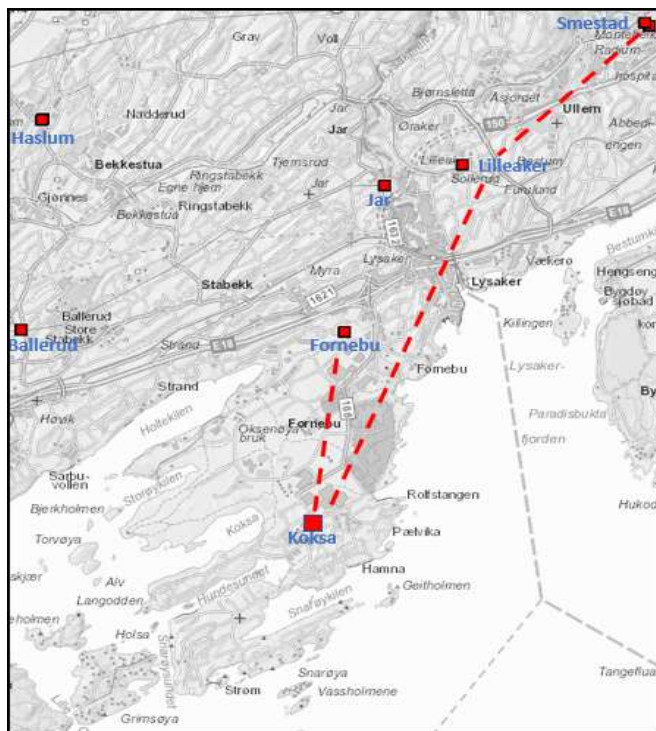
Investeringskostnader

Fase 1: Beregnet til 103 mill.kr

Fase 2: Antatt til 250 mill.kr

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringsikkerhet. Ved forsinkelse utover 2025 kan det få konsekvenser for i driftsettelse av Forneubanen og for videre utbygging av Fornebu.



Figuren viser plassering av Fornebu og Koksa tr.st og det nye kabelanlegget

Forbruk og nødvendig reduksjon ved f.eks. forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 62 | 54 | 100 -120 | 46-66 |

6.1.8 Omlegging av 50 kV kabler ved Fornebu

Tiltakshaver: Elvia/Statens veivesen **Kommune:** Bærum

Omlegging av 50 kV kabler i fbm. ny E18.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Statens veivesen skal bygge om E18 mellom Lysaker og Blommenholm og etablere ny avkjørsel mot Fornebu i perioden 2021 – 2025.

For å gjennomføre anleggsarbeidene må 50 kV kablene Ballerud - Fornebu og Jar- Fornebu legges om i på en strekning på 400 meter. Det blir skjøttet inn nye kabler som isoleres for 132 kV, men som skal driftes med 50 kV.



Fase Utvikling / under bygging

Det ble søkt konsesjon april 2021 og mottatt anleggskonsesjon november 2021.

Mulig idriftsettelse

2022 -2023

Alternativ

Fremgår av konsesjonssøknaden

Investeringskostnader

Kostnadene er antatt til 14 mill. kr. (anleggsbidrag)

Konsekvenser ved forsinkelser

Forsinket fremdriften til veiprojektet

6.1.9 Rud – en tredje transformator og utvidelse av 11 kV-anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum

Utvide stasjonen med en fjerde transformator. 50 kV anlegget og 11 kV anlegget utvides med flere bryterfelt.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Rud tr.st. forsyner de vestlige delene av Bærum kommune, dvs. fra Rud-/ Vøyen-området og frem til grensen mot Hole kommune ved Sollihøgda. Innen forsyningsområdet er det i forventet stor lastøkning pga. bolig, næringsutvikling og ny E6 over Sollihøgda.

Stasjonen har i dag ikke redundans ved utfall av en transformator på dager med høy belastning. Det er i tillegg ikke flere 11 kV bryterfelt for nye avganger mot distribusjonsnett.

Det står i dag tre transformatorer i stasjonen, men anlegget er bygget for en fjerde enhet. Det må gjøres innvendige bygningstekniske endringer.

Som en hurtigløsning ble 11 kV anlegget utvidet med 6 «forenklete» «bryterfelt i 2020.

Utredning starter opp når aktuell last og prognoser viser at tiltaket må utføres.

Fase Utredning / konsept

Mulig idriftsettelse

Etter 2030

Alternativer

0-alt: Ingen tiltak (ikke mulig pga. leveringsplikt)

Primær: se over

Alternativ: Flytte last i distribusjonsnettet til Bjørnegård tr.st



Figuren viser plassering av Rud transformatorstasjon

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tap | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|------------|-----------------------|------------------|-----|--------------|-------|
| Primær. | 25-30 | - | - | Noe redusert | - |
| Alternativ | 20-50 | Marginalt større | - | - | - |

Forbruk og nødvendig reduksjon ved f.eks. forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last 2018 | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|----------------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 62 | 54 | 100 -120 | 46-66 |

Konsekvenser av forsinkelser

Har ikke redundans N-1 i større deler av året og det blir vanskelig å knytte til nye kunder

6.1.10 Hamang - Sandvika kabling av 50 kV ledningsanlegg

Tiltakshaver: Bærum kommune / Elvia **Kommune:** Bærum

Etablere to 1,4 km lange 50 kV jordkabelanlegg mellom Hamang tr.st og Sandvika tr.st. 50 kV koblingsanlegget i Sandvika transformatorstasjon bygges om og det etableres ny jordspole.

Dagens 2,2 km lange 50 kV ledningsanlegg fjernes .

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Bærum kommune og private utbyggere tok i 2006 kontakt med Elvia (HN)for å fjerne dagens tre-kurs 50 kV kraftlinjer og erstatte denne med jordkabel.

Tiltaket, som er initiert og skal bekostes av Bærum kommune og lokale næringsinteresser begrunnes ut fra behovet for å tilrettelegge for bymessig utvikling av denne delen av Sandvika by.

Det søkes konsesjon når tiltaket er besluttet i Bærum kommune og endelig teknisk løsning er akseptert av Elvia.

Fase Utredning -konsept

Det er løpende kontakt med Bærum kommune. Kabeltrase er utredet og Elvia har godtatt overordnet plan for teknisk løsning. Ikke besluttet av Bærum kommune

Mulig idriftsettelse

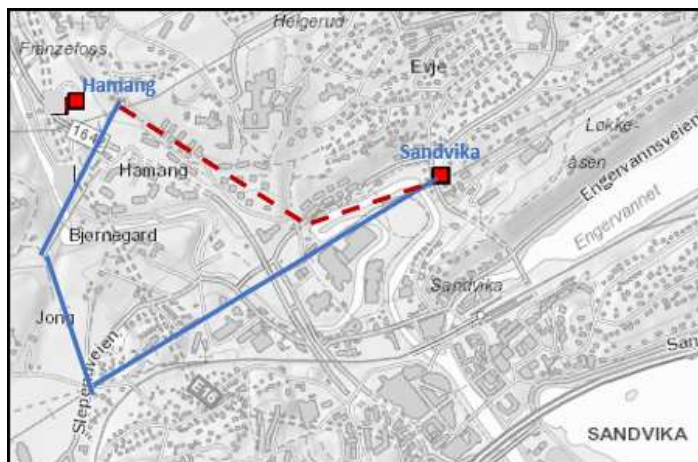
Etter 2030

Alternativ

Ingen

Investeringskostnader

Antatt til 50-70 mill.kr. Tiltaket er forutsatt finansiert av Bærum kommune og næringsdrivende



Figur 5.5 viser eksisterende ledningsanlegg (blått) og nytt kabelanlegg (rødt)

Konsekvenser ved forsinkelser

Forsinkelse av bymessig utvikling av Sandvika

6.1.11 Jar – reinvestering og utvidelse av 50 kV og 11 kV anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum

Reinvestering og utvidelse av 50 kV anlegg og 11 kV anlegg. Det bygges en ny transformatorcelle og sette inn en 132/50 kV transformator (hentes fra Berger).

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Jar tr.st. ligger på grensen mot Oslo, øst i Bærum kommune, og er et viktig «knutepunkt i regionalnettet. Stasjonen forsyner områdene Jar, Stabekk og Lysaker og har forbindelser på 11 kV mot Fornebu-området. Det er ventet stor økning i forbruket i Lysaker-området som utvikles som kollektivknutepunkt og næringsområde.

Stasjonen er bygget i 1948 og har et gammelt 11 kV koblingsanlegg fra samme år. 50 kV anlegget har effektbrytere fra 1978 som har for lav kortslutningsytelse og som ansees som uoversiktlig og «rotete». Det har vært flere feilkoblinger og personskader i 50 og 11 kV anleggene de siste 15 årene. Anleggene ansees å ha gått ut på levetid.

Det mangler bryterfelt både i 50 og 11 kV av anleggene. Dette er i dag løst ved provisoriske løsninger, dvs. ved å koble linjer/ jordkabler i regionalnettet sammen mot en felles effektbryter. Tilsvarende er gjort i distribusjonsnettet.

De nye koblingsanleggene blir etablert innenfor dagens bygningskropp. Stasjonen vil få 132 kV innmatning på jordkabler fra Smestad (om Lilleaker) som knyttes til 132/50 kV transformator for å koble sammen 132 kV og 50 kV-nettene. Transformatoren hentes fra Berger når hvor den blir tatt ut av drift ved ombygging av stasjonen i 2024.

132 kV forbindelsen fra Smestad -Lilleaker- Jar vil kunne erstatte to gamle 50 kV jordkabler med utgått levetid som i dag forsyner strøm fra Smestad mot Norli og Haslum i Bærum kommune.

Fase Utredning - konsept

Det er igangsatt utredning om plassering av 132 /50 kV transformator. Videre arbeid med stasjonsanlegg starter opp ut fra tilstand, kapasitet og HMS-forhold i stasjonen

Mulig idriftsettelse

Etter 2025

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak (ikke mulig pga. leveringsplikt på 11 kV og lav kortslutningsytelse)

Primær: se over

Alternativ: Nytt 11 kV-anlegg, reinvestere to eksist. 50 kV jordkabler mellom Smestad mot Norli og Haslum (18 km). Skifte brytere ol i dagens 50 kV anlegg. Legge kabel nr. to mellom Smestad og Lilleaker om 10 år



Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tap | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|-------------|-----------------------|----------------|------------|--------------|----------------|
| Primær | 100-150 | - | - | - | - |
| Alternativ. | 150-250 | større | Noe høyere | Noe høyere | Økt HMS-risiko |

Konsekvenser ved forsinkelser

Medfører at det redusert leverings- og personsikkerhet. Det blir vanskelig å knytte til nye kunder

6.1.12 Eiksmarka - Jar reinvestering av oljekabler

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum

Reinvestering av to 1,2 km lange oljekabler.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

De to jordkablene er en del av 50 kV forbindelsen mellom Jar og Eiksmarka og er fra 1950.

Pga. utgått levetid og for å øke overføringskapasiteten, kan det være aktuelt å skifte ut kablene.

Tiltaket gir økt kapasitet og vil bedre reservene i 50 kV-nettet.

Tiltaket utløses trolig av levetidsvurderinger og/eller ved omlegging av regionalnettet dersom Statnetts anlegg Bærum tr.st får flere enn en transformator (Statnettsplaner kap.6.1).

Fase Utvikling-konsept

Skisseprosjekt som ikke er utredet

Mulig idriftsettelse

Etter 2030

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær: se over



Figuren viser eksisterende linjeanlegg (blått) og kabelanlegg (stiplet rødt)

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|---------|-----------------------|-----------------|------------|--------------|-------|
| 0-alt. | - | - | - | - | - |
| Primær. | 25-30 | reduseres noe | noe høyere | lavere | - |

Konsekvenser ved forsinkelser

Ikke vurdert

6.1.13 Kabelforsterkninger ut fra Bærum transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Bærum

- Et 0,8 km langt jordkabelanlegg fra Bærum transformatorstasjon og nordover i retning Bærumsverk
- Et 0,9 km langt jordkabelanlegg fra Bærum transformatorstasjon sørvest mot Haslum

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

For å øke kapasiteten ut fra Statnetts anlegg Bærum tr.st mot Elvias regionalnett i Bærum.

Tiltakene forutsetter at Statnett setter inn en transformator nummer to i Bærum tr.st. I flg. dagens planer skal det skje i perioden 2030 – 2040.

Tiltakene vil øke kapasiteten og bedre leveringssikkerheten for store deler av Bærum kommune. Det gir i tillegg gjensidig redundansen mellom Statnetts anlegg Bærum, Hamang og Smestad.

De østlige delene av Bærum er i dag matet fra Smestad på to jordkabler (Smestad-Haslum og Smestad-Norli), hvor levetiden er i ferd med å gå ut.

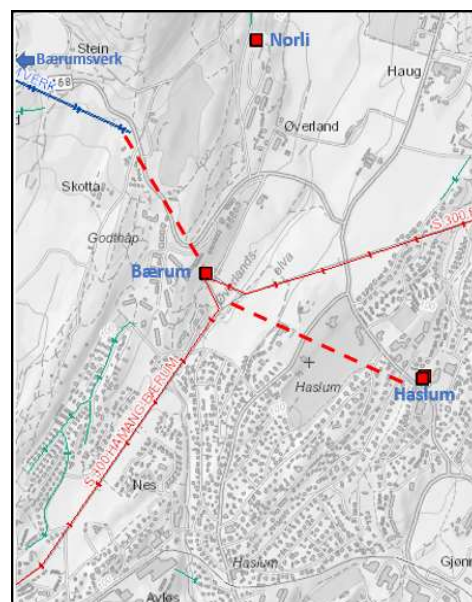
Sammen med ny kabel til Fornebu (2023), tiltak i Jar og reinvestering av jordkabler mellom Eiksmarka og Jar (i midten av utredningsperioden) vil tiltaket sikre forsyningen til Bærum.

Pga. manglende redundans i Bærum transformatorstasjon (kun en transformator) er tiltaket først aktuelt etter at Bærum stasjon er bygget om. Etter dagens planer 2030-2040.

Fase Utredning-konsept
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Mulig idriftsettelse

Etter at Statnett har bygget om Bærum tr.st og satt inn to transformatorer mot 50 kV nettet. Dvs. etter 2030.



Figuren viser eksisterende linjeanlegg (blått og rødt) og nye kabelanlegg (stiplet rødt)

Alternativ

| | |
|-----------|----------------------|
| 0-alt: | Ingen tiltak |
| Primær A: | kabel mot Haslum |
| Primær B: | kabel mot Bærumsverk |

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|----------|-----------------------|-----------------|-----|--------------|-------|
| 0-alt. | - | - | - | - | - |
| Primær A | 10 | reduseres noe | - | lavere | - |
| Primær B | 10 | reduseres noe | - | lavere | - |

Konsekvenser ved forsinkelser

Ikke vurdert

6.1.14 Hamang – Berger ny 132 kV kabel

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Asker og Bærum

Et 5 km langt 132 kV jordkabelanlegg fra Hamang i Bærum til Berger i Asker. Koblingsanlegget i Berger må utvides med ett bryterfelt, mens det i Hamang er forberedt for denne løsningen.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

I slutten av utredningsperioden, kan det bli behov for å styrke overføringsevnen fra Hamang mot Asker kommune.

Fusdal og Berger tr.st. forsynes på jordkabelanlegg mellom Borgen og Hamang. Når samlet forbruk i de to stasjonene overskrider 160 MW er det ikke lenger N-1 for forsyningen. Maksimalbelastning ble i 2020 målt til 120 MW.

Utredning vil utløses av økning av forbruket i Fusdal og Berger. Det vil bl.a. bli utredet avlastning av de vha. distribusjonsnettet.

Fase Utredning-konsept
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Mulig idriftsettelse

Etter 2035

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær: se over

Alternativ A: Kabel mellom Borgen og Fusdal og forsterkninger mot Glitres regionalnett

Alternativ B: overføre last i 22 kV nettet fra Berger og Fusdal mot Borgen og Heggedal.



Figuren viser nytt kabelanlegg (stiplet med rødt)

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|--------------|-----------------------|-----------------|----------|---------------|-----------------|
| Primær | 60-70 | reduseres noe | - | reduseres mye | - |
| Alternativ A | >70 | reduseres noe | Noe øket | reduseres mye | Mer luftledning |
| Alternativ B | >60 | høyere | Noe øket | noe redusert | mer graving |

Nødvendig reduksjon ved forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 120 | 160 | 150-170 | 0-10 |

Konsekvenser ved forsinkelser

Ikke vurdert

6.2 Tiltak i Follo

6.2.1 Innledning

- ▷ 6.2.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet
- 6.2.3 Mindre tiltak i Follo
- ▷ 6.2.4 22 kV anlegg i Vestby
- ▷ 6.2.5 Dyrløkke - Kråkstad forsterkning av kraftledning og tiltak i Ås transformatorstasjon
- ▷ 6.2.6 Datasenter i Enebakk kommune
- ▷ 6.2.7 Flateby nord i Enebakk kommune - ny stasjon

6.2.1 Innledning

Det bor 148.000 mennesker i de seks kommunen i Follo, dvs. Enebakk, Frogn, Nesodden, Nordre Follo, Vestby og Ås. Befolkningen vil i ht. SSBs prognoser kunne øke med opptil 23.000 innbyggere frem til 2040.

Veksten i strømforbruket skyldes befolkningsøkning og næringsutvikling, bl.a. som følge av utbygging av E18 og E6 og Oslofjordtunnelen. I tillegg kommer elektrifisering av samfunnet, nærheten til Oslo med god jernbaneforbindelse (som blir bedret når den nye Follo-tunnelen åpner i 2022). Spesielt stor økning i befolkning forventes det i kommunene Ås, Nordre Follo og Vestby.

Regionalnettet i Follo drives med 50 kV-spenning og er knyttet til transmisjonsnettet i Statnetts stasjon Follo ved Vinterbro. Det er forbindelser i regionalnettet mot produksjonsanlegget i Kykkelsrud og til Statnetts stasjoner Tegneby i Østfold og Ulven i Oslo. Normalt forsynes de sørligste områdene i Oslo fra nettet i Follo.

6.2.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet

Transmisjonsnettet 300 kV og 420 kV

I 2017 overtok Elvia 50 kV delen av Statnetts stasjon Follo.

I Statnetts arbeid med å utvikle fremtidens transmisjonsnett, dvs. prosjekt «Nettplan Stor Oslo», og for å styrke strømforsyningen sør i Oslo og Follo, er det søkt konsesjon på en ny stasjon Liåsen ved Klemetsrud. Tiltaket er et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og Elvia. Elvia vil eie 132 kV delen av stasjonen og vil sørge for nedtransformering fra 132 kV til 50 kV for innmating i 50 kV nettet. Med tiltaket vil opptil syv 50 kV stasjoner i Oslo og Follo kunne legges over fra stasjonen Follo til Liåsen. Med det frigjøres kapasitet i dagens stasjoner. Etter nåværende planer blir Liåsen satt i drift i perioden 2025-2027.

Temperaturoppgradering av kraftledningen Follo-Dyrløkke (2021) og reinvestering og forsterkning av kraftlinjen Tegneby- Dyrløkke i (2017) har gitt stor gjensidig reserve mellom Statnetts stasjoner Follo og Tegneby.

Innmatingen fra transmisjonsnettet og mot regionalnettet i Follo blir tilfredsstillende i hele utredningsperioden. Det er i utredningsperioden fornyelsesbehov på Statnetts transformatorer, kontrollanlegg samt kondensatorbatteri i Follo.

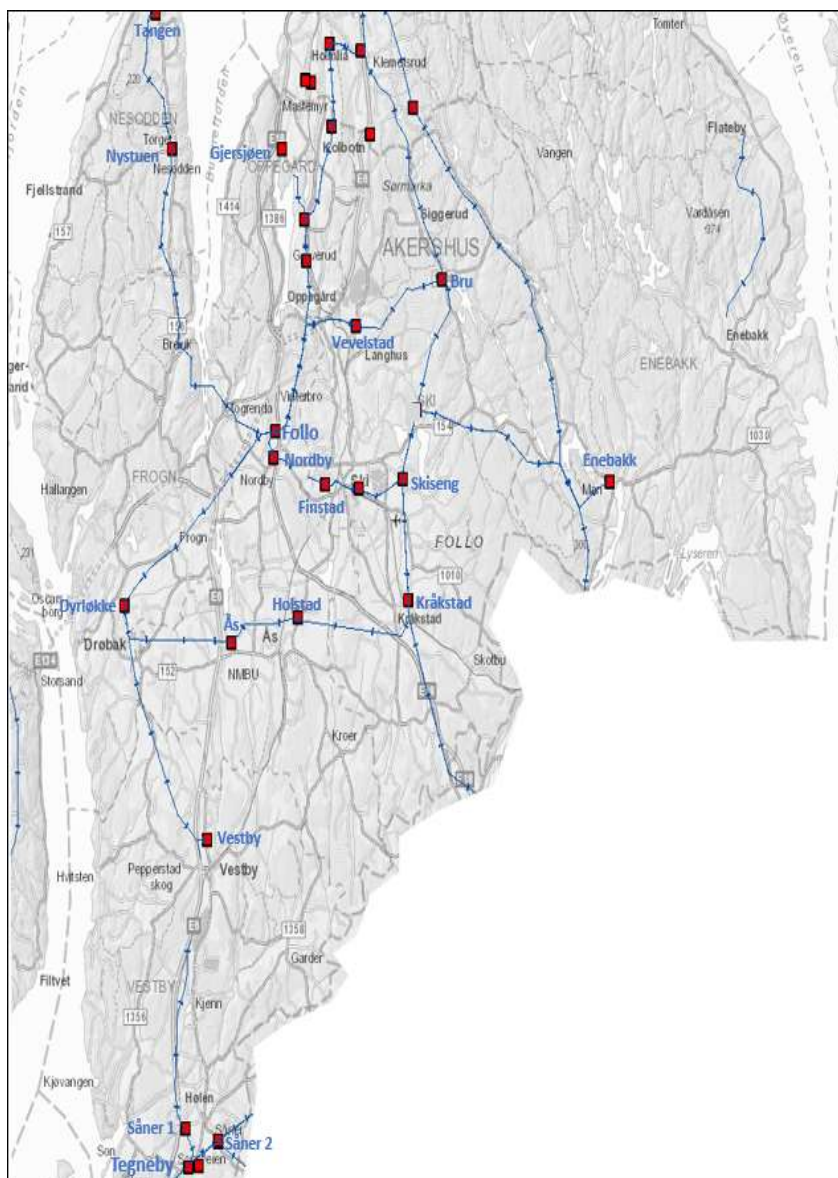
Utvikling av regionalnettet i Follo

Det ble i slutten av 2021 gitt konsesjon for ombygging og forsterkning av kraftledningen Dyrøløkke- Ås-Holstad- Krokstad. Dette vil gi ytterligere fleksibilitet i uttaket mellom Follo og Tegneby og bidra til et «sterkt» regionalnett i Follo.

I slutten av utredningsperioden kan det være aktuelt å sette inn 132/50 kV transformator mellom Solbergfossledningen og 50 kV nettet i Enebakk kommune. Tiltaket vil i tillegg til å avlaste stasjonen Follo styrke regionalnettet i de østlige delene av Follo.

Dobbeltkurs kraftledningen Dyrøløkke-Tegneby som ble satt i drift i 2017 er isolert for 132 kV. En mulig trinnvis utvikling for ytterligere å styrke forsyningen til Follo kan være å drifte den ene kursen med 132 kV og sette inn en transformator mellom 132 kV og 50 kV nettene i Dyrøløkke. På denne måten kan kapasiteten inn mot Follo økes vesentlig. Tiltaket forutsetter at det er mulig å levere 132 kV fra Statnetts anlegg i Tegneby. Tiltaket utløses av stor økning i strømforbruket og er trolig først aktuelt etter denne utredningsperioden.

Dersom Bane NORs planer om å etablere en ny 132 kV omformerstasjon på Åsland i Oslo realiseres, kan det være aktuelt å bygge om dagens kraftlinje mellom Åsland i Oslo og Bru i Follo til 132 kV. Tiltaket gir mulighet for innmating nord i Follo. Ingen av tiltakene er trolig aktuelle innenfor denne utredningsperioden. Full overgang til 132 kV spenningsnivå i Follo vil neppe skje før om 40 - 60 år.



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet i Follo. Kilde NVE-atlas

I tillegg til Elvia, eier Norgesnett noe distribusjonsnett i Follo, dvs. Enebakk og Frogn kommune og tidligere Ski kommune. Distribusjonsnettet i Nordre Follo kommune driftes med 11 kV spenning, mens nettene i Frogn, Enebakk, Vestby, Ås og Nesodden driftes med 22 kV spenning. Det er få forbindelser i distribusjonsnettet mellom kommunene. Dvs. at kapasiteten i hver stasjon mot distribusjonsnettet må være god.

I forbindelse med byggingen av Oslofjordtunnelen ble det etablert en 22 kV forbindelse fra Dyrøløkke i Frogn til tidligere Hurum kommune (i dag en del av Asker kommune). Forbindelsen gir en gjensidig kapasitet på 10 MW Follo og Hurum (Glitre og Hurum Everk).

Det er innenfor utredningsperioden ingen konkrete planer om overgang fra 50 kV til 132 kV spenningsnivå. Overgang til 132 kV spenningsnivå i Follo krever omfattende investeringer ved ombygging av tr.st., jordkabler og linjer fra 50 kV til 132 kV. For å forberede for en fremtidig overgang, blir alle nye jordkabler i regionalnettet isolert for 132 kV. Tilsvarende blir vurdert dersom stasjonsanlegg bygges om.

6.2.3 Mindre tiltak i Follo

Mindre tiltak kan være å sette inn større transformatorer eller flere, strømbegrensende komponenter, P-spoler, kondensatorbatterier, overspenningsavledere mm. Tilsvarende gjelder reinvestering av relevern, kontollanlegg og batterianlegg. Denne typen tiltak blir vurdert fortløpende, men blir ikke tatt med i investeringsoversikten i denne utredningen. Dette fordi det er en begrenset kostnad og fordi tiltakene kan realiseres i løpet av kort tid

De første årene kan det være aktuelt å sette inn større transformatorer i Tårnlia, Såner og Tangen. I Nordby og Enebakk ble det i 2020/2021 satt inn større/flere transformatorer i fbm. pågående prosjekter. Å kjøpe inn og sette i drift nye transformatorer tar normalt kort tid, dvs. tar 2-4 år.

Fordi kortslutningsytelsen har øket ved økt transformatorkapasitet i Tegneby vil noen effektbrytere i Såner bli skiftet ut og det det skiftes ut 9 oljefattige effektbrytere i Tegneby transformatorstasjon pga. utgått levetid. Tiltakene vil bli gjennomført 2020-2022

6.2.4 22 kV anlegg i Vestby

Tiltakshaver: Elvia **Kommune:** Vestby

22 kV koblingsanlegg utvides med 12 nye bryterfelter.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Må utføres pga. stor utbygging i Vestby kommune og fordi det mangler bryterfelter for å kunne knytte til nye 22 kV kabler.

Fase Utvikling /under bygging

Godkjent i Elvia. Prosjektet er startet opp bygges i ht. områdekonsesjon for 11-22 kV

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Stipulert til 10 mill.kr

6.2.5 Dyrløkke - Kråkstad forsterkning av kraftledning og tiltak i Ås

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Frogn, Nordre Follo og Ås

Øke kapasiteten på kraftledningen fra Dyrløkke i Frogn og frem til Kråkstad i Nordre Follo kommune. Det henges på et linesett nummer to på eksisterende master som er forberedt for to kurser. Det skiftes strømbegrensende komponenter i stasjonene Ås, Holstad, Kråkstad og Skiseng

I Ås skiftes to 12 MVA transformatorer ut med to nye 25 MVA enheter. 22 kV anlegget utvides med tre nye bryterfelter og 50 kV anlegget utvides med et bryterfelt mot Dyrløkke.

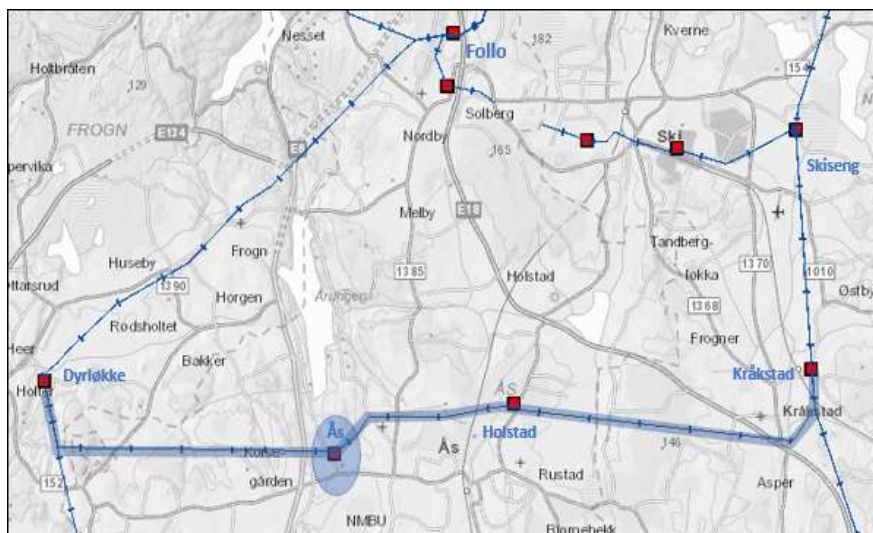
Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det er stor vekst i forbruket i de sydlige delen av Ås kommune og rundt Ås sentrum. Dette skyldes ikke minst utvidelse av universitetet i Ås og kommunens nærhet til Oslo.

Ås og Holstad tr.st i Ås kommune er i dag knyttet til en enkeltkursforbindelsen mellom Dyrløkke tr.st i Frogn kommune og Kråkstad tr.st i Nordre Follo kommune. Kapasiteten på forbindelsen vil bli mer enn doblet ved at forbindelsen bygges om fra enkeltkurs- til dobbeltkurslinje og ved at begrensende komponenter skiftes ut.

50 kV-anlegget utvides med ett nytt linjefelt og det settes inn seksjoneringsbryter i samleskinnen i ht. krav i NVF-2020 (Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftnettet). Pga. dårlig tilstanden på dagens 50 kV anlegg vil dette i sin helhet bli reinvestert i forbindelse med utvidelsen.

For å øke kapasiteten mot lokalnettet i Ås tr.st blir to av tre transformatorer skiftet ut og 22 kV anlegget blir utvidet med tre nye bryterfelter for utgående jordkabler. Dette er nødvendig for å tilfredsstillere leveringsplikten.



Figuren viser transformatorstasjoner og kraftlinjer. Anlegg som er berørt av tiltaket er merket med blått.

Fase Utvikling /Oppstart

Vedtatt i Elvias styre november 2018. Søkt konsesjon våren 2020 - konsesjon mottatt høsten 2021. Detaljplanlegging pågår.

Alternativ

Fremgår av konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Beregnet til 50 mill.kr

6.2.6 Datasenter i Enebakk kommune

Tiltakshaver: Green Mountain / Norgesnett / Elvia **Kommune:** Enebakk

Fase 1 og 2: Sette inn en tredje transformator i Enebakk tr.st. og gjøres tiltak i distribusjonsnett
Fase 3: Bygge ny transformatorstasjon som kobles til ledningsanlegg mellom Solbergfoss og Oslo.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Green Mountain bygger nytt datasenter i Enebakk kommune. Tomten ligger 3 km fra Enebakk tr.st. I fase 1 og 2 skal anlegget knyttes til Norgesnett sitt 22 kV nett. Effektuttak er 6 -20 MW. For å sikre nok strøm er det satt inn en tredje transformator (50/22 kV) i Enebakk tr.st og det er gjort flere tiltak i 22 kV nettet til Norgesnett.

I fase 3 er planen å øke forbruket til 50-100 MW. For å unngå store investeringer i 50 kV nettet blir anlegget koblet til 132 kV ledningen mellom Solbergfosskraftstasjon og Liåsen/Abildsø (Oslo). Tomten er lokalisert til et område inntil 132 kV kraftledningen.

Tiltak i fase 3 iverksettes etter at Statnett og Elvia finner at det er driftsmessig forsvarlig og etter at det er inngått utbyggingsavtale mellom Elvia og utbygger av datasenter.

Elvia avsetter plass til et 132 kV bryterfelt og en 132/50 kV transformator i anlegget. Dette for å i fremtidig gi mulighet for innmating i 50 kV nettet i Follo.

Fase Utvikling / løsningsvalg

Fase 1 og 2:

Tiltakene er gjennomført med 6,6 MW i 2020 og 20 MW i 2021

Fase 3:

Konsesjonssøknad ble sendt våren 2022

Alternativ

Ikke vurdert

Mulig idriftsettelse

Fase 1 og 2: Satt i drift i 2020 og 2021

Fase3: > 2022 og full kapasitet (Avhengighet til 420/132 kV stasjonen Liåsen (2025-2027))

Investeringskostnader i regionalnettet

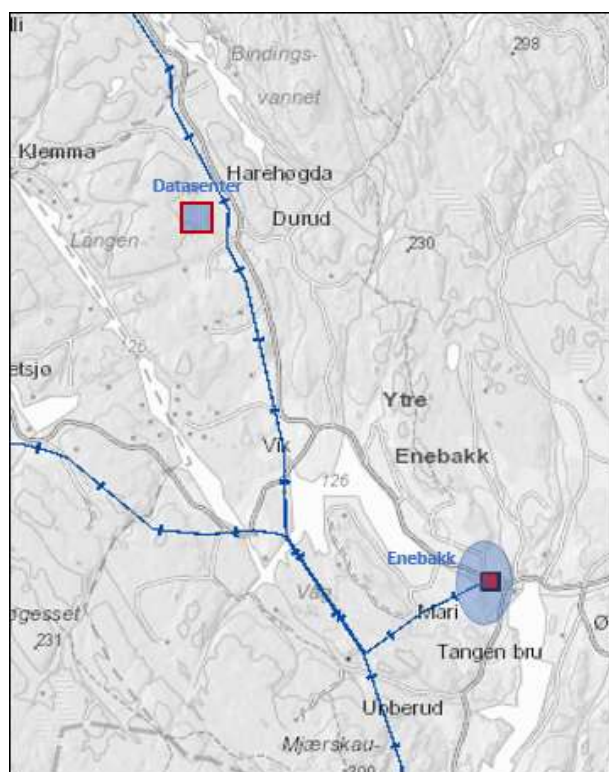
Fase 1: 6 mill.kr. (det kreves anleggsbidrag)

Fase2: 15-20 mill.kr for de delen som Elvia skal eie (det kreves anleggsbidrag)

* Det er ikke endelig avklart eierskap til anlegget. Elvia må eie 132 kV avganger mot linjer og samleskinne. Datasenteret kan selv stå som eier av 132 kV avganger til transformatorer, 132/22 kV transformatorer og 22 kV koblingsanlegg.

Konsekvenser av forsinkelser

Kan ha konsekvenser for i driftsettelse av datasenteret



Figuren viser plassering av nytt datasenteret og Enebakk transformatorstasjon

6.2.7 Flateby nord i Enebakk kommune - ny stasjon

Tiltakshaver: Elvia/Norgesnett

Kommune: Enebakk

Bygge ny 50/22 kV transformatorstasjon og skifte ut et 3 km kabelanlegg

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det kan bli behov for en ny transformatorstasjon på Flateby nord i Enebakk kommune på grensen til Rælingen kommune. I tillegg til å sikre lasten i Flateby-området, vil en ny transformatorstasjon kunne bidra til å sikre forsyningen i de ytre delene av Rælingen på nedre Romerike. Det er ervervet tomt til den nye stasjonen og det er tidligere bygget 50 kV kraftlinje fra Enebakk transformatorstasjon til Flateby. Denne drives i dag med 22 kV av Norgesnett. Dersom stasjonen bygges, må 3 km kabel innskutt i kraftledningen, oppgraderes til 50 kV.

Utredning starter dersom lasten i Flateby og de sørlige delen av Rælingen stiger vesentlig.

Fase Utredning

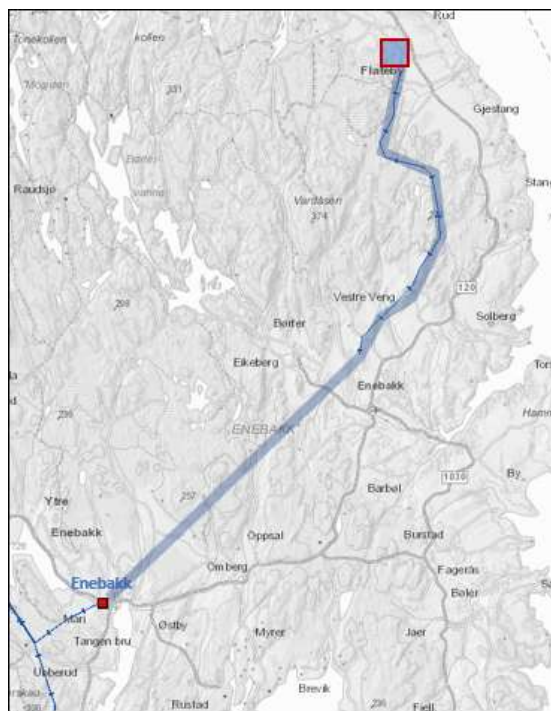
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær: se over

Alternativ: Forsterke 22 kV nettet fra Romerike eller Enebakk tr.st



Figuren viser plassering av en ny transformatorstasjon og forbindelse mot Enebakk

Mulig idriftsettelse

Etter 2040

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|------------|-----------------------|-----------------|-----------|--------------|--------------|
| Primær | 50-100 | reduseres | reduseres | reduseres | mer synlig |
| Alternativ | 50- ? | - | øker | reduseres | flere anlegg |

6.3 Tiltak i Oslo

6.3.1 Innledning

- ▷ 6.3.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet
- 6.3.3 Mindre tiltak i Oslo
- ▷ 6.3.4 Ulven - utvidelse av 11 kV anlegg
- ▷ 6.3.5 Lillo - ombygging fra 50 kV til 132 kV
- ▷ 6.3.6 Ulven- Tonsen - kabling av kraftledning mot Ulven
- ▷ 6.3.7 Ulven- Tonsen - kabling av kraftledning mot Tonsen
- ▷ 6.3.8 Ulven - en tredje transformator
- ▷ 6.3.9 Alnabru - tre nye transformatorer
- ▷ 6.3.10 Liåsen ny 420/132 kV transformatorstasjon og tilknytting til 50 kV nettet
- ▷ 6.3.11 Klemetsrud – CO2 renseanlegg
- ▷ 6.3.12 Lilleaker- Smestad - reinvestering av jordkabler
- ▷ 6.3.13 Abildsø - ny tredje transformator
- ▷ 6.3.14 Ris - en tredje transformator
- ▷ 6.3.15 Lilleaker- Ombygging til fra 50 kV til 132 kV
- ▷ 6.3.16 Bekkelaget - utvidet kapasitet
- ▷ 6.3.17 Tøyen- Ulven- forlengelse av jordkabelanlegg
- ▷ 6.3.18 Ombygging av transformatorstasjoner fra 50 kV til 132 kV
- ▷ 6.3.19 Stubberud - Røykås reinvestering av to kraftlinjer
- ▷ 6.3.20 Bane Nor - ny omformerstasjon

6.3.1 Innledning

Det bor 700.000 mennesker i Oslo kommune. Befolkningen vil i ht. SSBs prognoser kunne øke med opp til 138.000 innbyggere frem til 2040.

Størst befolknings- og næringsutvikling, antas å komme innenfor området «Fjordbyen», dvs. havneområdene fra Filipstad i vest til Bekkelagskaia i Øst og i «Hovinbyen», dvs. Ensjø, Løren, Økern og nedre Groruddalen. I siste del av utredningsperioden er Gjersrud / Stensrud, som ligger sør i Oslo, planlagt utbygd med opptil 10.000 nye boliger.

Nettet i Oslo er knyttet til transmisjonsnettet i Statnetts stasjoner Smestad, Sogn, Ulven og Furuset. I tillegg er det forbindelser i regionalnettet mot Nordre Follo, Bærum og Lørenskog kommuner som igjen er knyttet til transmisjonsnettet i Statnetts stasjoner Follo, Røykås og Bærum. De to regionalnettene i Oslo drives med 132 kV og 50 kV spenningsnivå. Fram til sommeren 2017 var det også et tredje 33 kV regionalnett som dekket sentrum av Oslo og ble påbegynt i 1921. De opprinnelige 13 stasjonene ble bygget om fra 33 kV til 132 kV i perioden 1990-2017.

6.3.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet

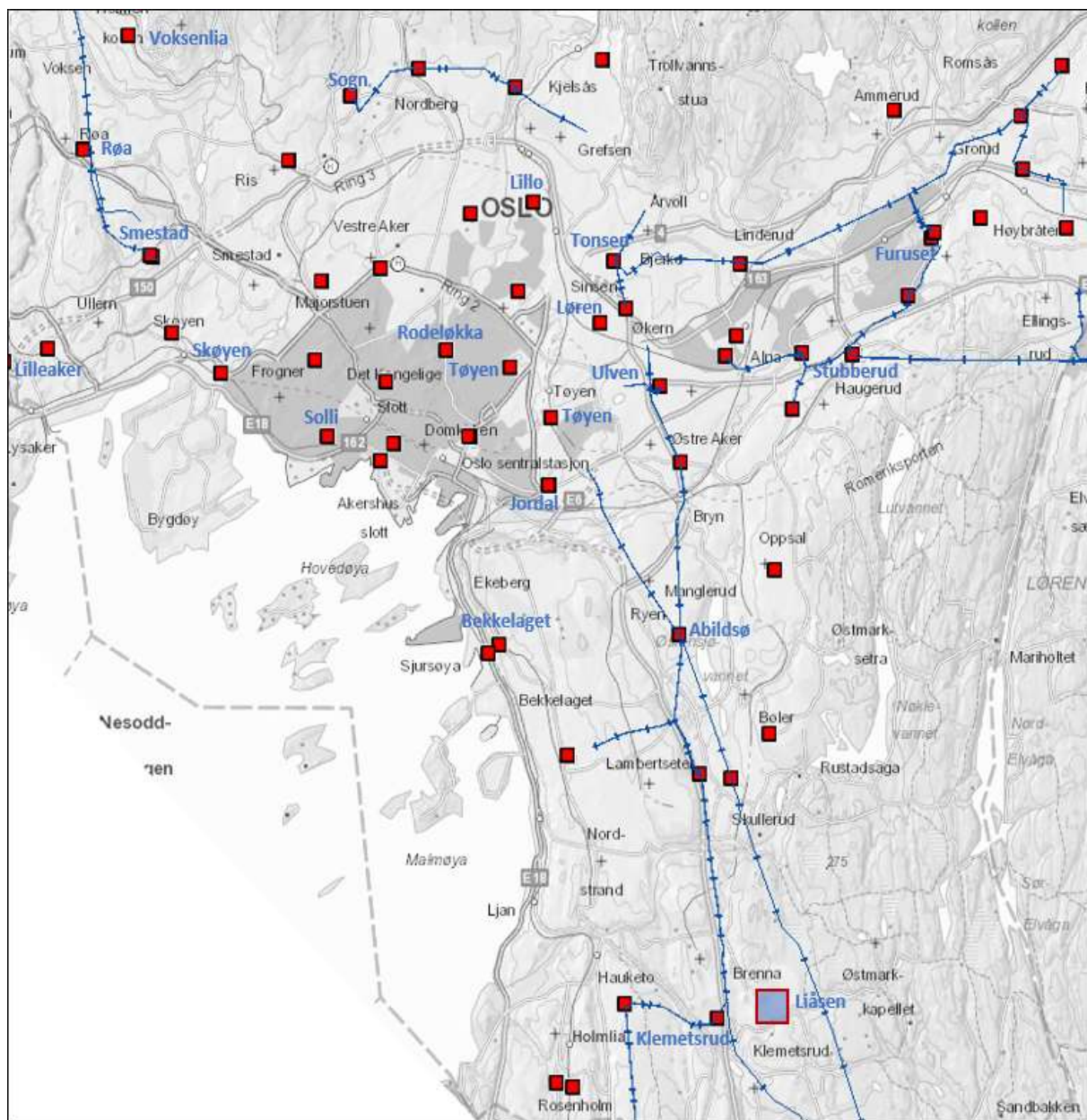
Transmisjonsnettet 300 kV og 420 kV

Elvia eier 50 og 132 kV delen i Statnetts stasjoner i Oslo, dvs. Smestad, Sogn, Ulven og Furuset.

Statnett har omfattende planer for å styrke forsyningen mot Oslo. Dette er organisert i prosjektet «Stor Oslo» som skal legge til rette for større kapasitet ved bl.a. overgang fra 300 kV til 420 kV spenningsnivå i transmisjonsnettet. I prosjektet inngår reinvestering av flere koblingsanlegg, nye 420 kV jordkabler

gjennom Oslo og økt transformorkapasitet mot 132 kV og 50 kV nettene. I første del av utredningsperioden er det planlagt å sette inn en tredje transformatorenhet mot 132 kV nettet i Smestad. I slutten av 2023 settes to nye 420 kabel mellom Smestad og Sogn i drift og i 2026 er planen å sette tilsvarende jordkabler mellom Sogn og Ulven i drift.

Spesielt viktig for forsyningsikkerheten i Oslo er en ny konsesjonssøkt 420/132 kV stasjon på Liåsen ved Klemetsrud sør i Oslo. Stasjonen vil avlaste fire andre stasjoner i Oslo og Follo og vil styrke regionalnettet i syd i Oslo, deler av Follo og Oslo sentrum. Stasjonen er en forutsetning for tilknytning av nytt forbruk i området.



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet i Oslo.

Kilde NVE-atlas

I sin tid ble traseen for 420 kV linjen Frogner-Follo valgt med tanke på denne løsningen. Dette gjør at den nye stasjonen kan knyttes til eksisterende transmisjonsnett uten behov for nye 420/300 kV linjer eller jordkabler. Liåsen reduserer behovet for nye jordkabler og kraftlinjer i regionalnettet. Stasjonen vil bli knyttet til dagens ledning mot Solbergfoss kraftstasjon ved Askim og mot Abildsø/Lambertseter. Det legges nye jordkabler mot Klemetsrud hvor det settes inn en 132/50 kV transformator for forsyning mot 50 kV nettet.

I dag forsynes Oslo syd fra Statnetts anlegg Follo. Med Liåsen, vil de søndre delene av Oslo og de nordre delene av Nordre Follo kommune få bedre kapasitet og reserveforholdene ved feil i nettet. Området har i dag stor vekst med bl.a. planer om, nærings- og boligbygging datahoteller, karbonfangst, omformerstasjon for Bane NOR ol. Liåsen er planlagt satt i drift i 2025-2027.

Utvikling av regionalnettene i Oslo

Etter omfattende utredning ble det på slutten av 80-tallet besluttet å gå over fra 33 og 50 kV- til et nytt 132 kV-regionalnett i Oslo. Begrunnelsene for 132 kV spenningsnivå var bl.a. 3-4 ganger større overføringskapasitet ved samme ledertversnitt. Ved videreføring av 33 kV- og 50 kV- nettene ville kabelmengden og kostnadene blitt tre til seks ganger høyere. Dette sammen med miljøkostnadene ved stor graveaktivitet i Oslo gater, gjorde det bedrifts- og samfunnsøkonomisk riktig å gå over til 132 kV. Det nye 132 kV-hovednettet i Oslo ble påbegynt i 1990. 2017 ble 33 kV nettet avviklet etter nesten 100 års drift. Da var 13 av stasjonene i sentrum av Oslo bygd om til 132 kV. I dag blir 18 av 50 stasjoner i Oslo drevet med 132 kV spenningsnivå.

Prioriteringen av hvilke tr.st. som skal reinvesteres og bygges om til 132 kV er basert på gjenværende levetid for anleggene i en kombinasjon med lastøkning. Basert på situasjonen i dag, er det Løren, Voksenlia, Røa, Lilleaker, Tøyen og Bryn som er de neste stasjonene som blir bygget om til 132 kV. Lillo blir bygget om i perioden 2021-2023. Tiltakene innebærer at forbruket under innføringsstasjonene Smestad, Sogn og Ulven overføres fra 50 kV til 132 kV.

I utredningsperioden vil investeringer i regionalnettet i Oslo primært skje ved å utvide det «nye» 132 kV regionalnettet, mens investeringer 50 kV nettet vil bli begrenset til et minimum.

132 kV nettet i Oslo er designet for at en jordkabel eller en transformator skal kunne falle ut uten at dette medfører langvarig avbrudd for kundene. Alle jordkabler skal kunne overføre i underkant av 200 MW og lastuttaket i 132/11 kV stasjonene skal begrenses til under 100 MW. Med dette kan det være opp til to stasjoner på hver «kabelstreng» mellom Statnetts stasjoner og Akersberget (knutepunkt i det nye 132 kV-nettet). Ved feil i transmisjonsnettet kan forsyningen i Oslo normalt gjenopprettes ved omlegginger mellom Smestad, Sogn og Ulven og etter hvert Liåsen.

Ombygging av stasjoner til 132 kV og bygging av nye 132 kV jordkabelanlegg i Oslo er unntatt anleggs-konsesjon. Ordningen gir nødvendig fleksibilitet med hensyn til rekkefølge på utvikling av nettet i en by i raske endringer. Nye tiltak kan realiseres på 3-5 år uten tidkrevende konsesjonsprosesser. Ved fortløpende å kunne bygge ut nettet, der behov er størst, slipper Elvia å basere utviklingen på usikre prognoser. Med dette oppnås riktig rekkefølge og optimalt investeringstidspunkt.

Omlag 75 prosent av kostnadene ved ombygging til 132 kV relateres til utgått levetid, primært kabelnettet (oljekabler). Resten kan relateres til behovet for økt effekt. Pga. problemer med drift og lekkasjer i oljekablene er det et mål å erstatte disse med PEX (plast) kabler i løpet av utredningsperioden. Innen 2022 vil den samlede lengden av oljekabler i Oslo være redusert fra 243 km i 2005 til under 25 km. Alle nye kabelanlegg blir isolert for 132 kV, men mange jordkabler vil bli drevet med 50 kV inntil stasjonene er bygget om til 132 kV.

Som i Bærum er det 11 kV spenning i distribusjonsnettet. Fordi Oslo er tettbefolket og det er korte avstander mellom stasjonen i Oslo kan likevel mye effekt overføres i distribusjonsnettet ved feil. Dette gjør at forsynings situasjonen er tilfredsstillende.

I de neste kapitlene beskrives mer detaljert utvikling av regionalnettet i Oslo i løpet av utredningsperioden. Det legges spesiell vekt på de første årene.

6.3.3 Mindre tiltak i Oslo

Mindre tiltak kan være å sette inn større eller flere transformatorer, strømbegrensende komponenter, P-spoler, kondensatorbatterier, overspenningsavledere mm. Tilsvarende gjelder reinvestering av relevern, kontollanlegg og batterianlegg. Denne typen tiltak blir vurdert fortløpende, men blir ikke tatt med i investeringsoversikten i denne utredningen. Dette fordi det er en begrenset kostnad og fordi tiltakene kan realiseres i løpet av kort tid

De første årene kan det være aktuelt å sette inn større transformatorer i Voksenlia, Kastellet, Ulven og Abildsø. I Lillo blir det satt inn større/flere transformatorer i fbm. ombygging av stasjonen til 132 kV. 50 kV enheten som blir ledig i Lillo blir flyttet til Røa. Å kjøpe inn og sette i drift nye transformatorer tar normalt kort tid, dvs. tar 2-4 år.

Det blir i begynnelsen utredningsperioden skiftet ut 65 effektbrytere i 50 kV nettet for å tilfredsstille økt kortslutningsnivå i Furuset Ulven og Smestad. I tillegg blir det utført forsterkningstiltak i 50 kV kabel- og linjenettet ut fra Furuset og mot Leirdal, Stubberud og Alnabru tr.st. Tiltakene er initiert som følge av Statnetts tiltak og som har medført større kortslutningskrefter og behov for høyere overføringsevne i regionalnettet. Tiltakene blir gjennomført i perioden 2018-2023.

6.3.4 Ulven - utvidelse av 11 kV anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

11 kV koblingsanlegg utvides med 12 nye bryterfelter

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Må utføres pga. stor utbygging og fordi det mangler bryterfelter for å knytte til nye 11 kV jordkabler. Ulven tr.st ligger sentralt plassert i den nye Hovinbyen, bl.a. Økern-området. Hovinbyen er Oslos største byutviklingsområde.

Fase Utvikling /under bygging

Status

Godkjent i Elvia. Prosjektet er startet opp. Fordi Elvia har områdekonsesjon for 11-22 kV anlegg søkes det ikke konsesjon.

Mulig idriftsettelse

2022

Investeringskostnader

Stipulert til 9 mill.kr

6.3.5 Lillo - ombygging fra 50 kV til 132 kV

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Reinvestere det gammelt 50 kV koblingsanlegget i et nytt 132 kV anlegg og tre nye transformatorer og nye 132 kV bryterfelt i Sogn tr.st og i Torshov tr.st. Anlegget legges om fra 50 kV nettet til det 132 kV-nettet i Oslo. 11 kV anlegget beholdes.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Lillo tr.st ble opprinnelig bygget i 1948 og er i dag knyttet til Oslos 50 kV-nett.

I 2010 ble 11 kV anlegget skiftet ut pga. utgått levetid, mens 50 kV anlegget og transformatorene ble beholdt. Dagens 50 kV anlegg er i ferd med å gå ut på levetid, har ett stort skadepotensialet (oljestøv-eksplosjon) og er ikke i ht. dagens HMS standard. Effektbryterne, er produsert i perioden 1951-1965, og er av typen oljefattige.

Som en midlertidig løsning er stasjonen i dag knyttet til to «nye» 50 kV jordkabler som begge er isolert for 132 kV. Den ene kabelen ble lagt i 2015 og går fra Sogn. Den erstattet to oljekabler med store drifts- og lekkasjeproblemer. Den andre kabelen består av en jordkabel mellom Lillo og Torshov, som ble lagt i 2019 og som er skjøttet mot en «gammel» jordkabel mot Løren. Først når Lillo er bygd om til 132 kV og kablene blir driftet med 132 kV vil kapasiteten i kablene bli tilstrekkelig for videre forbruksvekst. Jordkabelen mellom Lillo og Torshov ble i 2019 forskuttet for å erstatte to gamle oljekabler som lå i en trikketrase som skulle oppgraderes i fbm. innføring av nye trikker i Oslo.

Når Lillo er bygget om, legges stasjonen over til 132 kV-nettet ved å koble om den ene jordkabelen til 132 kV anlegget i Sogn, mens den andre jordkabelen kobles til 132 kV anlegget i Torshov. Overføringskapasiteten ved 132 kV er nesten tre ganger større enn ved 50 kV. Tiltaket avlaster 50 kV nettet og bedrer kapasiteten og leveringssikkerheten i 132 kV nettet.

Med tiltaket er 19 av Oslos 51 tr.st. frakoblet 50 og 33 kV -nettene og koblet til det «nye» 132 kV nettet. 132 kV-prosjektet startet opp på slutten av 1980-tallet.

Fase Utvikling /under bygging

Tiltaket ble vedtatt i Elvias styret mai 2020. Det er ikke behov for konsesjonssøknad fordi Elvia har områdekonsesjon for regionalnett i Oslo. Anleggsarbeidet startet opp i 2021

Alternativ

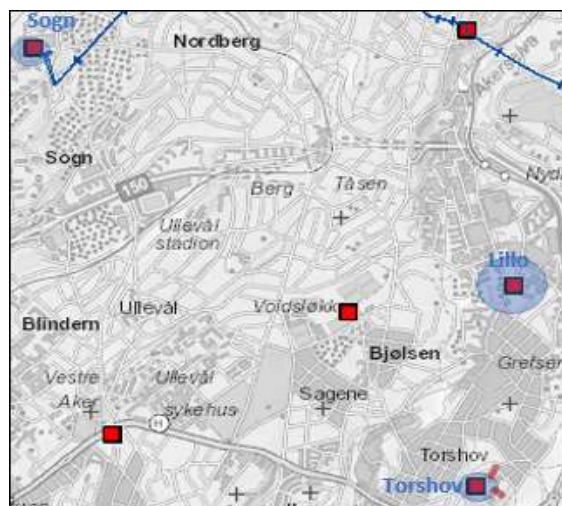
Det finnes ingen gode alternativer.

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Beregnet til 110 mill.kr



Figuren viser plassering av Lillo transformatorstasjon

6.3.6 Ulven- Tonsen - kabling av kraftledning mot Ulven

Tiltakshaver: Elvia/Utbyggere/Oslo kommune

Kommune: Oslo

Erstatte opptil 500 meter av dagens 50 kV kraftledning med jordkabel inn mot Ulven

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Traseen for dagens ledningsanlegg er i et område av Hovinbyen som skal utvikles med en bystruktur. Utbyggere ønsker derfor å erstatte dagens dobbeltkurs masterekke med et jordkabelanlegg gjennom området.

Fase Utredning

Det pågår i samarbeid med Elvia utredet ulike løsninger for tiltaket. Etter at det er inngått en utbyggingsavtale mellom utbygger og Elvia vil det bli sendt konsesjonssøknad,.

Mulig idriftsettelse

2023-2024

Investeringskostnader

Stipulert til 15-20 mill.kr. Kostnadene dekkes av utbygger.



6.3.7 Ulven- Tonsen - kabling av kraftledning mot Tonsen

Tiltakshaver: Elvia/JM-bygg

Kommune: Oslo

Erstatte opptil 500 meter av dagens 50 kV kraftledning med jordkabel inn mot Tonsen

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

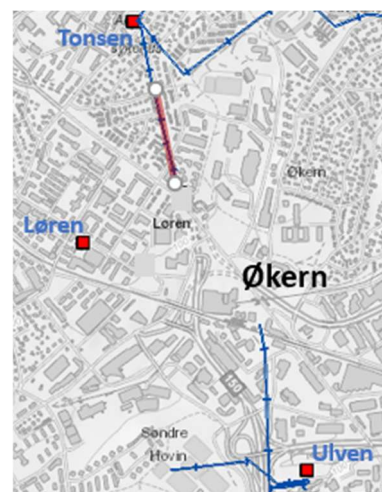
Som et rekkefølgekrav fra Oslo kommune ble utbygger av et boligfelt pålagt å legge dagens dobbeltkurs masterekke ned som jordkabel. For å overholde overføringskravet på forbindelsen må det etableres fem jordkabelsett for å erstatte kraftledningen.

Utbygger har vært i forhandlinger med grunneiere om trase og plassering av ny mast hvor kablene skal avsluttes. Det har vist seg vanskelig å oppnå enighet.

Videre arbeid forventes til enighet mellom utbygger å naboer er oppnådd.

Fase Utredning

Utbygger tok kontakt med netteier 2012. Det er utarbeidet utkast til konsesjonssøknad. Pr. våren 2022 har utbyggerne ikke lyktes å få enighet med beboere og Oslo kommune om plassering av ny kabelandemast



Mulig idriftsettelse

Etter 2024

Investeringskostnader

Stipulert til 10-15 mill.kr. Kostnadene dekkes av utbygger.

6.3.8 Ulven - en tredje transformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Bygge ny transformatorcelle, ny 40 MVA transformator med nødvendig 11 og 132 kV bryterfelt

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Tiltaket er nødvendig for å øke kapasiteten mot distribusjonsnettet. Ulven tr.st har i dag to 40 MVA transformatorer og forsyner forbruket bl.a. i Økern området som er en sentrale deler av «Hovinbyen som er Oslos største byutviklingsområde. Innen Hovinbyen kan det komme 30-40.000 nye boliger og bli etablert 50-100.000 arbeidsplasser i en tidshorisont på 30-50 år.

Forbruket øker etter hvert som utbyggingen skjer.

Tiltaket iverksettes først når forbruket overskrider det stasjonen i dag kan levere.

Fase Utredning

Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Alternativ

Før tiltaket settes i gang utnyttes muligheter med å endre oppdelingen i distribusjonsnettet mot andre tr.st..

Mulig idriftsettelse

2030

Investeringskostnader

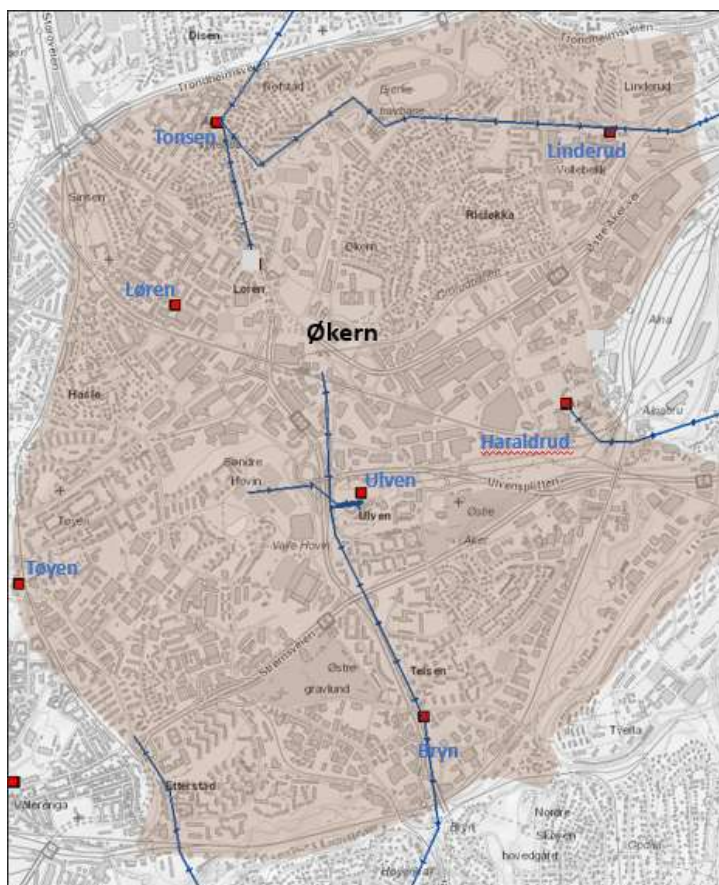
Stipulert til 20-30 mill.kr

Reduksjon ved forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 35 | 52 | 60 -70 | 8-18 |

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringssikkerhet



Figuren viser området som er omfattet av Hovinbyen. Transformatorstasjoner i området er vist med rødt

6.3.9 Alnabru - tre nye transformatorer

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Skifte ut to 10 MVA transformatorer med to nye 20 MVA enheter.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

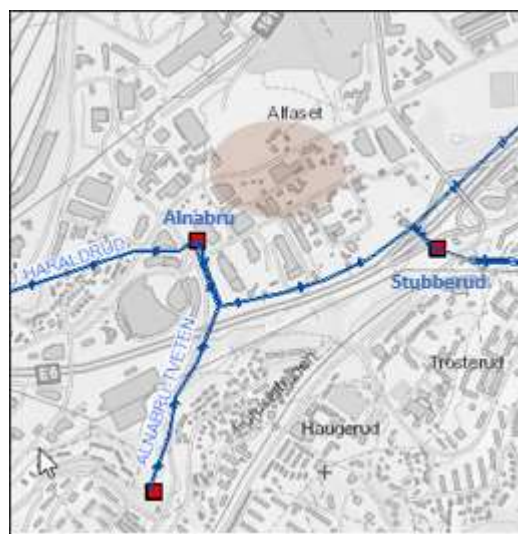
Tiltaket er nødvendig for å kunne levere strøm til nye la-destasjoner for elektriske busser i Oslo. I tillegg kommer behovet for anleggsstrøm for tunneller for vannforsyningen til Oslo

Fase Utvikling / bygging

Det kom i begynnelsen av 2020 bestilling fra Oslo kommune. Forespørsel på transformatorer ble sendt 2021

Alternativ

Å gjøre tilsvarende investering i Stubberud. Pga. lengre trase for 11 kV jordkabler er det ikke aktuelt



Mulig idriftsettelse

2022-2023

Investeringskostnader

Stipulert til 15-20 mill.kr. Det kreves anleggsbidrag

Reduksjon ved forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 37 | 39 | 60 | 23 |

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringsikkerhet

6.3.10 Liåsen ny 420/132 kV transformatorstasjon og tilknytning til 50 kV nettet

Tiltakshaver: Statnett/ Elvia

Kommune: Oslo

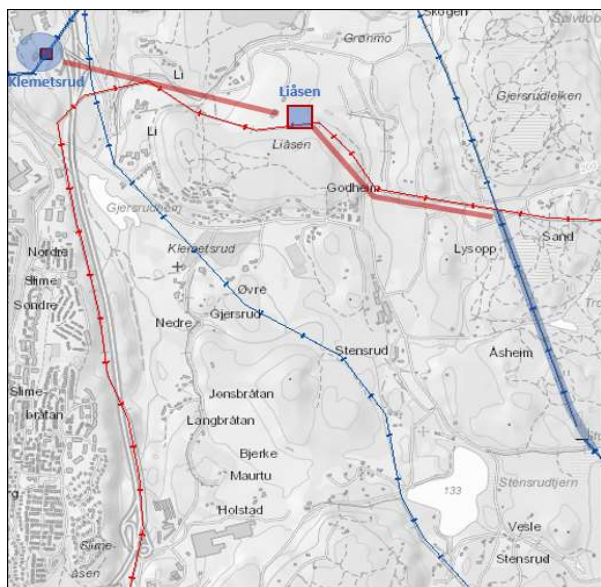
Liåsen transformatorstasjon er et fellesprosjekt mellom Statnett og Elvia. Elvias del av investering består av en andel av bygningsmassen med tomt og et 132/50 kV koblingsanlegg med 9 felt (3 er eid av SN).

For tilkobling av Liåsen til dagens 50 og 132 kV regionalnett bygges dagens 132 kV linje om fra enkel til dobbeltkurslinje fra grensen mellom Oslo og Nordre Follo (Ski) og mot et avgreningspunkt mot Liåsen, det bygges ny fire kurs masterekke fra avgreningspunktet og inn mot Liåsen. For å knytte Liåsen til 50 kV nettet bygges en 132 kV jordkabel til Klemetsrud og en 132/50 kV mellomtransformator settes inn i Klemetsrud.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

De sydligste delene av Oslo har hatt og vil få stor lastøkning. Området får i dag strøm fra både Statnetts stasjoner Ulven i Oslo og Follo tr.st i Follo. Transformorkapasiteten i de to stasjonene og overførings-kapasiteten i regionalnettet nærmer seg kapasitetsgrensen

Fase Utredning/ løsningsvalgbeslutning
Søkt konsesjon i 2017. Det er utarbeidet tilleggsutredninger og behandling pågår hos NVE.



Figuren viser plassering av Liåsen og ledningsanlegg, kabler og stasjoner berørt av tiltaket. Kilde NVE-atlas

Alternativ

Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2025-2027

Investeringskostnader

Elvias andel av tiltaket 150 mill.kr

6.3.11 Klemetsrud – CO₂ renseanlegg

Tiltakshaver: Gjenvinningsetaten / Elvia

Kommune: Oslo

Oslo kommune har planer om et CO₂ renseanlegg ved gjenvinningsanlegget på Klemetsrud. Det er behov for 70 -80 MW til prosessanlegget. Det må bygges en egen transformatorstasjon på området med 3-4 stk. 132/11 kV transformatorer, et 132 og 11 kV koblingsanlegg.

Plassering er foreløpig tenkt ved Klemetsrud transformatorstasjon. Forsyning må leveres fra Liåsen transformatorstasjon som Statnett og Elvia har søkt konsesjon på. Det kan være mulig samlokalisere et kabel og en mellomtransformator som i dag er et del prosjekt under Liåsen.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Oslo kommune ønsker å redusere klimaavtrykket som følge av gjenvinnings- og /søppelforbrenningsanlegget på Klemetsrud

Fase Utredning/ løsningsvalgbeslutning

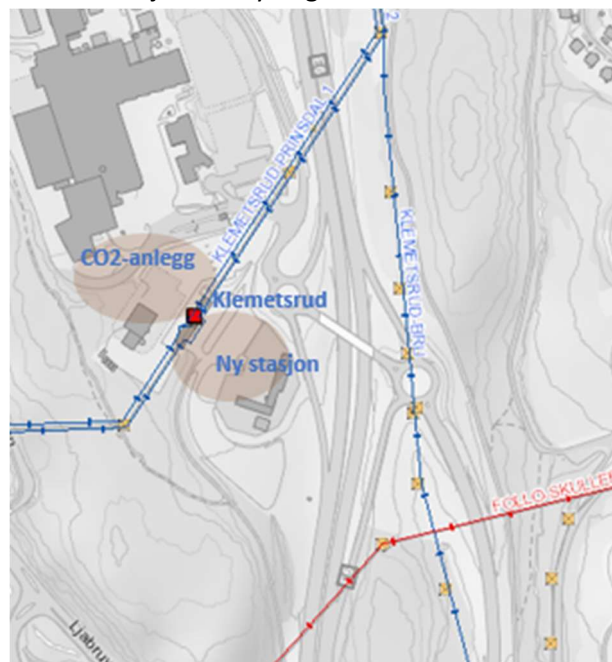
Prosjektet er ikke endelig besluttet av Oslo kommune

Mulig idriftsettelse

2026 forutsetter at Liåsen er satt i drift

Investeringskostnader

100-200 mill. Det beregnes anleggsbidrag i ht. gjeldene regler



Figuren viser mulig plassering av CO2-renseanlegg og en tilhørende transformatorstasjon. Kilde NVE-atlas

6.3.12 Lilleaker- Smestad - reinvestering av jordkabler

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Reinvestering av to oljekabler i en ny PEX-jordkabel

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det er behov for å skifte ut gamle oljekabler fordi levetiden er i ferd med å gå ut. Det er i dag utfordrende å drifte denne type anlegg fordi det er vanskelig å skaffe reservekomponenter og fordi kompetanse på drift, lekkasjesøk og reparasjon er i ferd med å forsvinne. Elvia løser dette ved å skifte ut gjenværende oljekabler i løpet av de neste 10-15 årene.

Dette tiltaket gjelder to 2.9 km lange 50 kV jordkabler hvor halve lengden er oljekabler. Kablene forsyner Lilleaker transformatorstasjon nær grensen til Bærum vest i Oslo. Oljetrykksdelen av kablene er 44 år gamle.

Lilleaker, som forsyner strøm til områder på grensen til Bærum, lengst vest i Oslo, er planlagt bygd om til 132 kV i løpet av 5-10 år. Lilleaker er en av Elvias 170 stasjoner med høyest belastning. Bl.a. utviklingen i Lysaker-området gjør at forbruket øker.

Det legges en ny jordkabel til erstatning for dagens to jordkabler. Tiltaket utføres samtidig og i samme trase som ny jordkabel Smestad - Koksa - Fornebu. Se tiltak beskrevet under Asker og Bærum.

Det nye jordkabelanlegget bygges for å:

- fjerne risikoen for oljeforurensing, redusere antall km oljekabler i nettet
- forberede for et fremtidig 132 kV regionalnett
- ved å legge jordkabelen samtidig med Smestad-Koksa-Fornebu jordkabelen reduseres miljø- og investeringskostnadene med 30 %.

Fase Utvikling / under bygging
Vedtatt i Elvias styret desember 2019 og søkt konsesjon våren 2020 og mottatt konsesjon våren 2021. Anleggsarbeidene starter opp sommeren 2022

Alternativ

Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2023-2024

Investeringskostnader

Beregnet til 30 mill.kr



Figuren viser Lilleaker transformatorstasjon og trase for nytt kabelanlegg. Kilde NVE-atlas

6.3.13 Abildsø - ny tredje transformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Sette inn en tredjetransformator

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Abildsø tr.st som ligger syd i Oslo ble bygget om fra 50 kV til 132 kV i 2008. Stasjonen har i dag to transformatorer hver på 40 MVA. Belastningen i Abildsø er 59 MW, mens stasjonen maksimalt kan levere 52 MW redundant forsyning, dvs. ved utfall av en transformator og 30 % overbelaste av gjenværende enhet. (dette er kun mulig når det er -10 grader utetemperatur). For å gjenopprette forsyningen etter utfall må det i dag gjøres tidkrevende omkoblinger i distribusjonsnettet.

Det står i dag en 132/50 kV mellomtransformator i stasjonen for innmating i 50 kV nettet. Når Liåsen er bygget, dvs. i 2023-2024 vil mellomtransformatoren bli flyttet til Klemetsrud. Den nye 132/11 kV transformatoren kan da kobles til 132 kV bryterfeltet som da blir frigjort.

Fase Utvikling/løsningsvalg
Gjennomføring samkjøres med Liåsen



Figuren viser plassering av Abildsø transformatorstasjon. Kilde NVE atlas

Alternativ

Etablere forbindelser i distribusjonsnettet til andre stasjoner

Mulig idriftsettelse

2026

Investeringskostnader

Antatt kostnad 10 mill.kr

Reduksjon ved forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 59 | 52 | 70-80 | 15-25 |

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringsikkerhet

6.3.14 Ris - en tredje transformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Bygge om to gamle transformatorceller til en ny celle, ny 40 MVA transformator med nødvendig 11 og 132 kV bryterfelt. 11 kV anlegget utvides pga. mangel på felt for utgående jordkabler.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Tiltaket er nødvendig for å øke kapasiteten mot distribusjonsnettet. Ris tr.st har i dag to 40 MVA transformatorer og forsyner forbruk til området mellom Majorstua, Hovseter, Holmenkollåsen og Sogn med bl.a. Rikshospitalet. Stasjonen har i dag registrert et maksimalt forbruk på 74 MW som er mer en N-1 kapasiteten i installert transformatorytelse. Underdekningen dekkes i dag opp gjennom gjennomløpende 11 kV jordkabler mot Montebello tr.st.

Det er varslet nye utbyggings prosjekter på opptil 21 MW økning i forbruket. Bla. flytting av Ullevålssykehus (8 MW) og Utvidelse av Universitetet / forsknings-parken (13 MW).

Fase Utvikling/løsningsvalg

Gjøres innenfor anleggskonsesjonen for regionalnettet i Oslo

Alternativ

Å etablere flere reserver i 11 kV nettet og utvide kapasiteten i andre tr.st.

Mulig idriftsettelse

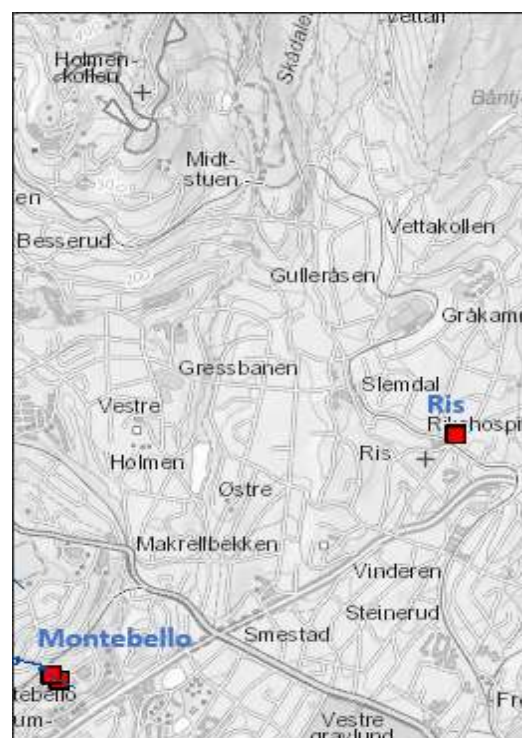
Etter 2025-2028 (avhengig av utbygges behov)

Investeringskostnader

Stipulert til 30-40 mill.kr

Reduksjon ved forbrukerfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|--------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
|--------------|-----------|------------------|---------------|-----------|



Figuren viser plassering og forsyningsområdet til Ris

| | | | | |
|---------------------------|----|---|----|---------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 67 | 52+(28 i gjennomløpende 11 kV jordkabler) | 94 | 32 (14) |
|---------------------------|----|---|----|---------|

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringsikkerhet

6.3.15 Lilleaker- Ombygging til fra 50 kV til 132 kV

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Reinvestere det gamle 50 kV koblingsanlegget i et nytt 132 kV anlegg, tre eller fire nye transformatorer og nytt 11 kV anlegg. Anlegget blir knyttes til Smestad og Jar (Bærum). I Jar settes det inn en 132/50 kV transformator (fra Berger).

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Stasjonen foreslås reinvestert og bygget om pga. komponenter med utgått levetid, behov for mer kapasitet mot Bærumsnettets stor lastøkning i Lysaker-området. Ombygging er en del av nytt regionalnett i Oslo og i ht. Elvias langsiktige strategi om et fremtidig regionalnett basert på 132 kV.

I Lilleaker er det dag både oljefattige effektbrytere i 50 kV anlegget og i 11 kV anlegget. Brytertypen bruker olje for å slokke lysbuen (strømmen) og har stort skadepotensiale ved en eventuell oljestøveksplasjon. Elvia planlegger å skifte ut denne type brytere i hele nettet. Flere andre 50 kV-komponenter, bl.a. måletransformatorer, skillebrytere m.m. har usikker tilstand. Det er rimelig å anta at komponentene er mekanisk og elektrisk svekket.

Transformatorene flyttes til andre 50 kV stasjoner.

Lilleaker er en av Elvias 170 stasjoner med høyest belastning. Bl.a. utviklingen i Lysaker-området gjør at forbruket øker. Ved å øke spenningen fra 50 kV til 132 kV økes kapasiteten på jordkabelen Smestad- Lilleaker- Jar med tre ganger og bidrar til å bedre forsyningssikkerheten i Bærum Øst.

Tiltaket utløses av lastøkning i Lysaker-området som er påvirket av Forneubanen og ny E18. Det vurderes fortløpende tilstanden til det elektriske anlegget.

Fase Utredning

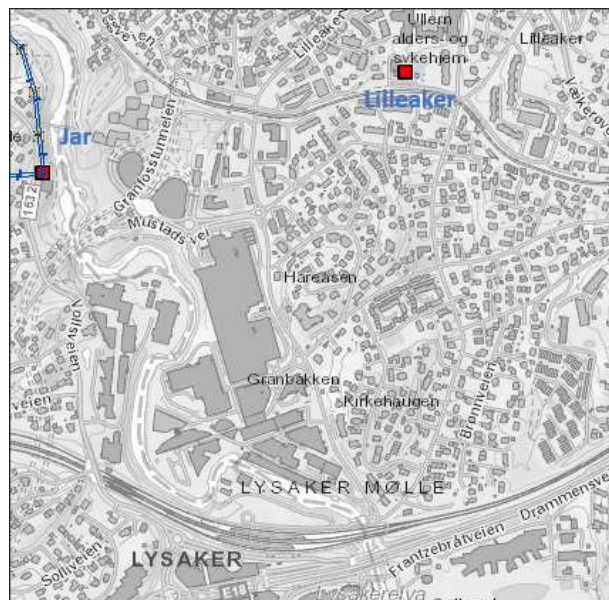
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Alternativ

Det er vanskelig å se for seg alternativer til tiltaket

Mulig idriftsettelse

Etter 2030



Figuren viser Lilleaker transformatorstasjon

Investeringskostnader

Beregnet til 110 mill.kr

Konsekvenser av forsinkelser

Svekket leveringsikkerhet

6.3.16 Bekkelaget - utvidet kapasitet**Tiltakshaver:** Elvia**Kommune:** Oslo

Øke kapasiteten for utvikling av havneanleggene syd i Oslo

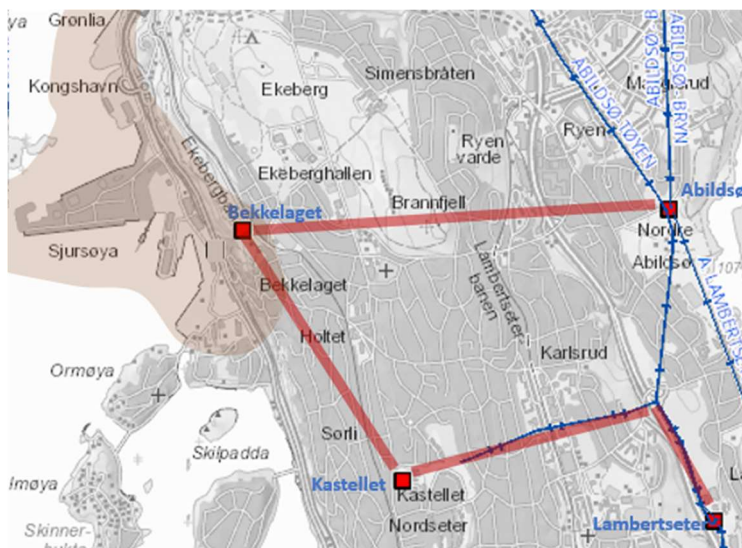
Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Bekkelaget (50 /11 kV) forsyner i dag bl.a. Sydhavna (Bekkelagskaia, Ulvøya og Kongshavn). Stasjonen ligger utsprengt i fjell.

Kapasiteten er begrenset av transformatorene i stasjonen, 50 kV forsyningskabler mellom Bekkelaget og Kastellet, kraftlinjene mellom Lambertseter og Kastellet.

Forbruket i området kan øke fra dagens maksimallast på 35 MW til 80-90 MW. Det er til nå kommet henvendelser fra Oslo kommune om nytt forbruk fra 25- 40 MW for elektrifisering av havnen. Det vil si til losseaktivitet, landstrøm for skip, ladepunkter for lastbiler og annen veitransport.

Fase Utvikling/løsningsvalg
Gjøres innenfor anleggskonsesjonen for regionalnettet i Oslo



Figuren viser plassering av Bekkelaget og området Sydhavna

Fase 1 - nytt forbruk opptil 10 MW

Tiltaket innebære å sette inn to nye transformatorer samt å utvide dagens 11 kV koblingsanlegg.

Fase 2- nytt forbruk opptil 25 MW

Tiltaket krever forsterkning av tilførselen til stasjonen. Dette innebærer en ny 50 kV kabel (mot Kastellet -Bekkelaget) og kapasitetsøkning (temperaturoppgradering) av kraftledningen mellom Kastellet og Lambertseter, samt nye bryterfelt i stasjonene. Øket kapasitet på kraftledningen kan øke kapasiteten totalt for Bekkelaget og Kastellet fra en makslast (2030) på 105 MW til 130 MW.

Fase 3- opptil 70 MW

Tiltaket innebærer å legge en ny kabel fra Abildsø til Bekkelaget. Bortsett fra en ny kabel mellom (Bekkelaget - Kastellet) må de andre tiltakene i Fase 2 gjennomføres.

Fase 4- forbruk opp til 130 MW

Ny 132 kV transformatorstasjon på Bekkelagshavna og en ny mellomtransformator (132/50 kV) mot Bekkelaget. Dersom fase 3 er gjennomført kan kableen mellom Bekkelaget og Abildsø kobles om i Abildsø for drift med 132 kV

Tiltaket gjøres innenfor områdekonsesjonen for regionalnettet i Oslo

Alternativ

Kommer frem av utredningen

Mulig idriftsettelse

Før 2030

Investeringskostnader

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|---------|-----------------------|-----------------|-----|--------------|-------|
| Fase 1 | 10 | - | - | - | - |
| Fase 2 | 40-60 | - | - | - | - |
| Fase 3 | 50-70 | - | - | - | - |
| Fase 4* | 150-200 (30)* | - | - | - | - |

Det er i kostnadsestimatene ikke tatt med kostnader for utvidelse av 11 kV koblingsanlegg og 11 kV distribusjonsnett.

*Dersom ikke fase 3 er gjennomført før fase 4, kommer kabelkostnader på 30 mill. kr. i tillegg

6.3.17 Tøyen- Ulven- forlengelse av jordkabelanlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Oslo

Erstatte dagens kraftlinjer med to jordkabler

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Fra Ulven og sørover, står det i dag igjen 700 meter med 50 kV dobbelkurs kraftlinje som går mot Tøyen transformatorstasjon. Resten av linjen ble i 2006 lagt ned som jordkabel isolert for 132 kV. Tiltaket ble initiert og bekostet av Oslo kommune i fbm. utvikling av Ensjøområdet for boligbygging.

Det er flere grunner for å legge de siste 700 meteren ned som jordkabel.

- Området inngår som en del av Hovinbyen som er i ferd med å bli bygget ut. Utbyggerne/Oslo kommune ønsker å fjerne kraftlinjen pga. konflikt med bolig og næringsutbygging.
- I langtidsplanene for utvikling av 132 kV i Oslo, skal Tøyen bygges om til 132 kV før 2040.

Dersom tiltaket blir gjennomført, før Tøyen t.st, bygges om, vil de nye kablene kunne driftes på 50 kV for fortsatt å kunne forsyne stasjonen.

Når kraftlinjen legges ned og erstattes med jordkabel, kan det være mulig å drifte den ene av de to kablene med 132 kV, mens den andre jordkabelen kan driftes på 50 kV. 132 kV jordkabelen kan skjøtes inn på dagens 132 kV jordkabel som går mellom Jordal og Rodeløkka. Tiltaket vil i så fall gi økt innmatingskapasitet mot 132 kV nettet i sentrum av Oslo.

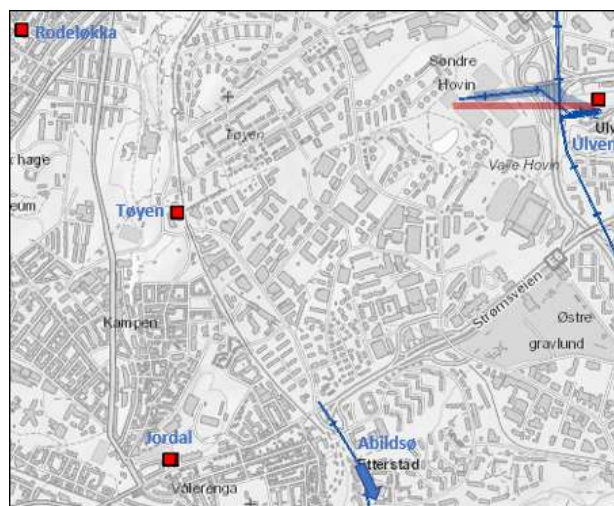
Tidspunkt for ombygging av Tøyen (bygget i 1969) bestemmes av lastøkning i forsyningsområdet, bl.a. Ensjø og reinvesteringsbehov i stasjonen.

Fase Utredning
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie

Alternativ
Ingen alternativer

Mulig idriftsettelse
Etter 2030

Investeringskostnader
Beregnet til 20-30 mill.kr



Figuren viser plassering av luftledningsanlegg som er planlagt lagt i jordkabel

6.3.18 Ombygging av transformatorstasjoner fra 50 kV til 132 kV

Tiltakshaver: Elvia

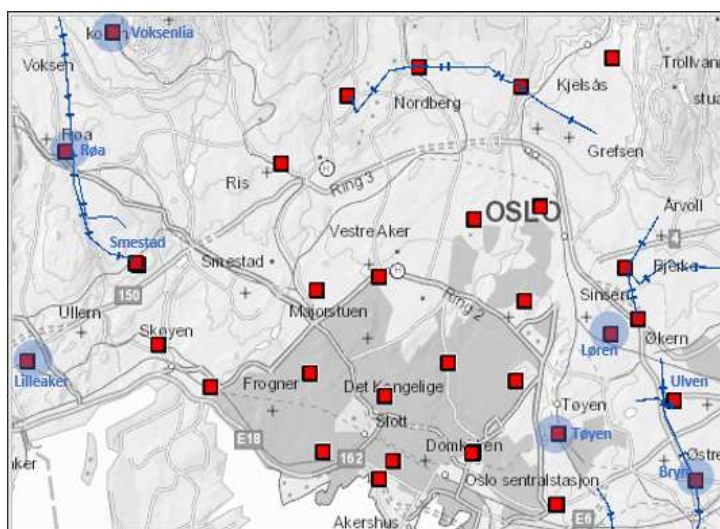
Kommune: Oslo

Reinvestering av gamle 50 kV koblingsanleggene med nye 132 kV anlegg og nye transformatorer og eventuelle utskifting av 11 kV koblingsanlegg. I tillegg kommer nye 132 kV kabelanlegg som anleggene kobles til.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Rekkefølgen og tidspunkt for videre utbygging av det nye 132 kV nettet i Oslo bestemmes av gjenværende levetid på de tekniske anleggene og utvikling av forbruket. Spesielt gjelder dette tilstanden til gamle oljekabler med utgått levetid og liten overføringskapasitet.

Fase Utredning / områdestudie
Skisseprosjekt som inngår i områdestudie. Stasjonene er ikke utredet for ombygging. Det er ikke behov for konsekjonssøknad fordi Elvia har områdekonsesjon for å bygge om eksisterende tr.st. og ny kabelanlegg i Oslo / alle



Figuren viser plassering av de transformatorstasjonene som er mest aktuelle å bygge om til 132 kV i løpet av utredningsperioden

Bryn, Løren, Tøyen, Voksenlia, Lilleaker og Røa er de mest aktuelle transformatorstasjonene å bygge om i utredningsperioden.

Alternativ

Før tiltaket settes i gang utnyttes muligheter med å endre oppdelingen i distribusjonsnettet mot andre tr.st. eller å forlenge videre drift med 50 kV. Strategien siden 1990 har vært å minimalisere investeringer i 33 kV og 50 kV nettene. Normalt finnes det ingen gode alternativer til tiltakene.

Mulig idriftsettelse

2025- 2040

Investeringskostnader

Antatt (erfaring) 60-160 mill.kr pr stasjon og jordkabelanlegg

6.3.19 Stubberud - Røykås reinvestering av to kraftlinjer**Tiltakshaver:** Elvia**Kommune:** Oslo og Lørenskog

Reinvestere dagens to dobbelkurs kraftlinjer i en ny kraftlinje

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Mellom Stubberud i Oslo og Statnetts anlegg Røykås i Lørenskog, kan det pga. utgått levetid, være aktuelt å reinvestere to 4 km lange stålmasterlinjer fra 1921 med en ny stål eller komposittmastlinje.

Kraftlinjens tilstand blir fortløpende vurdert.

Fase Utvikling/løsningsvalg
 Skisseprosjekt som inngår i områdestudie og utvikling av kapasitet i 50 kV nettet i Oslo og nedre Romerike

**Alternativ**

Å rive linjen

6.3.20 Bane Nor - ny omformerstasjon**Tiltakshaver:** Bane Nor/ Elvia**Kommune:** Oslo

Ny omformerstasjon og forsyning for Bane NOR

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Når arbeidet med Follo-tunellen er avsluttet i 2021-2022, kan det være aktuelt for Bane NOR å etablere en omformerstasjon ved Åsland tr.st.

Det er antydnet behov for en kapasitet på 100-200 MW i et 5-20 års perspektiv. Ved trinnvis utbygging kan en først utnytte ledig kapasitet i 50 kV nettet og Åsland, dvs. 30- 40 MW.

Når den nye 420/132 kV stasjon Liåsen er bygget, kan anlegget driftes med 132 kV og det kan overføres opp til 180 MW fra Liåsen. Dette vil kunne dekke Bane NORs langsiktige behov for banestrøm.

Fase Utredning /områdestudie

Bane Nor har ikke avklart behov og plasseringsalternativer for omformerstasjonen

Alternativ

Det er skissemessig sett på to alternativer for 132 kV løsning.

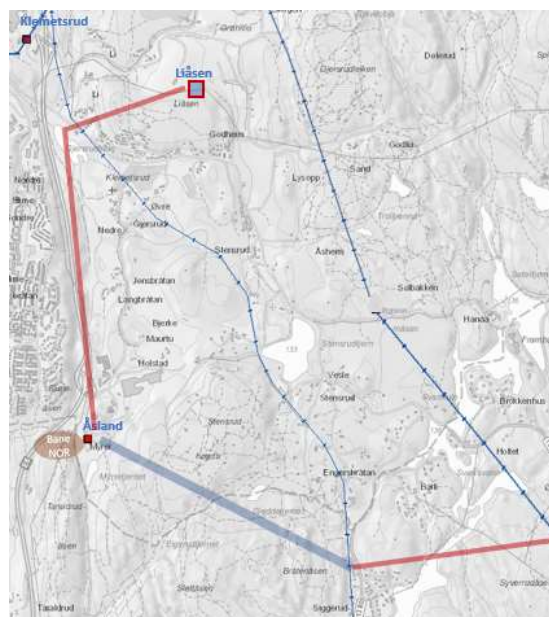
Alt 1. forutsetter at det etableres en forbindelse fra endepunktet for dagens jordkabel ved Siggerud og frem til en T-avgrening på 132 kV ledningen fra Solbergfoss. I tillegg må det bygges et nytt 132 kV kabelanlegg fra Klemetsrud til Liåsen.

Alt 2. forutsetter at det legges to jordkabler direkte fra Liåsen og frem til Åsland.

Ulikeløsninger og flere alternativer blir utredet dersom BaneNor ønsker å gå videre med prosjektet

Mulig idriftsettelse

2025-2040



Figuren viser eventuell plassering av BaneNORs omformerstasjon og nye jordkabelanlegg

6.4 Tiltak på Romerike

6.4.1 Innledning

- ▷ 6.4.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet
- 6.4.3 Mindre tiltak på Romerike
- ▷ 6.4.4 Kjellerholen utvidelse av 22 kV anlegg
- ▷ 6.4.5 Gjestad -Hovinmoen - Dal - reinvestering av kraftledning
- ▷ 6.4.6 Lillestrøm - ny mellomtransformator
- ▷ 6.4.7 Vestbygata - 66 kV anlegg, ny transformator og nytt 22 kV anlegg
- ▷ 6.4.8 Frogner - reinvestering av koblingsanlegg
- ▷ 6.4.9 Ask i Gjerdrum kommune - ny transformatorstasjon
- ▷ 6.4.10 Heia- utvidelse av datasenter
- ▷ 6.4.11 Løken- Bjørkelangen reinvestering av 66 kV kraftlinje
- ▷ 6.4.12 Leirsund til Åkrene- reinvestering og forsterkning av kraftlinje

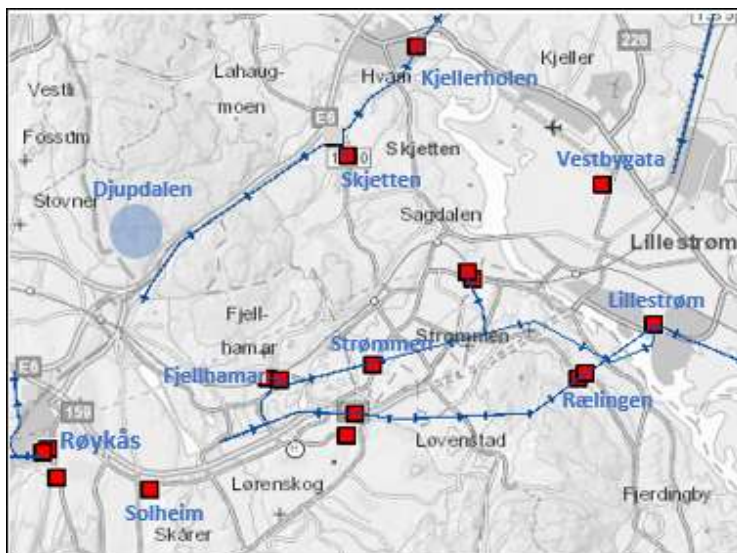
6.4.1 Innledning

Det bor 313.000 mennesker i de 11 kommunene (tidligere 13) på Romerike. Befolkningen vil i ht. SSBs prognoser kunne øke med 69.000 innbyggere frem til 2040. Prognosert befolkningsøkningen varierer imidlertid mye fra kommune til kommune. Størst økning blir det i Ullensaker, Lørenskog og Lillestrøm hvor befolkningen kan øke med mellom 10.000 og 20.000 innbyggere.

Veksten i strømforbruket skyldes befolkningsøkning og næringsutvikling. Den største driveren er flyplass på Gardermoen som ble åpnet i 1998. I tillegg kommer elektrifisering av samfunnet, nærheten til Oslo med god jernbaneforbindelse.

Nettet på øvre Romerike drives med 66 kV spenning og er knyttet til Statnetts stasjoner Minne i Eidsvoll og Frogner i Sørums kommuner. I tillegg er det innmating fra flere produksjonsanlegg i Glomma, bl.a. Rånåsfoss, Bingsfoss og Funnefoss. Hurdal stasjon nord på Romerike, er eneste stasjon på Romerike som drives med 132 kV spenning. Stasjonen er knyttet til 132 kV-nettet mot Toten og Gjøvik.

Nettet på nedre Romerike drives med 50 kV spenning og er knyttet til Statnett stasjon Røykås i Lørenskog. I tillegg er det flere forbindelser til Oslo. Skille mellom 66 kV og 50 kV nettet går gjennom Lillestrømby hvor det er muligst for noe utveksling mellom de to nettene vha. en mellomtransformator.



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet på nedre Romerike. Kilde NVE-atlas

6.4.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet

Transmisjonsnettet 300 kV og 420 kV

I 2017 overtok Elvia 50 og 66 kV delen i Statnetts stasjoner på Romerike, dvs. Minne, Frogner og Røykås.

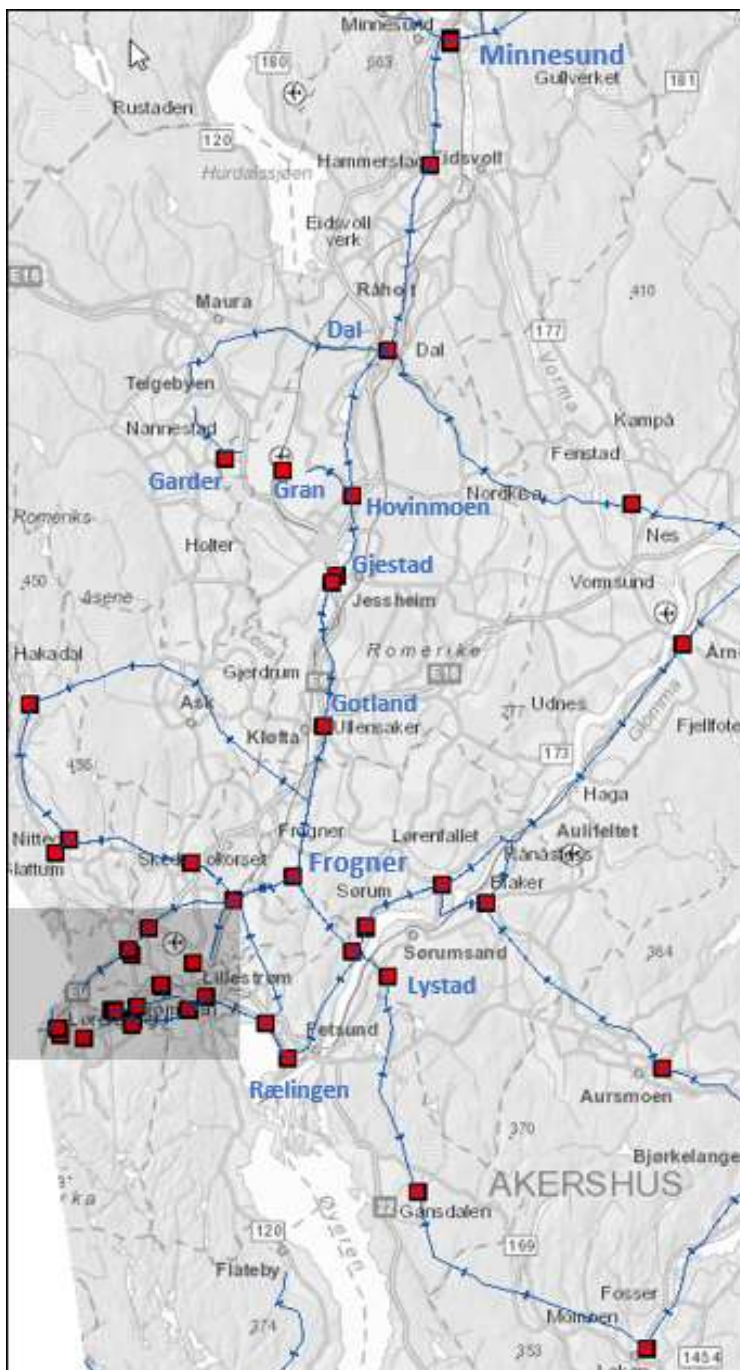
I Statnetts konseptvalgutredning for «Stor Oslo» anbefales overgang fra 300 kV til 420 kV. Innenfor konseptet er det flere muligheter for forenkling av overføringsnettet, nye stasjoner og reinvestering av gamle anlegg. Statnett jobber videre med utviklingen av nettet i forbindelse med områdeplan for Oslo og Østfold, som skal beskrive trinnvis utvikling frem til et målnett på 420 kV. En første versjon av områdeplanen er planlagt i 2022

I Frogner stasjon i Lillestrøm kommune utredes utvidelse og oppgradering av dagens 420 kV anlegg og forberedelse for nedbygging av 300 kV anlegget. Det tilrettelegges samtidig for å styrke transformorkapasitet mot Elvias regionalnett. Statnett og Elvia utreder sammen en teknisk løsning for å fornye og utvide Elvias 66 kV anlegget i stasjonen.

Det utredes et nytt 420 kV anlegg på Gjelleråsen som et av flere alternativ i et fremtidig målnett. Fordi plasseringen er i et område med lite regionalnett og utenfor belastningstygdepunktet, er det ikke aktuelt for Elvia med innmating fra denne stasjonen. Dvs. at anlegget blir en ren koblingsstasjon i det nye 420 kV nettet.

Statnett utreder ny 420/132 kV innføringsstasjon ved Djupdalen nord for E6 i Lørenskog kommune som erstatning for 300 kV stasjonen Røykås som må fornyes. Elvia mener det ikke vil være samfunns-økonomisk riktig å flytte dagens 50 kV anlegg i Røykås til Djupdalen. Det må derfor etableres overføringsanlegg (3 km) mellom anleggene for innmating i Elvias anlegg i Røykås.

Elvia har en 50 kV kraftledning, som er forberedt for 66 kV, mellom Røykås, Skjetten og Kjellerholen. Dersom det kan leveres 66 kV fra Djupdalen kan kraftledningen knyttes til anlegget. Tiltaket vil bedre reserveforholdene og avlaste Røykås og Frogner. Ved tiltaket kan opptil 200 MW leveres fra Djupdalen



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet på Romerike. Kilde NVE-atlas

mot Frogner-nettet. Elvias stasjon Skjetten er forberedt for 66 kV, det må kun skiftes ut to 50 kV transformatorer.

Utvikling av regionalnettet

Forbruket i Nannestad, Ullensaker og Eidsvoll på øvre Romerike har økt med over 75 % siden 1990. Med tilsvarende utvikling kan forbruket øke med ytterligere 36 % frem til 2040.

Gardermoen næringspark som ligger mellom den østre flystripa og E6 er planlagt bygget ut med 100.000 m² næringsareal pr. år de neste 30 årene. Dette alene vil kunne medføre økt effektbehov på inntil 5 MW årlig. I tillegg til næringsparken planlegges det boligbygging og næringsutvikling i alle de tre kommunene. I 2018 åpnet et nytt sykehus øst for næringsparken som erstatter Feiring-klinikken (Eidsvoll) og Glitre-klinikken (Nittedal).

Det er i prognosene ikke tatt hensyn til Avinors antagelser om at det trolig vil komme i drift kommersielle elektrisk fly de neste 10-20 årene. Tiltakene tar heller ikke høyde for eventuelle datasentre. Det har de siste årene vært flere henvendelser på sentre med effektbehov på 10-150 MW.

Siden 2010 er det gjort flere tiltak for å øke kapasiteten mot «Gardermoen-området»

- I 2010 ble kapasiteten på 66 kV ledning mellom Frogner og Gjestad økt med 25 % ved å heve tillatt ledertemperatur fra 50 til 80 grader. For å oppnå dette måtte et fåtall master heves og endepunkts-komponenter måtte byttes. Samtidig ble det satt inn større transformatorer i Gotland og Gjestad.
- Det ble i 2017 gitt konsesjon på en ny transformatorstasjon Hovinmoen. Stasjonen vil avlaste Gjestad og Gran og sikre forsyningen til flyplassen, Gardermoen næringspark mm. Stasjonen ble satt i drift høsten 2019.
- I 2020 ble kapasiteten økt med 25 % på 66 kV ledning mellom Minne og Dal ved
- Vinteren 2019 ble det sendt konsesjonssøknad på reinvestering av enkeltkurs til ny dobbelkurs kraftledning mellom Dal og Hovinmoen. Tiltaket bedrer den gjensidige redundansen mellom innmatingspunktene Minne og Frogner og sikrer god levering til bl.a. Gardermoen flyplass.
- Vinteren 2019 ble det sendt konsesjonssøknad på utvidelse av 66 kV bryteranlegg i Dal. Tiltaket gjøres for å kunne koble til ny dobbelkurs mellom Dal – Hovinmoen, bedre fleksibiliteten i nettet, bedre selektiviteten og utnytte hele kapasiteten på ledningene fra Minne.
- Vinteren 2020 ble det sendt konsesjonssøknad på reinvestering av enkeltkurs til ny dobbelkurs kraftledning mellom Hovinmoen-Gjestad. Tiltaket vil sammen med Dal- Hovinmoen fjerne flaskehals i forbindelsen mellom Minne og Frogner.

Ved fortsatt stor vekst i forbruket er det sett på tre ulike alternativer for ytterligere å styrke forsyningen på øvre Romerike.

- Å bygge en ny 66 kV forbindelse fra Frogner om Ask og til Garder, inkludert en ny jordkabel under rullebanen mellom Garder og Gran.
- Å oppgradere dagens 66 kV forbindelse Frogner-Gjestad-Hovinmoen til 132 kV. Med 132 kV doubles overføringskapasiteten på eksisterende liner. Tiltaket må gjøres sammen med Statnett som må kunne levere 132 kV i Frogner.
- Å oppgradere dagens 66 kV forbindelse Minne-Dal- Hovinmoen til 132 kV. I Minne er det i dag tilgjengelig 132 kV, men dagens kapasitet i Statnetts anlegg må økes.

Også sør for Frogner dvs. mot Lillestrøm by og Nittedal er det stor økning av forbruket. Det kan medføre at forbindelsen mellom Frogner og Leirsund må forsterkes. I første omgang kan kapasiteten på dagens ledningsanlegg økes med 25 prosent ved å heve tillatt ledertemperatur fra 50 til 80 grader. Alternativt kan en ny kraftledning bygges parallelt med dagens to masterekker eller at dagens kraftledninger forsterkes med økt ledertversnitt. Det kan også være aktuelt å øke Kapasiteten på forbindelsene fra Leirsund ved stor vekst i forbruket i Lillestrøm by.

For utveksling mellom 66 kV og 50 V nettet kan det settes inn 66/50 kV transformatorer der nettene møtes. Det er to stasjoner hvor det kan være aktuelt, Lillestrøm og Kjellerholen. Tiltakene, som ikke er utredet, vil i tillegg til bedre redundansen mellom Røykås og Frogner bedre reserveforholdene i begge de to regionalnettene. I Lillestrøm står det i dag en mindre (40 MVA) 66/ 50 kV enhet

Distribusjonsnettet på øvre Romerike drives med 22 kV, mens det på nedre Romerike drives med 11 kV. Det er tett bebyggelse med kort avstand mellom stasjonene på nedre Romerike mens det på øvre Romerike er motsatt. Fordi det kan overføres dobbelt så mye ved 22 kV enn ved 11 kV (ved samme tverrsnitt) gir dette omtrent samme mulighet for å overføre effekt i distribusjonsnettet ved feil. Dette gjelder ikke alle steder, noe som krever mer kapasitet i stasjonene.

For å møte utviklingen er det siden år 2010 bygget en ny transformatorstasjon øst for Gardermoen (Hovinmoen), satt inn større transformatorer i flere stasjoner og flere kraftlinjer er bygd om for å kunne overføre mer strøm. Det er videre søkt konsesjon for to nye kraftledninger mellom Dal og Jessheim.

6.4.3 Mindre tiltak på Romerike

Mindre tiltak kan være å sette inn større eller flere transformatorer, strømbegrensende komponenter, P-spoler, kondensatorbatterier, overspenningsavledere mm. Tilsvarende gjelder reinvestering av relevern, kontollanlegg og batterianlegg. Denne typen tiltak blir vurdert fortløpende, men blir ikke tatt med i investeringsoversikten i denne utredningen. Dette fordi det er en begrenset kostnad og fordi tiltakene kan realiseres i løpet av kort tid

6.4.4 Kjellerholen utvidelse av 22 kV anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillestrøm

Dagens apparatsal bygges på med 15 meter og 22 kV koblingsanlegget utvides med 9 nye bryterfelter.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Kjellerholen tr.st. ligger nord for Lillestrøm og forsyner de nordøstlige delene av Lillestrøm kommune, dvs. mot Nitte-dal kommune og mot Skedsmokorset. Innen forsyningsområdet til Kjellerholen er det betydelig lastøkning pga. bolig og næringsutvikling. Det mangler 22 kV bryterfelt for nye avganger mot distribusjonsnettet. Det er i dag iverksatt provisoriske tiltak for å kunne knytte til nye 22 kV jordkabler. Det er ikke mulig å avlaste stasjonen i distribusjonsnettet fordi Skjetten og Vestbygata drives med 11 kV mens Kjellerholen drives med 22 kV.

Fase Utvikling/ bygging

Vedtatt i Elvia styre november 2018. Fordi Elvia har områdekonsesjon for 11-22 kV anlegg søkes det ikke anleggskonsesjon for det elektriske anlegget

Mulig idriftsettelse

2022-2023

Investeringskostnader

Stipulert til 35 mill.kr



Figuren viser plassering av Kjellerholen

6.4.5 Gjestad -Hovinmoen - Dal - reinvestering av kraftledning

Tiltakshaver: Elvia **Kommune:** Ullensaker og Eidsvoll

Reinvestere og forsterke kraftlinjen mellom Gjestad og Dal. Koblingsanlegget i Dal bygges om og utvides. Gjestad utvides med 10 nye 22 kV bryterfelt og et nytt 66 kV bryterfelt.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Pga. stor økning i forbruket på øvre Romerike er det behov for å øke kapasiteten i strømmettet. Økningen har vært spesielt stor i Ullensaker kommune, med bl.a. Gardermoen næringspark, Jessheim by og Gardermoen flyplass. Kommunen er en av kommunene i Norge hvor økningen i befolkning og næringsliv er størst.

Elvia løser situasjonen ved en rekke tiltak i regionalnettet ut fra Statnetts anlegg i Minnesund og Frogner. Kapasiteten på kraftledningen fra Frogner ble i perioden 2010 økt med 25% ved temperaturoppgradering og utskifting av endepunktskomponenter. Tilsvarende tiltak ble gjort på kraftledningen fra Minne i 2021. Hovinmoen transformatorstasjon ble satt i drift høsten 2019.



Figuren viser anlegg som er berørt av tiltaket

Et ledd i planen er å reinvestere de 39 år gamle 66 kV tremastledningene mellom Dal og Hovinmoen og Hovinmoen-Gjestad i nye 66 (132) kV dobbeltkurs kraftledninger. Ledningsanleggene er 4 og 9 km lange. Samtidig utvides koblingsanlegget i Dal og Gjestad, med nye 66 kV bryterfelter.

Tiltakene øker kapasiteten i hele regionalnettet på øvre Romerike, fjerner flaskehalsen og bedrer redundansen i nettet.

Pga. stor utbygging i Jessheim området og manglende bryterfelter for å knytte til nye jordkabler utvides apparatsalen og 22 kV anlegget i Gjestad transformatorstasjon med 10 nye bryterfelt og lokalkontrollanlegget skiftes ut.

Fase Utvikling /konsesjonssøkt

Dal- Hovinmoen ble vedtatt i Elvias styre 2018 og Gjestad-Hovinmoen 2019 og søkt konsesjon for begge prosjektene i 2019. Det er utført tilleggsutredninger og forventet konsesjon i 2022

Alternativ

Fremgår av konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2023-2025

Investeringskostnader

Beregnet til 73 mill.kr for Hovinmoen- Dal og 53 mill.kr for Gjestad-Hovinmoen

6.4.6 Lillestrøm - ny mellomtransformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillestrøm

Sette inn en større mellomtransformator mellom 66 kV og 50 kV nettene. Dagens 40 MVA erstattes av en ny enhet på opptil 150-200 MVA

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

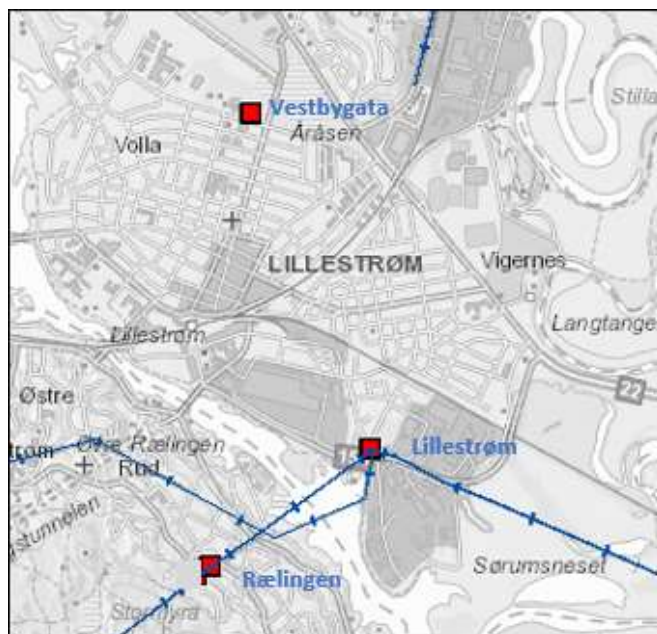
Det vurderes å øke kapasiteten mellom 66 kV- og 50 kV nettene på Romerike ved å sette inn en større mellomtransformator i Lillestrøm tr.st. Lillestrøm tr.st som ligger sørvest i Lillestrøm sentrum er knyttet til både 66 kV nettet og 50 kV nettet via en mellomtransformator.

66 kV nettet forsynes fra Statnetts anlegg i Frogner i Sørums kommuner, mens 50 kV nettet forsynes fra Statnetts anlegg Røykås i Lørenskog kommune. Hele Lillestrøms-området, dvs. Lørenskog, Rælingen, og Lillestrøm kommuner, kan ifølge SSB få en økning fra dagens 126.000 innbyggere til 166.000 i 2040. Dette kan gi økt effektforbruk på opptil 100 MW frem til 2040.

Mellomtransformatoren vil gi gjensidig reserve ved feil i nettene. Både nettet fra Røykås og fra Frogner er i dag hardt belastet. Tiltaket vil kunne utsette forsterkninger i 66kV og 50 kV nettene.

Fase Utredning

Skisseprosjekt som ikke er utredet



Figuren viser plassering av Lillestrøm transformatorstasjon

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær: se over

Alternativ 1: Forsterkninger i både 50 kV nettet på nedre Romerike og 66 kV nettet på øvre Romerike

Alternativ 2: Som primæralternativet, men plassering i Kjellerholen. Vanskeligere tomteforhold og mindre gunstig i forhold til 50 kV nettet

Mulig idriftsettelse

2030

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|--------------|-----------------------|-----------------|------|---------------|--------------------|
| Primær | 20-30 | - | - | reduseres | - |
| Alternativ 1 | >30 | - | øker | reduseres | Nye ledningsanlegg |
| Alternativ 2 | 30-40 | - | | reduseres noe | - |

6.4.7 Vestbygata - 66 kV anlegg, ny transformator og nytt 22 kV anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillestrøm

Reinvestering/ utvidelse av 66 kV koblingsanlegg, ny transformator og utvidelse av 11-22 kV anlegg.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Vestbygata tr.st, som ligger nordøst for Lillestrøm sentrum, er knyttet til 66 kV-nettet og forsyner sentrum av «Lillestrømbyen».

66 kV anlegget har 40 år gamle oljefattige effektbrytere som det ikke finnes reservedeler til og som ikke ansees som driftssikre med potensiale for oljestøveksplasjon. I tillegg er det mangelfullt med måletransformatorer og avledere i anlegget. Av hensyn til personsikkerhet og leveringssikkerhet bør anlegget oppgraderes.

Kjeller flyplass, med rullebanen og bygninger, skal frigjøres fra forsvaret i 2023 og det ble i april 2018, i Skedsmo kommunestyre, vedtatt å utrede en ny bydel på området. Kjellerområdet er i dag forsynt med 11 kV spenning fra Vestbygata og 22 kV fra Kjellerholen. Fordi de fleste kablene i distribusjonsnettet er isolert for 22 kV og transformatorene i distribusjonsnettet kan kobles om fra 11kV til 22 kV kan området i fremtiden konverteres til et «22 kV -område» Med dette vil kapasiteten i eksisterende kabelnett dobles, mens antall nye jordkabler i den nye bydelen vil kunne halveres. Dette forutsettes at det settes inn en 66/22 kV transformator i tillegg til dagens 50/22kV enheter i Vestbygata og at det etableres gjennomløpende forbindelser mot Kjellerholen i distribusjonsnettet. Alternativ kan transformatorkapasiteten i Kjellerholen økes.

Det mangler i dag 11 kV bryterfelt for nye avganger mot distribusjonsnettet. Allerede i dag er det iverksatt provisoriske tiltak for å kunne knytte til nye 11 kV jordkabler. Dersom det velges å sette inn en 66/22 kV -transformator for levering mot Kjeller området bygges det et nytt 22 kV anlegg. Dette vil frigjøre 11 kV felter.

Fase Utvikling/investeringsbesluttet

Styrebehandlet høsten 2020, Konesjonssøknad sendes høsten 2022

Mulig idriftsettelse

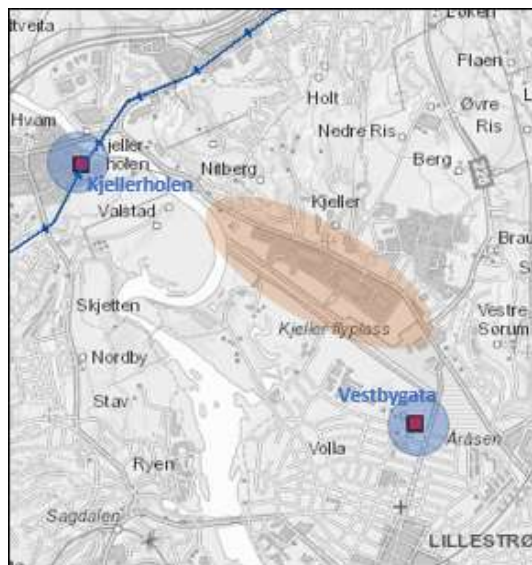
2025

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær : Se over - forsyning på 22 kV fra Vestbygata

Alternativ: Se over - forsyning på 22 kV fra Kjellerholen



Figuren viser plassering « Kjellerområdet» med og Kjellerholen og Vestbygata transformatorstasjoner

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|------------|-----------------------|-----------------|-------------|--------------|---|
| Primær | 50-80 | reduseres | reduseres + | reduseres + | Færre kabler ved 22 kV (mindre graving) |
| Alternativ | 50-90 | - | reduseres | reduseres | |

6.4.8 Frogner - reinvestering av koblingsanlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Lillestrøm

Bygge om eller bygge nytt 66/132 kV koblingsanlegg.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Elvia overtok i 2017 dagens 66 kV koblingsanlegg i Frogner stasjon fra Statnett. Anlegget består av 13 bryterfelter hvor Statnett eier fire (transformatorfeltene). Statnett utredet i 2011-2014 ulike planer for å reinvestere anlegget.

Anlegget er bygget i 1982. Effektbryterne er dimensjonert for 32,5 kA kortslutningsytelse som i dag legger begrensninger i driften av anlegget. I dagens apparatbygg er det ikke plass for å utvide anlegget med flere bryterfelt.

Når anlegget bygges om vil det bli isolert for 132 kV og bli utvidet med flere bryterfelter.

I ht. Elvias planer kan det være behov flere felter bl.a. ved reinvestering av kraftlinjen Leirsund-Åkrene og for å tilknytte planlagt datasenter. For å øke overføringskapasiteten mot Ullensaker kan det være behov for å heve spenningsnivået fra 66 kV til 132 kV på forbindelsen Frogner- Gotland- Gjestad- Hovinmoen.

Tiltaket utløses av behov for flere bryterfelter eller behov for 132 kV og må koordineres med Statnett som er eier av 420-300 kV anlegg og transformatorer i Frogner. Statnett har startet et reinvesteringprosjekt for sine anlegg. Elvia er med på utredning for å iverta behovet for en fremtidig reinvestering av 66 (132 kV) anlegg

Fase Utvikling / investeringsbeslutning

Utredning startet opp i 2020. Tiltaket er godkjent av Elvias styre. Det sendes felles konsesjonssøknad (Statnett/Elvia) i løpet av 2022

Alternativ

Ikke utredet

Mulig idriftsettelse

Etter 2028

Investeringskostnader

Antatt 80 mill.kr. Statnett tar kostnadene for transformatorfeltene



Figuren viser Frogner og anlegg som er aktuelle for ombygging

6.4.9 Ask i Gjerdrum kommune - ny transformatorstasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Gjerdrum

Bygge ny 66/22 kV transformatorstasjon

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

En ny stasjon har stått i planene siden 1980-tallet. Kommunen har til nå fått strøm fra Gotland transformatorstasjon i Ullensaker kommune

Det kan være behov for en ny transformator dersom forbruket i Ullensaker (Gjestad og Gotland) og Gjerdrum blir så stort at forbruket ikke lenger kan dekkes fra Gjerdrum. Det er avsatt tomt til den nye stasjonen. Dersom stasjonen bygges vil den knyttes til kraftledningen Frogner-Strøm.

Fase Utredning

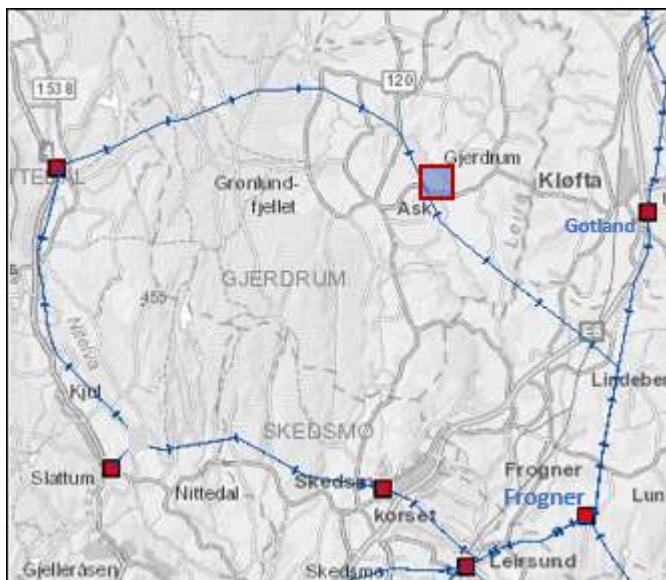
Skisseprosjekt som ikke er utredet

Alternativ

0-alt: Ingen tiltak

Primær: se over

Alternativ: Forsterke 22 kV nettet fra andre tr.st. for eksempel Gotland eller Gjestad m/nye transformatorer i disse stasjonene



Figuren viser plassering av en eventuelt ny transformatorstasjon «Ask»

Mulig idriftsettelse

Etter 2040. Kun aktuelt ved storlastutvikling i Ask kommune.

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|------------|-----------------------|-----------------|-----------|--------------|--------------------|
| Primær | 50-100 | reduseres | reduseres | reduseres | Ny stasjon |
| Alternativ | 50-100 | reduseres | øker | reduseres | Nye ledningsanlegg |

6.4.10 Heia- utvidelse av datasenter

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillestrøm

Frogner-Heia ny kraftlinjer og ny transformatorstasjon

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Entra eiendom kjøpte høsten 2011 tomt på Heia industriområde i Fet kommune på østsiden av Glomma for å etablere ett datasenter kalt Greenfield. Datasenteret var planlagt med et effektbehov på opptil 100 MW. Prosjektet er i dag overtatt av Digiplex og det ble i slutten av 2013 bestilt 10-15 MW effekt. Dette blir levert fra Lystad på flere 22 kV jordkabelforbindelser og utløste kun ny 66/22 kV transformator i Lystad.

Dersom effektbehovet kommer opp mot 100 MW, må det gjøres større tiltak i regionalnettet. Trolig må det bygge en helt nye 66 kV kraftlinje fra Statnetts anlegg i Frogner.

Om kraftledningen føres parallelt med dagens kraftlinje mot Kikut, kan tiltaket kombineres med å skille produksjons- og forbruksnettene mellom Frogner og Rånåsfoss. Dette vil bedre leveringssikkerheten i nettet øst for Frogner

Forsterkningen kan også kombineres med reinvestering av Leirsund – Åkrene (se over). Dette vil øke kapasiteten også mot Fet og Lillestrømsområdet, men krever en ny kraftlinje i ny trase fra Nerdrum til Leirsund. Det forutsetter i tillegg at tiltak for å bedre innmatingen mot Leirsund er gjennomført.

Tiltaket blir kun utført dersom det fremkommer konkrete og bindende avtale med utbygger.

Fase Utredning

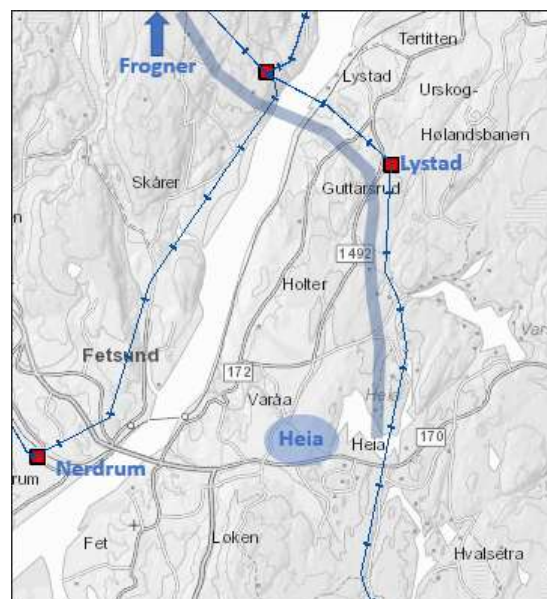
Kun skisser til 66 kV løsning Blir utredet før det kommer bestilling fra kunde. Det tas i dag ut 3-4 MW. Det planlegges å øke uttaket opp til 20 MW i løpet av de neste årene.

Mulig idriftsettelse

Etter 2025-2030

Investeringskostnader

Stipulert til 50-200 mill.kr



Figuren viser industriområdet Heia og plassering av nærliggende stasjoner

6.4.11 Løken- Bjørkelangen reinvestering av 66 kV kraftlinje

Tiltakshaver: Elvia Kommune: Aurskog & Høland

Reinvestere eksisterende kraftlinje

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Mellom Løken tr.st og Bjørkelangen tr.st, øst for Glomma, kan det pga. utgått levetid, være aktuelt å reinvestere en 10,5 km lang enkeltkurs tremastlinje fra 1962.

Fase Utredning

Skisseprosjekt - ikke utredet. Prosjektet er basert på tilstandsutvikling eller at lastutvikling tilsier behov for mer overføringskapasitet / alle

Alternativ

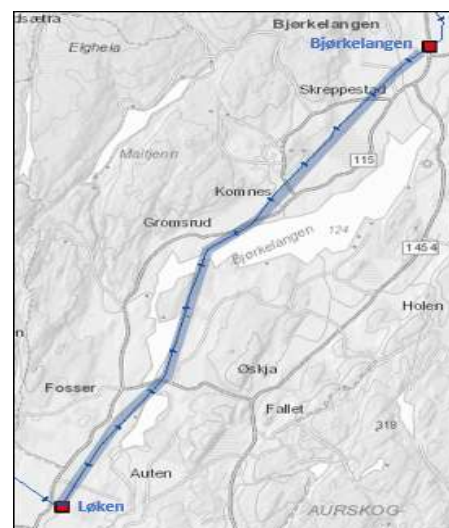
Ikke utredet

Mulig idriftsettelse

2030-2045

Investeringskostnader

Stipulert til 40-60 mill.kr



Figuren viser traseen for kraftlinjen Løken- Bjørkelangen

6.4.12 Leirsund til Åkrene- reinvestering og forsterkning av kraftlinje

Tiltakshaver: Elvia

Kommune: Lillestrøm

Reinvestere og bygge om eksisterende enkeltkurskraftlinje til dobbeltkurskraftlinje

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

En 7,5 km lange tremastlinjen fra 1955, som går sørøst fra Leirsund, mot T-avgrening (Åkrene) på linjen mellom Nerdrum og Lillestrøm, vurderes reinvestert og forsterket i slutten av utredningsperioden. Ved å bygge en ny dobbeltkurslinje vil kapasiteten og leveringssikkerheten mot Fet- og Lillestrømsområdet bli bedret. Kraftlinjens tilstand blir fortløpende vurdert.

Som erstatning til å forsterke forbindelsen mellom Frogner og Leirsund kan et alternativ være å forlenge den nye dobbeltkurslinjen frem til Frogner.

Fase Utredning

Skisseprosjekt som ikke utredet. Prosjektet er basert på tilstandsutvikling eller at lastutvikling tilsier behov for mer overføringskapasitet / alle

Alternativ

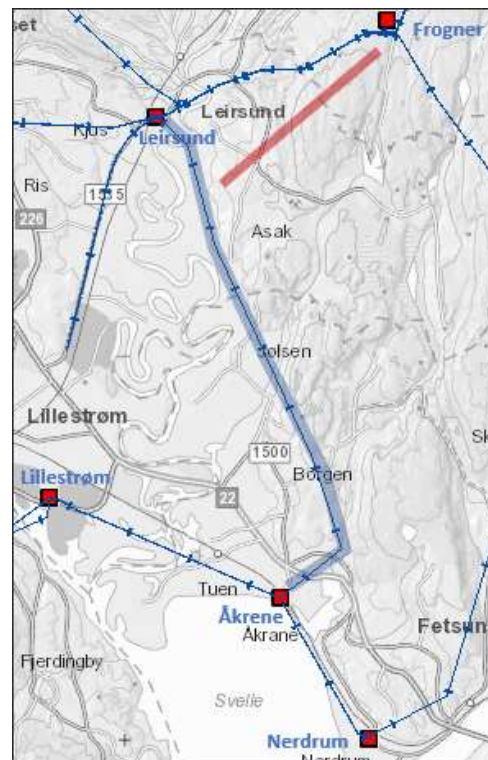
0-alt: Ingen tiltak
 Primær : Se over - Åkrene til Leirsund
 Alternativ: Se over - Åkrene til Frogner

Mulig idriftsettelse

Etter 2030

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad ref. 0-alt

| | Investering [mill.kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|--------|-----------------------|-----------------|-----------|--------------|--------------------------------|
| Primær | 30-50 | reduseres | reduseres | reduseres | 7,5 km luftlinje i samme trase |



Figuren viser anlegg som er aktuelle å reinvestere og bygge nye.

6.5 Tiltak i Østfold

6.5.1 Innledning

- ▷ 6.5.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet
- 6.5.3 Mindre tiltak
- ▷ 6.5.4 Spydeberg tr.st koblingsanlegg, kraftlinje og transformator
- ▷ 6.5.5 Kambo-Moss - flytting av kraftledning
- ▷ 6.5.6 Øra – nye transformatorer
- ▷ 6.5.7 Raa - Reinvestering av 132 kV anlegg og kontrollanlegg
- ▷ 6.5.8 Stangeberget - Brødløs - reinvestering av oljekabler
- ▷ 6.5.9 K-H ombygging fra 50/5 kV til 50/ 22 kV
- ▷ 6.5.10 Melleby transformatorstasjon - utvikling av næringsområde
- ▷ 6.5.11 Våler kommune - ny kraftledning og stasjon
- ▷ 6.5.12 Raa- Sandem - reinvestering av oljekabler
- ▷ 6.5.13 Isebakke - Ombygging av stasjonen og 50 kV forsyningen
- ▷ 6.5.14 Brogata - Kråkerøy - reinvestering av oljetrykkskabel
- ▷ 6.5.15 Kråkerøy - reinvestering av koblingsanlegg og en tredje transformator
- ▷ 6.5.16 Gamlebyen - Kolstad - reinvestering av oljekabler
- ▷ 6.5.17 Borregaard - reinvesteringer og fornying av transformatorstasjoner
- ▷ 6.5.18 Nordic Paper -reinvestering
- ▷ 6.5.19 Norske Skog Saugbruks- flere regionalnettstilknytninger
- ▷ 6.5.20 FKF - reinvestering av koblingsanlegg og mellomtransformator
- ▷ 6.5.21 Alvim - ombygging av 50 kV anlegg

6.5.1 Innledning

Det bor 305 000 mennesker i de 12 (tidligere 18 kommunene) i Østfold. Befolkningen vil i ht. SSBs prognoser kunne øke med opptil 48.000 frem til 2040. Befolkningsøkningen er mindre enn i Oslo og Akershus, men varierer mye fra kommune til kommune. Størst prosentvis vekst er forventet i Våler kommune, mens bykommunene Fredrikstad, Sarpsborg, Moss og Halden forventer størst økning i antall innbyggere. Pågående utbygging av jernbanen, bl.a. Follotunellen bidrar til denne utviklingen.

Nettet i Østfold er i hovedsak drevet med 50 kV spenning og er knyttet til Statnetts stasjoner Tegneby i Vestby kommune, Hasle i Sarpsborg kommune og Halden i Halden kommune. Det er innmating fra flere elvekraftverk i Glomma og Haldenvassdraget. Fra Tegneby og FKF er det 50 kV og 132 kV forbindelser til Follo og Oslo-nettene.

132 kV-nettet i Østfold har liten utstrekning og er knyttet til Statnetts stasjon Hasle med innmating fra kraftverket Vamma i Askim kommune. Det er kun to av 56 stasjoner i Østfold som driftes med 132 kV. Det er utveksling mellom 132 kV og 50 kV nettene i Raa i Fredrikstad, Vamma i Kykkelsrud og Halmstad i Rygge (f.o.m. 2022).

Østfold har, i motsetning til Oslo og Akershus, fortsatt noe industri. Rundt byene Sarpsborg og Fredrikstad kan industrien ha betydning for utviklingen av nettet. Fremtiden for industrien er imidlertid usikker. Etter år 2000 har bl.a. Hafslund Metall og Denofa lagt ned produksjonen, mens Moss Petterson måtte avvikle driften i 2012. Norske Skogs-Saugbruks (papirfabrikk) i Halden er knyttet direkte til 50 kV samleskinne i Statnetts stasjon Halden og påvirker ikke resten av regionalnettet.

Det har de siste årene vært flere forespørslers om å etablere effektkrevende industrier som batterifabrikker, datahoteller ol. Det er generelt ikke kapasitet til etableringer som krever mye effekt (over 50 MW) i dagens regionalnett Østfold. Dersom denne type industri skal etableres «raskt» må den lokaliseres nær Statnetts stasjoner. Det er bl.a. pga. omfattende konsesjonsprosesser tidkrevende å etablere nye overføringsforbindelser i regionalnettet. Elvias erfaring er at det kan ta 5- 10 år før slike forbindelse kan settes i drift.

6.5.2 Statnetts planer og overordnet utvikling av regionalnettet

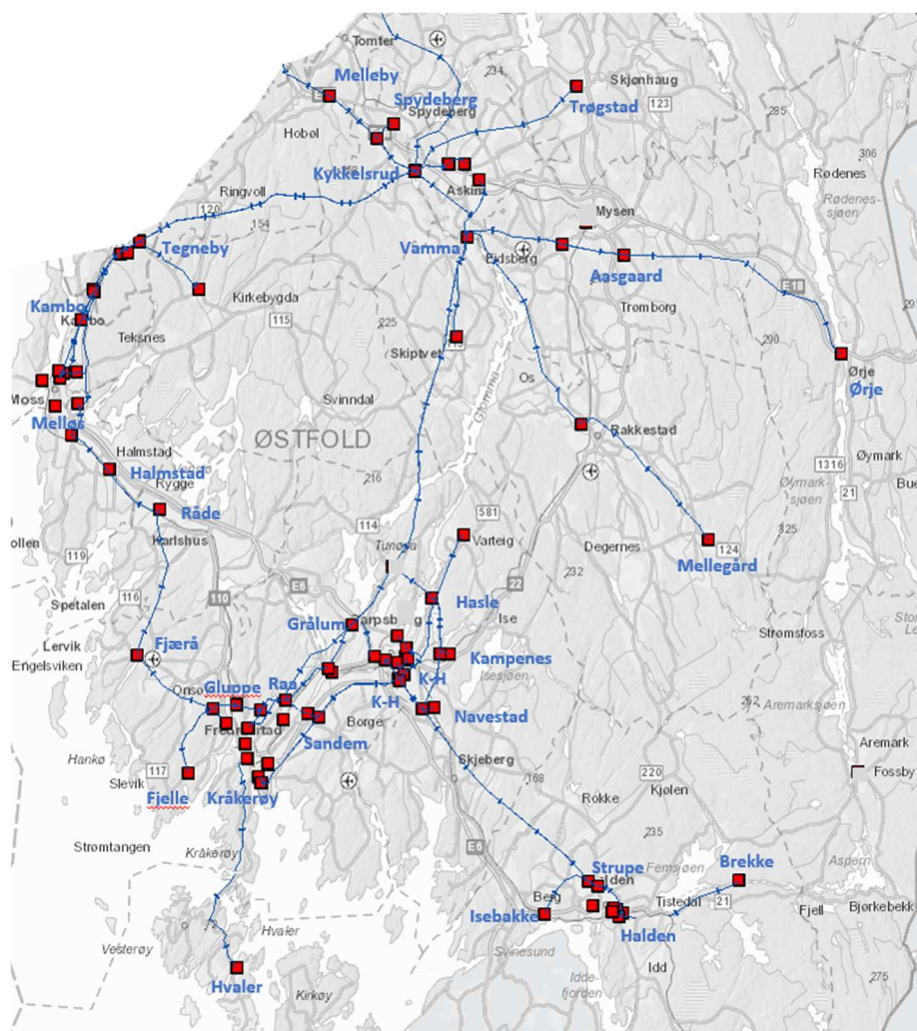
Transmisjonsnettet 300 kV og 420 kV

I 2017 overtok Elvia 50 kV og 132 kV delen av Statnetts stasjoner i Østfold dvs. i stasjonene Hasle og Halden. Elvia eide fra før 50 kV anlegget i «Østfold-stasjonen» Tegneby, som ligger i Vestby kommune i Follo.

Det er mulighet for å overføre mye effekt i regionalnettet mellom Hasle og Tegneby og fra Follo og mot Tegneby. Statnett utreder, derfor i samarbeid med Elvia, i hvilke stasjoner det er mest optimalt å øke kapasiteten for uttak fra transmisjonsnettet mot Elvias 50 og 132 kV nett.

I Tegneby er det i dag både 420 kV og 300 kV koblingsanlegg, men det er kun transformering mot Elvias 50 kV-nett fra 300 kV delen av stasjonen. I 2022, søker Statnett, pga. utgått levetid, konsesjon for reinvestering av dagens 420 kV gassisolerte anlegg i et nytt luftisolert anlegg. Det nye anlegget blir liggende på Langerud sørøst for dagens stasjon. 420 kV anlegget blir i første omgang kun et koblingsanlegg. En ny større industrikunde kan utløse at det også blir inkludert 420/132 kV, gitt at kunden rekker fristene til prosjektet.

På midten av 2030-tallet har Statnett planer om også å reinvestere dagens 300 kV ved å utvide det nye anlegget på Langerud. På samme tid må Elvia trolig reinvestere sitt 50 kV anlegg. Etter nåværende planer, blir Elvias anlegg lokalisert i nærheten av dagens 50 kV anlegg. Langerud, som ligger 1-2 km unna Tegneby, er lite aktuell plassering pga. kompleksiteten og kostnadene ved å flytte alle kraftlinjer i regionalnettet.



Figuren viser kraftledninger og stasjoner i regionalnettet i Østfold

Kilde NVE-Atlas

I Hasle kan det bli aktuelt å øke transformeringskapasiteten mot 132 kV nettet. Nytt stort forbruk bør tilknyttes 132 kV nettet. I Halden er det planer om fornyelse av kontrollanlegget.

Utvikling av regionalnettet Østfold

I 2021/2022 ble det satt i drift en ny 132 kV forbindelse fra Statnetts anlegg Hasle ved Sarpsborg til Halmstad stasjon i Moss kommune. Råde stasjon, som er knyttet til den nye forbindelsen, er samtidig bygd om til 132 kV og blir med den andre stasjonen i Østfold drevet med 132 kV. Den nye forbindelsen blir terminert i en ny 132/50 kV transformator i stasjonen Halmstad for utveksling mot 50 kV-nettet. Utvidelse av 132 kV-nettet mot Moss gir økt kapasitet og leveringssikkerhet i Mosse-området og i deler av Fredrikstad. I tillegg gir tiltakene bedre reserver mellom Statnetts anlegg i Tegneby og Hasle.

Som videreføring av 132 kV prosjektet «Hasle-Råde- Halmstad», ble det i 2021 startet utredning for å bygge om dagens 50 kV forbindelse mellom Råde og Fjærå stasjoner til 132 kV. I Fjærå, som ligger nordvest i Fredrikstad kommune, settes det inn en 132/50 kV transformator for utveksling mot 50 kV-nettet i Fredrikstad. Samtidig planlegges det å øke kapasiteten på dagens 50 kV forbindelse ut fra Fjærå ved å henge opp et trådsett nummer to på dagens kraftledning mot «Skytterhuset» ved Ørebekk. Dagens master er forberedt for to kurser. Tiltaket vil gi ytterligere økt kapasitet mot Fredrikstad området.

Det er på lengre sikt aktuelt å videreføre 132 kV nettet fra Fjærå frem til Raa. Ved dette etableres en 132 kV-ring. Dette krever i tillegg til ombygging av ledningsanleggene mellom Fjærå og Raa til 132 kV, ombygging av fire stasjoner fra 50 kV til 132 kV.

Det har i lengre tid vært planen om å etablere en 132 kV- ring ut fra stasjonen Hasle ved Sarpsborg og sørover på begge sider av Glomma. Dagens 132 kV forbindelse fra Hasle til Raa, på vestsiden av Glomma, inngår i denne planen. Ved Raa vil forbindelsen krysse Glomma ved Sandem og gå opp til Hasle på østsiden av Glomma. Senere er ringen tenkt utvidet til Kråkerøy og Gamlebyen. Mange eksisterende kraftlinjer og alle nye jordkabler er forberedes for 132 kV. Før nettet kan driftes med 132 kV spenningsnivå må flere tr.st., kabler og kraftlinjer bygges om fra 50 kV til 132 kV.

Innen utredningsperioden er det planlagt å bygge om Kråkerøy stasjon fra 50 til 132 kV og erstatte en av dagens 50 kV kabler mellom Brogata og Kråkerøy stasjoner i Fredrikstad sentrum med nye kabel isolert for 132 kV. Det er videre planer om å erstatte flere 50 kV kabelanlegg med utgått levetid med nye 132 kV kabler. Anleggene som bygges om til 132 kV vil bli drevet med 50 kV inntil større deler av nettet er bygget om til 132 kV. Videre overgang til 132 kV styres av økt forbruk og reinvesteringsbehov.

I Fredrikstad kommune, på østsiden av Glomma, er det etablert større industriområder både i nord mot Sarpsborg og i sør på Øra. Det har vært forespørsler om etablering av effektkrevende virksomheter. Skal dette realiseres må flere 132 kV forbindelser og ombygging av stasjoner forsøres. Innen utredningsperioden er det i tillegg til «Råde-Fjærå-forbindelsen» mest realistiske å bygge om dagens 50 kV linje Hasle- Kampenes - Navestad til 132 kV og sette inn en 132/50 kV transformator i stasjonene Navestad eller K-H.. Det kan også være aktuelt å videreføre 132 kV nettet frem til Øra-området. Å realisere 132 kV nett på østsiden av Glomma tar trolig 10-20 år.

Koblingsanlegget ved Kykkelsrud kraftverk i Indre Østfold kommune er et sentralt knutepunkt i nettet i Østfold med innmating av mye uregulert produksjon fra elvekraftverkene i Glomma. Koblingsanlegget må i løpet av få år reinvesteres pga. tilstanden og at det ikke er mulig å bygge ut flere bryterfelter. I tillegg til nytt koblingsanlegg vurderes det å øke kapasiteten i 50 kV nettet ut fra stasjonen og bedre muligheten for utveksling mot 132 kV- nettet mot Solbergfoss og Oslo.

Solbergfoss kraftverk, som også ligger i Østfold, forsyner normalt sin produksjon mot Oslo og inn mot en konsesjonssøkt nye stasjonen Liåsen sør i Oslo. Se planer for Oslo.

Våren 2014 ble det satt i drift en ny dobbeltkurs 50 kV kraftlinje mellom stasjonene Aasgaard ved Mysen og Ørje i Marker kommune. Mastene er blant de første i Norge hvor det ble brukt kompositt. Ved Ørje, i Marker kommune, ble det gitt konsesjon og bygget den første vindkraftparken i utredningsområdet. Anlegget, som leverer strøm mot Vamma, er planlagt med en samlet installert effekt på 75 MW. Første fase med 52 MW ble satt i drift i 2018 mens andre fase som ligger på svensk side settes i drift i 2022/2023.

6.5.3 Mindre tiltak

Stor befolkningsøkning vil trolig medføre at kapasiteten i løpet av utredningsperioden må økes i noen stasjoner. Dette kan være å skifte ut transformatorer eller strømbegrensende komponenter f.eks. effektbrytere, gjennomføringer og måletransformatorer. Denne typen småinvesteringer blir det først tatt stilling til dersom effektutviklingen viser at kapasiteten blir overskredet. Alternativ til økt transformatorkapasitet kan være tiltak i 11-22 kV nettet for å flytte effekt mot en annen stasjon med ledig kapasitet.

De første årene kan det være aktuelt å sette inn større transformator i stasjonene Fjelle, Ørebekk, Fjærå og Grålum. I Kråkerøy, Spydeberg, Råde, Mellegaard og Såner (Våler) blir kapasiteten i fbm. pågående prosjekter. Å kjøpe inn og sette i drift nye transformatorer tar normalt kort tid, dvs. tar 2-4 år.

Det vil fortløpende bli vurdert installasjon av jordslutningspoler og kondensatorbatterier i stasjonene mot regionalnettet og 22-11 kV nettet.

Tegneby vil det bli skiftet ut 9 oljefattige effektbrytere i pga. utgått levetid. Tiltakene vil bli gjennomført 2022-2024

6.5.4 Spydeberg tr.st koblingsanlegg, kraftlinje og transformator

Tiltakshaver: Elvia **Kommune:** Indre Østfold

Reinvestering av 1,6 km kraftledning, nytt «fullverdig» 50 kV koblingsanlegg, to nye transformator og utvidelse av 11- 22 kV koblingsanlegg

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Ved tiltaket økes stasjonens kapasitet, leveringssikkerheten bedres og distribusjonsnettet kan knyttes til naboområder.

Stasjonen forsyner tidligere Spydeberg kommune som er elektrisk autonom, dvs. at det ikke finnes forbindelser i distribusjonsnettet til andre kommuner. Det skyldes bl.a. at distribusjonsnettet drives med 11 kV, mens nabokommunene drives med 22 kV spenning. Stasjonen som er bygget i 1961, forsyner over 3500 kunder (5700 innbyggere).

Stasjonen er i dag ensidig forsynt på en enkel kraftlinje og har to transformatorer som kun kan levere 12 MW redundant effekt. Maksimalt effektuttak i 2016 var 22 MW. For å gjenopprett driften ved utfall av en transformator må en reserveenhet manuelt laskes mot koblingsanlegget. Ved utfall av linjen vil alle kunder ligge ute inntil linjen er reparert.

Det har vært en lastøkning på i underkant av 1 MW pr. år de siste 8 årene. Ifølge SSB kan befolkningen øke med opptil 50 % innen 2040

Den ene av de nye 50 kV transformatorer blir kjøpt inn med både 11 og 22 kV sekundærviklinger. Dette gir mulighet for reserveforsyning inn i kommunens 11 kV nett fra nabokommunenes 22 kV nett.

Fase Utvikling/ bygging
Vedtatt i Elvias styre 2017. Det ble mottatt anleggs-konsesjon mai 2018. Tiltaket er under utførelse.

Alternativ

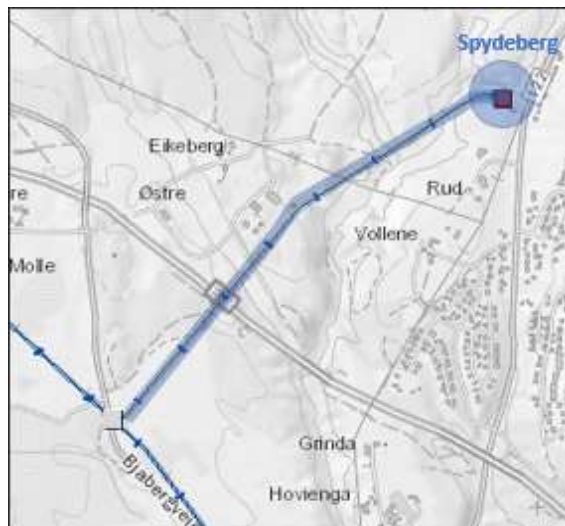
Se konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2022-2023

Investeringskostnader

Beregnet til 50 mill.kr



Figuren viser plassering av Spydeberg transformatorstasjon og linjen inn mot stasjonen

6.5.5 Kambo-Moss - flytting av kraftledning

Tiltakshaver: Elvia/Moss kommune **Kommune:** Moss

Omfang

Flytte to masterekker med fire kraftledninger ut i en ny trase

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Tiltaket iverksettes pga. nærhet mellom kraftlinjene og en nybygd skole og for å frigi arealer til næring- og boligbygging. To dobbeltkurs 50 kV kraftlinjer mellom Kambo tr.st og Nesset/Mosseporten tr.st i Moss kommune flyttes ut mot E6 i en lengde på 5,6 km. Anleggene isoleres for 132 kV, men skal fortsatt driftes med 50 kV.

Fase Utvikling/ bygging
Konsesjon ble stadfestes av OED juni 2017. Tiltaket er under utførelse.

Alternativ

Vurdert i forprosjektet

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Investeringen er initiert og betales av Moss kommune. Antatt til 80-120 mill.kr.



Figuren viser anlegg berør av tiltaket. Nye traseer er vist med rødt

6.5.6 Øra – nye transformatorer

Tiltakshaver: Elvia/Norgesnett

Kommune: Østfold

Bytte ut dagens tre 15 MVA enheter med tre nye 30 MVA transformatorer

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Tiltaket er kundeinitiert basert på effekt- og energibehov fra en industrikunde og forventninger om ytterligere bedriftsetableringer som er knyttet til Norgesnetts distribusjonsnett på Øra-området

Fase Utvikling/ bygging

Det ble søkt konsesjon i 2020 og mottatt konsesjon høsten 2021. Anleggsarbeidene og anskaffelsene er startet opp og vil bli gjennomført i 2022-2023

Alternativ

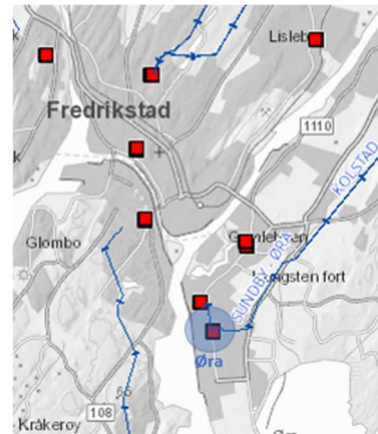
Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2022

Investeringskostnader

Beregnet til 30 mill.kr



Figuren viser plasseringen av Øra transformatorstasjon

6.5.7 Raa - Reinvestering av 132 kV anlegg og kontrollanlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Fredrikstad

Reinvestering av 132 kV koblingsanlegg og lokalkontrollanlegg for 132 og 50 kV anlegg.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Tiltaket iverksettes pga. av tilstand og for å bedre leveringssikkerheten. Stasjonen er «inntaksstasjon» for Fredrikstad og Hvaler kommuner. Anlegget forsynes på 132 kV spenning fra Vamma kraftstasjon og fra Statnetts anlegg Hasle ved Sarpsborg. I Raa transformeres strømmen ned og fordeles ut til tr.st. i 50 kV nettet. Noe av strømmen transformeres direkte til Norgesnetts 18 kV distribusjonsnett.

Fase Utvikling/ bygging

Vedtatt i Elvias styre mars 2017. Mottok konsesjon oktober 2010. Tiltaket er under utførelse

Alternativ

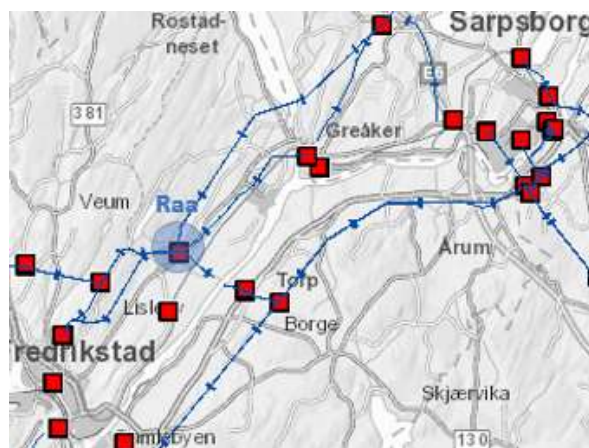
Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Beregnet til 40 mill.kr



Figuren viser plassering av Raa inntaks- og transformatorstasjon

6.5.8 Stangeberget - Brødløs - reinvestering av oljekabler

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Halden

Reinvestering av to oljekabler i to nye 1,6 km og 2 km lange PEX -kabler. Dagens jordkabler går parallelt mellom Brødløs og Stangeberget, mens det ved tiltaket legges en jordkabel mot Stangeberget og en mot Brødløs

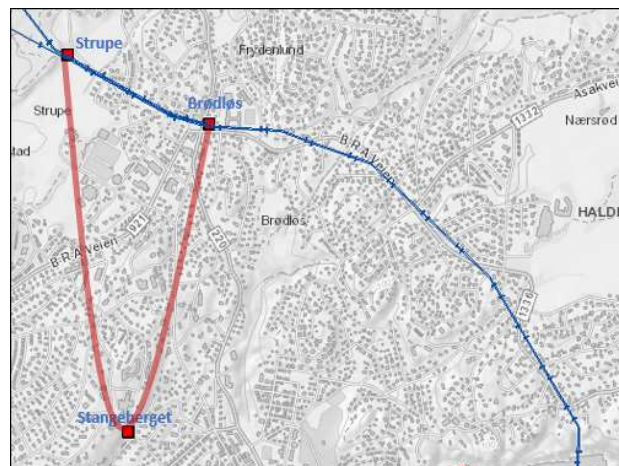
Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Reinvesteringen gjennomføres pga. manglende redundans for Stangeberget, høy alder på kablene, risiko for havari og oljelekkasje.

Stangeberget tr.st. Halden er i dag ensidig matet fra Brødløs tr.st via to 1,6 km lange oljekabler fra 1957 og 1965. Hver av kablene har en kapasitet på 15 MW og makslasten er på 21 MW. Dvs. at det ikke er redundans i forsyningen av stasjonen.

De nye 50 (132)kV kablene får fem ganger høyere kapasitet en dagens jordkabler ved 50 kV.

Elvia har som mål å skifte ut alle oljetrykkskabler inne 2030 pga. alder, fare for oljelekkasjer, teknisk tilstand, det ikke lenger produseres reservedeler eller opprettholdes kompetanse på denne type anlegg.



Figuren viser trase for de to nye kabelanleggene

Fase Utvikling/ bygging

Vedtatt i Elvias styre mai 2019 og søkt konsesjon 2020. Kabel mellom Brødløs og Stangeberget ble ferdig i 2021 og kablen mellom Strupe og Brødløs blir fullført i 2022.

Alternativ

Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2022 - 2023

Investeringskostnader

50 mill.kr

6.5.9 K-H ombygging fra 50/5 kV til 50/ 22 kV

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Sarpsborg

Nytt 22 kV anlegg, to nye transformatorer, to nye 50 kV bryterfelt og nytt lokalkontrollanlegg .

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Transformatorstasjonen er den siste i Østfold som har 5 kV som sekundærspenning. Ved å heve spenningen til 22 kV vil kapasiteten i distribusjonsnettet økes vesentlig

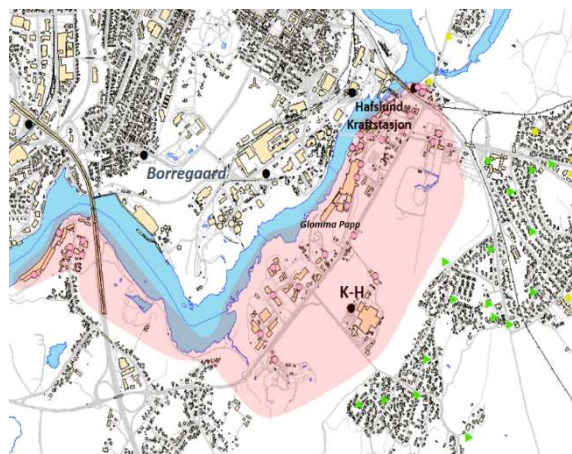
Tiltaket iverksettes pga. av teknisk tilstand, for å bedre kapasiteten i distribusjonsnettet og for å bedre leveringssikkerheten. Det skiftes ut oljefattige effektbrytere og 50-60 år gamle transformatorer som er utgått på levetid. Ved 22 kV spenningsnivå kan det etableres forbindelser mot de nærmeste tr.st for å avlaste og øke leveringssikkerheten i tre tr.st.

Fase Utvikling/ konsesjonssøknad
Vedtatt i Elvias styre mars 2020 og søkt konsesjon i løpet av 2022

Alternativ
Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse
2024

Investeringskostnader
Beregnet til 70 mill.kr



Figuren viser K-H området (Rødt)

6.5.10 Melleby transformatorstasjon - utvikling av næringsområde

Tiltakshaver: Elvia **Kommune :** Indre Østfold (tidl. Hobøl)

Skifte ut to transformator i Melleby tr.st og utskifting av komponenter i 50 kV koblingsanlegg

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Indre Østfold kommune har etablert et nytt næringsområde, Holtskogen, ved Melleby tr.st som ligger langs E18. Det ble i 2019 gitt konsesjon av NVE for å etablere ladestasjon for elbiler på samme området. Digiplex søkte november 2019 konsesjon på å etablere et datasenter inne på Holtskogen Næringsområde med effektbehov på 17 MW i første trinn og opptil 100 MW fullt utbygget. Det er kommet henvendelser om å etablere en plastgjenvinningsfabrikk og ytterligere et datasenter på samme området. Det forventes ytterligere etableringer på næringsområdet.

Avhengig av effektbehovet som bestilles må ulike tiltak iverksettes. I første trinn må dagens to 15 MVA transformatorer skiftes ut med to 25 MVA enheter. I neste fase må stasjonen bygges ut med en tredje transformator og nytt 50 kV koblingsanlegg eller det må bygges en ny transformatorstasjon på Holtskogen. Fase tre settes, dvs. forsterkninger i regionalnettet settes i gang når samlet uttak i Melleby og Spydeberg overskrider 70 MW. I 2019 er uttaket 33 MW.

De ulike fasen settes i gang etter at utbyggingsavtaler med aktører er inngått.

Fase Utvikling/ bygging (fase 1), Fase 2 og 3 Utredning
Ladeparken er etablert. Avtale med Digiplex er inngått, det er samtaler med Fortum om plastgjenvinningsanlegg . Fase 1 dvs. to nye transformatorer satt inn i høsten 2021
Fase 2 og 3 er kun skisseprosjekt

Alternativ**Fase 1**

To nye og større transformatorer

Fase 2

Alt 1: En tredje transformator og nytt 50 kV koblingsanlegg

Alt 2: En ny transformatorstasjon på Holtskogen

Fase 3

Forsterking av forsyningen mellom FKF og Melleby på 50 kV eller 132 kV. Tiltaket vil kunne framskynde nytt koblingsanlegg i FKF

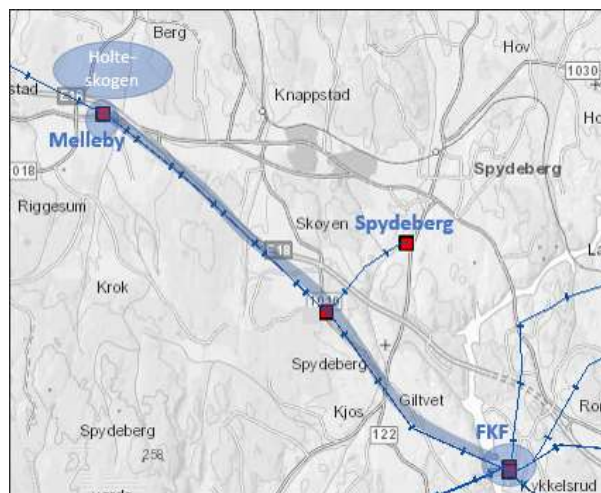
Mulig idriftsettelse

2022 for trinn 1

2025-2035 for trinn 2 og trinn 3

Investeringskostnader

Antatt til 10 -15 mill.kr for fase 1 og 50-100 mill.kr for fase 2



Figuren viser anlegg som i berøres av tiltak i fase 1-3

6.5.11 Våler kommune - ny kraftledning og stasjon

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Vestby og Våler

Ny transformatorstasjon «Våler» ved Torsholt i Våler kommune, samt å erstatte eksisterende tremastlinjer med en ny 50 (132) kV 7 km to kurs kraftledning. Dagens to stasjoner og en av de to eksisterende 22 kV ledningene saneres.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Våler kommune i Østfold er i dag forsynt fra transformatorstasjonen Såner 2 som ligger i Vestby kommune og fra en 22 kV koblingsstasjon (Torsholt) som ligger i Våler kommune. Mellom de to anleggene går det to 7 km lange 22 kV tremastledninger.

Den tekniske tilstanden til dagens to stasjonsanlegg, som begge er 52 år gamle, er dårlig og det mangler 22 kV avgangsfelter for nytt forbruk. De to tremastledningene er begge 39 år gamle og nærmer seg utgått levetid og har for liten overføringskapasitet for redundant forsyning.

Fase Utvikling/ konsesjonssøkt

Vedtatt i Elvias styre mars 2019, det ble våren 2020 sendt konsesjonssøknad. Tilleggssøknad sendt sommeren 2022 for omlegging av trase for kraftledningen. Årsak til tilleggssøknad er konflikt mht. trase med Statnett planer om ny 420 kV anlegg på Langerud.

Alternativ

Omtalt i konsesjonssøknaden

Mulig idriftsettelse

2025 -2026

Investeringskostnader

Beregnet til 132 mill.kr



Figuren viser trase for ny kraftlinje, anlegg som fjernes og plassering av ny transformatorstasjon

6.5.12 Raa- Sandem - reinvestering av oljekabler

Tiltakshaver: Elvia **Kommune :** Fredrikstad

Omfang

Reinvestering av fire oljekabler i to nye PEX-jordkabler

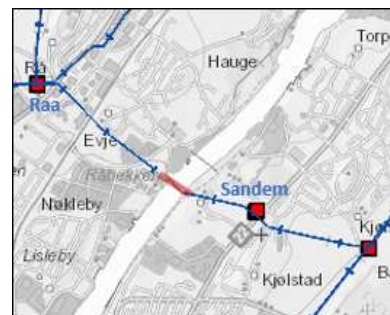
Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Kablene skiftes ut pga. tilstanden, risiko for havari og oljelekkasje i Glomma. Over Glomma går det i dag to 300 meter lange oljekabelanlegg hver bestående av 2 parallell jordkabler. Kablene er produsert i 1951 og 1976. Anleggene er viktig for leveringssikkerheten til Fredrikstad-området på begge sider av Glomma. De nye 50 (132) kV kablene gir samme kapasitet som dagens anlegg.

Elvia har som mål å skifte ut alle oljetrykkskabler inne 2030 pga. alder, fare for oljelekkasjer, teknisk tilstand, det ikke lenger produseres reservedeler eller opprettholdes kompetanse på denne type anlegg.

Fase Utvikling/ bygging

Vedtatt i Elvias styre oktober 2017 og søkt konsesjon høsten 2019 / mottatt konsesjon høsten 2020. Prosjektet er detaljplanlagt og gjennomføres i løpet av 2023



Figuren viser traseen hvor kablene skiftes ut

Alternativ

Ingen realistiske alternativer

Mulig idriftsettelse

2023

Investeringskostnader

Beregnet til 25 mill.kr

Kommentar:

I løpet av 2020 og 2021 er det gjort flere forsøk på styrtboring under Glomma. Dette har til nå ikke lyktes. Det vurderes å søke endret konsesjon på en annen metode for å krysse Glomma

6.5.13 Isebakke - Ombygging av stasjonen og 50 kV forsyningen

Tiltakshaver: Elvia **Kommune :** Halden

Transformorkapasiteten økes, det etableres et til to nye 50 kV bryterfelt og flere 11 kV bryterfelter. Det kan bli aktuelt å bygge en helt ny stasjon til erstatning for dagens anlegg.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Isebakke transformatorstasjon er bygget i 1979 som et provisorisk anlegg i fbm. at Nexans etablerte en sjøkabelfabrikk.

En vesentlig del av strømforsyningen fra Isebakke er til industri og næring. Den største bedriften, kabel-fabrikken Nexans, er i ferd med å utvide med en ny produksjonslinje med anslått effektbehovet på 10-15 MW. Den nye produksjonslinjen er planlagt satt i drift i begynnelsen av 2024. Det er videre anslått

ett effektbehov på 3-5 MW ved annen industrietablering innenfor forsyningsområdet. Det har også vært henvendelse om et datasenter på opptil 10 MW.

I 2010 ble den opprinnelige enkeltkurs tremastlinjen reinvestert i en ny dobbeltkurs stålmasterlinje mellom koblingsstasjonen Strupe og Isebakke tr.st for å bedre leveringssikkerheten. Det ble valgt å koble sammen de to kursene i hver ende. For å etablere to separate kurser må det etableres nye bryterfelter i begge endene. I Strupe kan det gjøres ved å frigjøres et eksisterende bryterfelt ved å koble sammen dobbeltkurslinje mot Navestad (i Sarpsborg), mens det i Isebakke må etableres et nytt bryterfelt.

Fordi det i dag mangler 11 kV bryterfelter i Isebakke er det de siste årene etablert flere provisoriske løsninger for å etablere nye 11 kV-kabler mot bl.a. Nexans

Stasjonen har et stort behov for rehabilitering

Fase Utvikling/ grovprosjektering

Det er igangsatt forprosjekt for å utrede tekniske løsninger

Status / scenarier

Det er igangsatt forprosjekt for å utrede tekniske løsninger / alle

Alternativ

Blir vurdert i utredning

Mulig idriftsettelse

Etter 2025

Investeringskostnader

Antatt investeringskostnad 60-100 mill.kr

6.5.14 Brogata - Kråkerøy - reinvestering av oljetrykkskabel

Tiltakshaver: Elvia **Kommune :** Fredrikstad

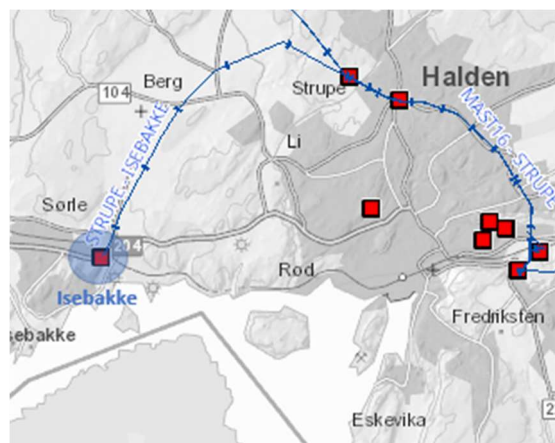
Reinvestering av en oljetrykkskabel i en nye PEX -jordkabel

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det er i dag en 1,6 km lang oljekabel produsert i 1974 mellom Kråkerøy tr.st og Brogata tr.st.

Kablene skiftes ut pga. tilstanden og for å øke kapasiteten mot Kråkerøy og Hvaler og pga. risiko for oljelekkasje i Glomma .

En ny 50 (132) kV PEX- kabel gir dobbel kapasitet av dagenes anlegg. Anlegget er viktig for leveringssikkerheten til Fredrikstad og Hvaler. Kablene blir isolert for 132 kV.



Figuren viser plassering av Isebakke transformatorstasjon , Strupe koblingsstasjon og kraftledningen mellom stasjonene



Figuren viser trase for ny kabel

Pga. manglende kapasitet må Kråkerøy transformatorstasjon bygges om og utvides med en tredje transformator. Ny Brogata- Kråkerøykabel er en forutsetning for å kunne bygge om stasjonen.

Elvia har som mål å skifte ut alle oljetrykkskabler inne 2030 pga. alder, fare for oljelekkasjer, teknisk tilstand, det ikke lenger produseres reservedeler eller opprettholdes kompetanse på denne type anlegg.

Fase Utvikling/grovprosjektering
Forprosjekt og traseutredning er startet opp

Alternativ

Ingen realistiske alternativer

Mulig idriftsettelse

2025-2026

Investeringskostnader

Antatt 20 mill.kr

6.5.15 Kråkerøy - reinvestering av koblingsanlegg og en tredje transformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Fredrikstad

Utvide kapasiteten med en tredje transformator og reinvestere dagens 50 kV koblingsanlegg

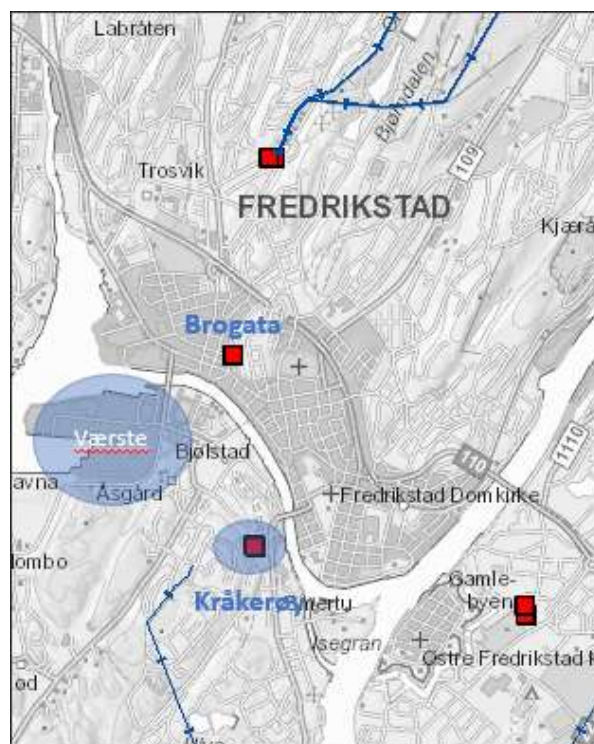
Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Kråkerøy er en del av Fredrikstad kommune og bysentrum som har stor vekst. Kommune har bl.a. omregulere området nordvest på Kråkerøy til en ny bydel, «Værste». Området omfatter bl.a. arealene til tidligere FMV (Fredrikstad Mekaniske Verksted) og er tenkt utviklet med bymessig struktur, dvs. med boliger, næring- og offentlige bygg med en høyde på opptil 6 etasjer. Området skal utvikles over 10-30 år.

Det økte forbruket kan ikke leveres fra Kråkerøy tr.st uten å utvide kapasiteten. Dvs. å sette inn en tredje transformator. Dette er ikke mulig å sette inn et nytt bryterfelt for en tredje transformator i dagens 50 kV anlegg som er bygget i 1967. Pga. tilstand og mangel på 50 kV bryterfelt må koblingsanlegget byttes ut.

Hele Kråkerøy forsynes fra Kråkerøy tr.st. som igjen forsyner Norgesnetts distribusjonsnett. På Kråkerøy drives nettet med 18 kV, mens resten av Fredrikstad drives med 10 kV spenning, dvs. at Kråkerøy kun kan forsynes fra denne ene transformatorstasjonen. Bydelen er skilt fra resten av Fredrikstad sentrum ved Vesterelven som er en del av Glomma.

Det er i dag to 30 MVA transformatorer i stasjonen. Maksimalbelastning var i 2019 38 MW. Ved utfall av en enhet må den andre enheten belastes med 30 % overlast for å gjenopprette forsyningen. Om få



Figuren viser plasseringen av Kråkerøy tr.st og utbyggingsområdet Værste

år er det ikke mulig å gjenopprette all forsyningen på de kaldeste dagene i året. I ht Elvias erfaring vil ny utbyggingen kreve 10-20 MW. Et nytt datasenter, som er lagt inn i reguleringen, er da holdt utenfor.

Fase Utvikling / grovprosjektering

Det er igangsatt studie på ulike løsninger. Konesjonssøknad er planlagt sendt i 2023

Alternativ

Ingen realistiske alternativer

Mulig idriftsettelse

2025

Investeringskostnader

Antatt 80-100 mill.kr

Forbruk og nødvendig reduksjon ved f.eks. forbruksfleksibilitet som erstatning for utbygging

| Forbrukstype | Mak. last | Kapasitet (N-1) | Makslast 2040 | Reduksjon |
|---------------------------|-----------|------------------|---------------|-----------|
| Alminnelig forsyning [MW] | 40 | 39 | 60 | 21 |

Konsekvenser av forsinkelser

Har ikke redundans N-1 i større deler av året og det blir vanskelig å knytte til nye kunder

6.5.16 Gamlebyen - Kolstad - reinvestering av oljekabler

Tiltakshaver: Elvia Kommune : Fredrikstad

Reinvestering av to oljekabler i en nye PEX -kabel

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

De to jordkabelanleggene, som drives i parallell, skiftes ut pga. tilstanden på kabelanleggene, risiko for havari og oljelekkasje i Glomma.

Oljekabler er fra 1952 og 1968, hver med en lengde på 1 km. Kablene vil bli erstattet med en ny 50 (132) kV PEX-kabel på 1 km lengde som vil få samme kapasitet som de to gamle kablene. Når anleggene tas ut av drift vil kablene og oljetankanleggene bli tømt for olje og risikoen for oljelekkasje bli fjernet.

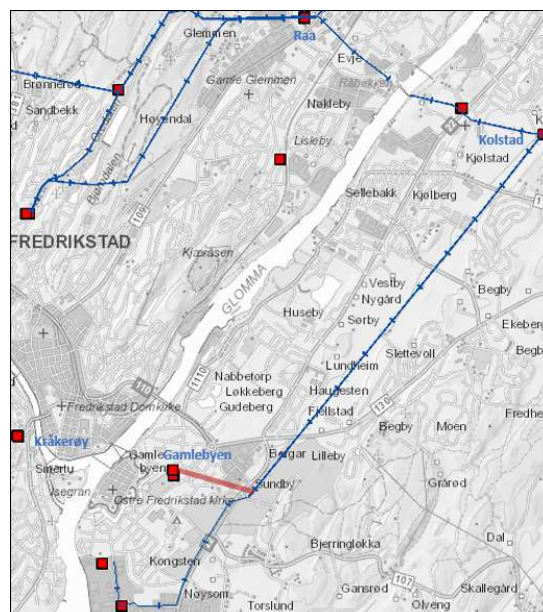
Tiltaket sikrer forsyningen mot Kråkerøy og Hvaler samt for Gamlebyen og Øra området på østsiden av Glomma. Elvia har som mål å skifte ut alle oljetrykkskabler inne 2030 pga. alder, fare for oljelekkasjer, teknisk tilstand, det ikke lenger produseres reservedeler eller opprettholdes kompetanse på denne type anlegg.

Fase Utvikling / løsnings besluttet

Det er foretatt traseutredning og kostnadsestimat. Konesjonssøknad sendes i løpet av 2024

Alternativ

Det finnes ingen gode alternativer til tiltaket



Figuren viser traseen hvor kablene skiftes ut

Mulig idriftsettelse

Om 2025 år

Investeringskostnader

Antatt 15 mill.kr

6.5.17 Borregaard - reinvesteringer og fornying av transformatorstasjoner**Tiltakshaver:** Elvia / Borregaard**Kommune :** Sarpsborg

Reinvestering av Borregaard I transformatorstasjon

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det er i dag to tr.st. som Borregaard industrier. Begge forsynes med 50 kV fra Elvias regionalnett. Borregaard eier transformatorene (5 stk.) og 11 kV anleggene, mens Elvia eier 50 kV bryterfelter.

Det skal vurderes tekniske løsninger og kostnader ved ulike alternativer. B.la. flytte stasjon I, overgang til 132 kV, ny 50 kV innmating, intern 50 kV jordkabel mellom stasjonene inn på Borregaards fabrikkområdet samt behov for reinvestering

Fase Utvikling /Løsningsvalg

Det er dialog mellom Elvia og Borregaard om behov og løsninger. Forprosjekt er startet opp

Alternativ

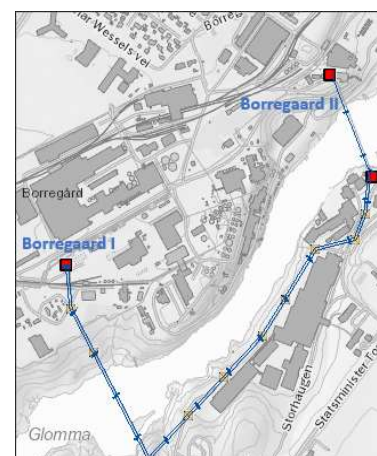
Sees på i studie / forprosjekt

Mulig idriftsettelse

Etter 2026

Investeringskostnader

Omfang ikke avgjort - delte kostnader mellom Elvia og Borregaard



Figuren viser plassering av transformatorstasjonen inne på Borregaards område

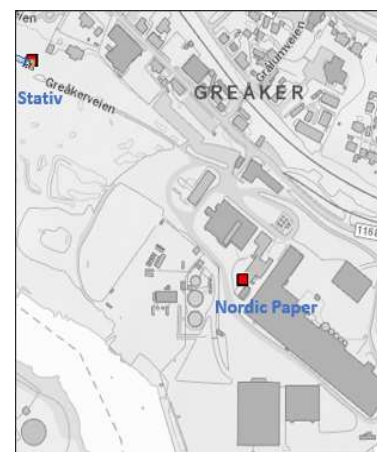
6.5.18 Nordic Paper -reinvestering**Tiltakshaver:** Elvia / Nordic Paper**Kommune :** Sarpsborg

Reinvestering av 50 kV koblingsanlegg, 50 kV kabler og to 50 kV transformatorer

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Det er i dag en transformatorstasjon som forsyner kraft til Nordic Paper (NP). Stasjonen forsynes på to 50 kV jordkabelsett fra et avgreningspunkt (stativ) i Elvias regionalnett. Elvia eier 50 kV anlegg og en transformator mot et 5 kV anlegg, mens NP eier den andre transformatoren mot et 3,2 kV anlegg og mellomspenningsanleggene, tomt og bygg.

Bedriften vurderer å bygge om sine mellomspenningsanlegg til 11 kV. Pga. alder, tilstand og kapasitet vurderes det reinvestering av 50 kV koblingsanlegget og en av kablene inn mot anlegget samtidig med at det installeres nye transformatorer.



Figuren viser plassering av 50 kV anlegg på området til Nordic Paper

Det skal vurderes tekniske løsninger og kostnader ved ulike alternativer for rehabilitering og fornying av anlegget.

Fase Utredning

Det er dialog mellom Elvia og NP om behov og løsninger. Studie /forprosjekt startes opp / alle

Alternativ

Sees på i studie / forprosjekt

Mulig idriftsettelse

Etter 2026

Investeringskostnader

Omfang ikke avgjort - delte kostnader mellom Elvia og Nordic Paper

6.5.19 Norske Skog Saugbruks- flere regionalnettstilknytninger

Tiltakshaver: Elvia/Norske skog

Kommune : Halden

Etablere en tredje 50 kV jordkabel eller kraftlinje fra Statnettsanlegg i Halden og inn til fabrikk

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Fabrikk planlegger et nytt produksjonsavsnitt med et estimert effektbehov på 65 MW. Norske Skog-Saugbruks, ble etablert i 1859 og har i dag 450 ansatte.

Det må etableres 50 kV bryterfelt i Halden transformatorstasjon. Utredning startes opp etter at det er inngått utbyggingsavtale.

Fase Utredning

Det kom i november 2019 henvendelse til Elvia og Statnett om uttak på 65 MW. Saugbruks har engasjert elektrokonulent

Alternativ

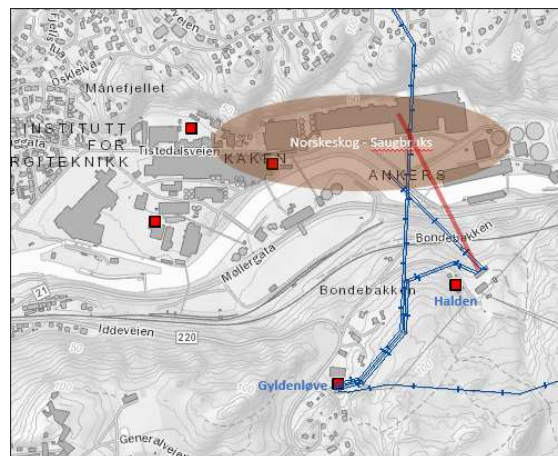
Blir vurdert i utredning i regi av Saugbruks og (Elvia)

Mulig idriftsettelse

Etter 2025

Investeringskostnader

Antatt 20-30 mill. kr. Det meste dekkes inn av anleggsbidrag.



Figuren viser plassering av Halden transformatorstasjon og Norske Skog - Saugbruks

6.5.20 FKF - reinvestering av koblingsanlegg og mellomtransformator

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Indre Østfold

Bygge nytt 132/ 50 kV koblingsanlegg og sette inn større 132/50 kV mellomtransformatorer / reinvestere dagens eldste kraftlinje mot Tegneby

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Bl.a. pga. ny produksjon i Vamma (2019) og ny vindpark i Marker (2019), bør overføringskapasiteten fra FKF mot Tegneby eller mot Oslo økes.

Pga. nærhet til de store produksjonsanleggene (Vamma og FKF) har det de siste årene vært flere henvendelser om å etablere datasentre og industrianlegg nær kraftstasjonen. Dette er i dag ikke mulig pga. mangel på bryterfelter og termisk kapasitet i samleskinneanlegget.

Både koblingsanlegget i FKF og den ene kraftlinjen mot Tegneby er i ferd med å gå ut på teknisk levetid.

Koblingsanlegget i FKF

Dagens 50 kV koblingsanlegg ligger i samme bygg som FKF-kraftstasjon. Elvia eier samleskinner og linje- og kabelavganger, mens Hafslund/ ECO eier felter mot vannkraftgeneratorene.

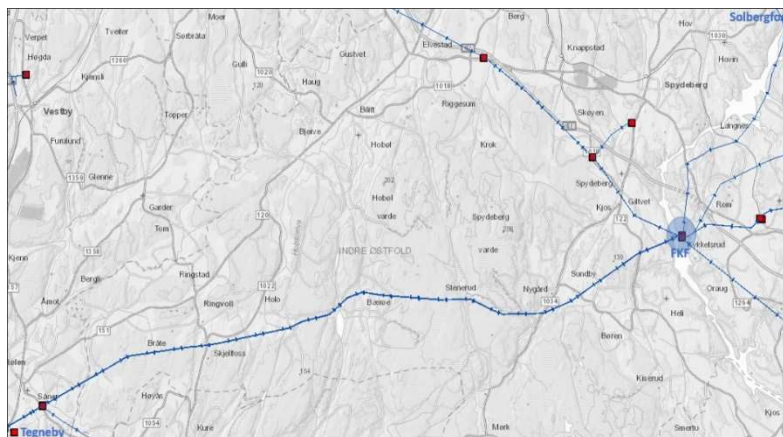
Anlegget er et viktig anlegg for regionalnettet i indre Østfold, men har for liten kortslutningsytelse, for få bryterfelter og er ferd med å gå ut på teknisk levetid. Det er ikke plass til utvidelser eller ombygging i dagens stasjonsbygg.

Det ble i 2015 og 2021 gjort «provisoriske» endringer for å frigjøre 50 kV bryterfelter for nye tilkoblinger, dvs. koblet sammen dobbeltkursledninger og endret innmating til internforsyningen i stasjonen. Det er nå ikke mulig å knytte til flere av ganger.

Forbindelse mot Oslo

I FKF står det i dag en 90 MVA transformator (1982) mellom 50 kV i nettet i Østfold og 132 kV nettet mot Solbergfoss og Oslo.

Kapasiteten kan økes ved å skifte ut dagens mellom-transformator med en eller to nye 200 MVA 132/50 kV enheter. Dagens enhet er vurdert til å være i noe redusert teknisk tilstand (basert på olje- og gass analyser)



Figuren viser plassering av FKF, ledningsanlegget mot Tegneby, ledningsanlegget mot Solbergfoss og Oslo går nordover fra FKF

Forbindelsen mot Tegneby

Mellom FKF og Statnettsanlegg i Tegneby i Vestbykommune er det i dag to kraftledningene. Den eldste ble satt i drift i 1942 og har malte stålmaster. Lengden på kraftlinjene er 23 km og kapasiteten er 105 MW ved 20 grC. Linjen har med det liten kapasitet og nærmer seg utgått teknisk levetid.

Fase Utredning

Det blir i løpet av 2022 igangsatt studie og utredning på ulike løsninger for reinvestering av koblingsanlegget i FKF og økt overføringskapasitet

Foreløbige alternativ

Alt.0

Beholde dagens anlegg. Dvs. at intet nytt forbruk eller produksjon kan knyttes til denne delen av 50 kV nettet. Pga. lav kortslutningsevne må anlegget drives seksjonert.

Primæralternativ

Å reinvestere dagens koblingsanlegg inne i et nytt bygg og sette inn nye mellomtransformatorer mot 132 kV nettet. Dagens eldste 50 kV ledningsanlegg mot Tegneby fjernes. Ved denne løsningen kan

overføring fra Østfold til Oslo økes. Dvs. mot Liåsen stasjon i Oslo som det er søkt konsesjon for av Statnett og Elvia.

Sekundæralternativ

Å reinvestere dagens koblingsanlegg inne i et nytt bygg og reinvestere og bygge nytt 23 km kraftledningsanlegg mot Tegneby.

Mulig idriftsettelse

2025- 2030

Investeringskostnader

Antatte kostnader:

- 120-150 mill.kr for et nytt 50 (132 kV) koblingsanlegg med 20 bryterfelter (5 mot kraftstasjonen) inkl. lokalkontrollanlegg og bygg
- 30 mill.kr for hver mellomtransformator (132/50 kV) inkludert celle
- 100 -120 mill. kr for en ny kraftlinje

Forenklet samfunnsøkonomisk kostnad

| Alternativer | Investering [mill. kr] | Elektriske tapt | D&V | Avbruddskost | Miljø |
|--------------|------------------------|-----------------|-----|--------------|-------|
| Null | | | - | - | - |
| Primær | 150-210 | ++ | ++ | - | ++ |
| Sekundær | 220-270 | + | + | - | - |

6.5.21 Alvim - ombygging av 50 kV anlegg

Tiltakshaver: Elvia

Kommune : Sarpsborg

Reinvestere dagens utendørsanlegg i et nytt innendørsanlegg og bygge tak over transformatorcellene.

Begrunnelse / forutsetning for oppstart

Pga. behov for reinvestering av det gamle anlegget og pga. uheldig beliggenhet rett ved og under E6-brua over Glomma. Saltsprut fra veien har forårsaket langvarige avbrudd og økte vedlikeholdskostnader i form av hyppig rengjøring.

Det kan være aktuelt å sette inn en fjerde transformator i ledig transformatorcelle. Enheten hentes fra lager. Alternativt må deler av forbruket overføres til Grålum tr.st via distribusjonsnett. I så fall må transformatorkapasiteten økes i Grålum.

Utredes når tilstand eller lastutvikling tilsier at det er behov for tiltak.

Fase Utredning

Skisseprosjekt - ikke utredet

Alternativ

Å overføre last til nabostasjoner

Mulig idriftsettelse

2030- 2040

Investeringskostnader

Antatt investeringskostnad 30-60 mill.kr



Figur en viser plassering av Alvim transformatorstasjon

