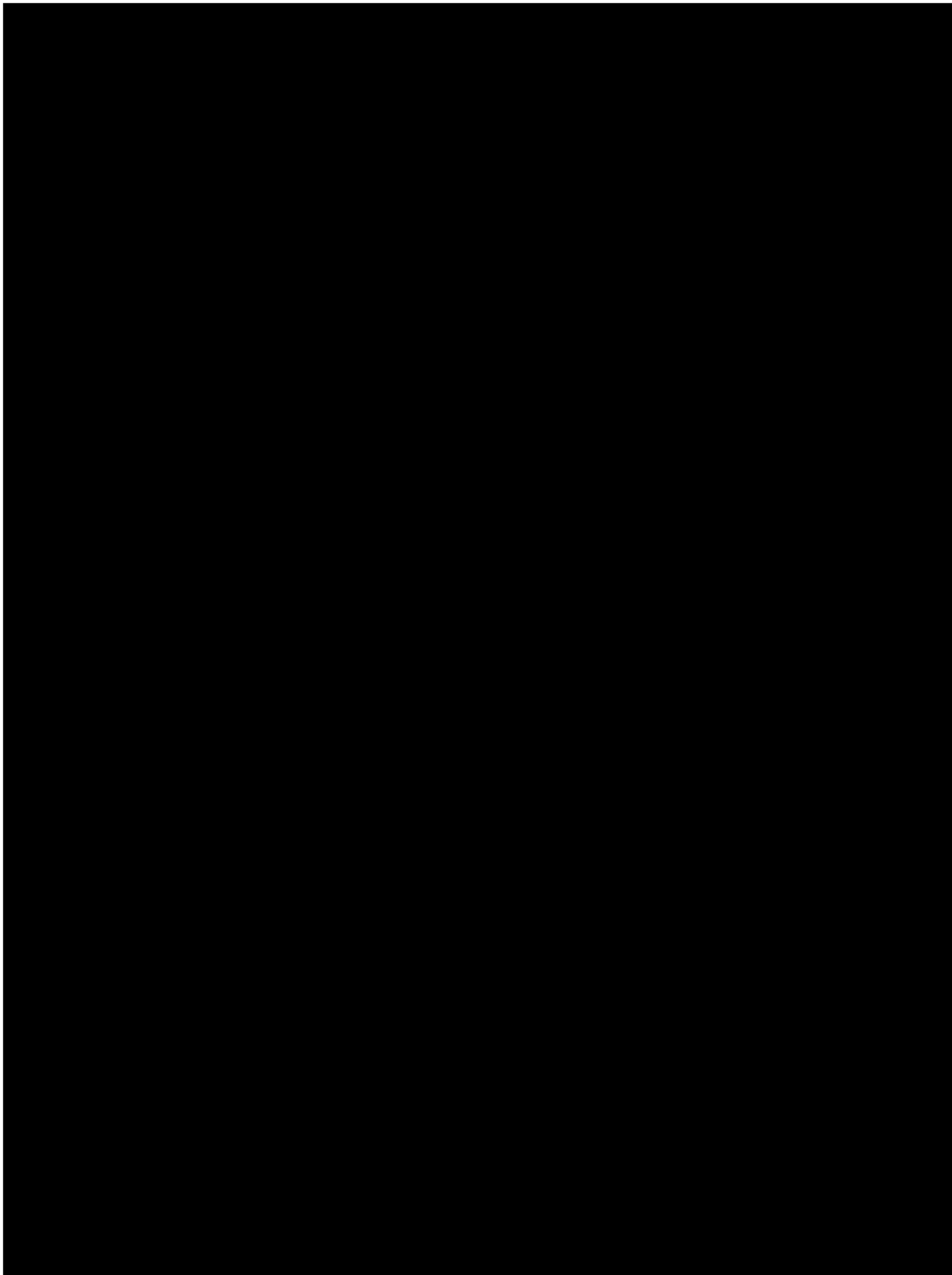


Statnett



**Alternativanalyse for
ny sentralnettsløsning i
Oslo og Akershus**

Nettplan Stor-Oslo



Om prosjekt Nettplan Stor-Oslo

Statnett har igangsatt et prosjekt kalt Nettplan Stor-Oslo. Formålet med prosjektet er å etablere en helhetlig plan for utviklingen av sentralnettet i området frem mot 2050. Prosjektet gjennomføres i samarbeid Hafslund.

Statnett



Forord

Hovedstadsregionen trenger et velfungerende sentralnett, som forsyner regionen med strøm. Uten strøm stanser det moderne samfunnet. Vi forventer en framtid med stadig økende avhengighet av strøm, og vi forventer en betydelig befolkningsvekst i hovedstadsområdet. Samtidig er store deler av sentralnettet gammelt og må skiftes ut i løpet av de neste 20 årene.

Statnett startet arbeidet med Nettplan Stor-Oslo for to år siden, i samarbeid med Hafslund Nett. Hensikten er å lage en trinnsvis plan for utviklingen av sentralnettet fram mot 2050 - i åpen dialog med berørte interessenter. Høsten 2011 presenterte vi analyser av behovet. De viktigste drivkreftene er at nettet er gammelt og må fornyes, samt forventning om fortsatt vekst i kraftforbruket som krever økt kapasitet.

I denne rapporten presenterer vi en analyse av alternative løsninger. Innledningsvis går vi inn på de krav og mål vi setter for framtidens kraftnett, i lys av behovene som ble presentert i fjor. Deretter drøfter vi tre overordnede konsepter: (1) tiltak på forbrukssiden, (2) ny lokal kraftproduksjon og (3) styrking av sentralnettet. Våre analyser viser at verken tiltak på forbrukssiden, eller ny kraftproduksjon, kan erstatte behovet for å fornye og styrke sentralnettet. Slike tiltak vil likevel påvirke hvor raskt det blir nødvendig å oppgradere nettet. Siste del av rapporten drøfter ulike typer tiltak i kraftnettet og anbefaler ombygging av viktige deler av eksisterende kraftnett fra dagens spenningsnivå på 300 kV til 420 kV.

Analysen viser at det er tilstrekkelig å oppgradere eksisterende kraftledninger i sentralnettet. Det vil si at det ikke er nødvendig å ta i bruk nye kraftledningstraséer på de høyeste spenningsnivåene. Det vil være nødvendig å etablere 2-3 nye transformatorstasjoner i østlige deler av området. Analysen viser også at det på sikt vil være mulig å sanere/rive betydelige deler av dagens sentralnett i hovedstadsområdet. Slik rivning vil måtte vente til tilstrekkelige deler av eksisterende kraftnett er oppgradert.

Våren 2013 planlegger Statnett å ferdigstille en konseptvalgutredning og velge løsninger. Disse vil danne grunnlag for konkrete utbyggingsprosjekter som vil gjennomføres de nærmeste 10 årene. Hvert av disse prosjektene vil bli gjenstand for formell konsesjonsbehandling på vanlig måte. Frem mot våren 2013 vil vi arbeide med en konkretisering av gjennomføringsrekkefølgen av de ulike utbyggingsprosjektene.

Statnett ønsker tilbakemeldinger fra alle som måtte ha synspunkter på beskrivelsene i alternativanalysen. Er det noe vi har oversett? Har du meninger om hvilke alternativer som er best? Vi ber om skriftlige innspill innen 15. februar 2013, gjerne til e-post: storoslo@statnett.no.

Har du spørsmål om alternativanalysen, sjekk om du finner svarene på storoslo.statnett.no/ eller ta kontakt med oss.

Oslo, november 2012



Gunnar G. Løvås

Innhold

1	Bakgrunn for prosjektet	14
2	Mandat og målsetninger for prosjektet	16
2.1	Avgrensning og omfang	17
2.2	Nettplan Stor-Oslo utvikles i tre faser	19
3	Historikk og situasjonsbeskrivelse	20
3.1	Stor utbygging av vannkraft og kraftledninger fra 1950 til 1980-tallet	21
3.2	Det har skjedd omfattende strømbrudd senere år	23
3.3	Ingen forsterkning av nettet etter 1990	24
4	Behovsanalyse	25
4.1	Normative behov	27
4.2	Etterspørselsbaserte behov	30
4.3	Interessentgruppers behov	41
4.4	Kategorisering av behov	42
4.5	Oppsummering behovsanalyse – prosjektutløsende behov	42
5	Strategi	43
5.1	Samfunns målet for tiltaket	44
5.2	Effekt mål	44
5.3	Resultat mål	45
6	Krav	46
7	Mulighetsstudiet	49
7.1	Konsept 0: Fortsette som i dag med nødvendige vedlikeholdsinvesteringer (nullalternativet)	50
7.2	Konsept 1: Reinvestere i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV	51
7.3	Konsept 2: Bygge nye traséer, eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer	51
7.4	Konsept 3: Spenningsoppgradering av dagens sentralnett til 420 kV	51
7.5	Konsept 4: Tiltak på forbrukssiden	52
7.6	Konsept 5: Lokal produksjon av kraft	58
7.7	Oppsummering og konklusjon mulighetsstudiet	62

8	Forenklet alternativanalyse	63
8.1	Konsept 0: Nullalternativet	64
8.2	Konsept 1: Reinvestere i nye 300 kV anlegg	64
8.3	Konsept 2. Bygge nye traséer, eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer	66
9	Alternativanalyse - sentralnettet i stor-oslo i 2050 - foreslåtte alternativer	68
9.1	Hele nettet må oppgraderes for å realisere gevinstene	69
9.2	Gjennomgående oppgradering til 420 kV er felles for alle alternativene	71
9.3	Spenningsoppgradering gir et stor kapasitetssprang	71
9.4	Forbruksveksten har liten påvirkning på nettstrukturen	71
9.5	Hallingdal – to mulige traséer	73
9.6	Nordmarka: Ringerike-Smestad eller Ådal-Sogn	74
9.7	Lillehammer – Oslo, trasévalg og slutt punkt	79
9.8	Oslo øst og tilgrensede kommuner	82
9.9	Røykås-Tegneby og Hamang-Sylling 1 overføres til regionalnettet	91
9.10	Liåsen stasjon	92
9.11	Komplette alternativer med topologiske nettbilder	92
10	Gjennomføringsstrategi	106
10.1	Reserve i regionalnettet kan utsette investeringer i sentralnettet	108
11	Foreløpig vurdering av alternativene	110
11.1	Viktige forutsetninger i de foreløpige vurderingene	111
11.2	Oversikt over prissatte virkninger	111
11.3	Ikke-prissatte virkninger	112
11.4	Usikkerhetsanalyse	121
11.5	Oppsummering	121
12	Vedlegg og referanser	122

Sammendrag

Hovedfokuset i rapporten er hvordan ulike konsepter kan oppfylle identifiserte behov, mål og krav. Vi fremmer nå sju ulike alternativer som alle innebærer økt forsynings-sikkerhet, økt kapasitet og redusert arealbruk. Statnett ønsker nå innspill på alternativene, for å få et best mulig beslutningsgrunnlag, før ett av disse velges våren 2013. Samtidig vil vi fremme en gjennomføringsstrategi som blant annet vil inneholde en trinnvis plan for hvordan sentralnettet skal utvikles fra 2013 og frem mot 2050.

Denne rapporten oppsummerer funnene fra alternativanalysen, som er fase 2 i prosjektet Nettplan Stor-Oslo. Hovedfokuset i rapporten er hvordan ulike konsepter kan oppfylle identifiserte behov, mål og krav. Det er også vurdert løsninger som er utenfor Statnetts virkeområde. Hovedkonklusjonen er at spenningsoppgradering, dvs. økt kapasitet i eksisterende traséer, best oppfyller behovene. Vi fremmer nå sju ulike alternativer.

Statnett ønsker nå innspill på alternativene, for å få et best mulig beslutningsgrunnlag, før valg av alternativ gjøres våren 2013. Samtidig vil vi fremme en gjennomføringsstrategi som blant annet vil inneholde en trinnvis plan for hvordan sentralnettet skal utvikles fra 2013 og frem mot 2050.

Sentralnettet skal gi tilstrekkelig forsynings-sikkerhet og kapasitet

Sikker strømforsyning er en forutsetning for et moderne samfunn, fordi de fleste funksjoner er avhengig av tilgang på kraft. Samfunnets avhengighet av kraft har økt betydelig de senere år. En viktig årsak til dette er en økende avhengighet av elektronikk og kommunikasjon, inkludert betalingsløsninger. Vi forventer at denne utviklingen fortsetter, dvs at kravene til forsynings-sikkerhet vil øke over tid. Sentralnettets rolle er å transportere kraften fra områder hvor den produseres til steder der den forbrukes. På en kald vinterdag forsynes om lag 98 prosent av strømforbruket i Stor-Oslo via sentralnettet. Et robust sentralnett, med høy grad av forsynings-sikkerhet, er derfor en forutsetning for utvikling i regionen.

Behov for tiltak skyldes at anleggene er gamle og har lav kapasitet

Kraftsystemet i Oslo og Akershus er utviklet over 80 år. I denne perioden har det skjedd store endringer i teknisk standard på kraftledninger, og i behovene som er lagt til grunn ved utbygging. Man regner med ca. 70 års levetid for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner og kabler. Mange anlegg har passert eller vil passere den forventete levealder de nærmeste årene. Behovet for utskifting grunnet alder og slitasje er stort.

Etter 1990 har strømforbruket økt med 30 prosent uten vesentlige investeringer i økt kapasitet i sentralnettet. I topplastperioder er flere av ledningene til regionen belastet helt opp mot sin kapasitetsgrense. Det hersker stor usikkerhet om hvordan fremtidens forbruk vil utvikle seg. Statnett har utarbeidet tre scenarier for utviklingen i strømforbruket frem til 2050. Statnett antar en økning i kapasitetsbehovet på mellom 8 prosent og 60 prosent frem mot 2050. Dette reflekterer henholdsvis basisscenarioet og høyt scenario i våre prognoser for etterspørselen etter strøm. Befolkningsveksten vil øke forbruket, mens energieffektivisering og andre

Det er formulert følgende
samfunns mål for tiltaket:

«Sentralnettet i
Oslo og Akershus
skal sikre langsiktig
og sikker strøm-
forsyning til
regionen.»

tiltak vil dempe veksten noe. Imidlertid endrer ikke dette behovet for å oppgradere sentralnettet.

Det prosjektutløsende behovet er todelt:

- Alder: Sentralnettet i Oslo og Akershus er gammelt. Det må fornyes og forsterkes for å møte framtidens krav til forsyningsikkerhet.
- Kapasitet: Sentralnettet i Oslo og Akershus må dimensjoneres til å møte fremtidens forventede etterspørsel etter strøm.

Spenningsoppgradering - det viktigste grepet som vil møte behovene

Det er vurdert ulike konsepter som kan dekke de prosjektutløsende behov, mål og krav som er satt opp for prosjektet. I tillegg til å vurdere ulike nettløsninger er det også sett på løsninger som kan redusere behovet for kapasitet i sentralnettet. Analysene viser at energieffektivisering og lokal produksjon ikke alene vil kunne dekke fremtidens krav til forsyningsikkerhet i Oslo og Akershus. Virkningen av energieffektivisering vil imidlertid kunne gi viktige bidrag i å dempe forbruksveksten og dermed redusere investeringstakten, men ikke fjerne behovet for tiltak i sentralnettet. I praksis er det derfor kun prosjekter innenfor nettutvikling som fullt ut kan dekke alle områdene. Fra et forsyningsikkerhets- og samfunnsøkonomisk perspektiv fremgår alternativer innenfor spenningsoppgradering som de beste valgene.

Spenningsoppgradering innebærer at eksisterende 300 kV ledninger enten bygges om for å kunne drives med 420 kV spenning, eller byttes ut med en helt ny 420 kV ledning. For transformatorstasjoner kreves normalt en total ombygging for å øke spenningsnivået til 420 kV. En slik spenningsoppgradering gir en betydelig økning i kapasiteten i eksisterende traséer.

Kapasitetsøkningen en får ved en spenningsoppgradering muliggjør saneringer på sikt

En spenningsoppgradering vil øke overføringskapasiteten betydelig på de forbindelsene der dette gjøres. Da det i enkelte områder er flere forbindelser, vil en spenningsoppgradering medføre at en på sikt kan sanere noen av disse. Derfor inneholder alle alternativene vi har utredet en sanering av deler av dagens nett. I stor grad er det dette som skiller alternativene, hvilke forbindelser skal oppgraderes til 420 kV og hvilke en deretter kan sanere.

For å dekke de identifiserte behov har Statnett vurdert 7 ulike alternativer. De ulike alternativene oppstår ved å kombinere forskjellige valg i:

- Nordmarka
- Oslo øst og tilgrensede kommuner

- Mellom Oslo og Lillehammer
- Hallingdal

Alle alternativene innebærer økt forsyningssikkerhet, økt kapasitet og redusert arealbruk

Felles for alle alternativene vi har utredet er:

- *Økt forsyningssikkerhet.* Stor-Oslo vil få en sikkerhet i strømforsyningen på linje med andre storbyer og vil være langt bedre rustet til å tåle feil enn i dag. Således vil en møte fremtidens krav til forsyningssikkerhet.
- *Økt kapasitet.* Sentralnettet planlegges til å kunne håndtere en vekst i etterspørselen etter strøm på opp mot 60 prosent. Nettet vil da være rustet både for en betydelig befolkningsvekst, men også for omlegging til elektrisitet for å møte klimamål og redusere lokal forurensning. Tempoet i utbyggingen vil selvsagt tilpasses den faktiske forbruksutviklingen som observeres over tid.
- *Redusert arealbruk.* Det totale arealet som sentralnettet båndlegger i regionen kan etter en oppgradering reduseres med om lag 30 prosent. Dette innebærer at inntil 350 km sentralnett kan fjernes etter en oppgradering, noe som innebærer store lokale miljøgevinster. Antall nærføringer til beboere reduseres betydelig.
- *Mindre nettap.* En oppgradering vil gi betydelige gevinster gjennom å redusere nettapene vi har i dag, noe som også vil gi gunstige klimaeffekter. Statnett forventer at nettapet vil bli om lag 180 GWh mindre sammenliknet med dagens nett noe som tilsvarer strømforbruket i 22 000 leiligheter.

Betydelige investeringer som vil fordeles over mange år

Vi har utarbeidet et foreløpig kostnadsestimat, på nødvendige investeringer i perioden mot 2050. Vi forventer at kostnadene vil være i samme størrelsesorden for alle de sju alternativene med spenningsoppgradering. Kostnader vil derfor trolig i liten grad påvirke valget mellom disse alternativene. Våre foreløpige anslag er at vi fra 2020 og opptil en tyveårsperiode kommer til å investere rundt regnet 1 milliard kroner i gjennomsnitt per år. Noen tiltak vil trolig måtte gjennomføres før 2020 av hensyn til driftssikkerheten, slik det også fremgår av Statnetts Nettutviklingsplan.

Fram mot konseptvalg våren 2013 vil det etableres en mer presis gjennomføringsplan for valgt løsning, med bedre kvalitet på kostnadsestimatene, slik at det er mulig å periodisere investeringsbeløpene. Oppgitt kostnadsestimat baseres på at omfanget av jordkabel er omtrent som i dag. Dersom det velges løsninger med vesentlig mer kabling, vil kostnadsestimatet bli høyere.

Prosjektet gjennomføres i tre faser og skal resultere i en overordnet plan for gjennomføring

I den siste fasen av prosjektet, våren 2013, skal Statnett gjøre et konseptvalg for fremtidig struktur på sentralnettet. Valget vil basere seg på Statnetts vurderinger og de innspill vi mottar under høringen av alternativene.

I denne fasen skal også gjennomføringsstrategien detaljeres. En gjennomføringsstrategi vil ta hensyn til behovet for reinvesteringer grunnet alder, behovet for kapasitet og andre forhold som eksempelvis behovet for frigjøring av arealer til tomter. I gjennomføringsstrategien vil det også utarbeides kostnader for vedlikehold og mindre oppgraderinger av dagens nett inntil ny nettløsning er på plass.

Gjennomføringsstrategien vil resultere i en trinnvis plan for utvikling av det fremtidige sentralnettet i Oslo og Akershus. Denne planen vil inneholde en rekke ulike tiltak over mange år. Hvert enkelt tiltak, eller en gruppe av tiltak, må igjennom en omfattende beslutningsprosess og må ha konsesjon hos NVE før de gjennomføres.

Valg mellom kabel og luftledning for utvalgte strekninger vil skje på et senere tidspunkt

For noen delstrekninger er det i Nettplan Stor-Oslo vurdert både luftledning og kabler som teknisk løsning. Disse vurderingene er gjort på strekninger preget av tett bebyggelse. Statnett kan ikke nå ta stilling til om disse strekningene skal bygges med luftledning eller kabler. Dette vil avgjøres i senere konsesjonsrunder.

Vi ønsker innspill på alternativene før ett velges

Alternativanalysen beskriver sju alternativer for en fremtidig struktur for sentralnettet i regionen. Vi ønsker nå innspill på disse alternativene. Vi ber derfor om innspill fra alle berørte interessenter i Stor-Oslo. Basert på disse innspillene, og våre faglige og samfunnsøkonomiske vurderinger, vil Statnett i første halvdel av 2013 gjøre et overordnet valg av løsning. Kom gjerne med kommentarer, og de kan du for eksempel gi oss gjennom <http://storoslo.statnett.no/>

☞ **Se de ulike alternativene
på vår webside**
<http://storoslo.statnett.no/>



Summary

This report summarises the findings from the alternatives analysis, which constitutes the second phase of the project Nettplan Stor-Oslo (“Greater Oslo power network”).

The report’s main focus consists in identifying how different concepts can fulfil the identified needs, goals and requirements. Solutions that lie outside of Statnett’s scope have equally been taken into consideration. The main conclusion is that voltage upgrading, i.e. increased capacity for existing power lines will best fulfil the needs. We are currently looking at seven different alternatives. To a large extent, what differentiate the various alternatives is which power lines can be upgraded to 420 kV and which power lines can be demolished.

The central power grid must provide adequate reliability of supply as well as capacity

Reliable electricity supply is a precondition for modern society, because the majority of all operations depend on power access. We expect this development to continue, implying that the reliability of supply requirements will increase over time. The central power grid’s role is to transport electricity from areas in which it is produced to locations in which it is consumed. On a cold winter’s day approximately 98 percent of the Greater Oslo region’s power consumption is provided via the central power grid. Population growth will increase electricity consumption, while energy efficiency improvement and other measures will moderate the increase to some extent. However, this does not affect the need to upgrade the power grid.

Therefore, a robust central grid, with a high reliability of supply degree is a prerequisite for the region’s development. The project-initiating requirements are two-fold:

- Age: Oslo and Akershus’s central power grid is old. It needs to be modernised and strengthened in order to meet tomorrow’s reliability of supply requirements.
- Capacity: Oslo and Akershus’s central power grid needs to be redesigned in order to meet the expected electricity demand of tomorrow.

All alternatives imply increased reliability of supply, increased capacity and reduced land use

All of the evaluated alternatives have the following in common:

- Increased reliability of supply. The Greater Oslo region will be provided with the same reliability of supply as other cities and will be considerably better equipped for meeting potential errors than what it is today. Through this, tomorrow’s reliability of supply requirements will be met.
- Increased capacity. The central power grid is laid out to be able to handle a growth in electricity demand of up to 60 percent. The grid will be prepared to handle both significant demographic changes, but also an altered electricity provision that can tackle climate change and helps reduce local pollution. The pace at which reconstruction is conducted will be adapted to comply with the actual consumption development over time.

➤ Please feel free to share your comments with us, for example via <http://storoslo.statnett.no/>

- Reduced land use. After the upgrade, the total area taken up by the central power grid in the region will be reduced by approximately 30 percent. This implies that up to 350 km of the central power grid lines can be removed after the upgrade, resulting in major local environmental gains. Moreover, the number of close running power lines in proximity of houses will be noticeably reduced.
- Reduced power loss. A power grid upgrade will deliver significant gains through the reduction of power losses, which we are witnessing today. This will also imply positive effects on climate change. Statnett expects that power loss will be reduced by approximately 180 GWh compared to today's grid – a figure equalling the energy consumption of 22,000 households.

The project shall result in an overall implementation plan

The implementation strategy will result in a step-by-step plan for the development of the future central power grid in Oslo and Akershus from 2013 until 2050. Each of the measures and each group of measures must respectively go through an extensive decision making process and must be given a concession from NVE (Norwegian Water Resources and Energy Directorate) prior to implementation. The investment costs of the project will be included in the next phase and be commented on in 2013.

We are asking for input on the suggested alternatives before making a choice

We ask all affected and interested parties in the Greater Oslo region to share their suggestions with us. During the first half of 2013, Statnett will chose a solution based on the feedback received as well as on technical and socioeconomic considerations. Please feel free to share your comments with us, for example via <http://storoslo.statnett.no/>



Bakgrunn for prosjektet

Sentralnett i og rundt Oslo er gammelt, og må fornyes og forsterkes for å møte fremtidens krav til forsyningssikkerhet. I tillegg er ikke dagens sentralnett i Stor-Oslo dimensjonert til å møte en ytterligere fremtidig vekst i etterspørselen etter strøm. Det er derfor behov for en overordnet plan for hvordan sentralnett i regionen skal utvikles. Statnett har derfor igangsatt prosjektet «Nettplan Stor-Oslo» som skal etablere en slik plan for perioden fra 2013 frem mot 2050.

Når strømmen er produsert må den transporteres til kundene. Transportveien består av tre ulike typer strømnett: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnett binder de ulike regionene i landet sammen og driftes av Statnett. Regionalnettene driftes av ulike regionale nettselskap og er bindeleddet mellom sentralnett og de lokale nettene. De lokale nettene går helt frem til strømkundene.

Statnett eier og driver hovedparten av sentralnett, som kan beskrives som riksveiene i norsk strømforsyning. Gjennom dette landsdekkende ledningsnett overføres strøm fra landsdel til landsdel, samt mellom våre naboland. Statnett har ansvar for å utvikle og drifte sentralnett slik at det til enhver tid møter de kravene samfunnet har på energisektoren. Årene som kommer vil være preget av høy utbyggingstakt, teknologiutvikling og hensyn til det ytre miljøet. Statnett planlegger betydelige investeringer og har en sentral rolle i videreutviklingen av et nordisk og europeisk kraftmarked.

En forventet utfordring i dagens sentralnett i Stor-Oslo er at utstyret er gammelt, og må fornyes for å trygge strømforsyningen i framtiden. Levetiden er om lag 70 år for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner. En rekke anlegg har nådd eller nærmer seg denne levetiden. Sentralnett i Stor-Oslo ble stort sett bygd mellom 1950 og 1980.

En annen utfordring er at belastningen på sentralnett har økt betydelig som følge av økt strømforbruk. Det er flere forhold som påvirker utviklingen av strømforbruket, men befolkningsvekst er en sentral driver. Antall innbyggere i Oslo og Akershus er per i dag ca. 1,1 millioner, altså om lag 20 prosent av landets befolkning. Framskrivningene til SSB og kommunenes egne prognoser antyder fortsatt sterk befolkningsvekst i regionen. I 2050 kan befolkningen i Oslo og Akershus være opp mot 2 millioner. Behovet for tiltak i sentralnett kan kort oppsummeres slik:

- *Alder:* Nettet i regionen er utviklet over lang tid og de eldste komponentene er over 80 år gamle. Behovet for utskiftning grunnet alder og slitasje vurderes som stort.
- *Kapasitet og forsyningssikkerhet:* De siste store investeringene i området ble gjort fram til 1990. Nettet ble da bygd med god margin for å håndtere en økning i forbruket, og fungerer som reserve ved feil. Grunnet en økning i effektforbruket på 30 prosent i Oslo og Akershus, er denne marginen langt på vei utnyttet. I tillegg forventes det en kraftig befolkningsvekst i regionen. Sentralnett må dimensjoneres til å håndtere fremtidens etterspørsel etter strøm.



Mandat og målsetninger for prosjektet

Nettplan Stor-Oslos hovedmål er å sikre den langsiktige forsyningen av strøm til Oslo og Akershus. Prosjektet gjøres i 3 faser før gjennomføring: behovsanalyse, alternativanalyse og valg av alternativ og utvikling av en plan. En overordnet plan for utvikling av sentralnettet i Oslo og Akershus skal legges fram i løpet av 1. halvår 2013.

Den overordnede målsetningen i prosjektet er å sikre den langsiktige forsyningen av strøm til Oslo og Akershus. Forsyningen av strøm til regionen er særdeles viktig fordi:

- Sentrale samfunnsfunksjoner som handel, kommunikasjon og kollektivtransport stopper opp ved strømbrydd. I et moderne samfunn er behovet for sikker forsyning økende og en forutsetning for verdiskaping og utvikling.
- For å redusere klimagassutslipp og lokal forurensning, vil elektrisitet sammen med andre rene energibærere ta over for fossilt drivstoff i biler, maskiner og bygninger. Således er strømforsyningen sentral for å oppnå gode klimaløsninger.

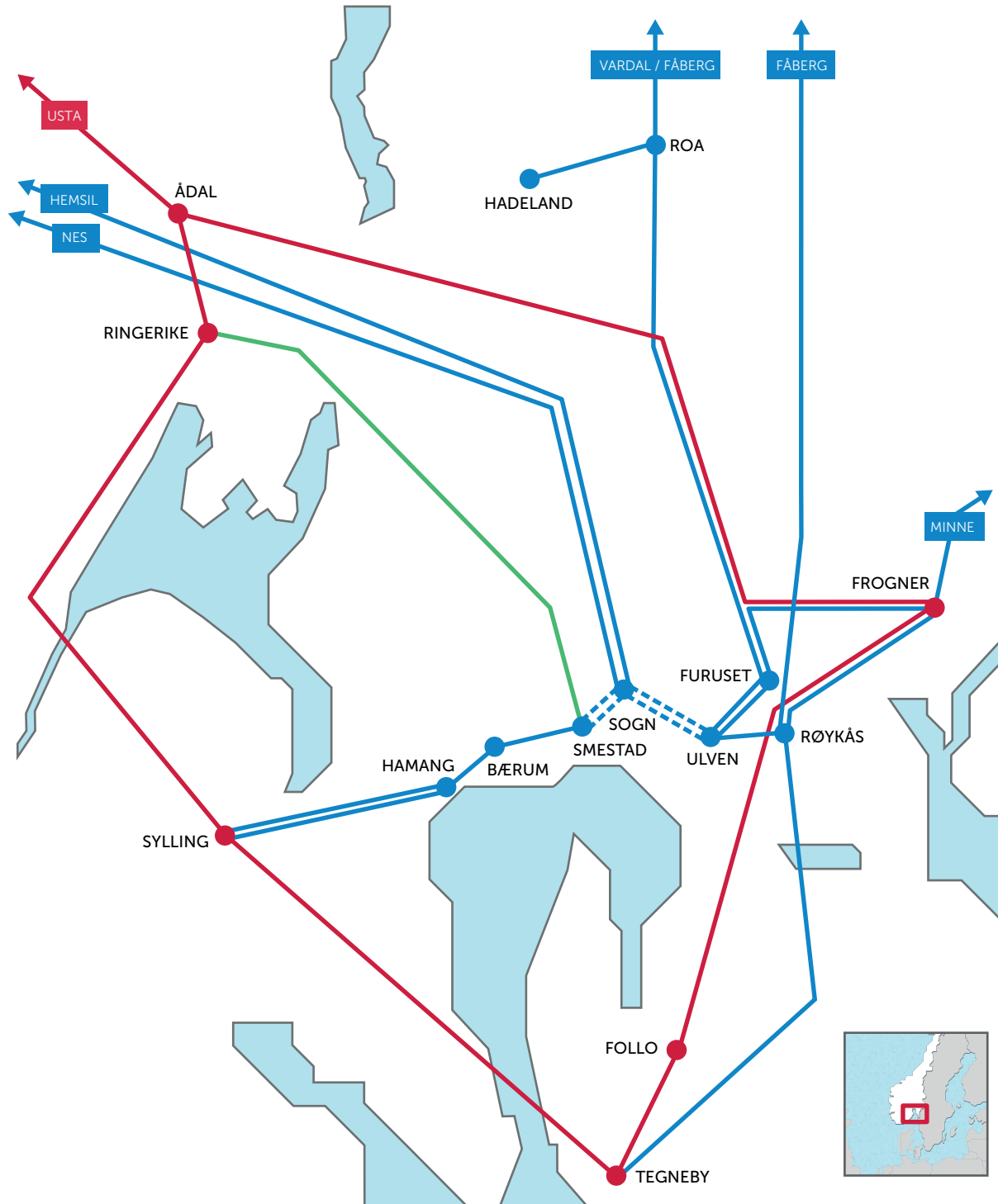
Sentralnettet i regionen er bygd opp i en periode på ca. 80 år. I denne perioden har det skjedd store endringer i teknisk standard på kraftledninger, og i behovene som er lagt til grunn ved utbygging. I arbeidet med sentralnettet i Oslo og Akershus, vil Statnett legge vekt på å finne løsninger som er mer optimale i forhold til dagens og framtidens behov.

2.1 Avgrensning og omfang

Kraftnettet i Norge omfatter sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettet som forsyner Oslo og Akershus består av 21 ledninger på til sammen ca. 1 000 km. I tillegg er det 10 transformatorstasjoner innenfor Oslo og Akershus og ytterligere 9 omliggende stasjoner knyttet til innføringsledningene. Gjennom transformatorstasjonene i regionen forsynes et omfattende regionalnett som videre forsyner det underliggende distribusjonsnettet.

Hovedfokuset i prosjektet er hvordan sentralnettet i regionen skal utvikles, men samspillet med regionalnettet er sentralt. Prosjektet gjennomføres derfor i samarbeid med Hafslund som har ansvar for regional- og distribusjonsnettet i området. Det er ikke en målsetning i dette prosjektet å planlegge regionalnettet, men grep i sentralnettet vil kunne påvirke utformingen av regionalnettet. Tilsvarende kan regionalnettet tjene som reserve ved feil i sentralnettet.

Til sammen kan 35 kommuner i Oslo, Akershus, Buskerud og Oppland komme til å bli berørt av planer omfattet av Nettplan Stor-Oslo. Figur 1 viser et oversiktsbilde over sentralnettet og transformatorstasjoner som inngår i prosjektet. Det har vært viet mest tid til å finne løsninger for sentralnettet i Oslo og sentrale deler av Akershus, da dette er områder med de største utfordringene hva gjelder plassering av lednings- og stasjonsanlegg.



Figur 1

Dagens sentralnettstruktur i Stor-Oslo. Stiplet strek betyr kabel. Forbindelsene og stasjonene i blått er på 300 kV, grønt 132 kV og de røde forbindelsene forbindelser på 420 kV.

2.2 Nettplan Stor-Oslo utvikles i tre faser

En overordnet plan for utvikling av sentralnett i Oslo og Akershus skal legges fram i løpet av 1. halvår 2013. Prosjektet gjøres i 3 faser, før gjennomføring, som illustrert i figur 2:

Figur 2

Faser og overordnet tidsplan for gjennomføring av prosjektet.



- Fase 1 er en behovsanalyse. I denne fasen skal behovet for utviklingen av nettet kartlegges og beskrives. Resultatene fra denne fasen skal legge grunnlaget for det videre arbeidet i å identifisere alternative løsninger. Behovsanalysen ble utgitt november 2011.
- Fase 2 er en alternativanalyse. I denne fasen skal man identifisere og analysere ulike alternativer som kan oppfylle behovene som er identifisert i fase 1. I tillegg til å vurdere ulike løsninger på nettsiden, skal man også vurdere alternativer som kan redusere behovet for forsterkning og utbygging av nett. Resultatene av denne fasen beskrives i dette dokument.
- Fase 3 er å velge alternativ og utvikle en plan. Basert på alternativanalysen i fase 2, og høringsinnspill på denne, skal Statnett anbefale alternativ (konseptvalg). Videre skal vi utarbeide en plan for utviklingen av sentralnett i Oslo-området. Denne skal inneholde anbefalinger for trinnsvis utvikling av sentralnett i Oslo og Akershus, en overordnet beskrivelse av de anbefalte tekniske løsningene og hvilke konsekvenser disse får for arealbruk og miljø. I tillegg skal samfunnsøkonomien for de anbefalte løsningene beskrives, og prinsipper for finansiering dersom planen inneholder tiltak som ikke kan finansieres over Statnett sine budsjetter med dagens regulering.

Nettplan Stor-Oslo skal gi en overordnet og helhetlig løsning for sentralnett i Oslo og Akershus, og vil inneholde en oversikt over mange ulike tiltak over mange år. Hvert enkelt tiltak i planen må imidlertid gjennom en omfattende og formell beslutningsprosess før bygging kan starte. Alle vesentlige endringer i sentralnett krever konsesjon fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).



Historikk og situasjonsbeskrivelse

Det meste av sentralnettet inn til og i Oslo og Akershus er bygget opp fra 1950 til 1980-tallet.

➤ **Historikk – interaktiv tidslinje**
<http://storoslo.statnett.no/historikk/articles/>

3.1 Stor utbygging av vannkraft og kraftledninger fra 1950 til 1980-tallet

Etter krigen bygde Oslo lysverker kraftledninger på 220 kV, som i ettertid ble oppgradert til 300 kV. Det ble bygget kraftledninger opp Gudbrandsdalen for å overføre kraft fra Øvre og Nedre Vinstra der det ble bygget store vannkraftanlegg i perioden 1953 – 1960. Til tross for dette klarte man ikke å dekke etterspørselen etter kraft til oppvarming og nytt elektrisk husholdningsutstyr som kjøleskap og vaskemaskiner. Rasjonering var derfor vanlig inntil 1960.

Frem til 1953 var kraftledningsnettet i Oslofjordområdet preget av at det ble bygget direkte forbindelser fra kraftverkene og inn til Oslo. I 50-årene ble imidlertid kabelanlegget som forbinder Smestad, Sogn og Ulven etablert. Forsyningssikkerheten til disse stasjonene ble dermed vesentlig styrket ved at de kunne forsynes fra flere ledninger. Dette økte kapasiteten, samt reduserte sårbarheten for feil betydelig. Da kraften fra Østlandsdalførene ikke lenger var tilstrekkelig ble det nødvendig å transportere kraft fra nye områder. En utbygging av Aurlandsvassdraget med 630 MW ville kunne skje etappevis fram til 1980. Første aggregat i Aurland ble satt i drift 1973. Da ble også 420 kV-ledningen Aurland-Hol satt i drift. I tillegg til utbyggingen i Aurland, ble det bygget flere kraftverk i Hallingdal. Usta kraftverk ble satt i drift i 1965 og Nes i 1967. 300 kV-ledningen fra Sylling til Hamang og videre til Smestad gjennom Bærum ble bygget på midten av 60-tallet. Senere ble Bærum transformatorstasjon bygget mellom Hamang og Smestad. Og på 70-tallet kom ledningene mellom Frogner i Sørums og Røykås i Lørenskog, og mellom Frogner og Furuset.

NVE-Statkraftverkene forsterket nettet rundt Oslo i 1980-årene, blant annet for å kunne overføre mer kraft fra de store statlige kraftutbyggingene på Vestlandet. Fram mot 1990 ble 420 kV-nettet forsterket i den såkalte «Osloringen», som ble ferdigstilt med 420 kV Frogner - Follo. Ringen ga et stort løft for forsyningssikkerheten til Oslo-området, ved at kraft kunne hentes ut nærmest hvor som helst i ringen. Forsterkningen fra vest mot Bærum og Oslo ble også påbegynt med Sylling – Hamang 2, som sto ferdig i 1990. De siste ledningene i Østlandsområdet ble bygget for høy kapasitet i framtida, dvs. 420 kV og med termisk kapasitet på opp mot 3000 MW. Etter dette er det ikke gjennomført større investeringer i sentralnettet. Utfordringen er at er at flere av anleggene er gamle, og må er gammelt, og må fornyes og forsterkes for å trygge strømforsyningen i framtiden. Levetiden er om lag 70 år for ledninger og 50 år for transformatorstasjoner. En rekke anlegg har nådd eller nærmer seg denne levetiden.

På neste side følger figur 3 som viser alder på ledninger og kabler, samt figur 4 som viser alder på stasjoner.

Figur 3

Alder for ledninger og kabler
på 300 kV.

Alder for ledninger

300 kV luftledninger	Idriftsatt	Alder	km
Sylling - Hamang 1	1951	61	17
Sylling - Hamang 2	1990	22	17
Ringerike - Smestad	1928	84	40
Nes - Sogn	1956	56	129
Hemsil - Sogn	1949	63	138
Ulven - Fåberg	1953	59	146
Røykås - Fåberg	1963	49	142
Furuset - Frogner	1967	45	21
Ulven - Furuset	1967	45	5
Frogner - Røykås	1974	38	16
Røykås - Ulven	1960	52	7
Røykås - Tegneby	1962	50	49
Hamang - Bærum	1952	60	5
Bærum - Smestad	1952	60	7

Alder for kabler

300 kV kabler	Idriftsatt	Alder for kabel	km
Smestad-Sogn NV1	1956	56	5
Smestad-Sogn NV2	1977	35	5
Sogn-Ulven NØ1	1958	54	6
Sogn-Ulven NØ2	1969	43	9

Figur 4

Alder fordelt på stasjoner.

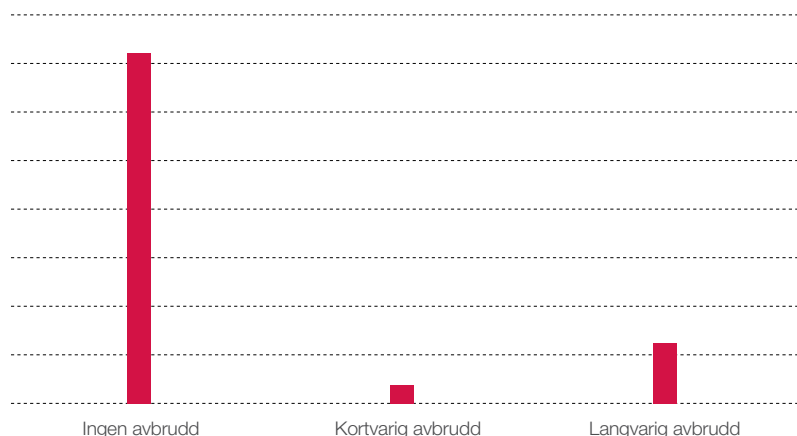
Alder fordelt på stasjoner

Stasjon	Idriftsettelsesår per spenningsnivå		
	1. gang	300 kV	420 kV
Sylling	1967	1967	1971
Hamang	1951	1965	-
Bærum	1986	1986	-
Smestad	1928	1956	-
Sogn	1949	1963	-
Ulven	1953	1962	-
Furuset	1967	1967	-
Røykås	1969	1962	-
Frogner	1973	1974	1978
Follo	1977	-	1977
Tegneby	1959	1962	-
Ringerike	1984		1984
Ådal	1984		1984
Roa	1998	1998	
Vardal	1968	1968	
Fåberg	1953	1959	
Nes	1967	1967	
Liåsen	Foreslått som ny stasjon		
Djupdal	Foreslått som ny stasjon		
Gjelleråsen	Foreslått som ny stasjon		

3.2 Det har skjedd omfattende strømbrudd senere år

Selv om påliteligheten i det norske sentralnettet er god, er det likevel en rekke driftsforstyrrelser i sentralnettet. Driftsforstyrrelsene kan skyldes at komponenter svikter, eller ytre påvirkninger som dårlig vær. I snitt er det én driftsforstyrrelse hver dag på spenningsnivåene over 132 kV i Norge. Hvis vi tar med feil på lavere spenningsnivåer, er tallet langt høyere. Figur 5 viser at bare et fåtall av driftsforstyrrelsene fører til avbrudd i strømforsyningene. Årsaken til dette er at nettet er dimensjonert for å tåle én feil uten at det blir avbrudd i strømforsyningen.

Figur 5
Forhold mellom driftsforstyrrelser som medfører avbrudd i 132-420 kV nettet, basert på tall i perioden 2000- 2009.



Selv om påliteligheten i kraftsystemet generelt sett er god, har det de senere årene vært flere store avbrudd i strømforsyningen. Et nylig eksempel på et større strømbrudd i Akershus finner vi på Øvre Romerike. Natt til 26. januar 2011 ble en strømkabel skadet på Gardermoen under arbeider på flyplassen. Som følge av denne skaden ble to av tre transformatorer i Statnetts stasjon på Frogner skadet og satt ut av spill. Dette medførte strømbrudd over store deler av Øvre Romerike. Feilen skjedde i en svært kald vinterperiode, og det var ikke ledig kapasitet i systemet til å dekke hele kraftbehovet. På det meste var 7 500 kunder koblet ut. Oppfordringer om å bruke mindre strøm ga ikke nevneverdige resultater. Forsyningssikkerheten var svekket på Øvre Romerike i flere uker etter denne hendelsen.

3.3 Ingen forsterkning av nettet etter 1990

De siste 20 årene er det ikke gjort særlige investeringer i sentralnettet i Oslo og Akershus. Deler av nettet er gammelt, noe som kan gi økt sannsynlighet for feil. Samtidig har forbruket økt vesentlig. Dette har vært mulig fordi det var god kapasitet i nettet som ble bygd i perioden fram til 1990. I løpet av de 20 årene som har gått siden da, har økt forbruk ført til at det meste av den ledige kapasiteten er borte. Flere av ledningene inn til området belastes nå opp mot sin kapasitetsgrense i topplastperioder. Det er stor usikkerhet knyttet til framtidig kraftforbruk i Oslo og Akershus. Skulle man oppleve en tilsvarende vekst også de neste 20 årene fram mot 2030, vil kraftsystemet ikke kunne takle dette uten vesentlige forsterkninger.





Behovsanalyse

Dette kapitlet bygger på dokumentet «Behovsanalyse for ny sentralnettsløsning Oslo og Akershus», som ble offentliggjort den 23. november 2011. Dokumentet kan leses som vedlegg 1 til denne utredningen.

➤ **Behovsanalysen kan du finne her**
<http://storoslo.statnett.no/nedlastinger/samlinger/>

Oppsummering behovsanalyse

Behovsanalysen bygger på overordnede nasjonale og strategiske behov (normative behov), ulike prognoser for strømforsyning (etterspørselsbaserte behov) og behov fra ulike grupper som har interesser av sentralnettet i Oslo og Akershus (interessentgruppers behov).

Oppsummering normative behov

Statnett er gjennom St.prp. nr. 100 (1990-91) gitt oppgaven som eier av statens del av overføringsnettet. Det ble blant annet forutsatt at Statnett skal være ansvarlig for gjennomføringen av nyinvesteringer. Statnett har ansvaret for sentralnettet og dette er forankret gjennom stortingsvedtak av 19. februar 2002, Statnetts strategi og Statnetts vedtekter.

Behovet for investeringer i sentralnettet i Oslo og Akershus er forankret gjennom utfyllende omtale i Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012). En viktig regulering for Statnetts virksomhet finnes i energiloven og tilhørende forskrifter. Leveringsplikten av strøm er regulert i Energiloven § 3-3. (Leveringsplikt) som blant annet lovfester leveringsplikten av strøm. Den lovmessige plikten til å foreta nødvendige nettinvesteringer er regulert i energiloven § 3-4. (Tilknytningsplikt)

EU har vedtatt et nytt fornybardirektiv 2009/28 som fremmer fornybar energi. Direktivet er EØS-relevant og trådte i kraft i Norge 20. desember 2011. Norge skal som en følge av dette, nå en fornybar prosent på 67,5 innen 2020. I direktivet vektlegges behovet for utbygging av nettet for å imøtekomme ny fornybar kraftproduksjon.

Oppsummering etterspørselsbaserte behov

Etterspørselen etter strøm kan oppsummeres i to dimensjoner:

- 1 Behovet for forsyningsikkerhet
- 2 Behovet for kapasitet

Etterspørselen etter strøm varierer med døgnet, årstid, etc., men alle har en forventning om at strømmen er tilgjengelig til en hver tid. Strømprudd aksepteres ikke. All verdiskapning er avhengig av strøm og uten strøm stopper de fleste funksjoner opp. Denne utfordringen vil senere omtales som behovet for forsyningsikkerhet. Ved dimensjoneringen av fremtidens sentralnett i Stor-Oslo må man ta høyde for

Forskjellen på effekt og energi

Effekt representerer strømmengden som forbrukes i en gitt time. Energimengden (strøm) er effekt ganget med tiden forbruket skjer. Som analogi til bruk av bil, vil effekten representere bilens motorkraft, og energimengden bilens bensinforbruk over en gitt tid.

De normative behovene skal være forankret gjennom politiske målsettinger, lover og forskrifter.

den dagen i året hvor belastningen på nettet er størst. Fremtidens etterspørsel etter strøm i Stor-Oslo er usikker. Statnett har utarbeidet 3 scenarier som viser alt fra en effektreduksjon på 13 prosent til en effektøkning på 60 prosent i 2050. I dag er kapasiteten i sentralnettet langt på vei utnyttet. Gapet mellom kapasiteten i dagens sentralnett og effektbehovet etter strøm i det høyeste scenarioet er altså på ca. 60 prosent. Det endelige resultatet er blant annet avhengig av befolkningsveksten, tidsaspektet på innføring av energieffektiviserende tiltak i bygg, adferd, pris på ulike energityper, teknologi, elbiler og forbruket i industrien. Uansett tyder analysene på at det er mest realistisk å forvente økt etterspørsel etter strøm i fremtiden, og at kapasitetsbehovet frem til 2050 vil øke til et sted mellom 8 prosent (basisscenarioet) og 60 prosent (høyt scenario).

Normative behov

4.1 4.1.1 St. meld. nr. 14 – «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet»

Regjeringen har i stortingsmelding nr. 14 (2011-2012) av 2. mars 2012, «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet», lagt fram politikken for utbygging og reinvesteringer i det sentrale overføringsnettet for strøm. Noen av hovedpunktene i meldingen er:

- Regjeringen legger stor vekt på at vi skal ha tilstrekkelige sikkerhetsmarginer i nettet, og en tilfredsstillende forsyningsikkerhet for strøm i hele landet. Dette skal vektlegges sterkt i vurderingen av nettprosjektene. Det er rasjonelt at investeringer i sentralnettet planlegges ut fra at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for forbrukere (N-1-kriteriet).
- Regjeringens vurdering er at i de fleste tilfeller vil luftledning være mest samfunnsmessig rasjonelt i sentralnettet, mens kabel oftest er mest samfunnsøkonomisk lønnsomt i distribusjonsnettet. Sentralnettet vil fortsatt i all hovedsak bygges som luftledninger.
- Et godt utbygget nett er nødvendig for å kunne ta i bruk mulighetene vi har til økt fornybar kraftproduksjon og for utvikling av miljøvennlig næringsliv. Det er også viktig for å sørge for sikker tilgang på strøm i alle deler av landet og for å ha tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- De negative virkningene av å være for sent ute med investeringer i det sentrale overføringsnettet er store. Normalt vil konsekvensene av å investere for lite eller for sent være større enn konsekvensene av å investere for mye. Det har vært en viktig og god forbedring i utnyttelsen av det eksisterende nettet, men i noen områder er overføringskapasiteten blitt for liten. Det er derfor nødvendig å heve overføringskapasiteten.

- Det er omfattende involvering av berørte parter i planleggings- og konsesjonsprosessen for store kraftledninger. Det gjennomføres høringsrunder og arrangeres folkemøter og befaringer flere ganger i konsesjonsprosessen. I tillegg involverer nettselskapene berørte tidlig i planleggingsfasen, i forkant av myndighetsprosessen. Regjeringen oppfordrer sterkt nettselskapene til slik tidlig involvering. Den åpne og grundige prosessen for planlegging og konsesjonsbehandling av ledningsprosjekt bidrar til at myndighetene har et best mulig beslutningsgrunnlag når konsesjon gis. Det er avgjørende at aktører som lokalsamfunn, grunneiere, bruksrettighetshavere, organisasjoner, mv. deltar i de formelle prosessene.

Nettmeldingens omtale av Nettplan Stor-Oslo

Nettplan Stor-Oslo er kort beskrevet i rapporten. Følgende skrives om prosjektet under avsnitt 3.3.1 Øst-Norge på side på side 30:

«Deler av overføringsnett i Øst-Norge skriver seg fra 1950- og 1960-tallet. Området har derfor behov for oppgradering og utskifting av dette utstyret i relativ nær fremtid. Statnett er, i samarbeid med blant andre Hafslund og Enova, i gang med å utarbeide en helhetlig plan for Oslo-området (Nettplan Stor-Oslo), med en langsiktig strategi for reinvesteringer og tiltak i området».

Videre står det i avsnitt 3.6.3.1 Energiomlegging på side 42:

«I forbindelse med behovet for nyinvesteringer i nettet i Oslo-området har Hafslund og Statnett igangsatt et stort prosjekt som skal se på hvordan dette kan gjøres mest mulig effektivt. En del av dette prosjektet, «Nettplan Stor-Oslo», skal se på om og eventuelt hvordan tiltak på energibrukssiden kan redusere behovet for nettutbygging. Enova og NVE bidrar i dette delprosjektet».

Under punkt 7.2.1 Behovet for god planlegging av nettprosjekter blir Nettplan Stor-Oslo fremhevet som et godt eksempel på tidlig involvering:

«Arbeidet som gjøres før et nettprosjekt meldes til myndighetene er avgjørende for en god og robust utvikling av nettet. Det er viktig at også andre interessenter enn nettselskapene er involvert i planleggingen. Nettselskapet bør tidlig søke å kommunisere med lokale og regionale myndigheter og andre berørte. Nettplan Stor-Oslo, jf. boks 3.3, er et godt eksempel på en tidlig involvering. Jo senere i prosessen nettselskapene får innspill til prosjektene, jo vanskeligere er det å ta hensyn til innspillene».

Etableringen av Statnett

Statnett er gjennom St.prp. nr. 100 (1990-91) gitt oppgaven som eier av statens del av overføringsnettets. Det ble blant annet forutsatt at Statnett skal være ansvarlig for gjennomføringen av nyinvesteringer.

Stortinget vedtok 19. februar 2002 Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap:

- å være ansvarlig for koordinering og daglig styring av hele det norske kraftsystemet
- å drive sentralnettet, inklusive utlandsforbindelser, så effektivt som mulig.



4.1.2 Energiloven

En viktig regulering for Statnetts virksomhet og oppgaver finnes i energiloven og tilhørende forskrifter. Energilovens formål er å «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte». Herunder «skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt», jf § 1-2.

Energilovens § 3-3. (Leveringsplikt) sier blant annet: «Den som gis områdekonsesjon etter § 3-2 skal levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for».

Energilovens § 3-4. (Tilknytningsplikt) sier blant annet: «Alle som innehar konsesjoner for nettanlegg etter dette kapittel, har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi som ikke omfattes av § 3-3, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov.

Departementet kan gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon, dersom tiltaket ikke er samfunnsmessig rasjonelt.

Departementet kan i ekstraordinære tilfeller gi unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk».

4.1.3 Internasjonale føringer og forpliktelser

EU har vedtatt et nytt fornybardirektiv 2009/28 som fremmer fornybar energi. Direktivet er EØS-relevant og trådte i kraft i Norge 20. desember 2011. Norge skal som en følge av dette, innen 2020 nå en fornybarprosent på 67,5. I direktivet vektlegges behovet for utbygging av nettet for å imøtekomme ny fornybar kraftproduksjon.

4.2 Etterspørselsbaserte behov

➤ Rapporten "Energi og effektprognoser" finnes også her <http://storoslo.statnett.no/nedlastinger/samlinger/>

Dette avsnittet baserer seg på rapporten «Energi - og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050». Rapporten er utarbeidet av Statnett og Hafslund. Rapporten ble publisert i november 2011, og følger som vedlegg 2 til denne utredningen.

Etterspørselsbaserte behov tar utgangspunkt i et misforhold mellom kapasitet/ytelse og etterspørsel. Dette presenteres gjerne gjennom tilstander i dag, og forventede prognoser for fremtiden.

4.2.1 Hva driver etterspørselen etter strøm

Den fremtidige etterspørselen etter strøm vil hovedsakelig være avhengig av tre forhold:

- 1 En sterkt forventet befolkningsvekst i Oslo og Akershus vil isolert sett bidra til vekst i strømforbruket.
- 2 Høyt fokus på energieffektiverende tiltak vil isolert sett bidra til reduksjon i strømforbruket.

3 Etterspørselen etter strøm er avhengig av hvilke energikilder som benyttes til ulike formål i fremtiden. Eksempelvis vil en forventet økning i antall elbiler bidra til økt etterspørsel etter strøm. På den andre siden vil eksempelvis lover og forskrifter som stiller krav til alternativ oppvarming av boliger redusere etterspørselen etter strøm.

Når man skal dimensjonere overføringsnett er man nødt til å ta høyde for den timen i året hvor forbruket er størst. Summen av alt forbruk denne ene timen utgjør den effekten, eller maksimal belastning som nettet må tåle. Det snakkes svært sjelden om effekt, men heller om produksjon og forbruk av elektrisk energi (strøm). Når man skal planlegge nettutbygginger, har det lite å si hvor mye som brukes i gjennomsnitt. Imidlertid vil ofte faktorene som påvirker energiforbruket også påvirke effektforbruket. Denne analysen presenterer derfor prognoser for både elektrisk energi og effekt. Dette omtales som behovet for kapasitet.

I tillegg til etterspørselen etter strøm er det også viktig å ha et forhold til hva som ligger i kundenes forventinger til forsyningssikkerhet. Etterspørselen etter strøm omfatter ikke bare etterspørsel etter en gitt mengde strøm. Den omfatter også en forventning om at det alltid er ledig kapasitet i sentralnettet, og at det ikke forekommer avbrudd i strømforsyningen. Bakgrunnen for dette er at konsekvensen av selv et mindre strømavbrudd er store. Første delen av dette kapitlet er derfor viet til forsyningssikkerhet.

4.2.2 Høye krav til forsyningssikkerhet

Kravene til forsyningssikkerhet av strøm er svært høy. Under følger en oversikt over hva myndighetene og Statnett definerer som krav til forsyningssikkerhet.



Kraftsystemet er samfunnskritisk infrastruktur

Myndighetene (NOU 2006:6) definerer kritisk infrastruktur som «de anlegg og systemer som er helt nødvendige for å opprettholde samfunnets kritiske funksjoner, og som igjen dekker samfunnets grunnleggende behov og befolkningens trygghetsfølelse». Tre forhold gjør at kraftsystemet er definert som en samfunnskritisk infrastruktur:

- Avhengigheten av kraft er total i et moderne, komplekst samfunn. Så godt som alle funksjoner stopper opp enten umiddelbart eller etter en relativt kort periode uten tilgang på strøm. Elektronisk kommunikasjon (inklusive nødkommunikasjon) bryter sammen, produksjonsprosesser stopper opp og betalingssystemer slutter å virke ved strømbrytning. I Norge er vi i stor grad også avhengig av strøm til oppvarming, og lengre strømbrytning på kalde dager blir raskt kritisk.
- For store deler av forbruket finnes det ingen alternativer til strøm. De funksjonene i samfunnet som er kritiske for liv og helse har nødstrømsaggregater. Dette gjelder eksempelvis sykehus. Dette dekker imidlertid kun de aller mest kritiske funksjoner. De fleste bygg er avhengig av strøm til oppvarming.
- All annen infrastruktur blir påvirket ved strømbrytning. I tillegg til kraft- og kommunikasjonssystemer er vann og avløp, transportsystemer, olje- og gassforsyning og bank og filialsystemer definert som samfunnskritiske infrastrukturer. Alle disse funksjonene er avhengige av strøm. Pumper og renseanlegg innen vann og avløp vil ikke fungere ved strømstans, og problemer i avløpssystemet kan gi hygieniske utfordringer. All banegående trafikk vil stoppe momentant og reisende må evakueres fra tunneler. Også veitrafikk rammes av strømbrytning ved at bensinpumper og trafikklys ikke fungerer.

All verdiskapning i samfunnet er avhengig av strøm. Næringslivet vil bli hardt rammet av dårlig leverings sikkerhet av strøm. Industri som bruker lite strøm rammes like hardt som kraftkrevende industri. Så godt som alle prosesser i næringslivet stanser uten strøm. Selv korte strømbrytning kan få større konsekvenser for næringslivet:

- Produksjon av varer og tjenester kan gå tapt eller bli utsatt.
- Forskjellige gjøremål kan ta lenger tid enn normalt. I tillegg vil man måtte innføre manuelle rutiner for å gjennomføre arbeid uten strøm, og produksjonsprosesser må kontrolleres før de settes tilbake i normal produksjon etter strømbrytning.
- Utstyr kan bli skadet. Dette gjelder særlig for avbrytning som ikke er varslet på forhånd og for høyteknologisk utstyr, men også for vanlig elektronisk utstyr i bygg.

Forventninger til forsyningssikkerhet kan bli høyere i framtiden

5. mars 2012 avga Energiutvalget rapporten «Energiutredningen – verdiskapning, forsyningssikkerhet og miljø» til Olje – og energidepartementet (OED). Rapporten beskriver blant annet trender som påvirker forsyningssikkerheten. Under følger et utdrag fra denne delen av rapporten:

«Forsyningssikkerhet har fått større oppmerksomhet fordi samfunnets og den enkeltes avhengighet av elektrisk energi har økt og forventes å øke ytterligere. Velstandsøkningen og den teknologiske utviklingen er to grunner til dette. Med økonomisk vekst øker etterspørselen etter produkter som krever elektrisk energi. Den teknologiske utviklingen har gjort elektriske produkter rimeligere og vanligere blant husholdninger og bedrifter. Stadig flere prosesser utnytter IKT og er dermed i stor grad avhengig av strøm for å fungere. Utviklingen har økt kravene til leveringskvaliteten for strøm.

Som følge av den økonomiske veksten har verdiskaping per kWh steget, noe som i seg selv øker kostnadene ved avbrudd i energileveransene. Kravene til forsyningsikkerhet kan ventes å øke over tid.

Tilflytting til byene bidrar til at energiforbruket vokser på steder som typisk ligger langt unna kraftverkene. Kravet til forsyningsikkerhet øker da behovet for kapasitet i nettet. På den annen side kan sammensetningen av energibruken være annerledes i byene. Blant annet betyr sentralisert bosetting en bedre mulighet for fjernvarme. Den totale virkningen på forsyningsikkerheten av endringer i bosetningsmønster og næringsstruktur er usikker.

Et vesentlig trekk ved elektrifiseringen av dagliglivet, både i hjemmene og på arbeidsplassene, er at det vokser fram teknologier for bedre styring og kontroll av energiforbruket. Resultatet av en slik utvikling kan være noe mindre behov for effektkapasitet og eventuelt energi, enn vi ellers ville hatt».

Hva betyr forsyningsikkerhet i praksis?

I Stortingsmelding 14 (2011/2012) står blant annet følgende omtalt som forsyningsikkerhet på side 46:

«Nettselskapene er forpliktet til å opprettholde en sikker forsyning og, om nødvendig, bygge ut nettet. De eksakte kravene til forsyningsikkerhet er ikke nedfelt i lovverket, men N-1-kriteriet er i praksis retningsgivende i samtlige av landene, enten uformelt eller gjennom tekniske retningslinjer for nettdriften og -utviklingen. Kriteriet innebærer at nettet som hovedregel skal tåle utfall av én komponent uten at sluttbrukere opplever avbrudd. Den eksakte definisjonen av kriteriet varierer mellom landene, blant annet med hvordan kriteriet operasjonaliseres i vedlikeholdssituasjoner og hva slags utfallsrom det testes mot. Det finnes også eksempler på at strengere kriterier legges til grunn. I Sverige er N-2-kriteriet benyttet historisk for å dimensjonere nettet inn mot store byer og annen viktig infrastruktur».

I forhold til forsyningsikkerhet har vi planlagt nettet i Stor-Oslo etter følgende kriteriet:

«Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet (N-1). Dersom det oppstår en ytterligere feil før første feil er rettet, skal det som minimum være mulig å gjenopprette forsyningen av alt forbruk innen 2 timer».

Dette vedtaket er en presisering av kravet til forsyningsikkerhet som er omtalt i Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012). For Stor-Oslo, der alle sentralnettsstasjonene har eller vil få forbruk over 200 MW, betyr det første leddet i praksis at vi planlegger nettet så det ikke skal bli avbrudd etter én feil. Det andre leddet sier at vi godtar avbrudd ved to samtidige feil, men at det skal være mulig å gjenopprette forsyning av forbruket innen to timer.

For å få til dette i Oslo-området, som ikke har lokal produksjon tilgjengelig vintertid, må vi bygge inn ekstra reserve i regional- og sentralnettet. I Oslo og Akershus transporteres 98 % av strømförbruket, på en kald vinterdag, via sentralnettet.

1

Se for eksempel: **European Commission Directorate-General for Energy and Transport**, «Study on the Technical Security of the European Electricity Network», 2006 eller **KEMA**, «International Review of Transmission Reliability Standards», 2008.

2

Kanalnivå: Alle kabler i samme grøft/tunnel eller alle luftledningene i samme trasée/masterekke.

➤ **Stockholm Ström**
www.svk.se/projekt/samtliga-projekt/stockholmsstrom/

Figur 6

Endring i totalt forbruk av elektrisk energi (øverst) og elektrisk effekt (nederst). Kilde: Hafslund og Statnett.

I andre deler av landet vil det i stedet være mulig å gjenopprette hele eller deler av forsyningen ved å øke produksjonen i lokale kraftverk. For eksempel gjelder det i Stavanger og Bergen.

Fraværet av lokal kraftproduksjon, i kombinasjon med antallet kunder og størrelsen på forbruket, setter Stor-Oslo i en særstilling i norsk sammenheng. Et rent N-1 krav ville gitt lavere forsyningssikkerhet i Stor-Oslo enn i mange andre norske storbyer der det er mulig å forsyne forbruket med lokal produksjon. Derfor har vi som tilleggskrav at det skal være mulig å gjenopprette forsyningen innen to timer etter feil nummer to.

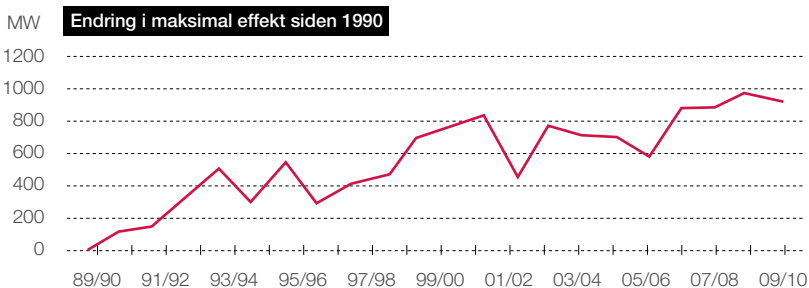
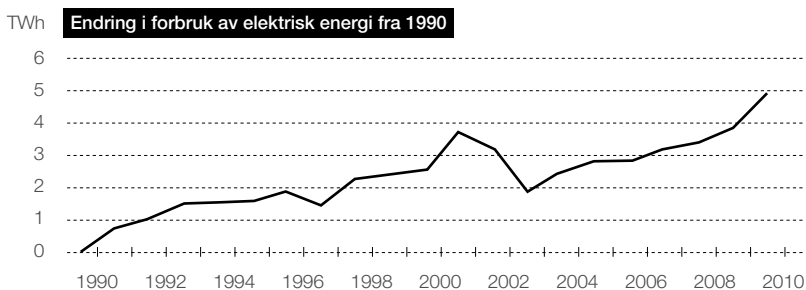
Et slikt krav utover N-1 er også vanlig hos sammenlignbare nasjoner og systemoperatører, spesielt i store byer eller andre viktige forbrukspunkter. Det er ikke uvanlig å planlegge for å tåle to etterfølgende feil, eller spesifisere en tidsramme for når systemet skal returneres til N-1-sikkerhet etter feil ¹.

Erfaringene fra prosjektet Stockholm Ström er den som er mest overførbart til planlegging av neste generasjons sentralnett i Stor-Oslo. Da nytt kraftnett ble planlagt for Stockholm ble det planlagt for N-1-sikkerhet på kanalnivå ² samt tatt hensyn til utvalgte dobbeltfeil. Med disse kravene viste den endelige nettstrukturen seg å tåle alle kombinasjoner av to samtidige feil.

4.2.3 Krav til kapasitet

Historisk forbruk

Strømforbruket i Oslo og Akershus har økt med 30 prosent siden 1990 på grunn av en sterk befolkningsvekst. Figur 6 viser at det siden 1990 har vært en vekst i forbruket av elektrisk energi og effekt i Oslo og Akershus. Det har vært en betydelig vekst i innbyggertallet i denne perioden.

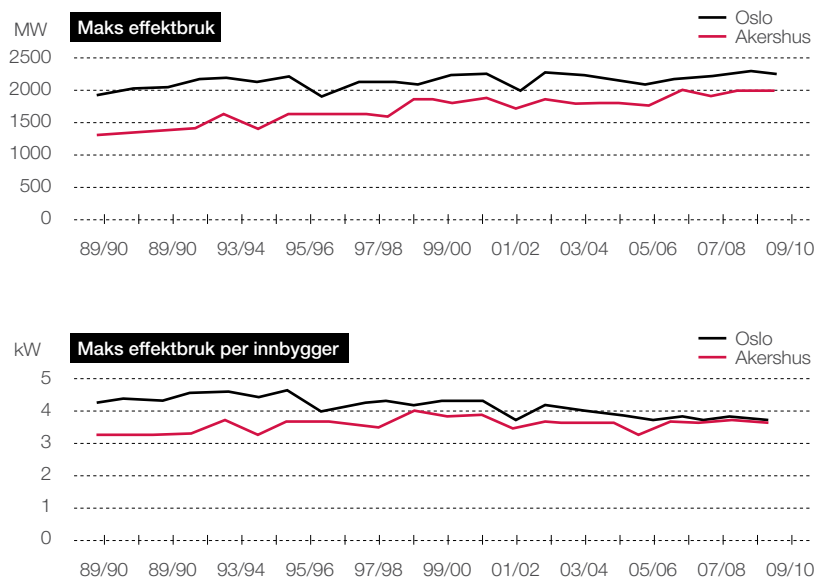


Etter 1993 er forbruket av elektrisk energi per innbygger redusert, men det totale forbruket har økt grunnet flere innbyggere. Den økende fjernvarmeproduksjonen har fra starten av 1990-tallet i all hovedsak erstattet tidligere forbruk av olje. De siste årene har fjernvarme også erstattet mye elektrisitet i nye store bygg.

For Norge totalt sett i perioden 1995-2010 har det i gjennomsnitt vært en årlig økning i forbruket av elektrisk energi på 1,3 prosent. For Oslo har gjennomsnittlig årlig vekst i samme periode vært 0,9 prosent (Hafslunddata), og det er antakelig økt forbruk i industrien som er årsaken til den høyere veksten på landsbasis.

Figur 7 viser at veksten i det maksimale effektforbruket de siste årene har vært størst i Akershus, og at forbruket per innbygger har nærmet seg hverandre i de to fylkene i perioden.

Figur 7
Utvikling av maksimal effekt
i Oslo og Akershus.



Det totale effektforbruket har i perioden 1994-2010 økt med 1 prosent og 25 prosent i henholdsvis Oslo og Akershus. Ser vi på forbruket per innbygger er det redusert med 2 prosent i Akershus og 12 prosent i Oslo i samme periode. Endringen har vært større i Akershus på grunn av en sterkere befolkningsvekst de siste 10 år, samt at det generelt bygges større boliger enn i Oslo.

Hva kan vi lære av historien?

Det har historisk vært en klar sammenheng mellom befolkningsvekst og økt bygging av boliger og næringsbygg, en trend som antakelig vil fortsette. Den klare sammenhengen vi så mellom energibruk og økonomisk vekst på 70- og 80-tallet ser ut til å være sterkt avtakende. Videre er elektrisk energiforbruk per innbygger redusert etter 1993. Vi ser også at når energiforbruket (per innbygger) reduseres, reduseres effektforbruket tilsvarende. Det er altså en tett sammenheng mellom energisparing og effektsparing. Etterspørselen etter elektrisk energi har vist seg

også å være svært lite prissensitiv. Energieffektivisering er blitt satt på dagsorden i Norge og Europa de siste ti årene. Virkningene materialiseres nå gjennom kraftfulle virkemidler som har potensial til å redusere energibruken i bygg betydelig. Per i dag finnes det imidlertid få studier som analyserer gjennomslagskraften i virkemidlene, men funnene så langt tyder på at energibruken i bygg varierer stort og ofte er høyere enn planlagt.

Sterk forventet befolkningsvekst i Oslo og Akershus

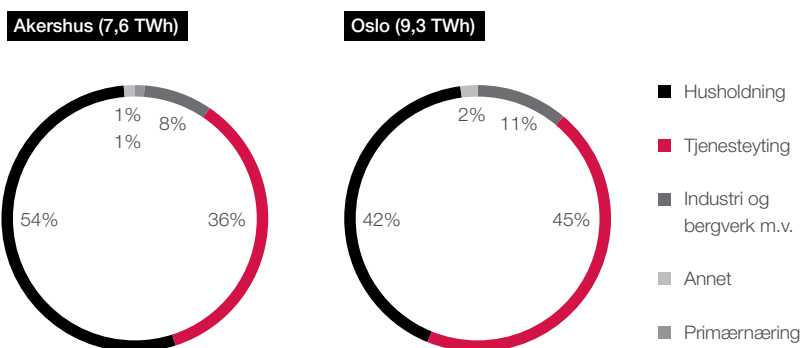
Omlag 90 prosent av energi- og effektforbruket i Oslo og Akershus er relatert til bygg. Det er derfor spesielt viktig å forstå driverne bak etterspørselen i dette segmentet. Byggeareal er igjen nært knyttet til befolkningsutvikling. De siste 30 årene har folketallet i regionen økt med om lag 300 000. I følge SSBs framskrivninger vil det 40 år frem i tid kunne være mellom 360 000 og 860 000 flere innbyggere enn i dag. Den kraftige forventede befolkningsveksten i regionen vil ha stor påvirkning på behovet både for elektrisk energi og effekt.

Hva vil bestemme kraftforbruket i fremtiden?

Det har vært en jevn vekst i forbruket av kraft i Oslo og Akershus etter krigen. Økningen i forbruket henger tett sammen med befolkningsvekst, økonomisk vekst og økt bruk av strøm til oppvarming og elektrisk utstyr. Per i dag er det lite industri i regionen, og figur 8 viser at ca. 90 prosent av kraftforbruket benyttes i bygg.

Figur 8

Fordeling av kraftforbruket fordelt på fylke og sektor. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



Befolkningsutvikling, utvikling av byggeareal, energieffektivisering samt i hvor stor grad strøm blir brukt til oppvarming og transport, vil være bestemmende for kraftforbruket fram mot 2050:

- *Byggeareal er nært knyttet til befolkningsutvikling.* I følge SSBs framskrivninger vil det 40 år frem i tid kunne være mellom 360 000 og 860 000 flere innbyggere i Oslo og Akershus enn i dag. Den faktiske befolkningsveksten i regionen vil ha stor påvirkning på behovet for både energi (strøm) og effekt.
- *Energieffektivisering er blitt satt på dagsorden både i Norge og Europa de siste ti årene.* Nye tekniske byggeforskrifter (TEK) stiller stadig strengere krav til energibruk i bygg, og kan redusere energibehovet både i nye og rehabiliterte bygg drastisk. Et viktig usikkerhetsmoment her er i hvilken grad den faktiske bruken av byggene vil samsvare med det beregnede forbruket.

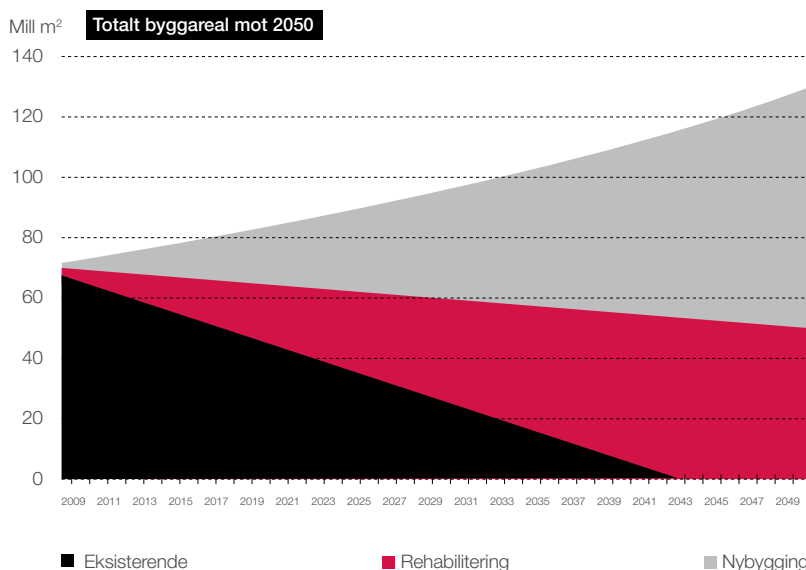
Krav til energibruk i bygg

- 2000: Stortingsvedtak om energi-effektivisering
- 2004: EU-Direktiv om bygningers energiytelse vedtatt
- 2007: TEK 07
- 2010: TEK 10 (innført fra 1.7.2011)
- 2011: Sterke drivkrefter i EU for energieffektivisering. Innstramming av Bygg-energi-direktivet vedtatt. Dette kan medføre «nesten nullenergi-nivå» for nye boliger fra 2021. Krav til minimum 3 % årlig rehabilitering (offentlige bygg)

- *Strøm til oppvarming representerer* en betydelig andel av byggenes totale energibehov. Til oppvarming av rom brukes det i dag ofte panelovner. Utviklingen og bruken av varmepumper og andre brenselsfyrte alternativer vil ha mye å si for faktisk forbruk av strøm til oppvarming av bygg.
- *Strøm til transport.* Transportsektoren står for en tredjedel av de norske utslippene av klimagasser. Drivkreftene for en omlegging av denne sektoren vil være sterke både i Norge og EU. EU-kommisjonen forbereder nå et White Paper (melding) for hvordan transportsektoren skal kunne bli karbonnøytral innen 2050. Selv om svaret på klimautfordringen i transportsektoren blir en storstilt overgang til elbiler, vil økningen i strømforbruket være relativt beskjedent. Effektbehovet kan imidlertid øke kraftig dersom bruk av hurtigladning blir utbredt.
- *Annet nytt forbruk.* Det er identifisert en mulig økning i strømforbruket på grunn av at skip i havnene i Oslo og Akershus i framtiden vil få strøm fra kraftnettet framfor å bruke diesellaggregater slik tilfellet i dag. Dette forbruket er imidlertid begrenset og får små konsekvenser i analysen. Etablering av større serverhaller i Norge har blitt mye diskutert de siste par årene. Servere avgir mye varme som krever kjøling. Dersom en eller flere store, internasjonale serverhaller blir etablert i Oslo eller Akershus, vil dette gi en betydelig økning i forbruket i det aktuelle området. I et langt tidsperspektiv bidrar dette til en betydelig usikkerhet i det fremtidige strømforbruket.

Alderen på et bygg påvirker i stor grad energibehovet. Å forstå alderssammensetningen i bygningsmassen er derfor viktig for å forutse effekten av ulike virkemidler som implementeres i byggsektoren. Figur 9 viser en prognose for utviklingen i totalt byggeareal, og fordelingen mellom eksisterende, rehabiliterte og nye bygg.

Figur 9
Prognose for utvikling av totalt byggeareal i Oslo og Akershus inkludert rehabilitering og nybygging. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).

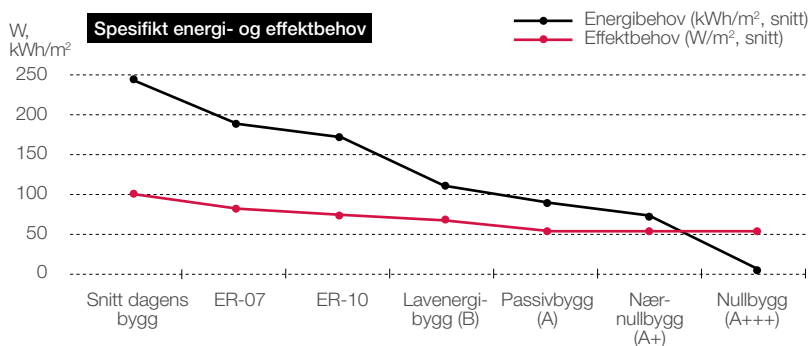


Ettersom vekst i byggeareal henger tett sammen med befolkningsveksten forventes en betydelig økning i totalt areal mot 2050. Utsiftingen av bygningsmassen vil imidlertid ta lang tid. Virkemidler som retter seg mot nye og rehabiliterte bygg vil derfor bruke lang tid på å oppnå full effekt.

Tekniske byggestandarder setter krav til hvor mye energi og effekt nye og rehabiliterte bygg skal kunne bruke. Figur 10 viser hvordan energi- og effektbehovet per m² reduseres fra dagens nivå med de nye antatte byggestandardene. ER-E er anslag på gjennomsnittlig energibruk i dagens bygningsmasse. TEK-07 (ER-07) og TEK-10 (ER-10) er tekniske forskrifter fra 2007 og 2010 som allerede er vedtatt, og som vil bli normen i årene som kommer. Det virker per i dag sannsynlig at ytterligere innstramminger vil komme.

Figur 10

Krav til energi- og effektbehov i bygg under ulike tekniske byggforskrifter, snitt for alle byggtyper.
Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



For å oppsummere kan vi si at det er to drivere som ser ut til å være av størst betydning:

- En betydelig økning i byggearealet vil trekke i retning av økt energi- og effektbehov.
- Innføringen av nye tekniske byggeforskrifter vil imidlertid kunne dempe denne veksten om de blir innført og etterfulgt.

Usikker utvikling i kraftforbruket mot 2050

Befolkningsutviklingen vil som tidligere nevnt ha en betydelig virkning på energi- og effektforbruket i Oslo og Akershus. Dersom man får stadig strengere krav til energieffektivitet i bygg, vil etterspørselen etter kraft begrenses til tross for en forventning om sterk befolkningsvekst fram mot 2050. Samtidig vil det oppstå ny og økt etterspørsel etter kraft til transport. En fremskrivingsmodell vil aldri klare å speile virkeligheten og resultatene må derfor tolkes i lys av dette. Det er laget tre scenarier som viser et mulig utfallsrom for effektbehovet mot 2050. Dette utfallsrommet spenner mellom en reduksjon på 13 prosent til en økning på 60 prosent sammenlignet med nivået i 2009. Den store spredningen i scenarioene viser at usikkerheten knyttet til utviklingen av forbruket framover er betydelig. De første ti årene ser man en vekst i basisscenarioet, og de store ulikhetene mellom scenarioene ser vi først etter 2020. Forutsetningene og resultatet for de tre scenarioene er kort oppsummert i tabellen på neste side.

Tabell

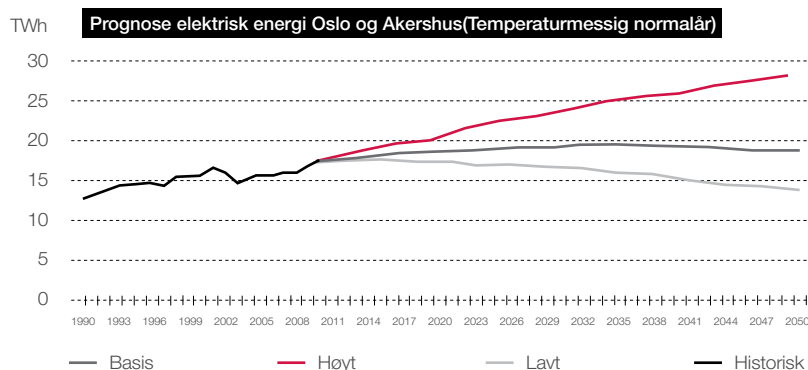
Scenarier for utviklingen av effektbehov frem til 2050.

Basisscenario	Høyt scenario	Lavt scenario
Betydelig befolkningsvekst i Oslo og Akershus. EU fortsetter sitt fokus på energieffektivisering – angår Norge via EØS. Forsyningssikkerhet og langsiktige klimamålsetninger bakenforliggende drivere.		
<ul style="list-style-type: none"> Følger EUs virkemidler og ambisjoner Befolkningsvekst som kommunene anslår Befolkningsvekst iht. SSB middel Strøm til oppvarming Ingen komfortøkning Elbiler kommer, men lades smart 	<ul style="list-style-type: none"> Implementerer motvillig lavenergi- og passivbygg Forsinkes 10 år Store avvik i faktisk bruk Høyere befolkningsvekst Økt strømoppvarming Elbiler med hurtiglading utbredt 	Tidlig innføring av lavenergi- og passivbygg <ul style="list-style-type: none"> Små avvik i faktisk bruk Lavere befolkningsvekst Fjernvarme og bioenergi konkurransedyktig i sammenlignet med strøm til oppvarming Elbiler svært utbredt, men lades smart
Effektforbruket øker til 4600 MW i 2050 (8%)	Effektforbruket øker til 6800 MW i 2050 (60%)	Effektforbruket reduseres til 3700 MW i 2050 (-13%)

Prognosene for strøm- og effektforbruket i de tre scenarioene er vist i figur 11 og 12. Spredningen er stor, noe som understreker usikkerheten i framtidig strømforbruk. Prognosen for strømforbruket (energi) gjelder for et temperaturmessig normalår.

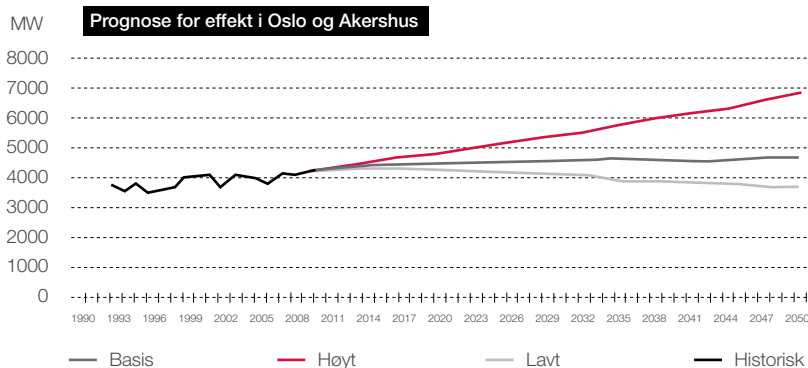
Figur 11

Scenarier for forbruket av elektrisk energi mot 2050 i Oslo og Akershus samlet. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



Figur 12

Scenarier for effektforbruket i Oslo og Akershus samlet. Kilde: Hafslund og Statnett (2011).



På kort sikt er de største usikkerhetsmomentene i analysene hvorvidt byggefor-skriftene vil introduseres i det tempoet som i dag signaliseres, samt i hvilken grad nye bygg bruker mer energi- og effekt enn hva som forventes. På lang sikt vil også lademonsteret for fremtidens elbilpark være viktig. Lades bilene over tid på nat-ten, vil effektforbruket utgjøre lite. Blir imidlertid hurtigladning om dagen en utbredt løsning, vil konsekvensene kunne være betydelige mellom 2030 og 2050. Det er også trolig at hurtigladning vil ha en kostnad som gjør at de fleste vil foretrekke å lade bilen hjemme på normale strøm- og spenningsnivåer. Andre forhold som vil kunne gi økt effekt- og energiforbruk er dersom utbredelsen av fjernvarme og bioenergi reduseres og erstattes med strøm. Økt levealder på bygg før de rehabi-literes eller rives, kraftigere befolkningsvekst, lavere strømpriser og økt nybygging er andre faktorer som vil kunne øke forbruket. Det mest realistiske er uansett at strømforbruket vil øke i fremtiden. Statnett antar en økning i kapasitetsbehovet på mellom 8 prosent og 60 prosent frem mot 2050. Dette reflekterer henholdsvis basisscenarioet og høyt scenario i våre prognoser for etterspørselen etter strøm.

Klimaforliket kan påvirke etterspørselen etter strøm

Energi- og miljøkomiteens innstilling til Stortinget, Innst. 390 S (2011-2012) til stortingsmelding nr. 21 (2011-2012) ble vedtatt i Stortinget 11.6.2012. Statnett har identifisert spesielt tre forhold som kan ha betydning for etterspørselen etter strøm i fremtiden:

1 Komiteens innstilling om at:

«Stortinget ber regjeringen innføre forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020. Dette forutsetter støtteordninger fra 2013 og øvrige virkemidler i en overgangsperiode. Forbudet og utfasingen må utfor-mes med nødvendige unntak og slik at forsyningssikkerheten ivaretas. Unntakene utredes nærmere før forbudet endelig vedtas.»

Bare i Oslo³ er det om lag 18 000 oljetanker av ulike størrelse. Oljefyring stod i 2009 for nesten 1 TWh av stasjonær energibruk i Oslo og 0,5 TWh i Akershus, eksklusiv industriell bruk. En utfasing av disse innen 2020 vil føre til en helt eller delvis konvertering til elektrisitet. Siden dette er strøm til oppvarming må vi ta høyde for at denne økningen skjer den kaldeste dagen, og dermed vil være med å øke behovet for overføring av kraft til Oslo-regionen. Statnett⁴ har anslått dette til å utgjøre et forbruk på om lag 200 MW.

2 Komiteens innstilling om at:

«Stortinget ber regjeringen komme tilbake med et mål for energieffektivisering i bygg i løpet av 2012», og komiteens innstilling om at:

«Stortinget ber regjeringen legge frem forslag for Stortinget med virkemidler som bidrar til å utløse betydelig energieffektivisering og energiomlegging fra fossile til miljøvennlige kilder i private husholdninger».

En innskjerping av krav til energieffektivisering i bygg og virkemidler som bidrar til å utløse energieffektivisering kan peke mot lavere energi og effektforbruk i byg-ningsmassen i Oslo og Akershus. Dette tiltaket vil isolert sett derfor peke i retning av trendene som er lagt til grunn i det laveste scenarioet i forbruksprognosen.

3

Oslo kommune har parallelt med Klimameldingen lagt frem et forslag til strategi for utfasing av oljefyring. Her er også målsetningen full utfasing av all oljefyring innen 2020.

3 Komiteens innstilling om at:

«Dagens avgiftsfordeler for kjøp og bruk av rene nullutslippsbiler videreføres ut neste stortingsperiode (2017), så fremt antall rene nullutslippsbiler ikke overstiger 50 000. Andre virkemidler for å fremme nullutslippsbiler, slik som fritak fra bom- og fergeavgift, tilgang til kollektivfelt og gratis parkering, må sees i sammenheng med trafikkutviklingen i de store byene. I beslutninger om disse virkemidlene må lokale myndigheters synspunkter veie tungt.»

En fortsatt avgiftsfordel for kjøp av rene nullutslippsbiler vil bidra til en fortsatt økning i antall el-biler i Oslo-området. Det er tatt høyde for en betydelig økning av el-biler i det høyeste scenarioet i forbruksprognosen. Det er i stor grad hvilket lademønster som velges for el-biler i fremtiden som vil virke inn på behovet for kraft i Oslo-området.

4.3 Interessentgruppers behov

En viktig del av behovsanalysen er å ivareta innspill og behov fra ulike interessenter. Denne rapporten skal sendes til berørte parter for innspill, og de ulike innspillene vil innarbeides.

Statnett har vært i møter med mange av de berørte kommunene for å informere om prosessen og få innspill. Vi har også hatt møter med Miljøvernavdelingen hos Fylkesmannen i Oslo og Akershus og i Buskerud. Videre har det blitt avholdt møter med Oslo og Omegn Friluftsråd, miljøvernorganisasjoner (ZERO, Bellona, Naturvernforbundet), Fjernvarmeforeningen og Norsk El-bil forening i forbindelse med behovsanalysen. I tillegg har det vært møter med sentrale aktører innen infrastruktur som Ruter, Statens vegvesen og Vann – og avløpsetaten i Oslo kommune.

Blant kommunene vi har fått viktige innspill fra er Oslo og Lørenskog. Begge ga skriftlige innspill i forbindelse med behovsanalysen. Signalet fra disse og andre viktige interessenter er at det er viktig med arealaffektive løsninger spesielt i områder der kraftledninger kan være til hinder for byutvikling. Dette gjelder eksempelvis Groruddalen i Oslo kommune. Oslo kommune planlegger 38 000 nye boliger i Groruddalen frem mot 2030.

Parallelt med arbeidet med Nettplan Stor-Oslo jobber Oslo kommune med en ny kommuneplan som inneholder en juridisk bindende arealdel. Sammenfallet i tid har gjort det mulig for Statnett å motta informasjon løpende fra Plan- og bygningsetaten (PBE) i Oslo kommune. PBE har pekt på områder i Groruddalen som kommunen vurderer som nye mulige utviklingsområder. Breivoll er et av områdene i Groruddalen der kommunens arbeid med byutvikling har kommet lengst. Andre områder kommunen peker på er Rommen området og Grorud stasjonsområde. I forbindelse med behovsanalysen ga også flere bydeler i Oslo viktige innspill til Nettplan Stor-Oslo.

Lørenskog kommune har vært opptatt av utviklingen i området rundt Lørenskog stasjon. I nærheten av stasjonen ligger Ødegården, der det er planlagt nye boliger og idrettsanlegg. Dagens kraftledninger inn mot Røykås stasjon passerer disse stedene, og legger føringer for utviklingen av området.

Overordnede sentrale føringer som blant annet kommer fra Miljøverndepartementet og plansamarbeidet mellom Oslo og Akershus fokuserer på at fremtidig utvikling og fortetting skal skje ved kollektivknutepunkter.

Arealeffektive løsninger er på bakgrunn av disse innspillene satt opp som et krav til prosjektet. Alle innspillene fra berørte kommuner har vært viktige i arbeidet med alternativene som presenteres i kapittel 9.

4.4 Kategorisering av behov

Det er vanlig å dele behovene inn i tre kategorier:

- Problemer som må løses
- Endring i eksterne og interne rammebetingelser
- Muligheter som kan realiseres

Behovsanalysen viser at tiltak i sentralnettet i Stor-Oslo er nødvendig i forhold til (første kulepunkt) problemer som må løses. Både krav til reinvesteringer grunnet alder, og krav til kapasitet faller inn under den kategorien.

4.5 Oppsummering behovsanalyse – prosjektutløsende behov

Det prosjektutløsende behovet er todelt:

- 1 Sentralnettet i Oslo og Akershus er gammelt, og må fornyes og forsterkes for å møte framtidens krav til forsyningssikkerhet
- 2 Sentralnettet i Oslo og Akershus må dimensjoneres til å møte framtidens forventede etterspørsel etter strøm

Det kan være mulige konflikter mellom disse målene. Reinvesteringer grunnet alder må foretas når ledninger og stasjoner passerer enn viss alder. Like fullt må man foreta investeringer tidsnok til å dekke en eventuell økning i etterspørselen etter strøm. Hva det endelige fremtidige kapasitetsbehovet vil være er usikkert. Det er grunn til å anta at dette vil øke fra dagens nivå med 8 - 60 prosent, noe som tilsvarer intervallet fra basisscenarioet til høyt scenario. Men strøm er en så samfunnskritisk faktor at det er bedre å overinvestere enn å underinvestere, jf. Stortingsmelding 14 (2011/2012). Videre er det andre behov som eksempelvis behovet for frigjøring av arealer som må ivaretas. Det kan derfor være behov for å foreta investeringer før ledninger og stasjoner passerer en alder som gjør reinvesteringer nødvendige. Det vil derfor være sentralt å ha en gjennomføringsplan som ivaretar alle perspektivene på en best mulig måte. Denne gjennomføringsplanen vil bli utarbeidet senere, og baseres på blant annet innspillene fra interessenter. Ulike forslag til gjennomføringsplaner, gitt ulike scenarier, vil være en del av den endelige konseptvalgutredningen (KVU) som utarbeides våren 2013.



Strategi

I dette kapitlet formulerer vi samfunnsmål og effektmål for tiltaket. Det gjøres rede for eventuelle målkonflikter.

5.1 Samfunnsmålet for tiltaket

Samfunnsmålet skal gjenspeile samfunnets (eiers) mål for prosjektet. Samfunnsmålet skal gi uttrykk for den nytte og verdiskapning tiltaket skal føre til for samfunnet. Når vi skal formulere samfunnsmålet for tiltaket kan vi først se til regjeringens målsettinger som har konsekvenser for utbygging av nettet.

I Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012) har regjeringen nedfelt generelle mål som har konsekvenser for nettutbygging. Overordnet er målet at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven.

5.2 Effektmål

Effektmålene er relatert til brukerperspektivet. Her vil brukere eksempelvis være kommuner, bedrifter og husstander. Effektmålene skal bygge opp under samfunnsmålene. Dersom effektmålene nås bidrar dette til at samfunnsmålene nås.

Med bakgrunn i behovsanalysen og det prosjektutløsende behov, har Statnett formulert følgende samfunnsmål for tiltaket:

«Sentralnettet i Oslo og Akershus skal sikre langsiktig og sikker strømforsyning til regionen.»

Effektmål	Indikator	Kommentar
Planleggingen av sentralnettet skal ta høyde for høy forbruksvekst.	I planleggingen av sentralnettet i Stor-Oslo skal det tas høyde for at sentralnettet på sikt kan gi en ytelse tilsvarende minimum 60 prosent økning i etterspørselen etter strøm. Høyeste forbruk i dag: 4250 MW. Høyeste forventede forbruk i 2050: 6 800 MW.	Målet er basert på scenariet med høyeste antatt forbruk av strøm frem til 2050.
Sentralnettet i Stor-Oslo skal sikre langsiktig stabil forsyning av strøm til alle brukere.	Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet (N-1). Ved to samtidige feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer.	Kravet til (N-1) forsynings-sikkerhet er nedfelt som et planleggingskrav i St. meld 14 (2011/2012). Presiseringen er vedtatt i konsernledelsen.
Sentralnettet skal bygges på en måte som totalt sett er samfunnsøkonomisk fordelaktig.	Måles ved kostnads – og nytteberegninger.	Det henvises til den samfunnsøkonomiske analysen for dette punktet.

Det er ingen spesielle identifiserte målkonflikter mellom samfunnsmålet og effektmålene med unntak av eventuelle målkonflikter beskrevet under det prosjektutløsende behov.

5.3 Resultatmål

Resultatmålene angir de konkrete måltall og egenskaper som skal være oppnådd ved realiseringen av prosjektet. Resultatmålene skal alltid være knyttet til minimum kvalitet, kostnad og tid.

Resultatmålene innarbeides først når konsept for sentralnettet i Stor-Oslo er vedtatt.





Krav

I kravkapittelet sammenfattes de betingelsene som skal oppfylles ved gjennomføringen av tiltaket.

Kravene er begrenset til relevante krav for tiltaket og for en avgrensning av mulighetsrommet.

Kravene som er definert er inndelt i absolutte (skal) og bør-krav. I utgangspunktet er det ønskelig med færrest mulig absolutte krav da dette begrenser mulighetsrommet. Etterspørselen etter strøm er spesiell i den forstand at det ikke er akseptabelt med lengre utfall av strøm. Krav avledet av effektmål vil derfor i praksis være i grenselandet mellom absolutte og bør-krav.

- 1 Kravet til kapasitet skal her forstås som at sentralnettet i Stor-Oslo planlegges, slik at det på sikt, kan gi en ytelse på minimum 60 prosent økning fra dagens sentralnett. Det skal ikke forstås som at det momentant skal investeres i et sentralnett som gir en så stor kapasitetsøkning, men det skal strukturelt være mulig å gjøre det hvis etterspørselen tilsier at det er nødvendig. Som følge av at dette kravet skal kunne oppnås på sikt er det satt opp som et bør-krav.
- 2 Krav til forsyningssikkerhet skal forstås slik at det legges til grunn at aktuelle konsepter på sikt skal kunne tilfredsstillende et (N-1) krav med tilhørende presisering. Konsepter som ikke vil kunne oppnå en slik forsyningssikkerhet vil bli silt bort i mulighetsstudiet.
- 3 Det økonomiske kravet om bygging av et sentralnett som er mest mulig økonomisk fordelaktig for brukerne. Vil bli grundig utredet i den samfunnsøkonomiske analysen våren 2013.
- 4 Krav til et klimavennlig energisystem er hentet fra Regjeringens mål for nettvikling.
- 5 Krav til tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder er hentet fra Regjeringens mål for nettvikling.
- 6 Kravet til et mer arealeffektivt sentralnett er spesielt viktig for Oslo-regionen hvor det er høy befolkningsvekst og arealknapphet. Kravet er også et resultat av innspill fra interessenter som eksempelvis Oslo kommune.
- 7 Krav til standardisering av ledninger er forankret i muligheten for å kunne øke kapasiteten i nettet uten at dette utgjør en vesentlig ekstra kostnad.

Krav avledet fra effektmål	Krav	Indikator	Mål
Bør	Planleggingen av sentralnettet skal ta høyde for høy forbruksvekst.	I planleggingen av sentralnettet i Stor-Oslo skal det tas høyde for at sentralnettet på sikt kan gi en ytelse tilsvarende minimum 60 prosent økning i etterspørselen etter strøm. Høyeste forbruk i dag: 4250 MW. Høyeste forventede forbruk i 2050: 6 800 MW.	Målet er basert på scenariet med høyeste antatt forbruk av strøm frem til 2050.
Absolutt	Sentralnettet i Stor-Oslo skal sikre langsiktig stabil forsyning av strøm til alle brukere.	Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet (N-1). Ved to samtidige feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer.	Kravet til (N-1) forsynings-sikkerhet er nedfelt som et planleggingskrav i St. meld 14 (2011/2012). Presiserin-gen er vedtatt i konsernle-delsen.
Bør	Sentralnettet skal bygges på en måte som er totalt sett mest mulig økonomisk fordelaktig for brukerne.	Måles ved kostnads – og nyt-teberegninger.	Det henvises til den sam-funnsøkonomiske analysen for dette punktet.
Krav avledet fra viktige behov			
Bør	Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmang-fold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser.		Dette er en del av må-lene i Stortingsmelding 14 (2011/2012).
Bør	Tilstrekkelig overføringskapa-sitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mel-lom områder.		Dette er en del av må-lene i Stortingsmelding 14 (2011/2012).
Bør	Et mer arealeffektivt sentralnett med færre nærføringer og visuell påvirkning.	Måles ved reduksjon i nettet, frigivelse av areal, samt mindre synlighet for samfunnet.	Målet er basert på are-alknappheten for byutvikling i regionen og hensyn til lokalsamfunn.
Absolutt	Det bygges 420 kV triplex grackle leder som minimum der vi bygger nye luftledninger.		Dette er et krav vedtatt i konsernledelsen i Statnett, og innebærer standardise-ring av nettet.



Mulighetsstudiet

I dette kapitlet har vi drøftet konsepter som kan være aktuelle for å dekke det prosjektutløsende behov. Det er summen av behov, mål og krav som legges til grunn for om konseptene går videre til alternativanalysen. I tillegg til å vurdere løsninger i dagens sentralnett, er løsninger som reduserer behovet for energi samt løsninger som kan være et supplement til dagens sentralnett vurdert.

Muligheter og aktuelle konsepter som ligger innenfor nettløsninger kan være:

- *Konsept 0:* fortsette som i dag med nødvendige vedlikeholdsinvesteringer (nullalternativet)
- *Konsept 1:* å reinvestere i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV
- *Konsept 2:* å bygge nye traséer, eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer
- *Konsept 3:* spenningsoppgradere dagens sentralnett til 420 kV

Muligheter som ligger utenfor nettløsninger kan være:

- *Konsept 4:* tiltak på forbrukssiden
- *Konsept 5:* økt lokal kraftproduksjon

Konsepter som ligger utenfor nettløsninger som energieffektivisering og lokal produksjon vil ikke alene kunne dekke fremtidens krav til forsyningssikkerhet i Stor-Oslo. Energieffektivisering vil kunne redusere investeringstakten, men ikke fjerne behovet for tiltak i sentralnettet i Stor-Oslo. Lokalproduksjon vil ha mange av de samme egenskapene, og vil heller ikke alene sikre strømforsyningen i Stor-Oslo.

7.1 Konsept 0: Fortsette som i dag med nødvendige vedlikeholdsinvesteringer (nullalternativet)

Statnett kan fortsette med dagens nettstruktur i noen år til. Strømforsyning til Stor-Oslo anses som sikker på kort sikt. En fortsettelse av dagens nettstruktur med nødvendig vedlikehold vil representere et rent nullalternativ. Et slikt alternativ kan være realistisk i en 5 – 10 års periode, men vil ikke være et realistisk alternativ frem mot 2050. Lenge før dette vil helt sikkert behovet for reinvesteringer inntreffe. Det er også overveiende sannsynlig at behovet for økt kapasitet vil inntreffe om ikke altfor lenge. Prosessen med nettinvesteringer er tidkrevende, og det kan ta 5 – 10 år før planer om nettinvesteringer er realisert. Et rent nullalternativ vil trolig ikke være realistisk stort lenger en den påkrevde plan – og – investeringsprosessen for Nettplan Stor-Oslo. Nullalternativet vil i praksis derfor kunne være ett alternativ til utsettelse av nødvendige investeringer, og kunne inngå som et fullgodt konsept i alternativanalysen. Når gjennomføringsstrategier presenteres våren 2013 vil imidlertid kostnadsbildet i nullalternativet være et viktig bidrag for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell gjennomføring av prosjektet.

Flere av alternativene under lokal produksjon er ikke kommersielt lønnsomme, eller vil ta opp uforholdsmessige store arealer. I prinsippet står man derfor igjen med alternativer innenfor nettløsninger som reelle alternativer for å dekke fremtidens behov for strøm i Stor-Oslo

7.2 Konsept 1: Reinvestere i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV

Man kan tenke seg at alle investeringer i sentralnettet i Stor-Oslo gjennomføres ved at alle nye anlegg bygges på 300 kV teknologi. De fleste av stasjonene i Oslo driftes på dette spenningsnivået i dag. Konseptet gir lavere kapasitet enn eksempelvis 420 kV anlegg, og det er derfor behov for flere anlegg for å overføre samme mengde energi enn anlegg med 420 kV teknologi.

7.3 Konsept 2: Bygge nye traséer eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer

Man kan tenke seg at et konsept er å bygge et helt nytt sentralnett i Stor-Oslo. Et slikt konsept ville innebære nye traséer for alle (eller mange av) ledningene og stasjonene. Hvor mange nye traséer man er nødt til å bygge vil avhenge av hvor mange av dagens traséer som beholdes. Det vil være avhengigheter til stasjoner som har ledninger som går videre til andre steder i landet, men ellers vil et slikt konsept avlede behov for forslag til nye traséer. Teoretisk kan disse traséene bygges uendelig mange steder i Oslo.

7.4 Konsept 3: Spenningsoppgradering av dagens sentralnett til 420 kV

Spenningsoppgradering innebærer at stasjoner og ledninger som i dag drives på 300 kV oppgraderes til 420 kV eller erstattes med nye anlegg på 420 kV. Dermed kan vi løfte kapasiteten i kraftsystemet uten å ta i bruk nye ledningstraseer.

Ved å heve spenningen på eksisterende ledninger fra 300 kV til 420 kV går overføringskapasiteten opp med rundt 40 prosent, tapene halveres og magnetfeltet går ned. Der vi bygger helt nye 420 kV ledninger øker overføringskapasiteten enda mye mer enn dette.

Dette konseptet sikrer kravene til forsyningssikkerhet og kapasitet.

7.4.1 Statnetts strategi for spenningsoppgradering støttes av St. mid. 14

Statnett vil de kommende årene satse stort på å oppgradere 300 kV ledninger og stasjoner til 420 kV standard i hele landet. På lengre sikt vil de fleste av dagens 300 kV anlegg bli bygget om og drevet med 420 kV spenning.

Spenningsoppgradering av ledninger innebærer at eksisterende 300 kV ledninger enten bygges om for å kunne drives med 420 kV spenning, eller byttes ut med en helt ny 420 kV ledning.

For at en 300 kV ledning skal kunne oppgraderes til 420 kV må det være en såkalt duplex ledning. Hoveddelen av 300 kV ledningene i dag er simplex ledninger mens noen er duplex. Statnett har lagt følgende overordnede strategi for å lette gjennomføringen:

- Øke kapasiteten i sentralnettet først, ved å oppgradere duplex-ledninger fra 300 kV til 420 kV. Mye av arbeidet vil gjøres med drift på ledningen.
- Utnytte den økte kapasiteten som oppstår når nye ledninger idriftsettes til å bygge om de gamle 300 kV simplex ledningene til 420 kV.
- Kritiske simplex-ledninger bygges om før ny produksjon, nytt forbruk og nye utenlandsforbindelser knyttes til nettet.

Denne strategien er gjengitt i Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012). Der står det også at «det er positivt om nettselskapene finner løsninger som gir økt overføringskapasitet uten vesentlige nye inngrep, slik som spenningsoppgraderinger kan gi».

Stor kapasitetsgevinst og små inngrep med spenningsoppgradering

Ved å heve spenningen på eksisterende ledninger fra 300 kV til 420 kV går overføringskapasiteten opp med rundt 40 prosent, tapene halveres og magnetfeltet går ned. Der vi bygger helt nye 420 kV ledninger øker overføringskapasiteten enda mye mer enn dette.

Visuelt skiller det lite mellom 420 kV og 300 kV, og arealbruken er så å si den samme. I Stor-Oslo, hvor arealverdien er stor og det er mange nærføringer, mener vi det er ekstra gode argumenter for å legge til rette for å overføre så mye kapasitet som mulig i de traséene vi benytter.

7.5 Konsept 4: Tiltak på forbrukssiden

Dette kapitlet belyser i hvilken grad energieffektivisering, -omlegging og laststyring kan redusere effektforbruket og dermed behovet for ny kapasitet i sentralnettet. Kapitlet bygger på rapporten «Alternativer til nettinvesteringer», og figurene er hentet fra derfra. Rapporten er skrevet av XRGIA på oppdrag fra Statnett, hvor Enova, Hafslund og NVE medvirket. Rapporten kan leses som vedlegg 3 til denne utredningen.

Den siste tiden har det vært mye fokus på miljøtiltak hvor blant annet målsettingen har vært å få ned forbruket av energi. Eksempler på dette er nye byggeforskrifter som stiller krav til bedre isolering av bygg, samt krav til alternativ oppvarming av bygg. Disse miljøtiltakene vil isolert sett redusere behovet for strøm i fremtiden.

Ved dimensjonering av kraftnettet må en å ta høyde for den timen i året hvor forbruket er størst. Summen av alt forbruk denne ene timen utgjør den maksimale belastningen som nettet må tåle, også omtalt som dimensjonerende effekt. Ett alternativ til å bygge nytt nett for å øke kapasiteten, er å redusere den maksimale belastningen. Denne delen av rapporten anslår potensialene for effektreduksjoner som alternativer til nye nettinvesteringer, og vurderer relevante nytte- og kostnadsvirkninger ved alternativene. Hovedfokus i analysen er 2020, men hovedtrekk rundt utviklingen mot 2050 vurderes også.

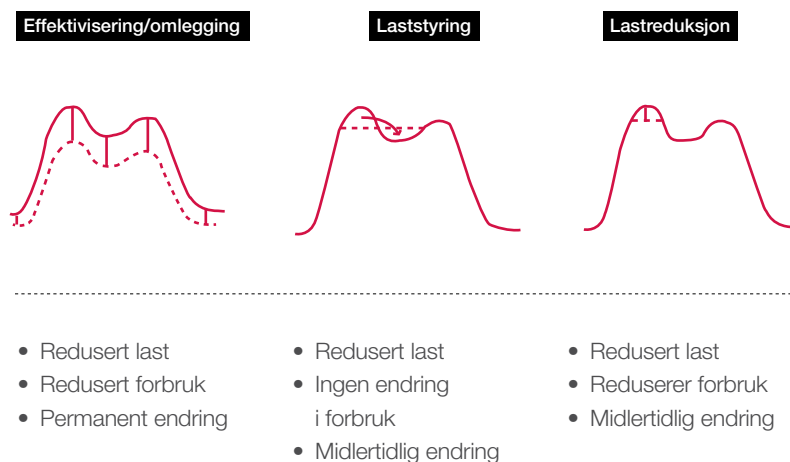
Historisk maksforbruk i Oslo og Akershus ble registrert i januar 2010 og var på 4250 MW. Husholdninger og næringsbygg er de dominerende forbruksgruppene med til sammen 90 prosent av forbruket av elektrisk energi. Industri står for nær 10 % av forbruket i regionen.

7.5.1 Overordnede muligheter for effektreduksjoner

Tiltak for energieffektivisering, -omlegging, laststyring og lastreduksjoner kan alle bidra til reduserte nettinvesteringer. For at slike tiltak skal redusere investeringsbehovet må det kunne forventes en effektreduksjon på lang sikt, til en kostnad lavere enn kostnaden ved nettutbygging. Mer kortsiktige tiltak vil være egnet for å utsette nettinvesteringer, men er risikabelt å ta inn i den langsiktige planleggingen. Effektivisering av forbruk kan skje i alle forbrukskategorier. Omlegging, laststyring og lastreduksjoner vil i praksis være avgrenset til den delen av forbruket som går med til å produsere varme (termisk forbruk). Forbrukssammensetningen i husholdninger, næringsbygg og industri varierer betydelig og er viktig å vurdere ved implementering av tiltak.

For at et tiltak skal tjene som et reelt alternativ til nettinvesteringer må forbruket med sikkerhet reduseres i den timen i året hvor forbruket er størst. Effektreducerende tiltak kan på kort sikt bidra til å utsette allerede planlagte nettinvesteringer og på lang sikt redusere investeringsnivået i nettet. Nettinvesteringer har ofte 50 års levetid, og tiltak må kunne forventes å gi effektreduksjoner på lang sikt for at de skal inkluderes i den langsiktige nettplanleggingen. Tiltak som reduserer effektbehovet på kort sikt, men som har mer usikre effekter på lang sikt, vil være mer egnet til å utsette planlagte nettinvesteringer. For at effektreducerende tiltak skal tjene som et samfunnsøkonomisk fornuftig alternativ til nettutbygging, må totale tiltakskostnader være lavere enn totale kostnader ved nettinvestering. Figur 13 illustrerer hovedalternativene for effektreduksjoner; effektivisering, omlegging, laststyring og lastreduksjon.

Figur 13
Forbruksprofiler og karakteristika
i de tre hovedsegmentene for
effektforbruk.



Effektivisering og omlegging: Dette er tiltak som vil påvirke både fasong og nivå på lastkurven. Eksempler er omlegging fra direkte elektrisk oppvarming til bruk av fjernvarme, etterisolering av bygg, utskifting av belysning fra glødelamper til LED-belysning. Effektiviseringstiltak vil kunne rettes mot alle forbrukstyper, mens omlegging kun er relevant for forbruk til oppvarming (termiske energiformål). Disse tiltakene vil permanent redusere effektbehovet, og bør derfor vurderes inn i langsiktig nettplanlegging.

Laststyring: Dette er tiltak der effektuttaket flyttes fra en periode til en annen. I denne gruppen inngår termisk trege laster, som for eksempel akkumulatortanker for varmtvann, ulike former for tidsforskyving av romoppvarming, kjøle- og frys osv. I denne gruppen hører også tiltak som innebærer styring av ventilasjonsanlegg. Ulike løsninger for lagring vil være viktig i forhold til effekter av laststyring. I prinsippet kan alle typer forbruk styres, det er imidlertid forbruk til oppvarming som enklest kan flyttes uten direkte komfortendring for forbruker. Ettersom mange av disse tiltakene raskt kan reverseres, er det usikkert om de reduserer effektbehovet på lang sikt. Slike tiltak vil imidlertid være egnet både for å utsette allerede planlagte nettinvesteringer og for utkobling i kritiske situasjoner. Tidshorisonten er kortere, og er knyttet enten til tro på markedsmekanismer (prissensitivitet) eller konkrete avtaler. Verdien av avtaler kan være betydelig, siden man kan ta kostnaden ved å planlegge en nettinvestering, men unngå å gjennomføre den så lenge effektsituasjonen kan håndteres gjennom avtalefestet sluttbrukerfleksibilitet.

Lastreduksjon: Dette tiltaket innebærer at effektuttaket i en viss periode reduseres, og det blir ikke erstattet av lastøkning i en annen periode. I denne gruppen inngår tiltak som påvirker lite kritiske tjenester, sett i forhold til nytten av tiltaket. Her kan en se for seg utkobling av stand-by effekt, vifter, belysning og pumper som ikke er kritiske osv. Samspill mellom energibærere, eksempelvis ved at en husholdning som både har vedovn og elektrisk oppvarming øker sitt vedforbruk i perioder med anstrengte nettforhold. Forbruk som i dag kjøper elektrisitet på uprioritert overføring (fleksibel tariff) vil også være i denne kategorien. I hvilken grad denne type tiltak gir langsiktige effektreduksjoner vil variere med utkoblingsmulighetene. Elkjøler på uprioritert overføring kan i dag fjernutkobles i Hafslund Nett's område, og dermed vet man at denne fleksibiliteten er tilgjengelig.

7.5.2 Forutsetninger for effektreduksjoner

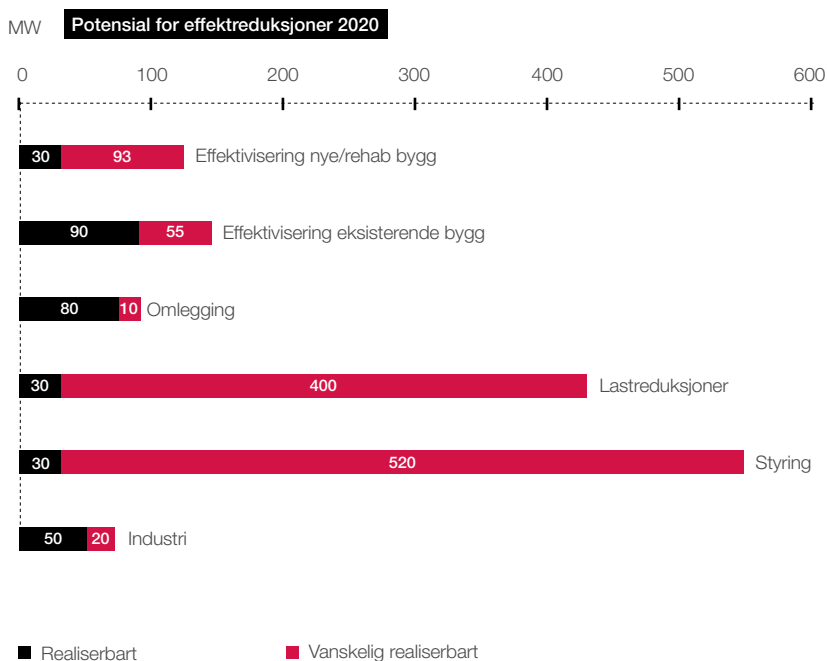
Tidligere i rapporten er det presentert tre ulike scenarier for etterspørselen etter strøm. Disse tre scenarioene inneholder en rekke forutsetninger om befolkningsvekst, arealutvikling, forskriftskrav om byggstandarder, faktisk forbruk relativt til standarder, konkurranseflaten mellom oppvarmingsteknologier og nytt forbruk. Det tekniske potensialet for effektreduksjoner i Oslo og Akershus er anslått til om lag 1 400 MW. Da er det forutsatt at det ikke introduseres nye virkemidler som påvirker forbruket.

Om lag 70 prosent av potensialet er relatert til tiltak i eksisterende bygningsmasse. Potensialet er omtrent like stort i Oslo som i Akershus. For å realisere et slikt potensial kreves kraftfulle tiltak i alle sektorer. Tiltakene er mange og omfatter et stort antall aktører. De praktiske, tekniske og økonomiske barrierene vil være

mange. Ved beregning av dette potensialet er det antatt at man i eksisterende bygg ikke etablerer ny infrastruktur for oppvarming, slik som vannbåren varme eller pipe.

Det er stor forskjell mellom tiltaksgruppene på hvor stor andel av det tekniske potensialet som regnes som realiserbart. Årsaken er tredelt. For det første varierer det hva slags virkemidler som kan benyttes i de ulike kategoriene. Tekniske standarder og byggenegiforskrifter vil gi relativt forutsigbare effektreduksjoner. Her er det i første rekke implementeringstidspunkt på eksempelvis standarder for lavenergibygg som er avgjørende. I tillegg er det selvsagt usikkerhet rundt i hvilken grad forskrifter følges opp i virkeligheten og hvor store innsparinger man kan få ved rehabilitering av bygg. For det andre er de økonomiske insentivene til å drive med eksempelvis laststyring og omlegging i dag begrensede. Det virker i dag lite sannsynlig at vi allerede i 2020 skal se utstrakt bruk av laststyring. For det tredje, er reversibiliteten av et tiltak viktig å vurdere i denne sammenhengen. Boliger med både vedovn og elektrisk oppvarming kan inngå en kontrakt på at de skal bruke mer ved og mindre elektrisitet i perioder med anstrengt nettsituasjon. Å sikre at dette gjennomføres i praksis, og at denne typen effektreduserende tiltak er varig vil være vanskelig. Dette fordi tiltaket ikke varig endrer energibehovet, og at det er et stort antall aktører å forholde seg til. Figur 14 oppsummerer det realiserbare og tekniske potensial for effektreduksjoner i 2020. Det samlede tekniske potensialet for effektreduksjoner er anslått til hele 1400 MW i 2020. Det realiserbare potensialet er anslått til 310 MW. Dette er ansett som et ambisiøst, men oppnåelig potensial. For å oppnå dette er en avhengig av nye virkemidler eller forsterkning av eksisterende virkemidler.

Figur 14
Realiserbart og teknisk potensial
for effektreduserende tiltak i 2020.



Frem mot 2020 er det tiltak i eksisterende bygningsmasse som utgjør størsteparten av potensialet. Tiltak rettet mot ny og rehabilitert bygningsmasse vil derimot få større effekt på lang sikt. De viktigste antakelsene er implementering av standarder for lavenergibygg i 2016, at det gjennomføres enøk-tiltak på 20 prosent av bygningsmassen, at nye og rehabiliterte næringsbygg benytter bioolje som spisslast istedenfor elektrisitet, et noe økt ved- og pelletsforbruk og at 10 prosent av boligene installerer night storage heaters. For industrien er det antatt en realisert effektivisering på 10 prosent av det totale effektforbruket, også dette innen 2020.

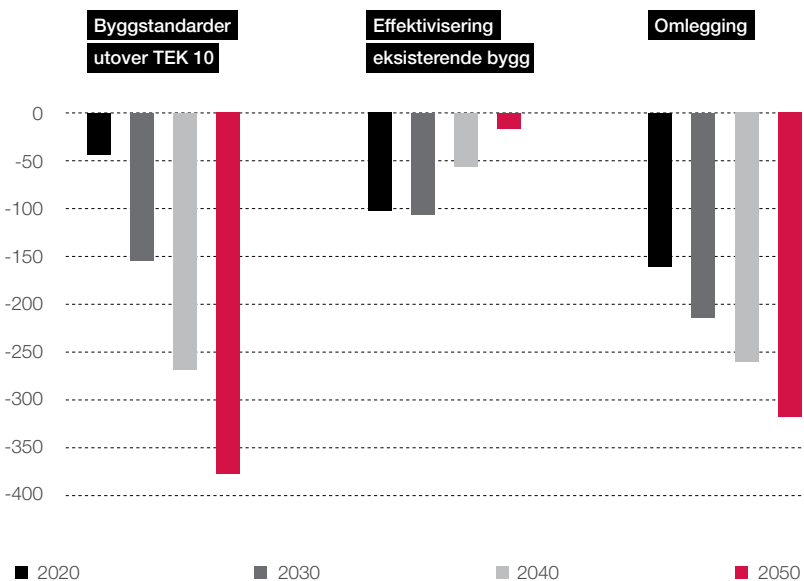
Minst fire forbrukskategorier i tillegg til den generelle forbruksutviklingen vil kunne gi betydelig økt effektforbruk fremover; forbud mot varmtvannsbereidere med lagring, elbiler, omlegging fra olje til el og serverparker. Disse forbrukskategoriene kan samlet sett gi et økt effektforbruk på mange hundre MW, og alle kategoriene kan hver for seg utgjøre mer enn 100 MW. Utfallsrommet er betydelig og usikkerheten rundt utviklingen er stor.

Det realistiske potensialet for effektreduksjoner er relativt beskjedent i 2020. En viktig årsak til dette er den trege utskiftingen av bygningsmassen. Eksempelvis vil tiltak som lavenergibygg, som tidligst vil kunne vedtas i 2012 og dermed tre i kraft fra 2016, kun få virkning i 15 prosent av bygningsmassen i 2020.

7.5.3 Videre potensial til effektreduksjoner fra 2020 til 2050

Tiltak rettet mot nye og rehabiliterte bygg kan gi store effektreduksjoner på lang sikt. Standarder for passivbygg og energiomlegging kan redusere effektbehovet i bygg med 650 MW i 2050. Effektiviseringstiltak som i dag gjennomføres i eksisterende bygg vil ha liten effekt i et så langt perspektiv, ettersom de aller fleste hus enten er nye eller gjennomgått rehabilitering. Figur 15 angir potensialet for effektivisering i bygg frem mot 2050, og viser hvordan tiltak i eksisterende bygningsmasse har betydelig effekt på kort sikt, men blir mindre viktig på lang sikt.

Figur 15
Potensial for effektreduksjoner i bygg mot 2050.



4

Dette resultatet er på lang sikt sensitivt for valg av rehabiliteringsrate. Det er i disse beregningene antatt en rate for totalrehabilitering på 1,5 prosent. I rapporten Energi- og effektprognoser for Nettplan Stor-Oslo skrevet våren 2011 ble det antatt en høyere rehabiliteringsrate på 2,3 prosent. Potensialet presentert her er derfor mindre enn det ville vært med forutsetningene gjort da.

Byggstandarder: Hvis standard for lavenergibygg og passivbygg får virkning fra 2016 og 2021, vil dette kunne gi effektreduksjoner på om lag 350 MW⁴ i 2050. Dette understreker at selv om tiltaket har svært liten effekt i 2020, er det et virkemiddel med effekter i en størrelsesorden som er viktig å ta innover seg ved planlegging av fremtidige nettutbygginger.

Effektivisering: Tiltak i eksisterende bygg har betydelig effektreduserende virkning på kort sikt. På lang sikt vil derimot bygningsmassen skiftes ut eller gjennomgå en rehabilitering. På lang sikt ville man altså oppnådd denne effektiviseringsgevinsten med andre virkemidler. Effektivisering i eksisterende bygningsmasse er derfor grovt sagt en måte å fremskynde en effektivisering som vil komme på sikt.

Omlegging: I 2020 utgjøres potensialet for omlegging både av tiltak i eksisterende boliger og tiltak i nye større bygg. Veksten fra 2020-2050 utgjøres av nye store boliger som konverterer til vannbåren varme, og som kan erstatte elektrisitet til topplast med for eksempel bioolje.

Laststyring: I 2020 er potensialet vurdert til å være både usikkert og lavt. Usikkerheten rundt disse potensialene vil være stor også etter 2020. Muligens vil ny teknologi og en gradvis tilvenning hos forbrukerne kunne gi et økende potensial for effektreduksjoner, slik vi så i Tyskland fra 1960 til 2000. Det understrekes at drivkreftene bak den realiserte forbruksendringen i Tyskland antakelig var betydelig sterkere enn insentivene vi har i Norge i dag. Det er et betimelig spørsmål om verdien av sparte nettinvesteringer i seg selv er tilstrekkelig til å skape sterke nok incentiver til utbredt laststyring hos sluttbrukerne.

Industri: Potensialet for ytterligere effektivisering i industrien etter 2020 er vanskelig å kvantifisere. Det vil imidlertid være rimelig å tro at det fremdeles vil være effektiviseringsgevinster å hente ut, både for bruk i kontorbygg og til produksjonsprosesser.

Nytt forbruk: Elbiler vil sannsynligvis fortsette å ta markedsandeler i den totale bilparken etter 2020. Effektbehovet til denne typen forbruk vil derfor sannsynligvis fortsette å stige. Teknologutviklingen relatert til batterier og lading skjer nå i et høyt tempo. Usikkerheten knyttet til utbredelse av hurtiglading muligheter for batteriparker vil derfor kunne være noe mindre i 2020 enn i dag.

7.5.4 Oppsummering og konklusjon tiltak på forbrukssiden

Det realistiske potensialet for effektreduksjoner er estimert til omlag 300 MW i 2020. Effektreduksjoner i et så kort perspektiv baserer seg på tiltak i eksisterende bygningsmasse. På lengre sikt vil reduksjonene trolig være betydelig større, fordi fremtidige rehabiliteringer og nybygg vil være omfattet av nye byggenergiforskrifter.

Selv om en reduksjon på 300 MW er et relativt beskjedent bidrag, sett i forhold til det totale kapasitetsbehovet, kan en slik reduksjon være svært viktig dersom kapasiteten i nettet er anstrengt. Tiltaket vil imidlertid alene ikke tilfredsstille kravet til kapasitet, men kan være et viktig supplement. Tiltaket vil ikke bidra til at behovet for reinvesteringer faller bort, og tiltaket ligger også utenfor Statnetts kontroll.

Store deler av forutsetningene i dette tiltaket ligger til grunn for basisscenariet som vi har beskrevet under etterspørselsbaserte behov, mens høyt scenario i mindre grad inneholder tiltakene på kort sikt. Selv om tiltak på forbrukssiden ikke kan erstatte investeringer i sentralnettet vil det lette gjennomføringen av prosjektet vesentlig om forbruksveksten blir lavere eller kommer senere. Statnett ser derfor svært positivt på effektreduserende tiltak fra forbrukere.

Da tiltaket ikke understøtter de prosjektutløsende behov, og ikke oppfyller sentrale effektmål og skal-kravet til forsyningssikkerhet faller dette konseptet bort før alternativanalysen.

7.6 Konsept 5: Lokal produksjon av kraft

Dette avsnittet tar utgangspunkt i rapporten «Ny produksjon i Stor-Oslo/ Østlandsområdet». Rapporten er skrevet av Thema consulting group på oppdrag fra Statnett. Rapporten kan leses som vedlegg 4 til denne utredningen.

Formålet med denne delen av rapporten er å identifisere og kvantifisere potensial for alternativer til nettutbygging i Oslo og Akershus. I dette kapittelet er det belyst potensial for ny kraftproduksjon fra vann- og vindkraft, kraftvarmeverk basert på biobrensel eller gass, solceller, dieselaggregater og dyp geotermisk energi i Stor-Oslo og fylkene rundt. I tillegg har vi vurdert noen lagringsteknologier for kraftproduksjon. Hovedfokus i analysen vil være utviklingen mot 2020, men mer langsiktige muligheter vurderes også.

Formålet med analysen er å utarbeide et grunnlag for å vurdere om ny kraftproduksjon i regionen kan redusere behovet for oppgradering eller bygging av nytt sentralnett i Stor-Oslo. Flere forhold er relevante for å vurdere ny kraftproduksjon opp mot bygging/oppgradering av kraftledninger:

- Tilgjengelig teknologi og teknologiens modenhet
- Potensielt produksjonsvolum i regionen
- Kostnadsnivå
- Tilgjengelighet i topplastperioder
- Påvirkning av klima og lokalmiljø

Ny vannkraftproduksjon

Det forventes betydelige investeringer både i nye kraftverk samt opprusting, utvidelse og reinvestering i eksisterende kraftverk. Det viser seg imidlertid at store deler av ny vannkraft på Østlandsområdet i hovedsak er elvekraft, småkraft eller opprusting/utvidelser som alle gir liten økt reguleringsevne av vannkraftproduksjonen i området. Disse prosjektene vil øke effekten i vannkraften på Østlandsområdet, men kun deler av effektøkningen vil være tilgjengelig i topplastperioder. I Oslo, Akershus og Østfold er det et begrenset potensiale for ny produksjon fra vannkraft, både på kort og lang sikt. Inkludert O/U potensialet utgjør mulighetene for ny kraftproduksjon i disse tre fylkene 230 MW, det aller meste elvekraft. Lengre nord, i Hedmark og Oppland, er potensialet på 4-500 MW, men det er uklart hvor mye av dette som kan realiseres uten at kraftledningene nordfra må oppgraderes. I Buskerud er det også et betydelig langsiktig potensial på over 700 MW, men vannkraft vestfra kan ikke fraktes inn til Oslo uten en ny/ oppgradert linje fra Buskerud.

Vindkraftproduksjon

Som følge av elsertifikatordningen finnes det planer om vindkraftutbygging mange steder i Norge innen 2020, hovedsakelig langs kysten. Men det er også meldt inn flere prosjekter til NVE i Østlandsområdet det siste året. Dersom alle disse prosjektene blir realisert, vil samlet installasjon utgjøre 810 MW og en ny kraftproduksjon i området på over 2 TWh. Rundt 335 MW av de planlagte prosjektene på Østlandet vil mates direkte inn i kraftsystemet i Stor-Oslo. Utbygging av vindkraft på Østlandet vil være gunstig for redusert tørrårsrisiko og for å redusere tapene i nettet. Til tross for de betydelige planene om vindkraft, vil ikke en slik utbygging redusere behovet for nettutbygging i Stor-Oslo. Årsaken er at vindkraftproduksjonen varierer betydelig over tid, også innenfor et døgn. Man kan dermed ikke ta for gitt at det produseres vindkraft under topplasttimene på vinteren.

Biokraft

Kraft fra bioenergi kan med dagens rammebetingelser kun bli økonomisk interessant ved utnyttelse av varme fra prosessen og svært høy brukstid på anlegget. Dermed er varmeleveranser til et fjernvarmenett (grunnlast) eller industri en forutsetning for å kunne produsere kraft fra bioenergi. Slike anlegg er etablert både i Stor-Oslo og på Østlandet, men på grunn av at kraftproduksjonen begrenses av varmebehovet, er installert effekt for kraftproduksjon relativt liten. Per i dag er det installert 22 MWel i tilknytning til fjernvarmen i Oslo. Dersom hele grunn-/sommerlasten (ca 200 MW) i Oslos fjernvarme var etablert som kraftvarmeverk, ville effekten i kraftproduksjonen utgjøre 40-60 MW. Grunnlasten i fjernvarmen i Oslo er imidlertid spredt på flere grunnlastsentraller og teknologier, noe som gjør det lite sannsynlig at hele dette potensialet kan bli realisert. Hafslund har vurdert å bygge et nytt kraftvarmeverk basert på bio, men har lagt disse planene på is fordi anlegget ikke vil få tilstrekkelig høy brukstid til at det blir lønnsomt.

Gasskraft

Gasskraft i Stor-Oslo vil kunne bidra med en betydelig effekt og dermed være det mest aktuelle alternativet for ny produksjon i Stor-Oslo dersom det blir vurdert som et bedre alternativ enn utbygging eller oppgradering av nettet inn til området. Gasskraftverk kan bygges som grunnlast og bidra med kraftproduksjon året rundt. For å redusere kostnaden ved gasskraft og oppnå størst virkningsgrad, må et gasskraftverk bygges i tilknytning til fjernvarmevirksomheten i Oslo. Med høy kapasitet på avfallsforbrenning til fjernvarme er dette lite aktuelt de neste 10-30 årene. Et alternativ vil være å bygge reservekraftverk i Stor-Oslo. Dette er imidlertid forbundet med høye kostnader og høye utslipp av CO² per produsert energienhet. Dersom begrunnelsen for et reservekraftanlegg skal være å unngå bygging av kraftledninger, må anlegget plasseres sentralt i regionen for å hindre at gasskraftanlegget i seg selv utløser behov for utbygging av lengre strekninger med kraftledninger. Gitt dagens prisnivå er heller ikke gasskraftverk kommersielt lønnsomt. I tillegg ville det vært høye kostnader knyttet til en gasstransportløsning.

Solceller

Solceller har fått økende betydning i Europa de siste årene, hovedsakelig på grunn av gunstige subsidier i Tyskland og Spania. I Norge har solceller blitt installert i områder uten tilgang til nett, for eksempel i hytter. Prisene på solceller er kraftig

redusert de siste to årene og en fortsatt prisreduksjon vil bidra til flere installasjoner av solceller, også i Norge. Produksjonen fra solceller avhenger av solinnstrålingen og vil dermed være betydelig lavere over året i Norge sammenlignet med land lengre sør. I toppplastperioder i desember og januar, vil det være svært liten eller ingen kraftproduksjon fra solceller, selv på Østlandet. Installasjon av solceller vil derfor ikke kunne redusere behovet for nett i Stor-Oslo.

Dyp geotermisk energi

Utnyttelse av dyp geotermisk energi skjer ved at man borrar dypt nok ned i jordoverflaten til at man kan hente opp varme direkte fra jordens indre. For å kunne utnytte geotermisk energi til kraftproduksjon, må man som regel borre 4-6000 meter ned i bakken, noe som gir svært høye investeringskostnader. Oslo, Akershus og de øvrige østlandsfylkene kan bli de mest interessante områdene for dyp geotermisk energi i Norge. Teknologien er på pilotstadiet og kan representere en interessant produksjonsform på lang sikt dersom kostnadene reduseres. Kraftproduksjon fra dyp geotermisk energi vil egne seg som grunnlast, og kraftproduksjonen vil ikke variere mellom år eller årstider.

Nødstrømsaggregater

Nødstrømsaggregater er installert på sykehus og andre viktige funksjoner for å sikre liv og helse i tilfelle strømbrudd. Hafslund estimerer at slike aggregater utgjør en samlet effekt på 50 MW i deres nettområde. I og med at aggregatenes primære funksjon er å levere strøm til kritiske funksjoner ved behov, må sikkerheten utredes spesielt nøye før man vurderer å innføre en sekundærfunksjon for disse aggregatene. Det er en reell risiko at primær- og sekundæroppgaven vil komme i konflikt med hverandre i og med at begge funksjonene er mest sannsynlig i anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner er det også størst risiko for spennings- og frekvensproblemer i nettet, noe som kan ødelegge nødstrømsaggregatene. Et mulig alternativ er å etablere «nødaggregatparker» som kun har som oppgave å stå i reserve til det oppstår behov i nettet. Dette kan være en mer kostbar løsning enn å utnytte aggregater som må etableres uansett, men løsningen vil være enklere for Statnett å ta i bruk og man risikerer ingen sikkerhetsproblemer for sykehus, flyplasser og andre ved å ta i bruk deres nødstrømsaggregat.

Energilagring

Teknologier for energilagring kan fungere som et alternativ til nettutbygging dersom de har tilstrekkelig stor lagringskapasitet og energien kan raskt lastes ut i nettet. De mest aktuelle teknologiene er pumpekraft, komprimert luft og enkelte batterier. Andre teknologier kan bli aktuelt på lang sikt, men er per i dag for umodne. En ulempe med all form for energilagring, er at kostnadene og energitapene er høye. For pumpekraft og storskala energilagring med komprimert luft, er man avhengig av fysiske lokasjoner som er egnet. Vi kjenner ikke til noen aktuelle prosjekter for pumpekraft i områdene rundt Oslo. De mest aktuelle batteriene med tanke på skala, er ikke teknologier som er tilstrekkelig moden til å tas i bruk.

En oppsummerende vurdering på alle punktene for hver av teknologiene, er gitt i tabellen under. Stor-Oslo inkluderer her også Østfold fordi nettkapasiteten mel-

lom Østfold og Akershus/ Oslo er god i topplastperioder på vinteren. Det er viktig å påpeke at ny kraft i Stor-Oslo vil være nyttig for kraftsystemet i form av reduserte tap i nettet og tørrårssikring, selv om det ikke er tilgjengelig i topplast og kan erstatte nettutbygging/oppgradering.

Potensiale i 2020 (MW)

Teknologi	Teknologisk modenhet	Stor-Oslo	Østlandet	Kostnadsnivå (øre/kWh)	Tilgjengelighet i topplast	Natur/ klima
Vannkraft- O/U	Moden	226	292	Høyt	Begrenset	Lite inngrep
Vannkraft- ny	Moden	4	691	34	Delvis	Lokale inngrep
Vindkraft	Moden	335	780	> 60	Usikkert	Lokale inngrep
Biokraft	Moden	-	<50	44-97	Ja	Lokale inngrep og transport
Gasskraft	Moden	-	-	39-120 + gasstransport	Ja	Lokale inngrep, klimautslipp og transport
Solceller	Moden	Lite	Lite	>67	Lite	Lite inngrep
Dyp geotermisk energi	Pilot	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Aggregater	Moden	<50	Ikke vurdert	uklart	Usikkert	Klima- og lokale utslipp, støy
Pumpekraft	Moden	-	Ikke vurdert	>20 i prisforskjell	Ja	Lokale inngrep
Komprimert luft	Demonstrert	-	-	Svært høy	Ja	Lokale inngrep
Hydrogen	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep
Batterier	Utvikling	-	-	Svært høy	Ja	Lite inngrep lokalt

7.6.1 Oppsummering og konklusjon lokal produksjon av kraft

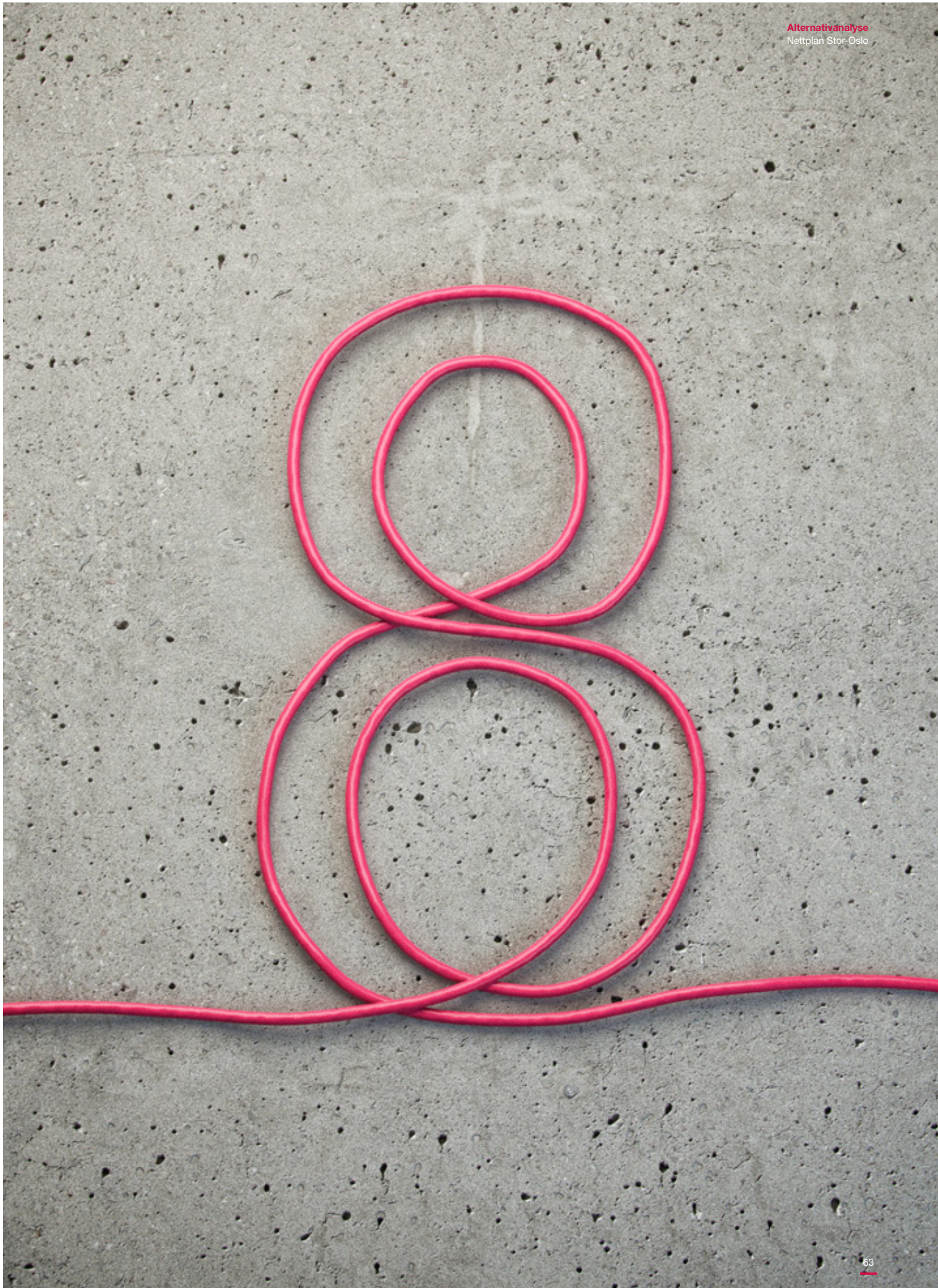
Basert på kriterier som teknologiens modenhet, potensielt produksjonsvolum i regionen, kostnadsnivå, tilgjengelighet i topplastperioder og påvirkning av klima og lokalmiljø er ingen av dagens produksjonsteknologier særlig aktuelle for Oslo området. Eventuelle større kraftverk i regionen ville dessuten kreve et sterkt kraftnett for å overføre kraften til forbrukerne.

Da tiltaket ikke understøtter de prosjektutløsende behov, og ikke oppfyller sentrale effektmål og det absolutte kravet om forsyningssikkerhet faller dette konseptet før alternativanalysen. Noen av teknologiene mangler modenhet, og noen teknologiene har en pris som er for høy i forhold til disse er kommersielt lønnsomme.

7.7 Oppsummering og konklusjon mulighetsstudiet

I mulighetsstudiet har vi sett at flere av konseptene ikke tilfredsstillere sentrale krav. Under følger en oversikt over en evaluering av konseptene i forhold til de to mest sentrale kravene som er avledet av effektmålene. Her ser vi at konseptene utenfor nettløsninger som tiltak på forbrukssiden og lokal produksjon, verken oppfyller bærkravet til kapasitet eller det absolutte kravet til forsyningssikkerhet. Som følge av at disse to konseptene ikke oppfyller det absolutte kravet til forsyningssikkerhet faller disse konseptene bort fra den videre analysen.

Konsept	Bærkrav <i>Planleggingen av sentralnett skal ta høyde for høy forbruksvekst.</i>	Absolutt krav <i>Sentralnett i Stor-Oslo skal sikre langsiktig stabil forsyning av strøm til alle brukere, (N-1) med presisering</i>
Konsept 0: Fortsette som i dag med nødvendige vedlikeholdsinvesteringer.	Oppfylt kun på kort sikt	Oppfylt kun på kort sikt
Konsept 1: Reinvestere i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV.	Oppfylt	Oppfylt
Konsept 2: Bygge nye traséer, eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer.	Oppfylt	Oppfylt
Konsept 3: Spenningsoppgradering av dagens sentralnett til 420 kV.	Oppfylt	Oppfylt
Konsept 4: Tiltak på forbrukssiden.	Ikke oppfylt	Ikke oppfylt
Konsept 5: Lokal produksjon.	Ikke oppfylt	Ikke oppfylt



Forenklet alternativanalyse

I dette kapitlet gjennomgår vi nullalternativet, reinvestering i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV og bygging av helt nye traséer og viser hvorfor disse alternativene ikke er tatt med videre når vi vurderer langsiktige alternativer for Stor-Oslo.

I dette kapitlet gjennomgår vi konseptene som står igjen etter mulighetsstudiet, unntatt spenningsoppgradering. Vi viser hvorfor disse alternativene ikke er tatt med videre når vi vurderer langsiktige alternativer for Stor-Oslo. I korte trekk er dette:

- Nullalternativet vil være et rent utsettelsesalternativ og svarer ikke på behovet på lang sikt.
- Reinvestering i nye anlegg med spenningsnivå på 300 kV er dyrere og har lavere nytte enn alternativet innenfor spenningsoppgradering.
- Bygging av helt nye traséer vil medføre nye naturinngrep, og vi anser dette alternativet som lite realistisk.

Når vi presenterer alternativer mot 2050 i kapittel 9 vil disse derfor utelukkende være innenfor spenningsoppgradering.

8.1 Konsept 0: Nullalternativet

En fortsettelse av dagens struktur med nødvendig vedlikehold og reinvesteringer vil representere et rent nullalternativ. Et slikt alternativ kan være realistisk i en 5 – 10 års periode, men vil ikke være et realistisk alternativ frem mot 2050. Dette alternativet forkastes derfor som en langsiktig helhetlig plan for sentralnettet i Stor-Oslo. Når gjennomføringsplanen for sentralnettet i Stor-Oslo presenteres i neste fase av prosjektet vil derimot tidsperspektivet i dette alternativet være en del av strategien for å gjennomføre prosjektet på en mest mulig samfunnsøkonomisk rasjonell måte.

8.2 Konsept 1: Reinvestere i nye 300 kV anlegg

Gevinsten med alternativet versus et 420 kV alternativ er at kostnadene knyttet til stasjoner i hovedsak reduseres med ca. 10 prosent. Da det er mange stasjoner i Oslo kan disse besparelsene bli betydelige.

Ulempen med løsningen er at den gir et annet spenningsnivå i Oslo enn i områdene rundt. Dermed trengs transformatorer i overgangene mellom 300 kV og 420 kV. I tillegg er kapasiteten rundt 40 prosent lavere i et nett som drives på 300 kV. Dermed må vi beholde eller oppgradere flere av de eksisterende ledningene enn om vi spenningsoppgraderer. Totalt sett anslår vi at disse ekstrakostnadene som følge av å velge 300 kV på stasjonene i Oslo sentrum er nesten det tredobbelte av besparelsen i stasjonene.

I tillegg vil et alternativ med 300 kV ha betydelig høyere tap; det vil beslaglegge

større arealer fordi det kreves flere ledninger, og det bryter med gjeldende standard hos leverandørene av høyspenningskomponenter.

8.2.1 Besparelser med 300 kV

For å gi et overslag på kostnadene med 300 kV har vi først sett på besparelsen i stasjonene. Totalt sett er det elleve stasjoner der det er mulig å tenke seg reinvestering på 300 kV. Totalt har disse stasjonene en basiskostnad på 4,5 mrd. kroner, og 10 prosent besparelse utgjør dermed 450 mil nok.

Besparelsen på 10 prosent er trolig noe stor. Den baserer seg på at høyspentkomponentene koster 15 - 20 prosent mindre på 300 kV. Disse utgjør vanligvis 30 - 40 prosent av den totale stasjonskostnaden. For GIS anlegg, som det er flere av i Oslo, er kostnadsforskjellen mindre fordi 420 kV anlegg der er standard, mens 300 kV må spesialbestilles.

8.2.2 Ekstra kostnader med 300 kV

I stasjonene Frogner, Hasle og Sylling blir det overganger mellom 300 kV og 420 kV som ikke er nødvendig med en fullstendig overgang til 420 kV. Totalt sett trenger vi minst 6 autotransformatorer og tilhørende felt og sjakter til transformatorene.

Det er også mulig det blir overganger mellom 300 kV og 420 kV i Hallingdal og i Gudbrandsdalen der fremtidige oppgraderinger foreløpig er uavklart. Dette kan tale til fordel både for 300 kV og for spenningsoppgradering. Vi har derfor ikke tatt med disse i beregningen.

På ledningssiden må vi bygge omtrent 75 km ledning som enten kan saneres eller beholdes slik den er dersom vi spenningsoppgraderer. I tillegg trenger vi en knytning mellom 300 kV og 420 kV i Ådal alternativt to ledninger hele veien fra Sogn til Ådal. Antakeligvis blir det da rimeligst å etablere et 300 kV anlegg i Ådal med to autotransformatorer.

Tabellen under oppsummerer hvilke anlegg en får i tillegg ved å utvikle et fremtidig nett i Stor-Oslo på 300 kV i stede for 420 kV. Totalt sett er ekstrakostnaden nesten 3 ganger så høy som besparelsen i stasjonene. Dersom forbruket øker mer enn i basisalternativet blir det behov for ytterligere transformatorer og flere km med ledning.

Tabell
Ekstrakostnader for 300 kV
i basisalternativet.

Komponent	Enheter
Hamang-Sylling 1	16,6 km luftledning
Ådal-Sogn	49,3 km luftledning
Røykås-Ulven	7,1 km luftledning
Ådal stasjon	2 autotransformatorer 7 felt
Sylling stasjon	3 autotransformatorer 6 felt
Frogner stasjon	2 autotransformatorer 4 felt
Hasle stasjon	1 autotransformator 2 felt

I tillegg til å være dyrere gir alternativet med 300 kV en rekke ulemper:

- Siden det kreves flere ledninger tar det opp mer areal og gir flere nærføringer
- Tapene i nettet går opp
- Magnetfeltet rundt ledningene går opp
- Nettet får mindre reservekapasitet og tåler dermed mindre forbruksvekst utover det vi har studert
- 420 kV er standarden hos alle leverandører og er det som bygges i resten av Europa og Norge. Anlegg på 420 kV gjør det dermed enklere med reservedeler, fremtidige reinvesteringer og drift.

Fordi et målnett med 300 kV både blir mer kostbart og ellers har en rekke ulemper sammenlignet med spenningsoppgradering har vi valgt ikke å gå videre med dette alternativet i alternativanalysen og den samfunnsøkonomiske analysen. Alternativet gir ikke fordeler på kostnadssiden, nyttesiden og langt mindre fleksibilitet enn spenningsoppgradering. Det er imidlertid slik at vi kommer til å fortsette å drive nettet på 300 kV i en overgangsfase slik som omtalt i nullalternativet og kapittelet om gjennomføringsstrategi.

8.3 Konsept 2. Bygge nye traséer eller kombinasjon av nye og eksisterende traséer

Dagens bebyggelse i Stor-Oslo er i stor grad tilpasset dagens trasévalg. Det vil være umulig å anlegge nye traséer uten å berøre tettbygde strøk. Et slikt konsept ville derfor ha store ulemper for mange, og møte stor motstand for de grupper som blir berørt. Konseptet har flere utfordringer:

- Etablering av nye traséer ville skapt store konflikter blant lokalbefolkningen.
- Konseptet er tidkrevende å gjennomføre, og det kan derfor tvinge frem tilleggsinvesteringer i dagens nett for å tilfredsstille behovet for kapasitet frem til det nye sentralnettet står ferdig.

Av hensyn til utfordringene med nye traséer og nærføringene, har Regjeringen i Stortingsmelding 14 (2011/2012) støttet spenningsoppgradering som virkemiddel for å øke kapasiteten i sentralnettet.

Dette konseptet ville kunne tilfredsstilt det prosjektutløsende behov samt effekt-mål og krav. Med føringene fra Stortingsmelding 14 (2011/2012), og utfordringene med et slikt konsept har ikke Statnett utredet dette konseptet nærmere. Det vil kreve utredninger av nye traséer som må involvere mange andre aktører. Da vil det være langt bedre å gjøre tilpasninger der utfordringene er størst i dagens nettstruktur. Som følge av de beskrevne ulempene med dette alternativet, samt føringene fra Stortingsmelding 14 (2011/2012), forkastes dette alternativet før alternativanalysen og den samfunnsøkonomiske analysen.





Alternativanalyse – Sentralnettet i Stor-Oslo i 2050

I dette kapitlet presenterer vi ulike alternativer til en fremtidig nettstruktur i Stor-Oslo. Det er disse alternativene som Statnett ser som realistiske på lang sikt. For alle alternativene er det i henhold til strategien for spenningsoppgradering lagt til grunn en gjennomgående oppgradering til 420 kV.

De ulike alternativene vi omtaler senere i dette kapitlet oppstår ved å kombinere valg i:

- Nordmarka
- Oslo øst og tilgrensede kommuner
- Mellom Oslo og Lillehammer
- Hallingdal

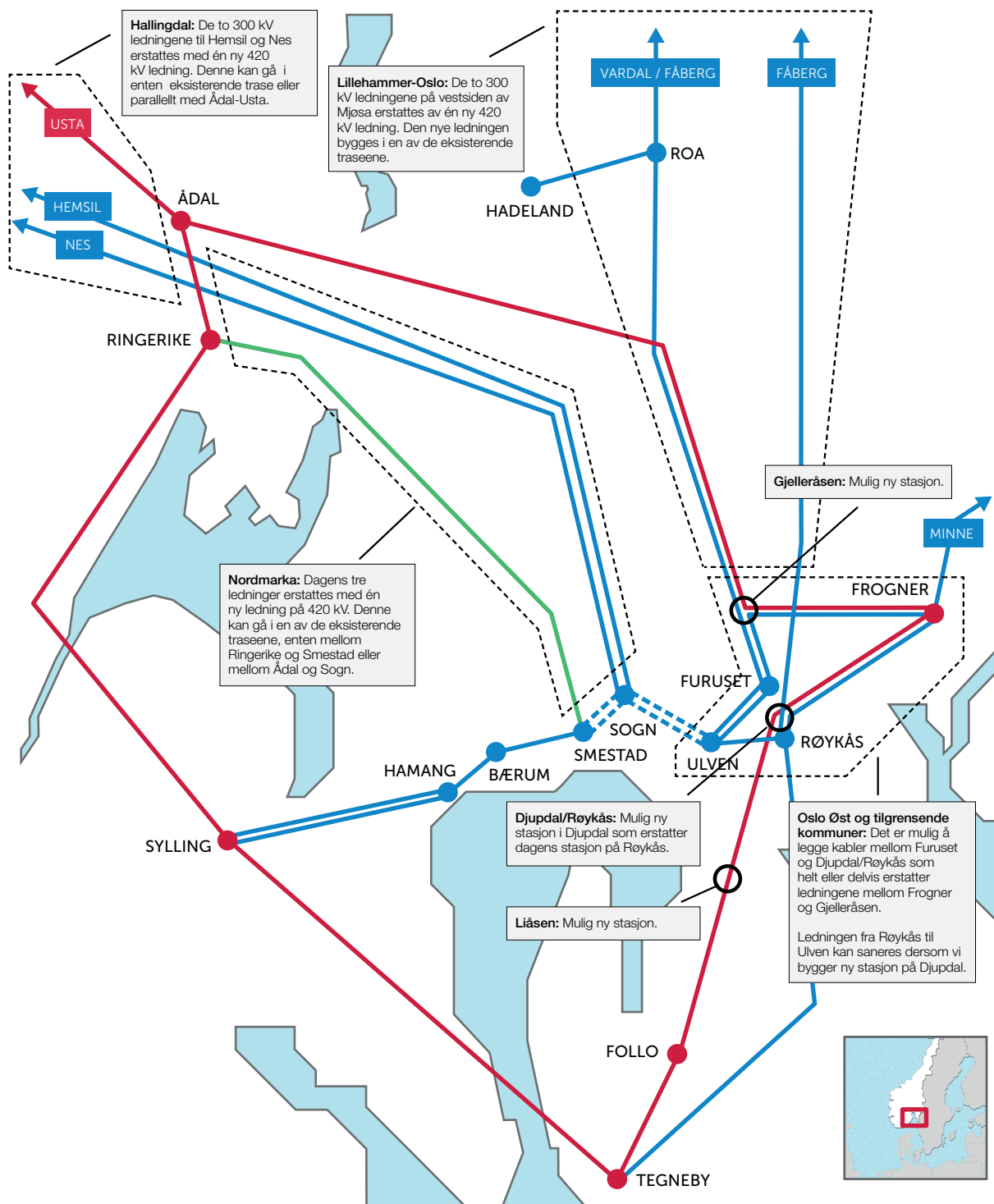
Figur 16 viser et skjematisk bilde av dagens nettstruktur med en kortfattet oppsummering av valgmulighetene i disse områdene. Det er i hovedsak bare i Nordmarka og i Oslo øst at valget vil ha betydning for systemløsningen. Videre i dette kapitlet går vi gjennom område for område og diskuterer system- og arealvirkninger.

I tillegg til å velge mellom ulike traséer og forbindelser vil det være en mulighet å benytte kabel på flere av strekningene i bynære strøk. Det er også mulig å utforme stasjonene enten som konvensjonelle luftisolerte anlegg, eller som kompakte gassisolerte anlegg (GIS). Valg av teknologi vil bli avgjort i konsesjonsfasen og er ikke en del av denne alternativanalysen. Vi har likevel valgt å presentere mulighetene som finnes. Disse er beskrevet i kapittel 9.10.

9.1 Hele nettet må oppgraderes for å realisere gevinstene

For å få et velfungerende kraftsystem og få et stort kapasitetsløft trenger vi en helhetlig oppgradering. Vi må oppgradere hele nettet for å ha mulighet til å gjøre en restrukturering og frigi noen traséer. Det er altså ikke mulig å oppgradere bare deler av nettet, for eksempel å oppgradere og fjerne ledninger i Nordmarka uten også å oppgradere i Oslo øst og tilgrensede kommuner.

Ved å oppgradere nettet i Stor-Oslo får vi betydelig mer kapasitet og bedre forsyningssikkerhet enn i dag. Dermed kan vi klare oss med noen færre forbindelser selv om forbruket vokser i henhold til det høye scenariet. De forbindelsene vi klarer oss uten kan vi imidlertid ikke sanere før sent i ombygningsfasen. Vi er avhengige av eksisterende forbindelser i byggeperioden for at forsyningssikkerheten skal være god nok inntil det nye sentralnettet er på plass. Flere av tiltakene vi skisserer vil tidligst ferdigstilles rundt 2030, og fjerning av flere ledninger vil derfor først kunne skje etter dette tidspunkt.



Figur 16

Skisse av nettet i Stor-Oslo der de viktigste valgmulighetene innenfor trasé og topologi er tegnet inn. Det er fire områder som peker seg ut med distinkte valgmuligheter: Hallingdalen, Nordmarka, Oslo Øst og tilgrensende kommuner samt området mellom Lillehammer og Oslo på vestsiden av Mjøsa.

9.2 Gjennomgående oppgradering til 420 kV er felles for alle alternativene

Dagens sentralnett i Oslo og Akershus består av en 420 kV-ring rundt Oslo. I tillegg går det 300 kV- forbindelser gjennom ringen fra Sylling i vest til Frogner i øst. Det går også 300 kV-ledninger mot Nesbyen og Lillehammer. Mellom Ringerike og Smestad går det en 132 kV-luftledning.

Alle alternativene baserer seg på en gjennomgående oppgradering av nettet i Stor-Oslo til 420 kV. Dette inkluderer blant annet at vi skifter ut anleggene i alle stasjonene fra Hamang i vest til Furuset i øst. I tillegg må vi rive og bygge nye forbindelser mellom disse stasjonene.

Fordi det gir en stor kapasitetsheving å oppgradere til 420 kV, trenger vi ikke å oppgradere alle forbindelsene. Det vi ikke oppgraderer til 420 kV kommer vi på sikt til å fjerne, eller drive på 132 kV, slik at 300 kV fases helt ut som spenningsnivå. Denne ombyggingen av nettet vil pågå over flere tiår.

9.3 Spenningsoppgradering gir et stort kapasitetssprang

Nesten alle forbindelsene på 300 kV i Stor-Oslo er simplex-ledninger som ikke kan oppgraderes. Disse forbindelsene må rives og erstattes med nye ledninger. Når Statnett gjør dette bygger vi nye forbindelser på 420 kV med triplex grackle tverrsnitt.

De nye ledningene har mye større overføringskapasitet enn de gamle ledningene, både fordi de kan drives på høyere spenningsnivå, men også fordi de har større strømstyrke. Totalt sett får vi dermed et stort kapasitetssprang hvis vi spenningsoppgraderer nettet i Stor-Oslo.

Eksempler på kapasitetsøkning med nye forbindelser

En ny 420 kV-forbindelse med triplex grackle ledertverrsnitt har termisk overføringsevne på minimum 3000 MW vinterstid. Til sammenligning har hver av de to 300 kV-ledningene inn til Sogn stasjon en termisk overføringsevne på ca. 590 MW.

Der det blir aktuelt med kabel vil også overføringskapasiteten øke betraktelig sammenlignet med dagens kabler. Med ulike tverrsnitt og forlegningsmåter kan termisk overføringsevne på et kabelsett (3 kabler) variere en god del. Vi regner imidlertid med at vi som minimum kan overføre rundt 1130 MW per kabelsett. Til sammenligning har dagens to kabelsett mellom Sogn og Smestad kapasitet på hhv. 300 og 540 MW.

9.4 Forbruksveksten har liten påvirkning på nettstrukturen

I 2050 er forskjellen mellom effektprognosen i høyt og lavt scenario på nesten 3000 MW. Dette representerer en betydelig usikkerhet sammenlignet med maksforbruket som i dag er ca. 4300 MW.

Selv om basisscenarioet er mer sannsynlig enn høy-scenarioet må vi ta høyde for usikkerheten i prognosen. Det er en viss sannsynlighet for at den høye prognosen slår til, og det må håndteres. Når vi planlegger neste generasjon sentralnett i Stor-Oslo må det altså være mulig å tilpasse dette systemet slik at det kan håndtere høy forbruksutvikling.

Utfordringen er derfor å planlegge et nett som er kostnadseffektivt, tilfredsstillende kravene til forsyningssikkerhet og samtidig tar høyde for usikkerheten i forbruksprognosene på en god måte.

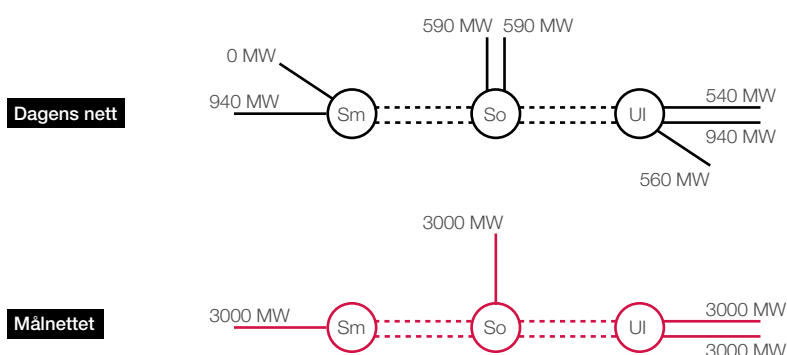
Det har imidlertid vist seg at kravene til forsyningssikkerhet i kombinasjon med kapasitetsspranget vi får med nye forbindelser gjør vi at må bygge omtrent den samme nettstrukturen uavhengig av hvilken forbruksprognose som slår til.

Årsaken er at vi i praksis må ha et visst antall forbindelser i nettet for å oppfylle kravene til forsyningssikkerhet - uavhengig av størrelsen på forbruket, og uavhengig av kapasiteten på forbindelsene. Inn til større stasjoner trenger vi for eksempel tre forbindelser, mens til mindre stasjoner der vi har et sterkt regionalnett kan vi klare oss med to forbindelser. Når alle disse forbindelsene er på 420 kV, og langt de fleste er luftledninger med ny triplex standard, får vi et stort kapasitetssprang og har mulighet til å dekke høy forbruksutvikling.

Et eksempel er strukturen inn til stasjonene i sentrum av Oslo: Smestad, Sogn og Ulven. Her er forbruket rundt 1800 MW, tilsvarende alt forbruket nord for Bodø. I dag går det 7 ledninger inn til dette området, hvorav en er ute av drift. I målnettet klarer vi oss med 4 av disse 7 ledningene, se Figur 17.

Figur 17

Figuren viser nettstrukturen i sentrum med kapasitet per forbindelse. Med målnettet må vi fortsatt ha forbindelser inn til byen fra vest, nord og øst. Hver forbindelse får imidlertid mye bedre kapasitet slik at forbruksveksten har liten betydning.



Alle ledningene inn til sentrum må bygges på nytt, og får da en kapasitet på ca. 3000 MW vinterstid. Selv med feil på to av forbindelsene har vi dermed god margin til å dekke forbruket i sentrum; om forbruket forblir 1800 MW eller vokser som i høyt forbruksscenario har lite å si.

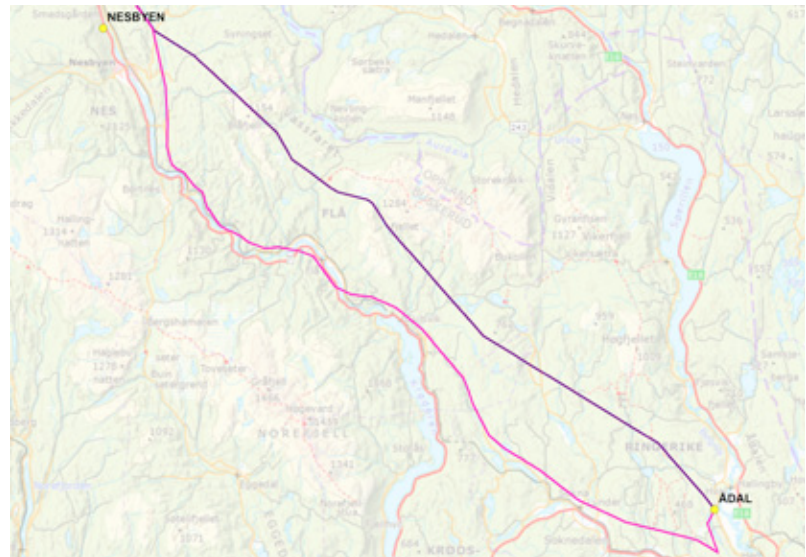
Vi får med andre ord tilstrekkelig kapasitet til å dekke høyt forbruk, selv om vi bare reinvesterer for å dekke lavt forbruk. Denne viktige konklusjonen kommer som en konsekvens av forutsetningene for analysen. Vi sier at vi har det samme målnettet uavhengig av forbruksprognose.

9.5 Hallingdal – to mulige traséer

Fra Nordmarka og videre opp gjennom Hallingdal går det i dag to eldre ledninger på 300 kV. I tillegg går det en 420 kV-ledning fra Ådal til Usta. I dag er det altså tre forbindelser gjennom Hallingdal. I fremtiden har vi behov for to 420 kV-forbindelser i samme område.

Figur 18

Kartet viser de to alternative traséene for en ny 420 kV-ledning i Hallingdalen som skal erstatte dagens to 300 kV-ledninger. Lengst nord går det en 420 kV markert med lilla, lenger sør går det to 300 kV ledninger markert med rosa.



9.5.1 Systemmessig konsekvenser og muligheter

I nettplan Stor-Oslos målnett er det behov for én ny 420 kV-ledning i tillegg til 420 kV-ledningen som går der i dag. Denne ledningen vil erstatte de to 300 kV-ledningene som går der i dag. Dette kan gjøres på to ulike måter:

- 1 bygge en ny ledning i traséen der de to 300 kV-ledningene går i dag, eller
- 2 søke konsesjon om å bygge en ny ledning parallelt med dagens 420 kV-ledning som går over fjellet.

Det har ingen betydning for kraftsystemet i hvilken trasé vi bygger. Det kan bli aktuelt å avslutte 420 kV-ledningen ved Nes kommune, og det vil da være behov for å etablere en ny stasjon i Nes. Lokalisering og teknisk løsning for denne stasjonen er ikke utarbeidet.

9.5.2 Arealmessige konsekvenser og muligheter

I dag går det tre kraftledninger gjennom Ringerike og videre gjennom kommunene Flå og Nes. De to 300 kV-ledningene fra Sogn går for det meste i bunnen av Hallingdal like ved riksvei 7 og Bergensbanen lenger nord. Disse ledningene berører derfor noe bebyggelse i blant annet lokalsamfunnene Sokna og Flå.

Den siste ledningen er en 420 kV-ledning. Denne ledningen går lenger øst og oppe på fjellet, og berører derfor ikke bebyggelse med unntak av enkelte hytter. Fra Ådal går traséen gjennom skogsområder i Ringerike kommune, og deretter inn i Flå kommune hvor ledningen fortsetter opp mot Sørbølfjellet. Nord for ledningen ligger Vassfaret og Vidalen landskapsvernområde, og helt nord i Flå kommune ligger grensen for verneområdet et kort stykke helt inntil lednings-traséen.

Valget står mellom to ulike traséer med ulike typer miljøpåvirkning. Dette har ingen innvirkning systemteknisk.

- Dersom det bygges en ny ledning parallelt med dagens 420 kV på fjellet vil inngrepet i fjellområdene bli noe større. Fordelen vil derimot være at man får sanert begge 300 kV-ledningene i dalbunnen, og dermed frigjør traséene.
- Dersom man velger å bygge en ny 420 kV-ledning i dalbunnen til erstatning for de to ledningene 300 kV-ledningene vil man få et mindre visuelt inntrykk av ledningene i dalbunnen. Ulempen er at ingen av traséene frigjøres helt.

9.6 Nordmarka: Ringerike-Smestad eller Ådal-Sogn

Gjennom kjernen av Nordmarka og inn til Oslo går det i dag tre forbindelser:

- 300 kV Nes-Sogn
- 300 kV Hemsil-Sogn
- 132 kV Ringerike-Smestad

I målnettet foreslår vi å erstatte disse tre forbindelsene med én ny 420 kV-ledning. Denne kan enten:

- gå i traséen fra Ringerike til Smestad, eller
- gå mellom Ådal og Sogn der de to 300 kV-forbindelsene i dag går i parallell.

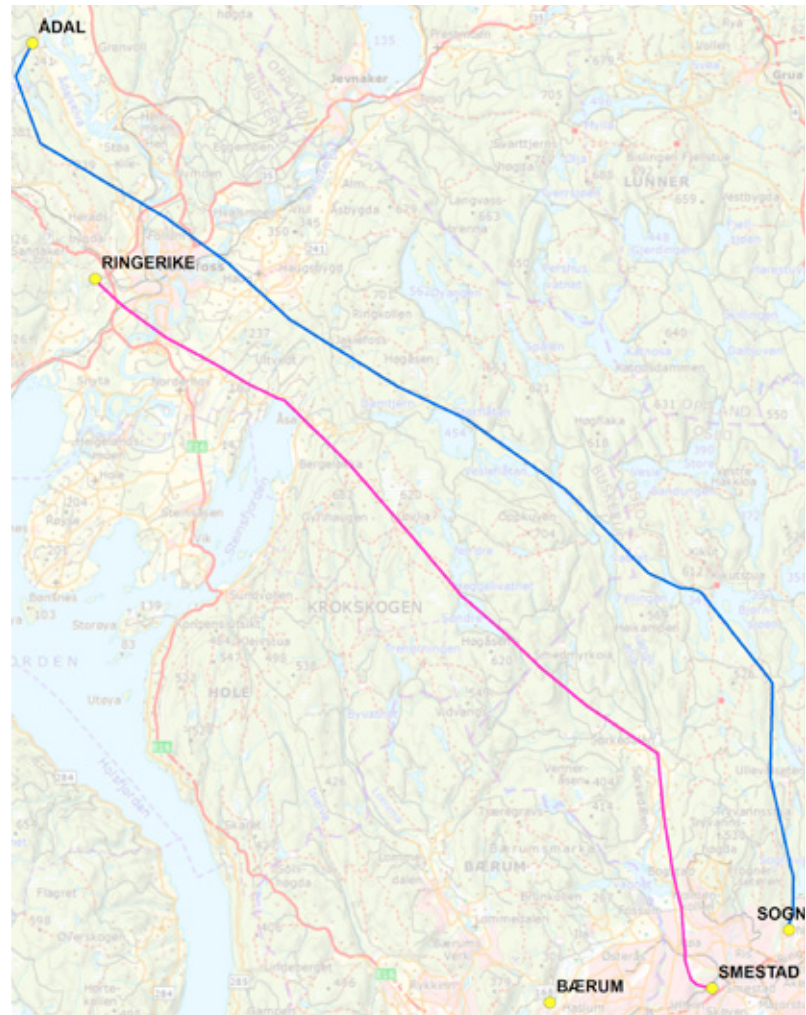
9.6.1 Systemmessige konsekvenser og muligheter

Dagens ledning fra Smestad i Oslo går gjennom Sørkedalen og Krokskogen, og videre til Ringerike transformatorstasjon i Ringerike kommune. De to parallelle kraftledningene fra Sogn i Oslo går gjennom Nordmarka til Ringerike kommune og videre opp gjennom Hallingdal. De passerer nærme Ådal stasjon hvor en eventuell ny ledning i denne traséen skal gå innom.

Vi kan redusere antallet forbindelser gjennom Nordmarka

En ny forbindelse på 420 kV gir stor kapasitetsøkning i forhold til de eksisterende forbindelsene gjennom Nordmarka. Vi har derfor mulighet til å redusere antallet forbindelser fra tre til én. En ny 420 kV-ledning vil gi opp mot 3000 MW kapasitet. De eksisterende ledningene inn til Sogn har hver for seg en kapasitet på rundt

Figur 19
Kartet viser de to traséene gjennom Nordmarka, Ringerike-Smestad markert med rosa, og Ådal-Sogn markert med blått.



590 MW. Ledningen mellom Ringerike og Smestad er en reserveforbindelse som ikke er i drift i dag.

Det er ikke mulig å ta bort alle forbindelsene gjennom Nordmarka uten å legge en tilsvarende sterk forbindelse fra Ringerike eller Ådal og inn til sentrum. Siden vi ikke har ledningstraséer andre steder krever det enten en svært dyr kabeløsning, eller luftledninger i nye og mye lengre traséer. Vår vurdering er at en luftledning i eksisterende trasé er et langt bedre alternativ.

Ringerike-Smestad er enklere å bygge om

Siden Ringerike-Smestad for tiden er i reserve, og har liten kapasitet, vil konsekvensen ved å ta denne ut av drift i ombyggingsperioden være liten sammenlignet med ledningene fra Ådal - Sogn. Det vil i større grad påvirke driften i systemet.

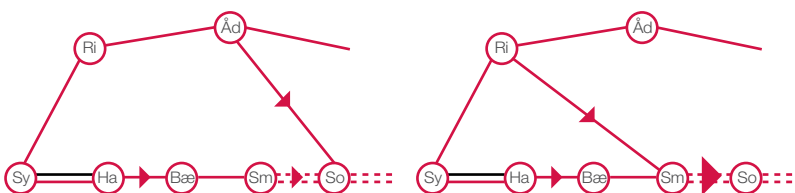
For Ådal-Sogn blir ombygningsperioden mer komplisert. Her må vi koble ut den ene av de to forbindelsene mens vi bygger. Den parallelle forbindelsen vil stort sett være i drift, men det blir trolig behov for å koble ut denne også under deler av arbeidet. Begge disse ledningene er nødvendige for å forsyne forbruket i Oslo på vinterstid. Det vil derfor være nødvendig å bygge ut denne forbindelsen etappevis over flere sommersesonger.

Med Ringerike-Smestad trenger vi større kapasitet på kabelforbindelsen Smestad-Sogn

Den største systemmessige forskjellen mellom Ringerike-Smestad og Ådal-Sogn er at det blir behov for større kapasitet på kablene mellom Smestad og Sogn ved å legge ledningen til Smestad. Årsaken er at det i all hovedsak er en østgående flyt gjennom systemet. Når tverrforbindelsen inn til Oslo kommer inn vest for kablene Smestad-Sogn blir disse belastet mer ved en østgående flyt.

Figur 20

Ved å gå til Smestad med ledningen gjennom Nordmarka blir belastningen på kabelsettet mellom Smestad og Sogn større enn om vi går til Sogn. Pilene illustrerer kraftflyten på ledningene.



Ved høy forbruksvekst kan det bli behov for tre kabelsett på denne strekningen. I de økonomiske beregningene har vi lagt til grunn at det på ti års sikt blir behov for et tredje kabelsett mellom Smestad og Sogn i alternativene med Ringerike-Smestad. I alternativet med Ådal-Sogn er det lagt til grunn to kabelsett.

9.6.2 Arealmessige konsekvenser og muligheter

Ringerike - Smestad berører flest boliger

Ledningen Ringerike-Smestad ble bygget i 1928, og går fra Montebello i Oslo og deretter gjennom Mærradalen før den passerer Bogstad. Det går turveier gjennom hele Mærradalen, og det er et mye brukt rekreasjonsområde.

Ved innføringen til Smestad og ved Bogstad går ledningen tett på boliger, og det må vurderes om det er nødvendig å justere traséen ved Bogstad for å komme forbi tettbebyggelse. Også i den andre enden av ledningen, i Ringerike kommune, går traséen tett på boligområder. Dette gjelder spesielt ved Tolpinrud og ved Ringerike Sykehus, og ved passering Steinsfjorden. I dette området vil vi derfor også se på muligheten for en alternativ trasé.

Etter Bogstad går ledningen gjennom Sørkedalen i mindre bebygde områder med utmark og dyrka mark. Deretter fortsetter den gjennom Nordmarka og passerer mye brukte områder for friluftsliv, blant annet ved Heggelivann i Ringerike kommune og videre gjennom Krokskogen forbi Løvli. Videre fortsetter den gjennom jordbruksområder og boligområder frem til Ringerike stasjon.

I Ringerike kommune berører ledningen også et viktig våtmarksområde ved Steinsfjorden. Strekningen mellom Ulltvedt og Ringerike trafo brukes i dag av Buskerud-nett, og denne delen av ledningen kan derfor bli stående selv om resten av ledningen skulle bli besluttet fjernet.

En ny 420 kV- ledning mellom Ringerike og Smestad vil se annerledes ut enn dagens ledning. Bildene under viser dagens mast ved Heggelivann og hvordan en fremtidig mast vil kunne komme til å se ut.

Figur 21
Ledningen Ringerike-Smestad, ved Heggelivann. Bildet under viser hvordan en eventuell ny ledning kan komme til å se ut, bildet over viser situasjonen i dag.



Områdene som blir frigjort dersom vi ikke skal bygge en ny ledning i traséen mellom Ringerike og Smestad vil for det meste være områder i Marka, friområder utenfor markagrensen, noen jordbruksområder og noe vil være i boligområder der det kan frigjøres tomter for nye boliger. Totalt sett bor det nesten 5000 mennesker i nærheten av denne ledningstraséen. I ledningstraséen fra Sogn bor mindre enn tusen. Dette viser at nærføringsproblematikken er større i alternativet langs traséen mellom Ringerike og Smestad enn mellom Sogn og Ådal.

Ådal - Sogn passerer friluftsområder som Sognsvann og Kikut

Ledningene fra Sogn transformatorstasjon går på vestsiden av Idrettshøyskolen og Sognsvann, og videre nordover forbi Ullevålseter og opp Bjørnsjøhelvete. Ledningen går i skogsterreng som gjør den mindre synlig, men ryddebeltet er bredt og synes svært godt noen steder.

De to ledningene går forbi kjente og mye brukte friluftsområder som området mellom Sognsvann og Kikut.

Figur 22

Ledningene fra Sogn i Oslo. Bildet under viser hvordan det kan komme til å se ut like sør for Sognsvann dersom det bygges en ny ledning til erstatning for de gamle ledningene.



Figur 23
Kartet viser to mulig traséer mellom Oslo og Lillehammer. Den mørke lilla streken viser traséen til den eldste ledningen som går innom Vardal og Roa.



Dersom man i fremtiden velger å bygge en ny ledning i denne traséen, vil traséen bli betydelig smalere. Dagens ryddebelte på om lag 75 meter vil bli redusert til ca. 40 meter. To parallelle master vil bli erstattet med én mast. Dette gjør at inngrepet i naturen blir mindre synlig og dominerende.

Ledningene går også forbi mye brukte friluftsområder i Ringerike kommune, og fortsetter til jordbruksområder ved Klekken. Ved Follum fabrikker og ved steinbruddet ved Begnamoen kan det være noen fremtidige utfordringer knyttet til arealbruk som må tas hensyn til dersom det skal bygges en ny ledning i traséen. Nordøst for Begnamoen krysser de to ledningene fra Sogn ledningen Ådal-Ringerike. En ny ledning vil gå parallelt med denne ledningen frem til Ådal stasjon.

Svært positivt for arealbruk, landskap og friluftsliv i Nordmarka

Hovedforskjellen knyttet til arealbruk og lokalmiljø for de to alternativene er at traséen mellom Ringerike og Smestad berører boligområder i mye større grad enn traséen mellom Sogn og Ådal. 32 kilometer av traséen mellom Sogn og Ådal går innenfor markagrensen, mens 22 kilometer av traséen mellom Smestad og Ringerike går i marka. De to traséene berører også ulike deler av Nordmarka, og områder med ulik verdi for naturmiljø og friluftsliv.

Når en ny ledning kan erstatte de tre eksisterende ledningene, vil det ha svært positive effekter for naturmiljø, landskap og friluftsliv i Nordmarka.

9.7 Lillehammer – Oslo, trasévalg og sluttspunkt

Fra Lillehammer til Oslo går det i dag to 300 kV-ledninger på vestsiden av Mjøsa. Vi forslår å erstatte disse to forbindelsene med én ny 420 kV-ledning. Dermed har vi frihet til å velge i hvilken av dagens to traséer vi bygger.

I tillegg til å velge trasé, kan vi velge til hvilken stasjon i Oslo ledningen skal gå. Her står valget mellom stasjonene Furuset, Ulven og Røykås eller til mulige nye stasjoner på Gjelleråsen og i Djupdal.

9.7.1 Systemmessige konsekvenser og muligheter

På samme måte som gjennom Nordmarka kan én ny 420 kV-ledning erstatte to gamle 300 kV- forbindelser på denne strekningen. Det er ikke et alternativ å ta bort begge forbindelsene da det ligger stasjoner på Hadeland (Roa) og Gjøvik (Vardal) som må ha forsyning fra sentralnettet.

Ledningene må oppgraderes fordi de er gamle og har dårlig tilstand

Vi trenger en ny ledning på vestsiden av Mjøsa fordi den eldste av de to eksisterende ledningene, Ulven-Roa-Vardal-Fåberg, er gammel og har dårlig tilstand. Denne er fra 1953, og er bygget med betongmaster. Det er også tidvis flaskehals i denne delen av nettet. En ny 420 kV vil fjerne disse begrensningene.

For å drive forbindelsen på 420 kV må vi etablere transformering mellom 300 kV og 420 kV i Fåberg stasjon i Lillehammer.

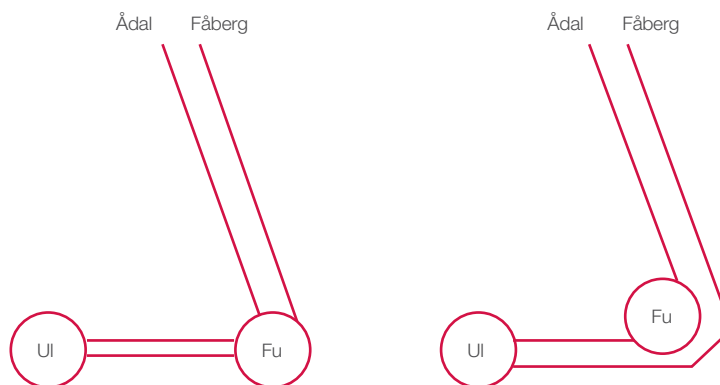
Ledningen kan avsluttes i en av flere stasjoner i Oslo

I Oslo kan ledningen avsluttes i flere stasjoner. Her står valget mellom stasjonene Furuset, Ulven og Røykås eller til mulige nye stasjoner på Gjelleråsen og i Djupdal. Det er ingen avgjørende forsyningsmessige argumenter som taler for den ene eller andre muligheten.

Dersom ledningen skal ha sluttspunkt i Ulven betyr det i praksis både samme trasé og samme antallet ledninger som om ledningen går til Furuset. Den eneste forskjellen er at den ene forbindelsen blir lagt utenom Furuset stasjon slik at vi sparer to bryterfelt, se Figur 24.

Figur 24

Dersom ledningen har sluttspunkt i Ulven går den forbi Furuset.



9.7.2 Arealmessige konsekvenser og muligheter

Ulven-Roa-Vardal-Fåberg berører mer bebyggelse

Ulven-Roa-Vardal-Fåberg er den eldste av dagens to 300 kV-ledninger på vestsiden av Mjøsa, og ble bygget i 1953. Den er ikke bygget med fagverksmaster slik de fleste kraftledninger på de høyeste spenningsnivåene er, men mastene er laget av betong. På bildet under vises en av betongmastene (til venstre) og en fagverksmast fra ledningen Sylling-Hamang som er bygget for 420 kV.

Skal en ny ledning bygges i denne traséen vil det høyst sannsynlig bli en ledning med 420 kV fagverksmaster. En slik ledning vil være en del mer dominerende enn de gamle betongmastene.

Ledningstraséene varierer mellom skogsterreng og jordbruksområder, og i Gran og Lunner kommune går ledningen ned i bygda og berører områder med bebyggelse. Det samme gjelder lenger nord i Vestre Toten kommune, der ledninger blant annet går i utkanten av Raufoss gjennom boligområder.

Figur 25

Betongmast (300 kV simplex) til venstre og fagverksmast (420 kV triplex) til høyre. Foto: Widenoja



Røykås-Fåberg går ikke innom eksisterende stasjoner

Røykås-Fåberg er bygget senere, i 1963, og går generelt sett lenger fra bebyggelse enn den andre ledningen. Ledningen går for det meste gjennom natur og utmarksområder. Ser vi på analysene for de to ledningene helt fra startpunkt til endepunkt berører Røykås-Fåberg færre mennesker, mindre dyrka mark og større skogarealer enn Ulven-Fåberg. Foreløpige signaler fra kommuner vi har vært i kontakt med tyder på at man ønsker å beholde traséen Røykås – Fåberg.

Ulempen ved å velge å bygge ny ledning i Røykås-Fåberg traséen og fjerne Ulven-Fåberg, er at det ligger to transformerings-/koplingspunkter langs den sistnevnte ledningen. Et på Hadeland som vi kaller Roa og et lenger nord som heter Vardal. Det blir derfor behov for å bygge nye ledninger som forbinder disse punktetene med traséen der den nye ledningen skal bygges. I tillegg til nye ledninger må det etableres transformatorstasjoner på to nye steder, til erstatning for dagens stasjoner på Roa og Vardal. Ledningene fra Roa og Vardal og inn til punktene for transformering på strekningen Røykås-Fåberg blir relativt korte forbindelser på 132 kV. På dette spenningsnivået kan det bygges ledninger som er smalere og lavere enn på 420 kV.

I alle alternativer har vi tatt utgangspunkt i at de to 300 kV-ledningene som i dag går inn til stasjonene i Ulven og Røykås fra Fåberg erstattes med én ny 420 kV-forbindelse. Som omtalt over kan denne ledningen ha slutt punkt i Furuset, Ulven og Røykås, eller til mulige nye stasjoner på Gjelleråsen og i Djupdal. Selv om ledningen kan avsluttes i alle disse forskjellige stasjonene, vil miljø- og arealgevinstene i all hovedsak være knyttet til hvilken trasé man velger å videreføre videre nordover.

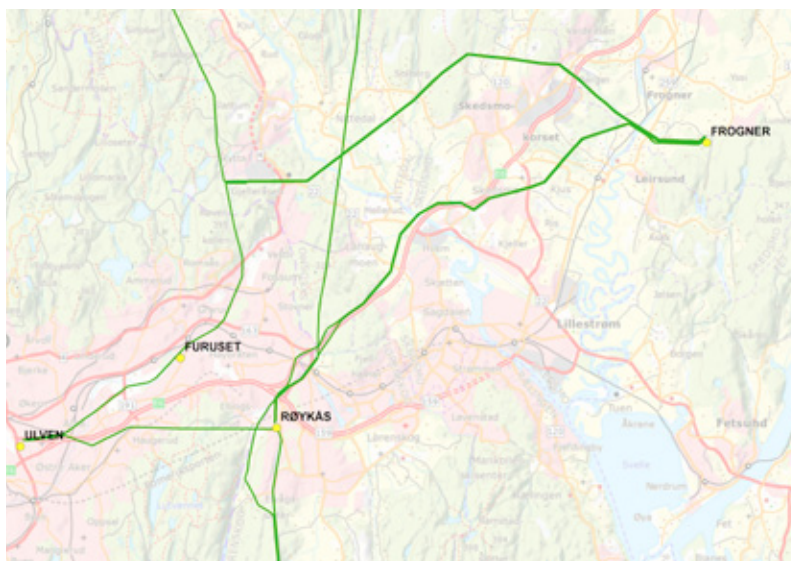
9.8 Oslo øst og tilgrensede kommuner

Øst for Ulven er bildet mer komplekst. Det går mange ledninger i dette området, og det er større muligheter for restrukturering her enn ellers i Stor-Oslo. Vi presenterer her fire nye systemløsninger for denne delen av nettet:

Alternativ 0+ øst

Dette alternativet ligner på dagens struktur. Vi beholder sentralnetts-anlegget på Røykås og ledningen Røykås-Ulven.

Ledningen fra Lillehammer kommer som i dag inn til Røykås stasjon.



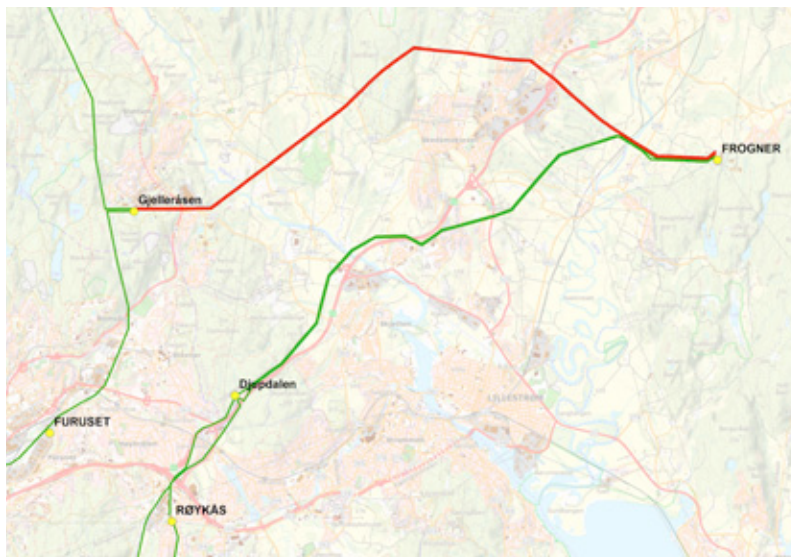
Alternativ 1 øst

I dette alternativet er det en ny stasjon på Gjelleråsen og en på Djupdal.

Hovedforsyningen til stasjonene øst i nettet går nå via den eksisterende dobbeltkurs-ledningene mellom Gjelleråsen og Frogner.

Forbindelsen fra Lillehammer kommer inn parallelt med ledningen fra Ådal til Gjelleråsen.

Som i alle de andre alternativene bortsett fra 0 kan vi rive Røykås-Ulven.



Alternativ 2 øst

I dette alternativet er det en ny stasjon på Djupdal.

Hovedforsyningen til stasjonene øst i nettet går nå via to kabler mellom Furuset og Djupdal.

Forbindelsen fra Lillehammer kommer inn parallelt med ledningen fra Ådal til Furuset.

Som i alle de andre alternativene bortsett fra 0 kan vi rive Røykås-Ulven.



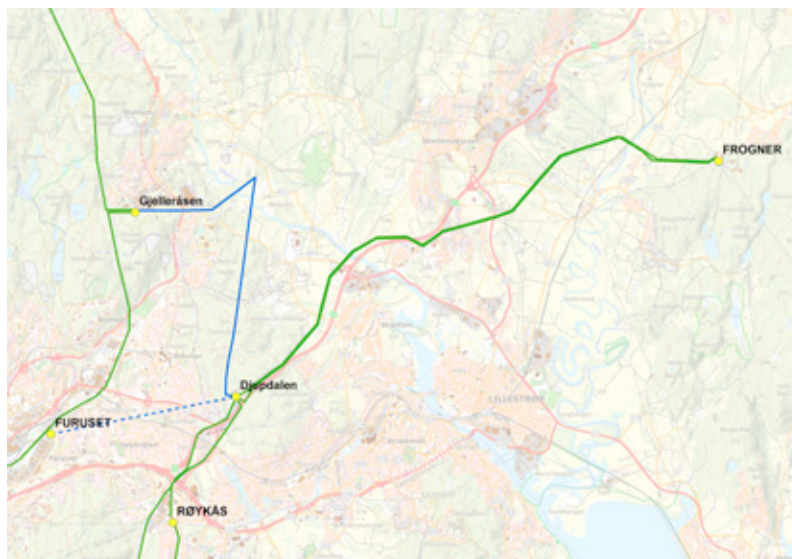
Alternativ 3 øst

I dette alternativet er det en ny stasjon på Gjelleråsen og en på Djupdal.

Hovedforsyningen til stasjonene øst i nettet går nå via ett kabelsett mellom Furuset og Djupdal og via en luftledning fra Gjelleråsen til Djupdalen.

Forbindelsen fra Lillehammer kommer inn parallelt med ledningen fra Ådal til Furuset.

Som i alle de andre alternativene bortsett fra 0 kan vi rive Røykås-Ulven.



9.8.1 Nye stasjoner på Djupdal og Gjelleråsen

Potensialet for restrukturering av nettet og frigjøring av arealer betinger at det opprettes nye stasjoner. Med nye stasjoner på Djupdal og eventuelt Gjelleråsen vil vi kunne frigjøre store arealer i Oslo øst og tilgrensende kommuner uten å bygge nye traséer. Uten en ny stasjon på Djupdal vil mulighetene begrenses til det som skisseres i null+ alternativet.

Djupdal stasjon er nøkkelen til oppgradering i øst

Nøkkelen til restrukturering og oppgradering i dette området er en ny stasjon i Djupdal til erstatning for sentralnettsanlegget på Røykås. Dagens stasjon på Røykås ligger tett inn på bebyggelse og næringsvirksomhet. Det er press på arealene, og en utvidelse eller ombygging av Røykås stasjon vurderes å være problematisk.

En ny stasjon her gjør at vi kan legge 420 kV-ledningen mellom Frogner og Follo innom Djupdal. Dette er ikke mulig i Røykås uten vesentlige ulemper: Blant annet må deler av Frogner-Follo legges i kabel for å komme inn til Røykås. Det krever dominerende muffehus i overgangene mellom kabel og luftledning. I tillegg må Røykås bygges om til et SF6-anlegg (gassisolert anlegg) for å få plass på eksisterende tomt.

Konkret vil Djupdal stasjon dekke transformering fra 420 kV ned til 132 kV, mens Røykås vil bestå som et mye mindre SF6 132 kV anlegg og transformering til dagens 48 kV regionalnett. Mellom stasjonen vil vi ha forbindelser på 132 kV, enten ved å bruke eksisterende 300 kV luftledningen nedgradert til 132 kV eller ved å legge 132 kV kabler.

Området vi har vurdert som en mulig plassering av Djupdal stasjon ligger i Skedsmo kommune. Denne stasjonen vil ligge innenfor markagrensen, men så tett inntil E6 at støy og forurensing gjør det til et lite brukt område til rekreasjon. Likevel er det et inngrep å bygge en transformatorstasjon her. En stasjon på dette spenningsnivået vil ta stor plass, om lag 200 ganger 250 meter dersom den utformes som konvensjonelt anlegg, og den blir synlig fra E6. Stasjonen vil ikke ligge nær et boligområde.

Gjelleråsen stasjon

Gjelleråsen stasjon inngår i noen av nettalternativene, og utformingen kan variere fra et koblingsanlegg til en full stasjon med nedtransformering.

Gjelleråsen stasjon vil ligge i Nittedal kommune. Langs eksisterende trasé har vi utredet flere plasseringer for en mulig stasjon. Det er mest gunstig at stasjonen plasseres så nært som mulig det punktet der ledningene på Gjelleråsen møtes, men samtidig at det er avstand til boligene ved Skyttaputten. Øst for Skyttaputten ligger et industriområde mellom bebyggelsen og kraftledningene. Kraftledningene danner her grensen mot marka. Dette området er mye brukt til friluftsliv og det går en lysløype der. Det er viktig å finne en plassering som i minst mulig grad synes fra lysløypen, eller fra andre steder der folk ferdes i området. Stasjonen vil ikke ligge nær et boligområde.

9.8.2 Restrukturering gir positive effekter for arealbruk og lokalmiljø

Groruddalen i Oslo kommune og omkringliggende kommuner berøres i dag av et kraftledningsnett som båndlegger store arealer. Av historiske grunner går det mange ledninger på kryss og tvers mellom transformatorstasjonene i området. I dette området har vi kommet frem til tre alternative løsninger i tillegg til null+ alternativet. Null+ alternativet har en struktur som ligner dagens nett, men de tre andre alternativene bidrar til større endringer. Disse alternativene vil på ulike måter kunne bidra til restruktureringer som vil ha positive effekter for lokalmiljøet og arealbruksmulighetene i området. Men det vil fremdeles være behov for forbindelser i sentrale deler av Groruddalen, i denne fasen av prosjektet vil det ikke bli tatt stilling til om forbindelser i sentrale strøk vil bli bygget som luftledning eller kabel.

Røykås transformatorstasjon ligger på toppen av en kulle, slik at den er svært synlig. I tillegg er den delvis omgitt av boligområder. Beliggenheten gjør at det vil være svært vanskelig å oppgradere Røykås til et luftisolert anlegg på 420 kV. Et mer kompakt SF6-anlegg vil derimot være mulig, men det vil likevel være problematisk med innføring av ledninger inn til stasjonen som omtalt over. En ny stasjon i Djupdal gjør det mulig å bygge om Røykås stasjon til et lavere spenningsnivå. Det vil gjøre anlegget mye mindre plasskrevende og synlig. Det vil blant annet kunne frigjøres tomter til boliger fra dagens stasjonsområde.

En ny stasjon i Djupdal vil også gjøre det mulig å fjerne ledningen mellom Ulven og Røykås. Denne ledningen er en spesielt problematisk forbindelse fordi den går svært tett inn på eksisterende bebyggelse på Trosterud. Denne ledningen kan potensielt fjernes i alle alternativer med unntak av null+ alternativet. Figur 26 viser et eksempel i et boligområde på Trosterud hvor denne ledningen er fjernet.

Figur 26

Bildet øverst viser kraftledningen som går tett ved bebyggelsen på Trosterud i Oslo. Bildet under viser en fotomontasje dersom ledningen mellom Ulven og Røykås fjernes.



Ledningen går også gjennom Breivoll-området der Oslo kommune jobber med byutvikling. Videre går den gjennom boligområder på Ellingsrud og i Lørenskog ved innføringen til Røykås stasjon. Til sammen bor over 4 000 mennesker i nærheten av denne ledningen. I tillegg går ledningen gjennom marka og områder med lysløyper og turveier. Det vil derfor ha mange positive effekter for lokalmiljø og arealbruk i området dersom denne ledningen fjernes.

En annen positiv effekt av å etablere Djupdal stasjon er at de to 300 kV-ledningene som i dag går fra området ved Djupdalen til Røykås kan nedgraderes til 132 kV. Ledninger på 132 kV er både enklere og billigere å kable, og det kan åpne seg muligheter for endret arealbruk også i dette området. Dette kan bidra positivt både ved Ødegården, som utvikles til et nytt stort boligområde i Lørenskog. Videre kan det være positivt for Visperud der det i dag er et attraktivt næringsområde.

9.8.3 Vi trenger to vest-øst forbindelser til Frogner og Djupdal

I tillegg til null+ alternativet, der vi beholder Røykås stasjon og forbindelsen Røykås-Ulven, har vi satt sammen tre alternativer i øst. Alle disse tre alternativene krever at vi bygger Djupdal stasjon og legger ledningen Frogner-Follo innom stasjonen i Djupdal.

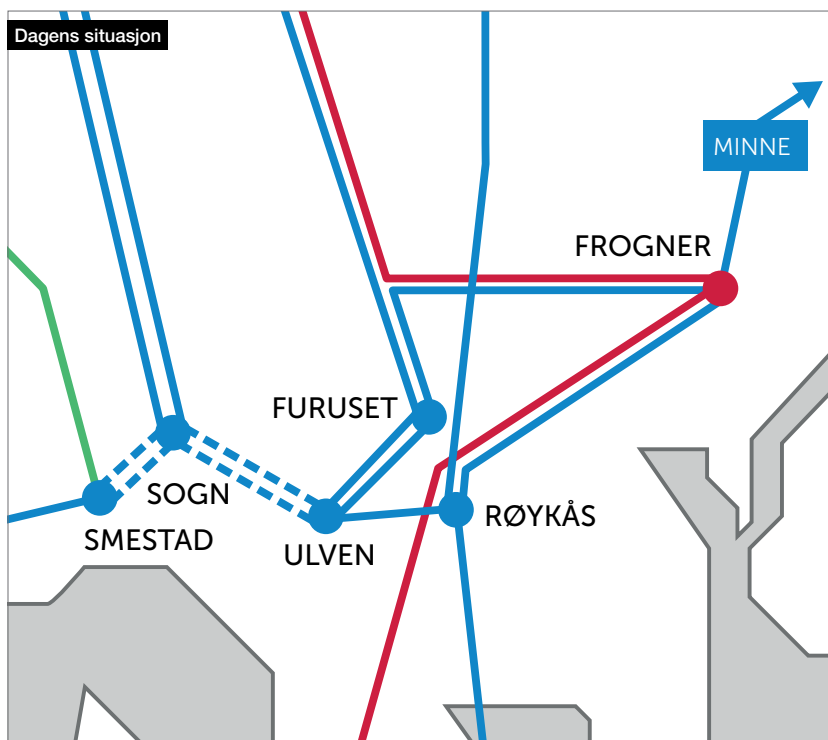
Med Frogner-Follo innom Djupdal har vi tresidig forsyning til Djupdal, og kan dermed fjerne Røykås-Ulven. Når vi fjerner Røykås-Ulven tar vi bort en vest-øst forbindelse. For å ha tilstrekkelig forsyningsikkerhet må vi beholde to vest-øst forbindelser til stasjonene lengst øst i systemet: Frogner og Djupdal. Med Djupdal stasjon har vi skissert tre muligheter for å oppnå dette:

- 1 Stasjon på Gjelleråsen og bruk av den eksisterende dobbeltkursen Gjelleråsen-Frogner
- 2 To kabelsett mellom Furuset og Djupdal
- 3 Stasjon på Gjelleråsen, ett kabelsett Furuset-Djupdal og luftledning Gjelleråsen-Djupdal

I null+ alternativet utgjør forbindelsene Frogner-Furuset og Røykås-Ulven de to vest-øst forbindelsene. Figur 27 illustrerer alternativene i Oslo øst der vest-øst forbindelsene er merket med rødt.

Figur 27

Dagens situasjon og alternative strukturer i Oslo Øst og tilgrensende kommuner.



Alt. 0+

Null+ alternativet er uten ny stasjon i Djupdal og ligner mest på dagens struktur.

Alt. 1

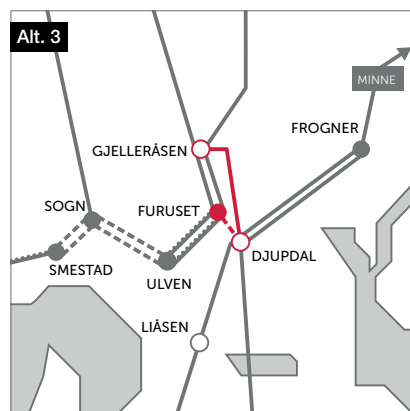
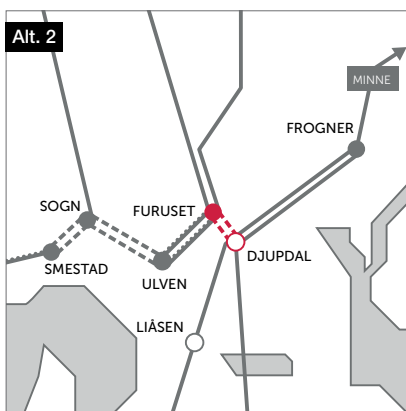
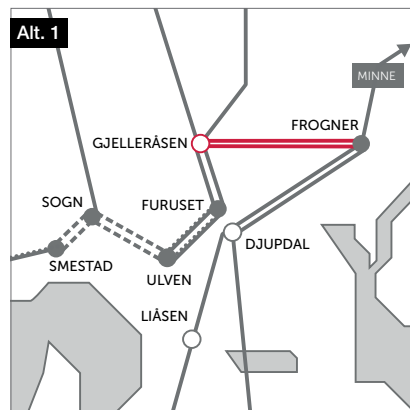
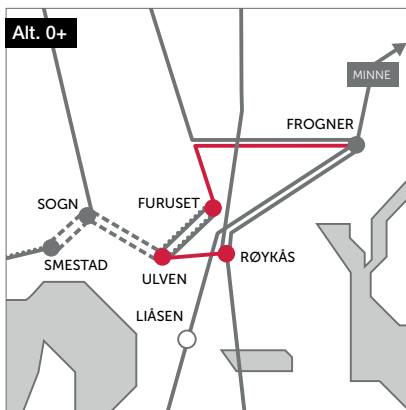
Nye stasjoner i Djupdal og på Gjelleråsen gjør at vi kan fjerne Røykås-Ulven, og ellers basere oss på eksisterende luftledningstraséer.

Alt. 2

Vi kan kable mellom Furuset og Djupdal for å fjerne luftledningen mellom Gjelleråsen og Frogner.

Alt. 3

Vi kan legge ledningen fra Fåberg til Djupdal. Ved å gå innom en stasjon på Gjelleråsen kan vi også spare et kabelsett.



Beholde Ulven-Røykås (0 +)

Null+ alternativet (0+) i figur 27 er den eneste løsningen uten en ny stasjon i Djupdal. Fordi vi ikke kan ha ensidig forsyning av Røykås på sentralnettsnivå må vi beholde Røykås-Ulven. Dermed er valgmulighetene relativt låst, og vi får en struktur som ligner på dagens.

Null+ alternativet tar utgangspunkt i at eksisterende ledninger og stasjoner skiftes ut, eller oppgraderes til 420 kV når dette blir nødvendig på grunn av tilstand eller alder. Vi legger til grunn eksisterende reinvesteringsplaner for ledningsnettet i dette området. Oppgraderinger gjøres uten å vurdere nye stasjoner og alternativ bruk av traséer.

Null+ alternativet ligner på dagens struktur og vil ikke bidra til å løse flere av utfordringene som er knyttet til arealsituasjonen i Groruddalen og kommunene øst for Oslo.

Stasjon på Gjelleråsen, og sanering av to ledningstraséer (1)

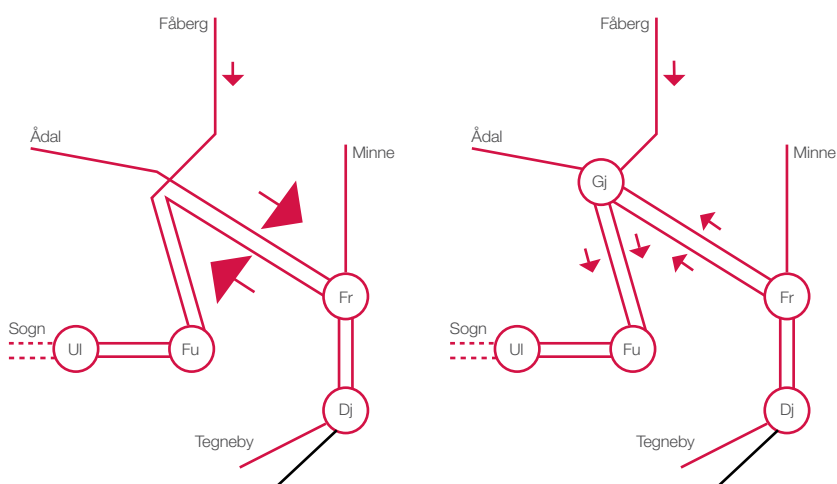
I strukturen merket med (1) i figur 27 har vi stasjonen på Djupdal og har fjernet Røykås-Ulven. For å sikre god nok vest-øst forbindelse benytter vi forbindelsene mellom Gjelleråsen og Frogner. Dette har også den fordelen at disse forbindelsene allerede er gjort klare for 420 kV.

Systemmessige konsekvenser og muligheter

For at denne løsningen skal fungere tilfredsstillende er det nødvendig med en stasjon, eller som minimum et koblingsanlegg på Gjelleråsen. Funksjonen til denne stasjonen er at vi kan utnytte ledningene Frogner-Gjelleråsen-Furuset bedre. Vi får i praksis dobbelt så høy kapasitet på disse forbindelsene fordi strømmen kan flyte i samme retning på begge ledningene enn alternativet med å gå fra Ådal til Frogner og så tilbake til Furuset. Denne effekten er illustrert i Figur 28.

Figur 28

Med en stasjon på Gjelleråsen får vi bedre flytfordeling mellom Frogner, Gjelleråsen og Furuset.



Arealmessige konsekvenser og muligheter

De arealmessige konsekvensene av stasjon på Gjelleråsen, samt fjerning av ledningstraséen mellom Røykås og Ulven er beskrevet tidligere.

I tillegg oppnår vi at det ikke er behov for en forbindelse mellom Gjelleråsen og Djupdal, der dagens ledning mellom Fåberg og Røykås går i dag. Traséen er ca. 5 kilometer, og hoveddelen ligger innenfor markagrensen.

Kabler mellom Furuset og Djupdal, og fjerning av tre ledningstraséer (2)

I strukturen merket med (2) i figur 27 har vi erstattet luftledningene mellom Gjelleråsen og Frogner (15 km) med to kabler på strekningen Furuset-Djupdal (3,5 km). Denne løsningen gjør også at det ikke er nødvendig med en stasjon på Gjelleråsen. Den har liten betydning for flyten i sentralnettet med denne strukturen. På den annen side kan stasjonen være gunstig i utviklingen av regionalnettet, og for å ta noe av forbruket som ellers vil bli liggende under Frogner.

Systemmessige konsekvenser og muligheter

Hovedutfordringen med denne løsningen er kapasitet på kablene. Ved feil på et av kabelsettene samtidig med feil på Tegneby-Follo må det gjenværende kabelsettet forsyne hoveddelen av forbruket i Frogner, Djupdal og Follo. Dette gir ca. 1200-1300 MW flyt på kabelsettet med det forbruksnivået vi har i dag. Med høy forbruksutvikling kan denne flyten øke til opp mot 1800 MW innen 2050. Dette er godt over kapasiteten på de kraftigste kablene som er tilgjengelige.

For å løse dette må vi enten legge 3 kabelsett, eller det kan være mulig å redusere flyten tilstrekkelig ved å flytte forbruk mellom stasjoner via regionalnettet. Størrelsen på forbruket og hvor kraftige kabler det er teknisk mulig å bruke på strekning avgjør om det blir nødvendig med tre kabelsett. I de økonomiske beregningene har vi lagt til grunn to kabelsett på denne strekningen.

Arealmessige konsekvenser og muligheter

Dette alternativet muliggjør fjerning av

- ledningen mellom Røykås og Ulven
- ledningen (dobbelkurs) i området Gjelleråsen – Frogner
- 5 kilometer av ledningen mellom Røykås og Fåberg, jf. alternativ 1 i forrige avsnitt

Ledningen mellom Gjelleråsen og Frogner berører i første rekke jordbruksområder og skog i Nittedal og Skedsmo kommune, og den går innenfor markagrensen i nedre del av Romerriksåsen. Ved Vardeåsen går den også tett inn på et boligområde. Totalt sett bor det mellom 500-1000 personer i nærheten av denne ledningen.

Like før dobbeltkursledningen krysser jernbanen i Sørums kommuner går den inn på traséen til to andre ledninger fra Frogner stasjon, Røykås-Frogner og Frogner-Follo. Dette er et svært bredt belte av ledninger, og som setter et tydelig preg på landskapet.

Dette innebærer at det i Nittedal og Skedsmo blir områder der traséen blir helt frigjort, mens det i det siste stykket inn mot Frogner stasjon i Sørum vil bli en betydelig mindre dominerende masterekke og linjeføring. Bildet under viser hvordan en fremtidig innføring mot Frogner stasjon vil kunne komme til å se ut.

Figur 29

Ledningene fra Frogner, sett vestover, setter et tydelig preg på landskapsbildet. Bildet under viser en mulig ny situasjon, dersom alternativet med kabler i Djupdalen blir valgt.



Stasjon på Gjelleråsen, kabel Furuset-Djupdal, luftledning Gjelleråsen-Djupdal og fjerning av to ledningstraséer (3)

I strukturen merket med (3) i figur 27 har vi erstattet luftledningene mellom Gjelleråsen og Frogner (15 km), med én kabel på strekningen Furuset-Djupdal (3,5 km) og en luftledning fra Gjelleråsen til Djupdal. Denne løsningen gjør at det blir nødvendig med en stasjon, eller som minimum et koblingsanlegg på Gjelleråsen. Sammenlignet med struktur (2) sparer vi ett kabelsett.

Systemmessige konsekvenser og muligheter

Den største flaskehalsen med denne løsningen oppstår ved feil på luftledningen Gjelleråsen-Djupdal sammen med Tegneby-Follo. I denne situasjonen må mesteparten av forbruket i Frogner, Djupdal og Follo forsynes via det gjenværende kabelsettet. Løsningen på denne utfordringen er lik som for alternativ (2), altså enten et ekstra kabelsett eller bruk av regionale reserver.

For at denne løsningen skal fungere tilfredsstillende er det nødvendig med en stasjon, eller som minimum et koblingsanlegg på Gjelleråsen. Denne stasjonen knytter sammen forbindelsene fra Ådal og fra Fåberg slik at de danner en ekstra vest-øst forbindelse. Dermed kan vi spare ett kabelsett.

Arealmessig konsekvenser og muligheter

Dette alternativet muliggjør sanering av:

- ledningen mellom Røykås og Ulven
- ledningen (dobbelkurs) i området Gjelleråsen – Frogner

I dette alternativet får vi også effekten av å fjerne dobbeltkursen mellom Gjelleråsen og Frogner, som i alternativ (2), men her beholdes det i tillegg en luftledning mellom Gjelleråsen og Djupdal. Vi får altså fjernet færre kilometer med ledning i dette alternativet, men det er likevel en betydelig forbedring i forhold til null+ alternativet.

9.9 Røykås-Tegneby og Hamang-Sylling 1 overføres til regionalnettet

I dag har vi to forbindelser mellom Hamang og Sylling på 300 kV. Den ene av disse er en relativt gammel forbindelse med lite kapasitet, og den andre er en sterk forbindelse som allerede er klar for 420 kV.

Vi kommer til å fase ut 300 kV som spenningsnivå og derfor er det ikke aktuelt å drive den svake forbindelsen videre på 300 kV. Samtidig har vi behov for å ha noe ekstra reserve mellom Sylling og Hamang for å oppfylle kriteriene til forsyningsikkerhet. Vårt forslag er å løse dette ved å drive ledningen videre, men da på 132 kV. Forbindelsen vil da inngå som en del av regionalnettet i området.

Den samme argumentasjonen gjelder for Røykås-Tegneby. Mellom Tegneby og Oslo går det to 300 kV forbindelser i dag: Røykås-Tegneby og Frogner-Follo-Tegneby. Frogner-Follo-Tegneby drives allerede på 420 kV, mens Røykås-Tegneby er en gammel og svak 300 kV-forbindelse. Denne foreslår vi å overføre til drift på 132 kV, for å styrke regional reserve mellom stasjonene i Oslo sør og Follo-regionen. Det ligger til rette for en sammenkobling med 132 kV ledningen fra Solbergfoss, som krysser Røykås-Tegneby ved Enebakkeveien i Ski kommune.

9.10 Liåsen stasjon

Liåsen stasjon er trukket fram som viktig for strømforsyningen i Oslo sør og Follo. Stasjonen vil avlaste både Ulven og Follo stasjon som har svært stor belastning (>500 MW).

Det er forventet stor befolkningsvekst i Oslo sørøst og langs E6 sørover mot Ski og Follo-regionen. Liåsen stasjon vil med kobling til bestående 132 kV ledning mellom Solbergfoss og Oslo, samt utnyttelse av nedgradert forbindelse 132 kV Tegneby-Røykås, styrke forsyningssikkerheten vesentlig. Da det kun er en enkel 420 kV forbindelse mellom Tegneby-Follo-Frogner er man helt avhengig av regional reserve i dette område.

Det er langt mellom stasjonene for transformering i Oslo sørøst. Da Frogner-Follo ble bygget på slutten av 1980-tallet, la man forbindelsen ved Klemetsrud med tanke på en framtidig stasjon. Den naturlige plasseringen er i nærheten av der Hafslund sin 132 kV ledning fra Solbergfoss krysser. På den måten kan man utnytte bestående regionalnett etter nedtransformering fra sentralnett på 420 kV til regionalnett på 132 kV. Liåsen stasjon har vært i planene siden 1970 - tallet og konkret foreslått som et fjellanlegg. Det vurderes alternativer som friluft - og GIS-anlegg.

9.11 Komplette alternativer med topologiske nettbilder

Under følger en oversikt over foreslåtte alternativer som er satt sammen av valgmuligheter i Nordmarka og Oslo øst. Trasévalg i Hallingdal og nordover mot Lillehammer påvirker ikke systemløsningen og er derfor ikke fastlagt i alternativene. Alle trasévalgene kan kombineres med løsningene vi har lagt fram her.

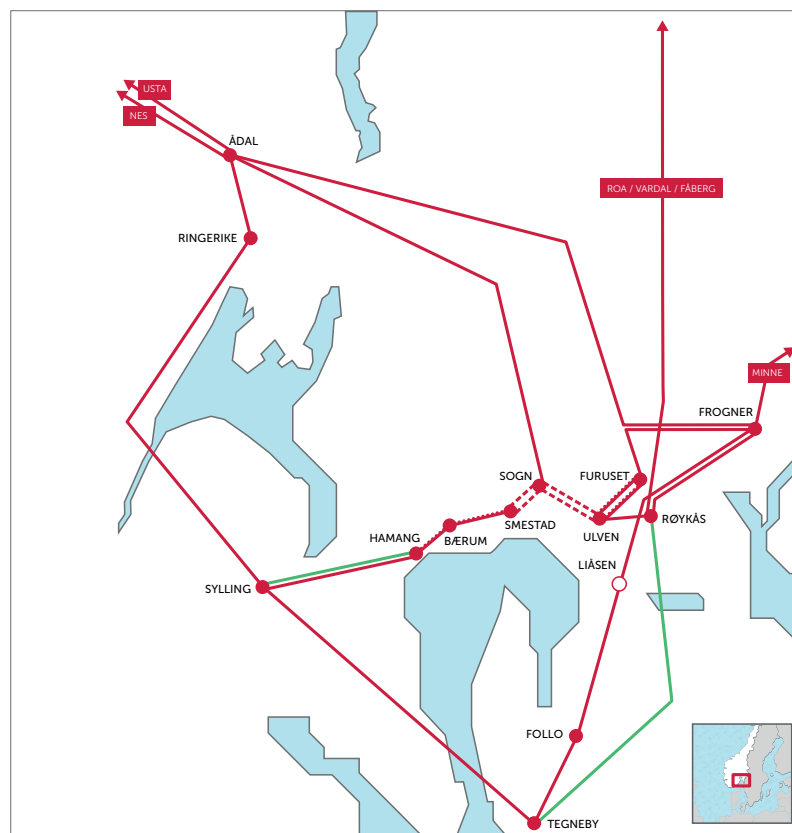
For hvert av alternativene følger det et topologisk kart, samt en kort beskrivelse av de systemmessige forslagene til hvert alternativ. Til sist vises en matrise over hvilke tiltak som må til for hvert av alternativene.



Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
 Luftledning	132 kV 
 Kabel	300 kV 
 Ikke bestemt	420 kV 
 Transformatorstasjon	
 Ny transformatorstasjon	

9.11.1 Null+ alternativet (0+)



Et nullalternativ som ikke innebærer tiltak vil være uaktuelt. Det vil ikke dekke fremtidens krav til kapasitet og forsyningsikkerhet. Flere av ledningene og stasjonene krever reinvesteringer grunnet alder, og den forventede befolkningsveksten i Oslo og Akershus vil kreve et sentralnett med høyere effekt enn i dag.

Vi har derfor etablert et null+ alternativ som dekker fremtidens krav til kapasitet og forsyningsikkerhet gitt de prognoser for befolkningsvekst som foreligger. Vi har tatt utgangspunkt i at null+ alternativet skal være den enkleste form for oppgradering av sentralnettet gitt de krav og etterspørselsprognoser som tidligere er presentert.

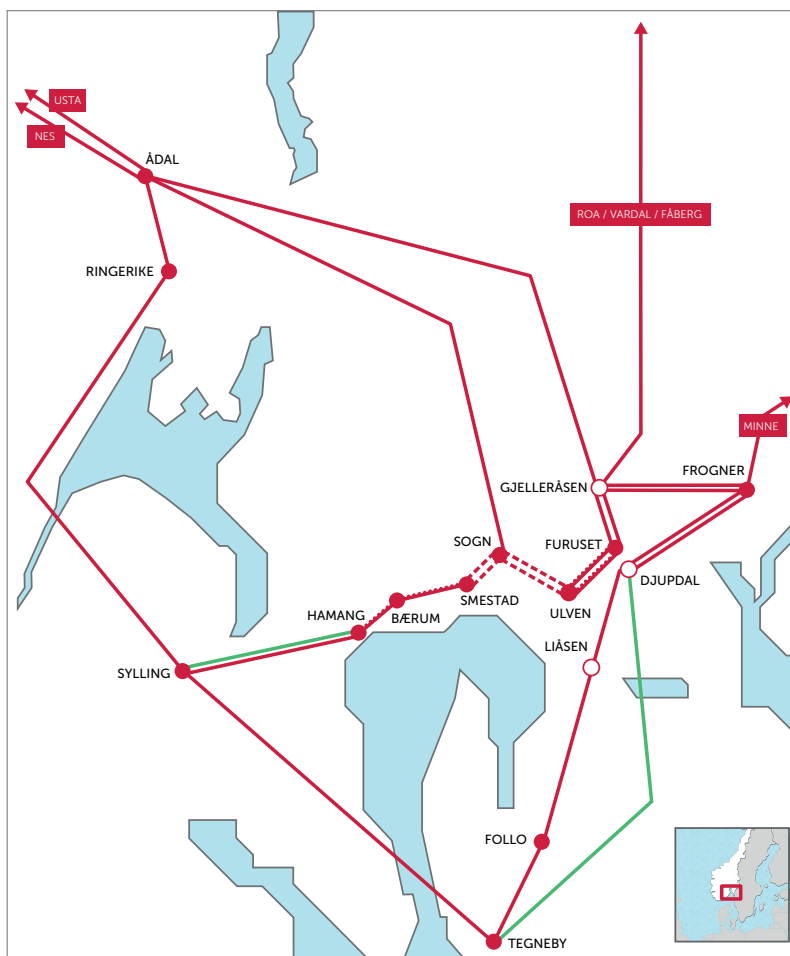
Null+ alternativet omfatter også en gjennomgående oppgradering av alt nett på 300 kV til 420 kV. Dette er i tråd med kravene satt til det nye sentralnettet. Utenom dette har vi valgt Ådal-Sogn i Nordmarka, og ledningen fra Fåberg har vi lagt til Røykås. Med dette alternativet kan vi fjerne Ringerike-Smestad og Fåberg-Furuset. Unikt for dette alternativ er at Røykås stasjon oppgraderes til 420 kV og vi bygger en ny 420 kV-luftledning Ulven-Røykås.

En variant av dette alternativet vil være å legge ledningen fra Fåberg til Furuset/ Ulven istedenfor til Røykås. Alle endringene som null+ alternativet inkluderer er listet i matrisen på slutten av kapitlet.

Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
 Luftledning	132 kV 
 Kabel	300 kV 
 Ikke bestemt	420 kV 
	Transformatorstasjon
	Ny transformatorstasjon

9.11.2 Alternativ 1: Ådal-Sogn og stasjon på Gjelleråsen (1)











Dette alternativ er en kombinasjon av Ådal-Sogn i nettet vest for Ulven, og nye stasjoner i nettet øst for Ulven. Ledningen fra Fåberg er det mest naturlig å legge til den nye stasjonen på Gjelleråsen i dette alternativet. Her kan vi i tillegg fjerne Ringerike-Smestad, Fåberg-Djupdal(Røykås) og Ulven-Røykås.

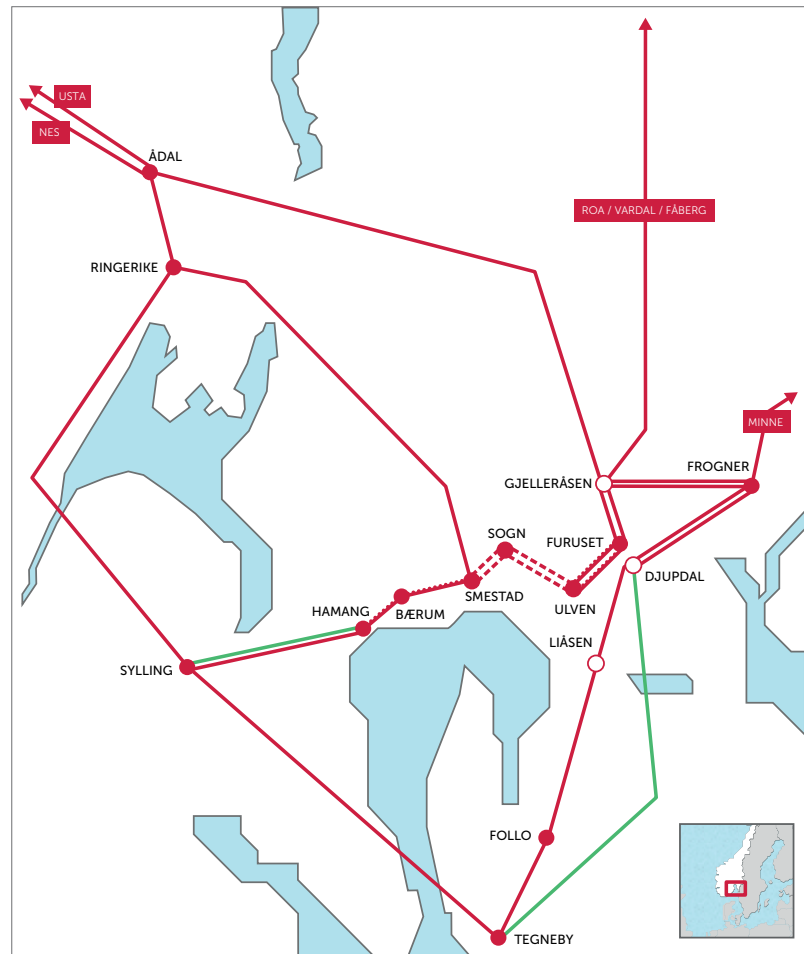
Som en variant av dette alternativet er det mulig å legge den ene av ledningene Gjelleråsen-Frogner til Djupdal. Ledningen vil da erstattes med Gjelleråsen-Djupdal. Med denne løsningen blir det ikke nødvendig å spenningsoppgradere Frogner-Røykås/Djupdal. Denne kan da i stedet fjernes. Ulempen med denne varianten er at vi må bygge en ny forbindelse mellom Gjelleråsen og Djupdal, mens vi i det opprinnelige alternativet kan utnytte eksisterende 420 kV-forbindelser.

Alle endringene som alternativ 1 inkluderer er listet i matrisen på slutten av kapitlet.

Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
 Luftledning	132 kV 
 Kabel	300 kV 
 Ikke bestemt	420 kV 
 Transformatorstasjon	
 Ny transformatorstasjon	

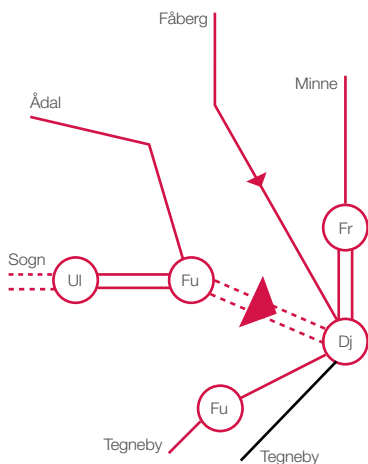
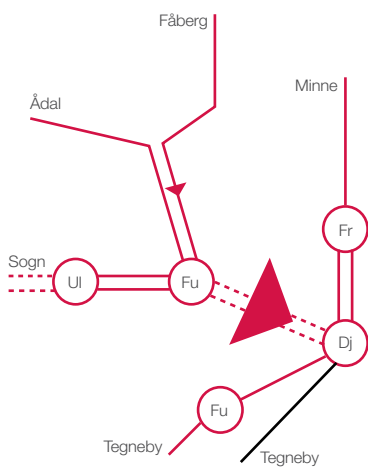
9.11.3 Alternativ 2: Ringerike-Smestad og stasjon på Gjelleråsen (1)



Denne løsningen tilsvarer alternativ 1 med Ringerike-Smestad istedenfor Ådal-Sogn. Alle endringene som alternativ 2 inkluderer er listet i matrisen på slutten av kapitlet.

Kartforklaring

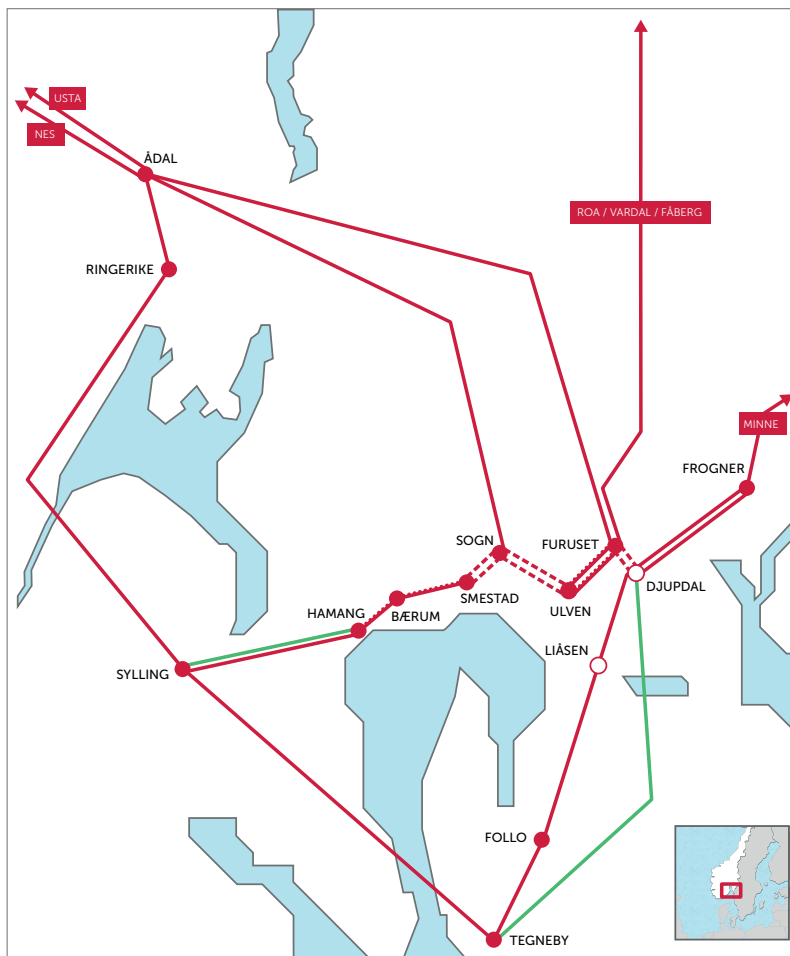
Type forbindelse	Spenning
Luftledning	132 kV
Kabel	300 kV
Ikke bestemt	420 kV
Transformatorstasjon	
Ny transformatorstasjon	



Figur 30

Med sørgående flyt fra Fåberg vil belastningen på kabelsettene mellom Furuset og Djupdal bli høyere om dette kommer inn i Furuset enn om det kommer inn i Djupdal

9.11.4 Alternativ 3: Ådal-Sogn og kabler mellom Furuset og Djupdal (2)



Dette alternativ er en kombinasjon av Ådal-Sogn i nettet vest for Ulven, og Furuset-Djupdal i nettet øst for Ulven.

I dette alternativ avsluttes forbindelsen som kommer inn fra Fåberg i Furuset. Med dette alternativet kan vi fjerne forbindelsen fra Fåberg inn til Djupdal og den delen av Frogner-Ådal og Frogner-Furuset som går fra Frogner mot Gjelleråsen. I tillegg kan vi fjerne Ringerike-Smestad.

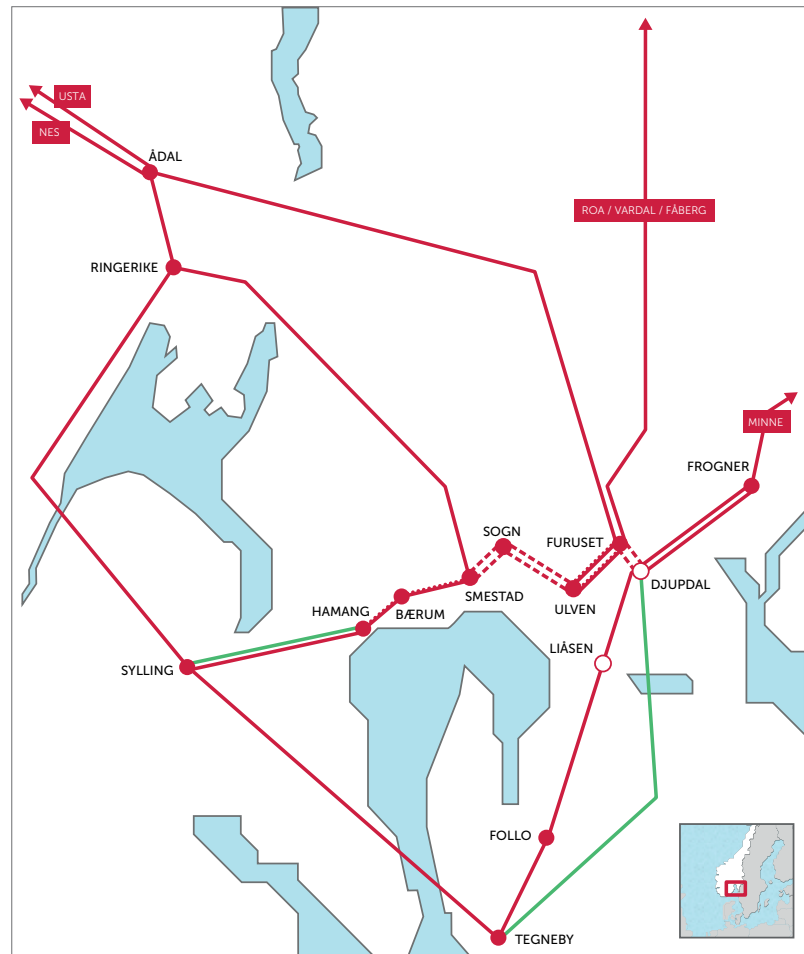
Fra et forsyningsmessig perspektiv kan ledningen fra Fåberg med fordel legges til Djupdal i denne løsningen. Årsaken er at vi har en dominerende østgående flyt på kablene når det er høyt forbruk i Oslo. Samtidig forventer vi en svak sørgående flyt fra Fåberg mot Oslo. Dermed vil det avlaste kablene mellom Furuset og Djupdal om denne kraften kommer inn lenger øst i systemet, se Figur 30.

Alle endringene som alternativ 3 inkluderer er listet i matrisen på slutten av kapittelet.

Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
Luftledning	132 kV
Kabel	300 kV
Ikke bestemt	420 kV
Transformatorstasjon	
Ny transformatorstasjon	

9.11.5 Alternativ 4: Ringerike-Smestad og kabler mellom Furuset og Djupdal (2)

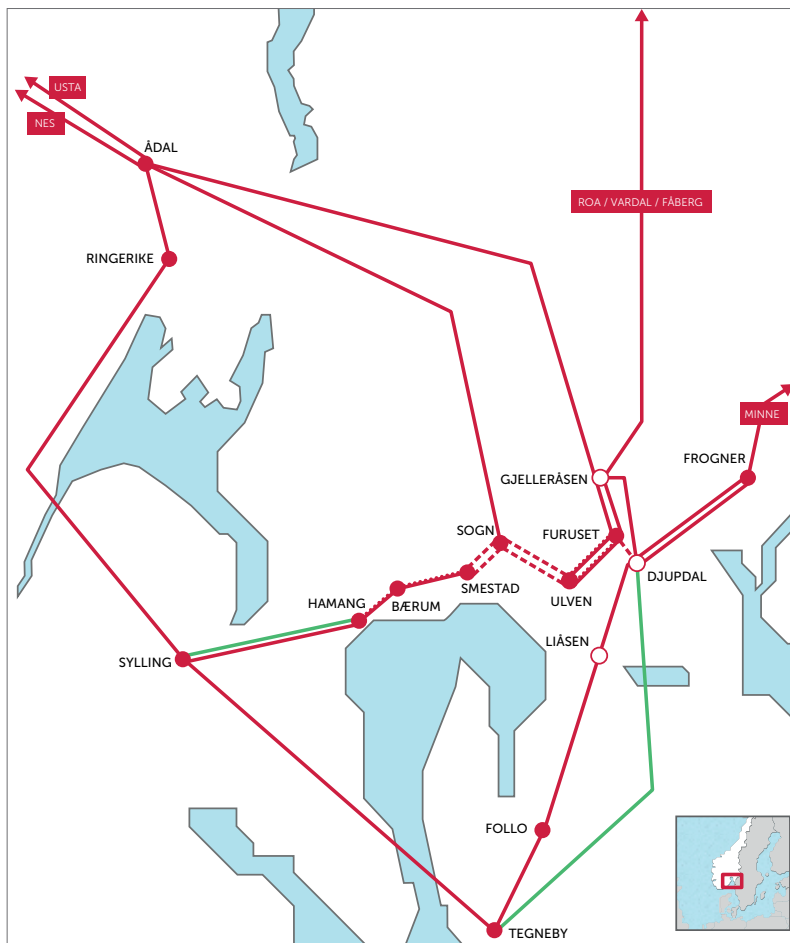


Denne løsningen tilsvarer alternativ 3 med Ringerike-Smestad istedenfor Ådal-Sogn. Alle endringene i alternativ 4 er listet i matrisen på slutten av kapittelet.

Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
 Luftledning	132 kV 
 Kabel	300 kV 
 Ikke bestemt	420 kV 
	Transformatorstasjon
	Ny transformatorstasjon

9.11.6 Alternativ 5: Ådal-Sogn, stasjon på Gjelleråsen, kabel Furuset-Djupdal og luftledning Gjelleråsen-Djupdal (3)



Alternativ 5 er en kombinasjon av Ådal-Sogn i nettet vest for Ulven med en ny stasjon i Gjelleråsen. I tillegg får vi en kabel mellom Furuset og Djupdal i nettet i øst. Ledningen fra Lillehammer føres inn til en ny stasjon på Gjelleråsen. For å etablere tilstrekkelig med vest-øst forbindelser legger vi en ny ledning fra Gjelleråsen til Djupdal stasjon. Denne følger først deler av traséen fra Gjelleråsen mot Frogner til punktet der dagens Fåberg-Røykås krysser. Herfra følger den traséen til Fåberg-Røykås inn til Djupdal stasjon. I tillegg trenger vi minst ett kabelsett mellom Furuset og Djupdal.

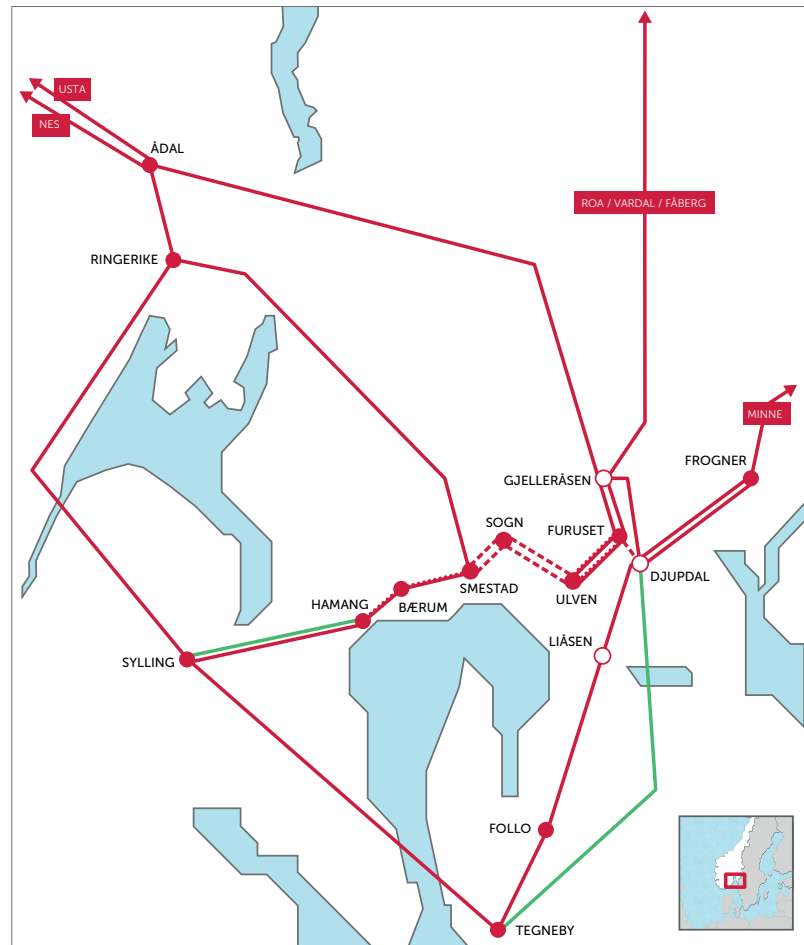
I dette alternativ får vi sanert begge forbindelsene mellom Gjelleråsen og Frogner og vi trenger bare én kabel mellom Furuset og Djupdal.

Alle endringene i alternativ 5 er listet i matrisen på slutten av kapittelet.

Kartforklaring

Type forbindelse	Spenning
Luftledning	132 kV
Kabel	300 kV
Ikke bestemt	420 kV
Transformatorstasjon	
Ny transformatorstasjon	

9.11.7 Alternativ 6: Ringerike-Smestad, stasjon på Gjelleråsen, kabel Furuset-Djupdal og luftledning Gjelleråsen-Djupdal (3)



Denne løsningen tilsvarer alternativ 5 med Ringerike-Smestad istedenfor Ådal-Sogn. Alle endringene er listete i matrisen på slutten av kapittelet.

- Nybygg/oppgradering
● Sanering/riving

9.11.8 Matrise over tiltak for hvert alternativ

Matrisen under viser en oversikt over hvilke stasjoner og ledningstraséer som blir påvirket i de ulike alternativene.

Tiltak	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Røykås stasjon oppgraderes til 420 kV	●						
Ny 420 kV luftledning Røykås-Ulven	●						
Ny 420 kV luftledning Fåberg-Røykås	●						
Frogner-Røykås oppisoleres til 420 kV	●						
Ny 420 kV luftledning Ådal-Sogn til erstatning for dagens to 300 kV forbindelser	●	●		●		●	
Ny 420 kV luftledning Ringerike-Smestad til erstatning for dagens 132 kV ledning			●		●		●
Ny 420 kV luftledning Fåberg-Gjelleråsen-Furuset		●	●			●	●
Ny 420 kV luftledning Fåberg-Furuset				●	●		
Ny 420 kV stasjon/koblingsanlegg på Gjelleråsen		●	●			●	●
Ny 420 kV stasjon på Liåsen	●	●	●	●	●	●	●
2 stk nye 420 kV kabler mellom Furuset og Djupdal				●	●		
1 stk ny 420 kV kabler mellom Furuset og Djupdal						●	●
Ny 420 kV luftledning fra Gjelleråsen til Djupdal til erstatning av siste delen av Fåberg-Røykås						●	●
Frogner-Røykås oppisoleres til 420 kV og legges til Djupdal		●	●	●	●	●	●
Ny 420 kV stasjon i Djupdal til erstatning for Røykås.		●	●	●	●	●	●
Røykås blir en regionalnettstasjon		●	●	●	●	●	●
Frogner-Follo legges innom stasjonen i Djupdal		●	●	●	●	●	●
Ringerike-Smestad saneres	●	●		●		●	
Dagens to 300 kV forbindelser mellom Ådal-Sogn saneres			●		●		●
Fåberg-Ulven saneres mellom Fåberg og Furuset	●						
Fåberg-Ulven saneres mellom Fåberg og Gjelleråsen		●	●	●	●	●	●
Fåberg-Røykås saneres mellom Gjelleråsen og Røykås		●	●	●	●		
Ådal-Frogner og Furuset-Frogner saneres mellom Gjelleråsen og Frogner				●	●	●	●
Røykås-Ulven saneres		●	●	●	●	●	●
Stasjonene Hamang, Bærum, Smestad, Sogn, Ulven og Furuset oppgraderes til 420 kV	●	●	●	●	●	●	●
Hamang-Sylling 1 overføres til regionalnett og drift på 132 kV	●	●	●	●	●	●	●
Hamang-Sylling 2 er klar for 420 kV og forblir som i dag	●	●	●	●	●	●	●
Ny 420 kV luftledning Hamang-Bærum-Smestad	●	●	●	●	●	●	●
Nye 420 kV kabler Smestad-Sogn-Ulven	●	●	●	●	●	●	●
Ny 420 kV luftledning fra Nes i Hallingdal til Ådal til erstatning for dagens to 300 kV forbindelser	●	●	●	●	●	●	●
Ny 420 kV luftledning på første del av Furuset-Frogner (mellom Furuset og Gjelleråsen). Resten er allerede klar for 420 kV	●	●	●	●	●	●	●
Røykås-Tegneby overføres til regionalnett og drift på 132 kV	●	●	●	●	●	●	●
Ny 420 kV dobbelkurs luftledning på Ulven-Furuset	●	●	●	●	●	●	●

9.12 Teknologivalg innenfor hvert alternativ

Innenfor hvert av alternativene vi har presentert så langt er det mulig å velge teknologi både på stasjonsiden og for forbindelsene: Stasjonene kan enten bygges som konvensjonelle luftisolerte anlegg eller som kompakte gassisolerte anlegg (GIS). Forbindelsene kan i de fleste tilfeller enten utføres som kabler, luftledning med standard portalmaster eller som luftledninger med alternative mastetyper.

Valg av teknologi har stor betydning for kostnaden, for eksempel vil kabel koste 5-10 ganger så mye som en vanlig luftledning. I noen tilfeller vil det også være regulatoriske føringer eller tekniske begrensninger på hvilke teknologi som kan brukes.

Valg av teknologi vil bli avgjort i konsesjonsfasen, etter denne alternativanalysen. Dette kapittelet presenterer mulighetene som finnes.

9.12.1 Alternative mastetyper

I de senere årene har Statnett jobbet med å utvikle og teste ut alternative mastetyper med andre estetiske og arealmessige egenskaper enn den standard mastetypen som vi vanligvis bruker når vi bygger nye kraftledninger. Utvikling av alternative mastetyper gjøres også i andre land i verden. Flere av de nye mastetypene egner seg spesielt godt i bymessige strøk. Store deler av kraftledningene som inngår i Nettplan Stor-Oslo er bygget på 50- og 60-tallet, da fokuset var mindre på å tilpasse omgivelsene. I tillegg har mastene blitt bygget i ulike tidsepoker og etter ulike standarder. Når disse mastene benyttes i samme område har dette medført lite helhetlige løsninger.

I tillegg har omgivelsene rundt luftledningene endret seg betraktelig siden ledningen ble bygget, spesielt i Oslo og sentrale deler av Akershus. Flere av områdene har gått fra å være jordbruksområder til å være områder av mer bymessig karakter, og flere steder har bebyggelsen kommet helt inn på traséen. Når det nå blir aktuelt å rive de gamle ledningene og bygge nye ledninger i samme trasé har vi mulighet til å bygge ledningene slik at de kan virke mindre skjæmmende på omgivelsene. I tillegg er disse mastene langt smalere, slik at en kan redusere bredden på båndlagte arealer. Dette er master som egner seg best i bebygde områder fordi det kreves veier frem til mastepunktet for å få satt opp masten. Figur 31 viser hvordan det kan komme til å se ut dersom kraftledningen mellom Hamang og Bærum bygges med en alternativ mastetype. Bildet er fra Gjetsum i Bærum kommune. Mastetypen som er brukt her er utviklet for 420 kV.

Figur 31

Bildet er fra Gjettrum i Bærum kommune. Bildet øverst viser eksisterende løsning, mens fotomontasjen under illustrerer en mulig fremtidig løsning. Masten øverst har en bredde på ca. 18 meter, mens masten nederst har en bredde på ca. 9 meter mellom de ytterste fasetlinene.



9.12.2 Alternative stasjonsløsninger

Når Statnett bygger nye transformatorstasjoner er det standard med friluftsanlegg eller luftisolerte anlegg. Dette er plasskrevende anlegg på rundt 100 ganger 200 meter. Dersom det av ulike grunner er vanskelig å få plass til så store anlegg er det mulig å bygge transformatorstasjoner som er isolert med en SF6-gass, såkalte GIS-anlegg. Disse anleggene er kompakte og får plass inne i bygninger. Det er en del ulemper med drift av denne typen anlegg, men det kan være en god løsning der det er plassutfordringer eller dersom arealene har høy alternativ nytte.

En annen mulighet kan være å bygge anlegget helt eller delvis inn i fjellhaller. Det er også mulig å designe stasjonsløsninger som er mer tilpasset omgivelsene og hvor det er blitt lagt mer vekt på estiske løsninger. Dette har blant annet Svenska Kraftnät valgt å gjøre for en transformatorstasjon i sitt prosjekt Stockholms Ström.

9.12.3 Mulig å kable flere delstrekninger

Det er fullt mulig å kable deler av kraftnettet i Stor-Oslo. Spesielt kan dette bli aktuelt i tettbygde strøk. Kabling av nettet fjerner synlige luftledninger og frigjør areal til andre formål. Kabling har imidlertid en kostnad som er 5 til 10 ganger høyere en tilsvarende strekning for luftledning.

I alternativene vi har skissert har vi kun forutsatt kabel der det allerede er kabel i dag, eller der det er behov for å etablere en ny forbindelse i tettbygde strøk.

Teknisk er det fullt mulig å legge kabel i større deler av sentralnettet gjennom Oslo fordi avstandene mellom stasjonene er korte. Statnett har gjennomført transiente nettanalyser som viser at det ikke oppstår uønskede spenninger eller resonanser som følge av utstrakt bruk av kabel.

Der vi skal erstatte en luftledning med kabel på en hel strekning trenger vi som hovedregel to kabelsett. En slik løsning gir imidlertid noe lavere overføringskapasitet enn en ny 420 kV ledning. For å oppnå kapasiteten tilsvarende en luftledning trenger vi tre kabelsett. Der kabel skal være innskutt som en del av en luftledning har vi lagt til grunn tre kabelsett for at partiet med kabel ikke skal legge unødige begrensninger på hele forbindelsen.

Stortingsmelding nr. 14 (2011/2012) gir retningslinjer for hva som skal ligge til grunn for valg av kabel eller luftledning for ulike deler av strømmettet. For sentralnettet er hovedregelen at nettet skal bygges med luftledninger. Unntakene gjelder der det er teknisk vanskelig eller umulig å komme frem med luftledning, eller der det har samfunnsøkonomisk nytte i tettbygde strøk. Dette ligger til grunn når vi har valgt ut hvilke områder vi mener det vil være riktig å utrede både kabel og luftledning. Avgjørelsen om hvor det eventuelt vil være aktuelt å legge kabel i stedet for luftledning vil bli tatt under konsesjonsbehandlingen som vil komme etter denne alternativanalysen.

.....
Figur 32

Bildet viser kabelinstallasjon av 132 kV-kabler, 420 kV-kabler vil være større og må ligge med større avstand.
.....



Også ved kabelanlegg der kabelen ligger i grøft vil et område over kabelen bli båndlagt med begrensinger for hva området kan brukes til. Hvor bredt det båndlagte området over kablene blir, vil variere med antall kabelsett i grøften og hvordan kablene er lagt i grøften. Men dette området vil normalt bli smalere enn for en luftledning.

Kabel i tettbygde strøk

Vi har sett at det er mulig å gjøre endringer i nettstrukturen som kan ha positiv betydning for arealbruk og områder med boliger tett på kraftledningene. Men på flere av de mest befolkede strekningene vil vi også i fremtiden ha behov for å ha kraftledninger. Dette gjelder spesielt strekningen fra Hamang til Bærum og videre til Smestad, og på strekningen fra Ulven til Furuset og videre mot Gjelleråsen. På disse strekningene har vi utfordringer med bebyggelse tett på ledningene. Her vil det være teknisk vanskelig å komme frem med luftledninger enkelte steder. Vi anser det derfor som riktig å utrede muligheter for fremføring av jordkabel mellom de nevnte stasjonene. I tillegg vil vi utrede kraftledninger bygget med alternative mastetyper som er bedre egnet i bystrøk og befolkede områder.

Hamang-Bærum

Mellom Hamang og Bærum går traséen mest i friområder. Kabling her vil føre til at det blir færre nærføringer, og at verdien på turveier og friområder i tilknytning til kraftledningene kan oppleves som bedre.

Bærum - Smestad

Mellom Bærum og Smestad går kraftledningene stor sett gjennom etablerte boligområder. Dette gjelder hovedsakelig boligbebyggelse i Bærum, og områder med rekkehus og lavblokker i Oslo kommune. På denne strekningen vil man kunne oppnå at det blir færre som bor i nærheten av en kraftledning dersom det velges kabel, og det vil i tillegg kunne frigjøres tomter for bygging av boliger.

Smestad-Bogstad

Problemstillingen med kraftledning i tettbygde strøk kan også oppstå dersom det skal bygges en ny ledning i traséen der ledningen mellom Smestad og Ringerike går i dag. Fra Smestad til Bogstad passerer ledningen enkelte steder som kan være krevende å nå. På denne strekningen vil det også bli utredet både kabel og luftledninger bygget med master som egner seg i tettbygde strøk. Kabel på denne strekningen kan muligens føre til frigjøring av noen tomter hvor det kan bygges boliger, men hovedsakelig går ledningen i områder regulert til turvei og friområder.

Ulven-Furuset

På strekningen mellom Ulven og Furuset er det i dag næringsvirksomhet. Det er stort behov for større arealer og bedre utnyttelse av tomtene. En kabelløsning i dette området vil kunne bidra til frigjøring av arealer for alternativ utnyttelse. På deler av strekningen går ledningen langs Alnaelva som Oslo kommune ønsker å utvikle til et rekreasjons- og parkområde. Kabling av kraftledningen vil kunne bidra til høyere kvalitet på dette grøntområdet. Kommunen regner med at om lag 70 000 nye innbyggere vil bosette seg i Groruddalen frem mot 2030.

Furuset-Gjelleråsen

Fra Furuset til Gjelleråsen går ledningen i dag forbi boligområder, og gjennom områder der Oslo kommune ser for seg byutvikling. Kabling i denne traséen vil føre til færre nærføringer og et potensiale for alternativ utnyttelse av arealer i fremtiden.

Synergi gjennom samarbeid med andre aktører

Det å legge kraftkabler på 420 kV under bakken i bystrøk kan være komplisert fordi det ligger så mye annen infrastruktur under jorden. Dette kan være alt fra kabler på lavere spenningsnivå, vann- og avløpsrør, tunneller, t-bane osv. Men det er også viktig å se på om det er mulig å finne synergieffekter knyttet til samarbeid med andre aktører innen infrastruktur. Nettplan Stor-Oslo har derfor startet dialog med aktører som blant annet Statens Vegvesen, Ruter og Vann- og avløpsetaten i Oslo kommune.

Noe av det som er mest aktuelt er å utrede bruk av planlagte sykkelveier som trasé for jordkabler. Sykkelveier egner seg godt til samlokalisering med jordkabler fordi sykkelveiene gir en sikker adkomst til kabelen dersom det oppstår behov for reparasjon. Når jordkabler ligger i eller ved siden av veibanen kan det oppstå trafikkale problemer dersom kabelen skal repareres. Dette problemet er mye mindre for sykkelveier. Vi ser derfor både på eksisterende sykkelveier, og planer for nye sykkelveier når vi vurderer kabeltraséer.

Det er mer krevende å få til samlokalisering med vann- og avløpsrør og større infrastruktur som jernbane og t-bane. utfordringene ligger både på plansiden knyttet til planprosess og tidskjema for de ulike prosjektene. Men det er også store tekniske utfordringer ved samlokalisering av høyspentkabler på 420 kV og annen infrastruktur i en felles tunnel. For eksempel vil det kunne bli behov for å reparere kablene over en lengre tidsperiode og skape hinder for annen infrastruktur. En annen utfordring er risiko for vannlekkasjer dersom kablene er lokalisert sammen med vannrør. Dette kan føre til kortslutning i kabelen.



Gjennomføringsstrategi

Denne rapporten handler først og fremst om det fremtidige sentralnettet (målnettet) i Stor-Oslo. Gjennomføringsstrategien, altså hvordan vi – trinn for trinn – kommer oss til målnettet, vil bli presentert i neste fase av prosjektet. Vi trenger blant annet innspill fra omgivelsene før vi kan legge en gjennomføringsstrategi. Her diskuterer vi kort noen av prinsippene for gjennomføring av prosjektet.

Selv om målnettet i det store og hele ser likt ut uavhengig av forbruksprognose, er det viktige detaljer som varierer. Det er mulig å tilpasse både gjennomføringstakten og rekkefølgen etter forbruksutviklingen. I tillegg er det rom for å forlenge levetiden på noen anlegg ved å skifte ut komponenter og ha hyppigere vedlikehold.

Ulike målsetninger og føringer kan derfor lede til ulike strategier for gjennomføring. For eksempel kan reinvesteringer og levetidsforlengelse av eksisterende anlegg gjøre at vi til en viss grad kan utsette nyinvesteringer. Dermed sparer vi kostnader, men utsetter også sanering og dermed frigjøring av arealer. På den annen side kan det oppstå synergieffekter som gjør det samfunnsøkonomisk rasjonelt med raskere gjennomføring. Dette kan for eksempel være bedre koordinering med andre infrastrukturprosjekter eller med byutvikling.

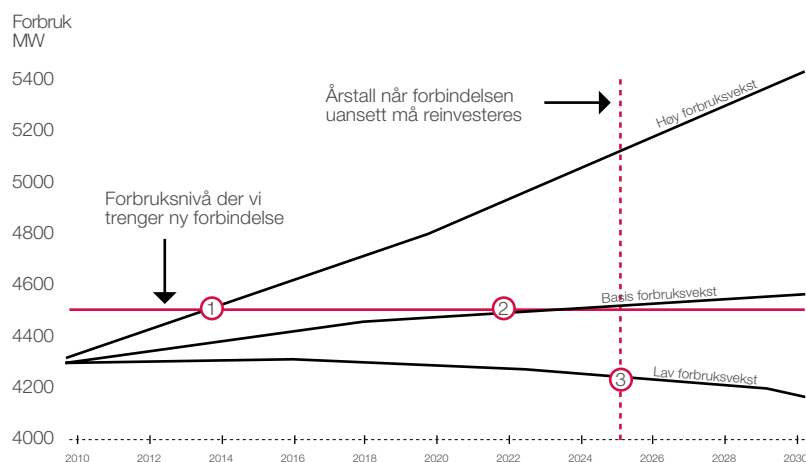
Forbruksvekst og sikker drift legger føringer for gjennomføringstakten

Selv om det er frihetsgrader i hvordan vi gjennomfører prosjektet vil det være en rekke begrensninger som kommer til å være førende. Blant annet gjelder dette driftssikkerhet i ombyggingfasen, forbruksveksten og den totale gjennomføringskapasiteten i bransjen.

Forbruksutviklingen vil legge klare føringer for gjennomføringstakten: I lavt scenario går effektforbruket ned og reinvesteringsbehovet kan sette tempoet for gjennomføringstakten, mens i høyt scenario vil begrenset nettkapasitet tvinge frem nyinvesteringer i et raskere tempo.

Figur 33

Figuren illustrerer forskjellen i gjennomføringstempo for et tenkt tiltak. Får vi høy forbruksvekst må tiltaket gjennomføres innen 2014, indikert med punktet 1. Med basisprognosen må tiltaket gjennomføres innen 2022, indikert med punkt 2. Med lav forbruksvekst vil forbruket ikke styre når tiltaket må gjennomføres, i stedet avgjør alder og tilstand. I dette tilfellet er det i 2025, markert med punkt 3.



Figur 33 illustrerer forskjellen i gjennomføringstakten for en tenkt forbindelse. Vi har behov for oppgradering av forbindelsen ved et forbruksnivå på ca. 4500 MW, men den må uansett reinvesteres innen 2025 på grunn av alder og tilstand. Med disse antakelsene blir det behov for å ha en ny forbindelse på plass et sted mellom 2014 og 2025. Siden forbruksutviklingen fremover er ukjent, må det fattes endel beslutninger de neste årene som tar høyde for høy forbruksvekst.

Forbindelsen blir altså uansett bygget, men tidspunktet er ulikt. Dersom mange forbindelser må bygges raskt, trekker det opp kostnadene og gjør prosjektet mer komplekst å gjennomføre.

Gjennomføringstakten må tilpasses etterspørselen etter strøm og reinvesteringsbehovet best mulig. I tillegg kan det være andre faktorer som vil påvirke gjennomføringsstrategien. Dette kan eksempelvis være behov for arealer, kapasitet i leverandørmarkedet og oppnåelse av konsesjoner. Innspill fra interessentene blir derfor svært viktig for å få laget en best mulig strategi. Gjennomføringsstrategien vil bli presentert i neste fase av prosjektet.

10.1 Reserve i regionalnettet kan utsette investeringer i sentralnettet

Det som skiller Stor-Oslo fra mange andre områder i landet er et sterkt regionalnett, med relativt korte avstander mellom transformering fra sentralnettet. Dette gir mulighet til å benytte regionalnettet som reserve ved feil i sentralnettet. Denne reserve vil si at vi kan flytte noe av forbruket mellom stasjonene i Oslo, via regionalnettet. Dette er aktuelt for delvis, eller helt, å forsyne forbruket i en stasjon etter feil på forbindelser inn til stasjonen.

Asker og Bærum

Fra Lier til Oslo er det bare én gjennomgående sentralnettsforbindelse. Det er imidlertid to 300 kV forbindelser fra Lier til Sandvika, hvor den ene er bygget for 420 kV, mens den andre er en oppgradert gammel ledning fra 1953. Den gamle ledningen kan ikke oppgraderes til 420 kV, men må i så fall nybygges. Ledningen kan imidlertid enkelt nedgraderes til 132 kV og dermed forsterke den regionale reserven ved å mate inn nedtransformert kraft direkte i regionalnettet i Sandvika. Dette gjør at et eventuelt behov for to 420 kV ledninger fra Lier til Sandvika, kan skyves langt ut i tid.

Oslo sentrum

Særlig i Oslo sentrum forventes regional reserve å bli vesentlig ettersom Hafslund bygger ut et 132 kV kabelnett. Utskifting av 33 kV med nye forbindelser på 132 kV, gir god kapasitet. Med sterk forbruksvekst vil kapasiteten etter hvert spises opp, men det vil gi rom for å avvente enkelte sentralnettsinvesteringer. Analysene viser at man kan dekke en betydelig vekst i Oslo med to kabelsett Smestad-Sogn-Ulven, forutsatt regional reserve for flytting av last til nabostasjoner etter en feil i sentralnettet. Kablene har en iboende evne til å tåle overlast kortvarig (1/2-1 time), inntil man får avlastet kablene ved å flytte last til nabostasjoner med kapasitet. Regional reserve er lagt til grunn for å utsette behovet for det tredje kabelsettet gjennom Oslo.

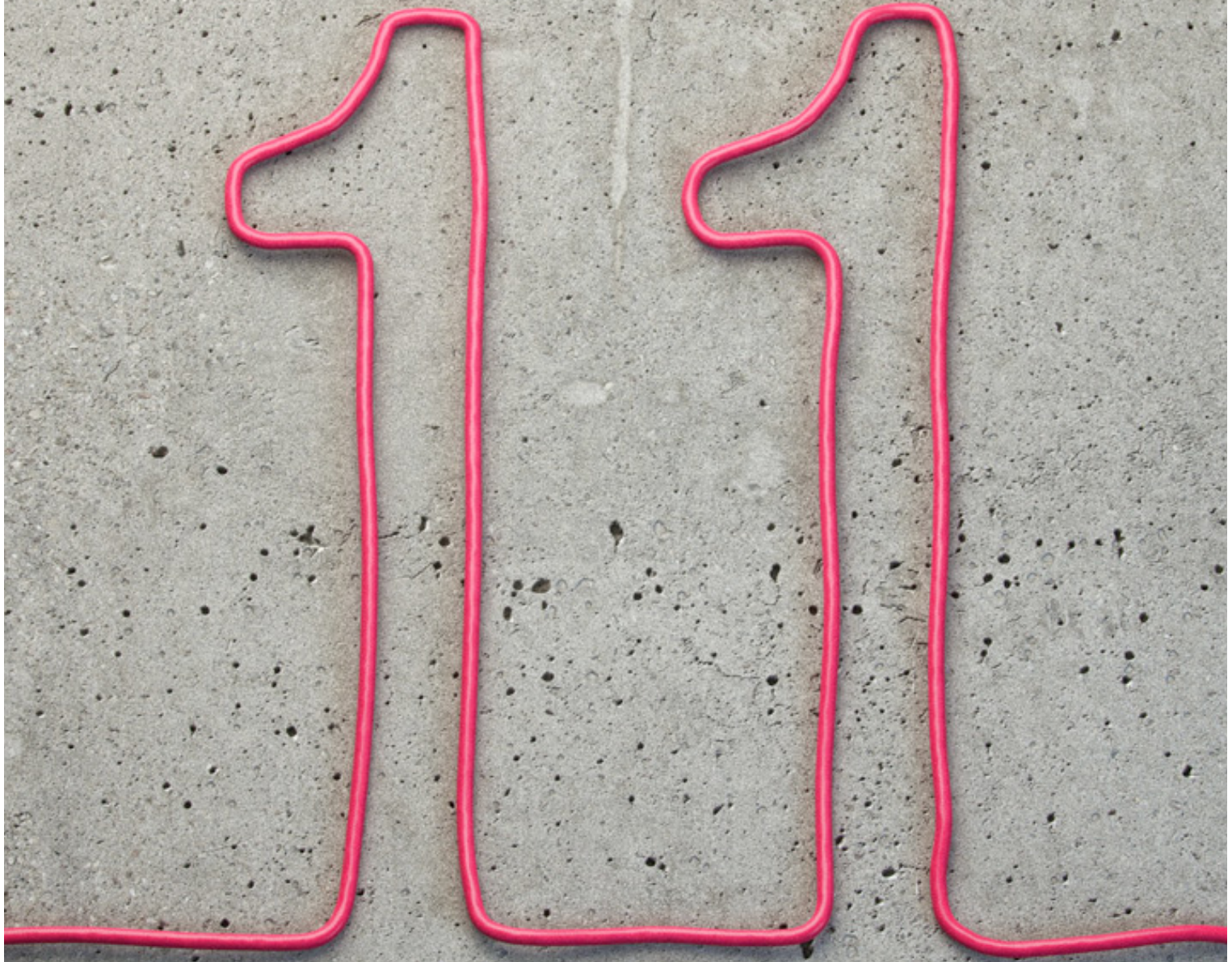
Ny stasjon i Oslo Sør – Liåsen

Mens det fra Sandvika gjennom Oslo til Lørenskog er ca 5 km mellom hver sentralnettstasjon, så er det 21 km fra Ulven til Follo langs regionalnettet. Sentralnettet i Follo er forsynt fra Frogner fra nord, som er hele 45 km. Det medfører at regionalnettet Ulven-Follo-Tegneby, er maksimalt utnyttet og har liten eller ingen regional reservekapasitet for sentralnettet. Etablering av Liåsen transformatorstasjon, omtrent midt mellom Ulven og Follo, vil både avlaste Follo og Oslo-stasjonene, og avlaste 47 kV nettet i Oslo-Sør slik at det blir en viss regional reserve. En sammenkobling mellom Solbergfoss-Oslo og Liåsen sentralnettstasjon, vil gi en kraftig forbedring av forsyningssikkerheten i Oslo Sør, og kunne avlaste både Oslo-stasjonene og Follo.

Follo, Oslo-Sør og Lørenskog

Gjennom Follo og Oslo-Sør er det også bare én gjennomgående sentralnettsforbindelse. På samme måte som i Asker og Bærum finnes det også her en gammel ekstraforbindelse som ikke kan oppgraderes til 420 kV, men enkelt kan nedgraderes til 132 kV. Ledningen 300 kV Tegneby-Røykås går gjennom Sør- og Østmarka, og ikke ved forbruksområdene i Follo og Oslo-Sør. Det er imidlertid flere kryssninger med regionalnettet, som åpner for løsninger for regional reserve. Hafslund og Statnett mener å kunne bruke den nedgraderte 300 kV ledningen, sammen med 132 kV Solbergfoss-Oslo og 45 kV nettet i Follo, for å utsette behovet for en ekstra 420 kV ledning Tegneby-Follo-Liåsen i lang tid. Forbindelsen gir også god reserve for Lørenskog ved at kraft fra Solbergfoss eller nedtransformert i Liåsen, kan mates inn direkte i Røykås på 132 kV.





Foreløpig vurdering av alternativene

I denne omgang er det kun gjennomført en evaluering i forhold til om kravene er oppfylt i de alternativene vi har for det nye sentralnettet i Stor-Oslo.

Statnett har foreløpig valgt å ikke legge frem noen konkrete anbefalinger til løsninger. Alle alternativene ivaretar fremtidens krav til forsyningssikkerhet, og det vil være andre hensyn som vil være avgjørende for den endelige anbefalingen. Et av de viktigste hensynene er innspillene fra interessenter. Statnett vil rangere og anbefale et konkret alternativ våren 2013, dvs. etter at vi har fått innspill fra interessentene.

11.1 Viktige forutsetninger i de foreløpige vurderingene

I denne fasen har vi kun gitt en oversikt over prissatte virkninger, mens vi for de ikke prissatte virkningene har gjort analyser. I forbindelse med utarbeidelse av endelig konseptvalgutregning våren 2013 vil det foreligge en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av alle alternativene og en tilhørende usikkerhetsanalyse.

11.2 Oversikt over prissatte virkninger

Investeringskostnader

Investeringskostnader er knyttet til kostnader ved å fornye og oppgradere de ledninger, kabler og stasjoner som inngår i prosjektet. Det er foretatt en grov estimering av kostnadene for de ulike alternativene. Det er fortsatt stor usikkerhet om kostnader for dette omfattende prosjektet som skal gjennomføres over lang tid, der valg av løsninger ikke er gjort.

Vi forventer at kostnadene vil være i samme størrelsesorden for alle de sju alternativene med spenningsoppgradering. Kostnader vil derfor trolig i liten grad påvirke valget mellom disse alternativene. Våre foreløpige anslag er at vi fra 2020 og opp til en tyveårsperiode kommer til å investere rundt regnet 1 milliard kroner i gjennomsnitt per år. Noen tiltak vil trolig måtte gjennomføres før 2020 av hensyn til driftssikkerheten, slik det også fremgår av Statnetts Nettutviklingsplan.

Fram mot konseptvalg våren 2013 vil det etableres en mer presis gjennomføringsplan for valgt løsning, med bedre kvalitet på kostnadsestimatene, slik at det er mulig å periodisere investeringsbeløpene. Oppgitt kostnadsestimat baseres på at omfanget av jordkabel er omtrent som i dag. Dersom det velges løsninger med vesentlig mer kabling, vil kostnadsestimatet bli høyere. Et realistisk estimat på denne merkostnaden vil foreligge våren 2013.

Verdien av frigjort areal

Med den kapasitetsøkningen i nettet som alternativene legger opp til vil det bli rom for at enkelte kraftledninger kan fjernes (rives), og dermed frigjøre båndlagte

arealer i eksisterende traséer. Flere steder er disse arealene attraktive til eiendomsutvikling. Formålet med verdivurderingen vil være å finne grove estimater på eiendomsverdiene i alternativene kan tilrettelegge for og dermed ha en prissatt nytteeffekt.

Endringer i overføringstap

Transport av kraft i ledningsnettene innebærer at noe energi går tapt til omgivelsene. Dette er en kostnad på lik linje med andre drifts og vedlikeholdskostnader i nettet. Mindre overføringstap i nettet innebærer derfor lavere nettariff for de som bruker strøm i Norge.

I alle alternativene reduserer vi overføringstapene i sentralnettet. Dette skyldes at motstanden på hver ledning vil være mindre enn i dag. Resultatet er store reduksjoner i overføringstap. Vi forventer at 180 GWh mindre kraft vil forsvinne i tap årlig sammenliknet med dagens nett.

Avbruddskostnader(KILE kostnader)

Estimater på verdien av reduserte avbrudd (KILE) er kostnader som nettselskapene belastes som følge av strømbrudd. Estimert KILE er et anslag på førsteordensvirkningen av strømbrudd, og representerer et nedre anslag på samfunnets kostnader ved strømbrudd. I tillegg til reduksjon i overføringstap er dette den mest sentrale nyttefaktoren for dette prosjektet.

Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader er tilnærmet identiske i alle konseptene. Dette skyldes at omfanget av sentralnett er omtrent likt i alle alternativer. Sammenliknet med sentralnettet slik det er i dag venter vi en liten reduksjon fordi noe nett rives og fjernes, mens det resterende blir mer moderne.

Tariffkostnader ovenfor utlandet

I den grad tiltakene bidrar til endringer i våre tariffkostnader mot utlandet, er ikke dette en virkning vi forventer bidrar til å skille alternativene fra hverandre. Denne typen virkninger er derfor ikke vurdert ytterligere.

Kostnader til systemdrift

Systemdriftskostnadene omfatter kostnadene ved tjenester som Statnett benytter i den løpende systemdriften. Dette er kostnader knyttet til regulerkraftopsjoner, systemvern (belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK)), produksjonstilpasning og regulerstyrke samt kostnader knyttet til reaktiv kompensering.

11.3 Ikke-prissatte virkninger

For å rangere alternativene bruker vi en konsekvensskala, der konsekvensen innen hver gruppe av ikke-prissatte virkninger vurderes langs en skala fra «meget stor negativ konsekvens» (----) til «meget stor positiv konsekvens» (++++). Konsekvensvurderingen er basert på en samlet vurdering av betydningen eller verdien av det området som påvirkes av tiltaket, og omfang av påvirkning. Vi vurderer samtlige alternativer mot dagens nettsituasjon. Det ligger i sakens natur at dette i stor grad er skjønnsmessige vurderinger.

---	---	--	-	0	+	++	+++	++++
Meget stor negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ubetydelig/ingen konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Meget stor positiv konsekvens

Tabell

Konsekvensskala for ikke-prissatte virkninger.

11.3.1 Konsekvensvurderte miljøvirkninger

Relevante miljøvirkninger omfatter virkninger på folks nærmiljø og virkninger på natur og friluftsliv, samt støy og forurensning i selve byggeperioden. Miljøvirkninger omfatter også virkninger på kulturminner og kulturmiljøer, natur og biologisk mangfold, men disse virkningene er ikke like relevante å vurdere i et prosjekt hvor vi oppgraderer eksisterende nett.

Effektene på miljø utløses av at kraftledninger fjernes eller får et visuelt mindre dominerende utseende. Fjerning av kraftledninger åpner opp for alternativ arealbruk siden kraftledninger båndlegger arealer.

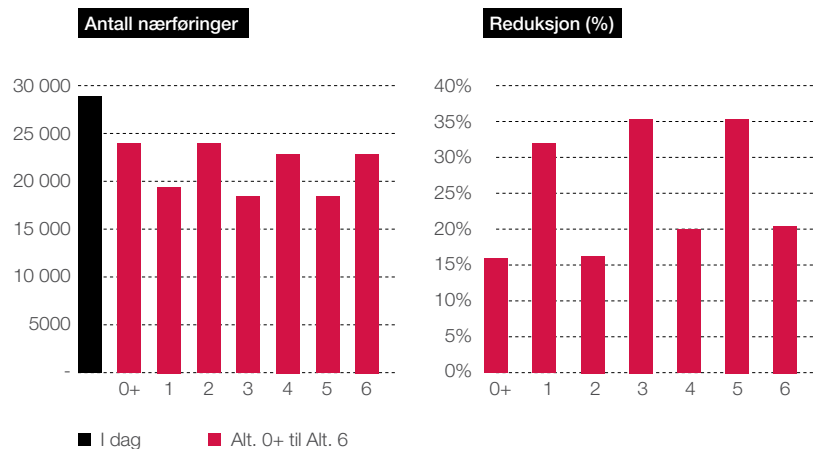
Færre nærføringer i alle alternativer

I et tett befolket område som Stor-Oslo, er konsekvensene for den som lever med nettanleggene i tilknytning til sine nærområder viktig å ha fokus på. Vi vurderer betydningen av å begrense ledningsnettets innvirkning på folks nærmiljø som stor.

For å kunne gi et bilde på omfanget av denne typen miljøvirkninger har vi gjort et anslag på hvor mange mennesker som bor i nærheten av dagens ledninger, anslagsvis 100-200 meter fra en kraftledning. Totalt antall nærføringer i dagens nett er anslått til ca. 28 500 mennesker. Tallene som presenteres her gjelder for sentralnettets ledninger, og vi forventer at disse øker i fremtiden. Figur 34 under sammenfatter virkningene på nærføringer under de ulike alternativene som vurderes.

Figur 34

Figuren til venstre viser antall beboere i et område på 100-200 meter nær kraftledninger i nettområde i dagens situasjon og under hvert av alternativene. Figuren til høyre viser prosentvis reduksjon i nærføringer som følge av strukturendringer i hvert alternativ.



De største reduksjonene i antall nærføringer kommer i forbindelse med sanering av ledningen Ringerike – Smestad og ledningen mellom Røykås og Ulven. Langs hver av disse ledningene bor det anslagsvis 4 500 mennesker. Vi oppnår følgelig størst reduksjon i antall nærføringer i de alternativene der begge disse ledningene skal saneres. Dette er tilfellet i alternativene 1, 3 og 5. Det kan her nevnes at ved spenningsoppgradering av traséen Ringerike-Smestad vil den visuelle virkningen gjennom boligområdene også bli forsterket ved at man erstatter den gamle 132 kV ledningen med en ny mer synlig 420 kV line.

Fjerning av ledningen Ulven-Fåberg på strekningen mellom Gjelleråsen og Fåberg innebærer en reduksjon i antall nærføringer i alle alternativer. I alternativene 3 – 6 fjerner vi ledningene mellom Gjelleråsen og Frogner, noe som bidrar til å redusere antall nærføringer med i underkant av 1000 mennesker.

Vi har vurdert reduksjon i nærføringer til å ha stor betydning, og konsekvensen i alternativene er vurdert fra middels til svært stor avhengig av totalt antall reduksjoner. Reduksjonene i nærføringer kommer i all hovedsak i området rundt Trosterud, i Mærradalen og rundt Bogstad.

Tabell

Konsekvensvurdering av reduksjon i antall nærføringer.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Stor betydning						
Konsekvens for antall nærføringer	++	+++	++	++++	++	++++	++

Alternativ 1-6 tilrettelegger for byutvikling

Strukturendringer i form av fjerning av utvalgte traséer og flytting/riving av stasjoner kan frigjøre potensielt attraktive arealer og tomteområder, og bidra til å øke sannsynligheten for at konkrete byutviklingsplaner kan gjennomføres både i Groruddalen og andre sentrale områder i Oslo og Akershus. Konsekvenser for byutvikling og transformasjon av utvalgte arealer er derfor sentralt når alternativene skal vurderes. Verdiestimatene under prissatte virkninger tok utgangspunkt i hva de konkrete tomteområdene mest sannsynlig vil kunne brukes til, og er en ren verddivurdering basert på tilgjengelige markedspriser. Realisering av kommunenes byutviklingsplaner i det aktuelle områdene kan i realiteten vise seg også å ha tilleggsverdier for samfunnet som ikke fanges opp i markedsprisene som legges til grunn. Vi har derfor valgt å omtale tilrettelegging for byutvikling i dette avsnittet for å synliggjøre den mulige tilleggsverdien.

I null + alternativet frigjøres det lite arealer som åpner for byutvikling. Null + alternativet ligner på dagens struktur og vil i liten grad bidra til å løse utfordringer som er knyttet til arealsituasjonen i Groruddalen og kommunene øst for Oslo.

I alternativ 1-6 vil etablering av ny stasjon i Djupdal åpne for fjerning av ledningen mellom Ulven og Røykås, som blant annet berører Breivoll-området der Oslo kommune jobber for byutvikling. I dette området har kommunenes planer for byutvikling kommet lengst. I kommunens planprogram for Breivoll er mulig omleg-

ging/kabling av kraftledningene i området listet opp som en av flere overordnede utredninger som må gjennomføres. At vi legger til rette for å kunne fjerne ledningen Røykås-Ulven bygger derfor opp under Oslo kommunes planer i området.

Konsekvensvurderingen er basert på en vurdering av områdene mellom Røykås stasjon og Ulven stasjon og selve stasjonsområdet på Røykås. Områdene vurderes å ha stor betydning for mulig byutvikling og boligutvikling. Strukturendringene i alternativene 1 – 6 vurderes å ha stor positiv konsekvens for eksisterende planer for byutvikling i Oslo og Lørenskog. Null + alternativet er her vurdert å ha ingen konsekvens for potensialet for byutvikling.

Tabell

Konsekvensvurdering av effekten på potensialet for byutvikling.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning							Stor betydning
Konsekvens for muligheten for byutvikling	0	+++	+++	+++	+++	+++	+++

Oslo kommune har også byutviklingsplaner i Rommenområdet og i området rundt Grorud stasjon, men alternativene skiller seg ikke fra hverandre i forhold til muligheter i disse områdene. Potensialet for ytterligere å legge til rette for byutvikling er knyttet til kabling i utvalgte traséer. Slike muligheter er ikke en del av strukturalternativene, og vurderes som realopsjoner (se nedenfor).

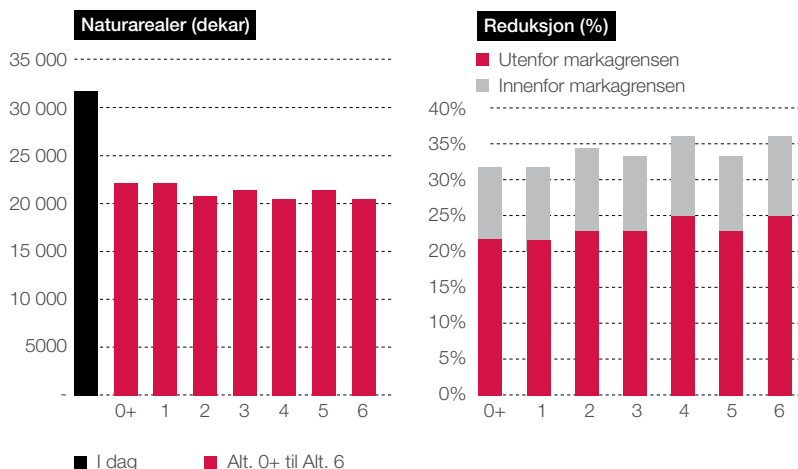
Betydning for landskap og friluftsliv

I åpne jordbruksområder og kulturlandskap setter kraftledninger preg på landskapet og vises over store området. Den visuelle betydningen kan også være stor i områder med mye skog, hvor ryddebeltet under ledningen vil synes godt i terrenget. Kraftledninger kan også være til hinder for skogbruk. Det er relativt små forskjeller mellom alternativene knyttet til betydning for landskapsbildet. Det bør nevnes at traséen mellom Gjelleråsen og Frogner er godt synlig i landskapet, og fjerning av disse ledningene i alternativ 3 - 6 vil derfor ha positiv effekt for det visuelle inntrykket av landskapet.

Figur 35 viser omfanget av virkninger på naturareal i hvert alternativ. Det frigjøres anslagsvis 10 000 dekar naturarealer i alle alternativer (Av dette ligger grovt sett 30 prosent innenfor markagrensene). Arealet tilsvarer 1400 fotballbaner, eller et areal tilsvarende to og en halv ganger størrelsen på Maridalsvannet. Alternativene skiller seg i liten grad, og den største effekten kommer gjennom frigjøring av en av ledningene gjennom Nordmarka, samt ledning videre nordover til Nes og ledningen nordover fra Gjelleråsen til Fåberg. Riving av aktuelle ledninger vil i all hovedsak kun ha visuelle virkninger og i liten grad åpne for endret arealbruk. Konsekvensvurderingen legger derfor til grunn at effekten på friluftsliv og bruk av naturarealer vil ha middels betydning i den samlede nyttevurderingen.

Figur 35

Figuren til venstre viser antall dekar naturarealer som båndlegges i et belte på 40 meter under kraftledninger i dagens situasjon og i alternativene som vurderes. Figuren til høyre viser den prosentvise reduksjonen i antall dekar naturarealer i hvert alternativ sammenliknet med dagens situasjon. Figuren til høyre synliggjør i tillegg hvor stor andel reduksjonen som skjer innenfor og utenfor markagrensene i hvert enkelt alternativ.



I alle alternativer vil vi fjerne ledningstraséer som går gjennom friluftsområder. Riving av ledninger vil ikke ha noen direkte konsekvens for arealbruken, men mange mennesker opplever at kvaliteten på områder som brukes til natur- og friluftsliv reduseres hvis det går kraftledninger der. Betydningen for friluftsliv kan bli særlig merkbar der det er aktuelt å fjerne ledninger, men også etablering av ledninger med mindre visuell effekt kan i noen tilfeller tenkes å ha betydning for friluftsliv. Den visuelle virkningen av å fjerne en ledning kan ha en betydning både for hvordan folk vurderer bruksverdien og ikke-bruksverdien av markaområdene. Bruksverdien handler om den verdien folk setter på fysisk å kunne bruke områdene, mens ikke-bruksverdien handler mer om områdenes egenverdi og den verdien folk setter på å vite at marka er uberørt og at bruksmuligheten består for kommende generasjoner.

Tabell

Konsekvensvurdering av effekten på friluftarealer.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Middels betydning						
Konsekvens for friluftarealer	++	++	++	++	++	++	++

Konsekvensvurderingen er basert på en ren sammenlikning av antall dekar naturlandskap (innmarksbeite, åpen fastmark, skog og myr) som frigjøres gjennom sanering i de ulike alternativene. I tillegg har vi lagt vekt på å vurdere den samlede konsekvensen av å rive begge traséer fra Ådal til Sogn i forhold til å rive traséen fra Ringerike til Smestad. Basert på at utfarten til og antall brukere av områdene rundt Sognsvann er større enn i Ringerike-området, kunne man valgt å vurdere sanering av traséen til Sogn som en noe større positiv konsekvens. Vi har ikke grunnlag for å legge områdenes natur og kvalitet som rekreasjonsområde til grunn for vurderingen. Samlet har vi derfor valgt å konsekvensvurdere virkning på landskap og friluftsliv til å ha en middels positiv konsekvens i samtlige alternativer.

Oppsummering av konsekvensvurderte miljøvirkninger

De miljøvirkningene vi har valgt å konsekvensvurdere, blant annet med utgangspunkt i endringer i antall nærføringer og båndlagt areal, er betydningen for nærmiljø, potensial for byutvikling, betydningen for landskap og friluftsliv og betydningen måloppnåelse innen klimapolitikken. Det er i all hovedsak forskjeller i konsekvensen for folks nærmiljø gjennom visuelle virkninger og redusert antall nærføringer som skiller alternativene på miljø.

Tabell

Oppsummering av konsekvensvurdering av miljøvirkninger.

Miljøvirkning	Vurdering
Nærmiljø	Endringer i folks nærmiljø er vurdert å ha stor betydning, og omfanget av påvirkning målt ved antall nærføringer er størst i alternativene 1,3 og 5. Virkningen vurderes å ha svært stor konsekvens i disse alternativene.
Byutvikling	Tilrettelegging for realisering av planer for byutvikling er vurdert å ha stor betydning. Alternativene 1 – 6 vurderes som likeverdige, mens nullalternativet i minst grad tilrettelegger for byutvikling. Virkningene vurderes å ha stor positiv konsekvens i alternativene 1-6. Vurderingen av byutvikling kommer her inn som et tillegg til de estimerte eiendomsverdiene som er omtalt under prissatte virkninger.
Landskap og friluftsliv	Endringer i landskap og friluftsliv som følge av at ledningstraséer rives vurderes å ha middels betydning. Omfanget av innvirkning på arealområder er stort i alle alternativer. Omfanget er noe større i alternativ 4 og 6, og lavest i alternativ 0 og 1. Forskjellene er små, og virkningene vurderes å ha middels positiv konsekvens i alle alternativer.

11.3.2 Ikke konsekvensvurderte miljøvirkninger

Ikke-prissatte virkninger knyttet til betydningen for kulturminner/-miljø, naturmiljø og biologisk mangfold er ikke vurdert i denne fasen av prosjektet.

Kulturminner og kulturmiljøer

Ved etablering av ny stasjoner og/eller kabeltraséer, slik man vurderer i alternativene 1 - 6, vil konsekvensutredninger i konsesjonsprosessen kreve at det utredes hvilken betydning anleggsvirksomheten potensielt vil ha for kulturminner og kulturmiljøer. I denne fasen av Nettplan Stor-Oslo har vi ikke gått inn på denne typen vurderinger. Det kan derfor være slike forskjeller mellom alternativene uten at det kommer til uttrykk i analysen her.

Naturmiljø og biologisk mangfold

I skog og mark er det miljøkonsekvenser knyttet til behovet for å hogge skog under ledningene og spesielt i byggeperioden kan det bli konsekvenser for dyreliv. Når nye kraftledninger skal bygges i nye traséer blir denne type konsekvenser grundig utredet gjennom konsekvensutredninger i konsesjonsprosessen. Når man oppgraderer eksisterende nettstruktur er det rom for å redusere enkelte slike negative virkninger. På samme måte som for kultur, vil grundigere undersøkelser knyttet til natur og biologi kunne være aktuelt. I denne fasen av

Nettplan Stor-Oslo er det ikke gjort grundigere vurderinger av betydning for naturmiljø og biologisk mangfold.

11.3.3 Klima: Stor betydning for måloppnåelse innen klimapolitikken

Norges bidrag til reduserte utslipp skal i all hovedsak komme gjennom fornybar kraftproduksjon og redusert bruk av fossilt brensel. Gjennom klimaforliket i Stortinget er det etablert helt konkrete målsettinger om utfasing av oljefyring, innskjerpning av krav til energieffektivisering i bygg, og om økning i antall elbiler.

Økt kapasitet muliggjør utfasing av fossile brensel

Når varmpumper og elbiler erstatter oljefyring og dieselmotorer øker effektbehovet. Ved å øke kapasiteten på ledningsnettet vil man lettere kunne gjennomføre planlagt elektrifisering av for eksempel bilpark, busser etc. (brukere av fossile energikilder). Uten tilstrekkelig kapasitet i sentralnettet vil vi kort sagt i mindre grad ha mulighet til å fase ut fossilt brensel.

Alternativenes effekt på klima kan grovt anslås ut ifra hvilken kapasitet vi får i det nye nettet (økningen i kapasitet), og bruk av anslag på potensialet for å konvertere (elektrifisere) forbruk som i dag bidrar til utslipp av CO².

- Elektrifiserer vi alle personbiler i Oslo og Akershus kan vi eksempelvis spare om lag 800 000 tonn CO² årlig ⁵. Til sammenlikning utgjorde utslippene fra transportsektoren totalt 17,3 millioner tonn CO² i 2010 (32 prosent av Norges samlede klimautslipp). Det har stor betydning for verdsettingen av denne virkningen at det ikke er et entydig behov for økt kapasitet i sentralnettet for å håndtere den planlagte elektrifiseringen. Både tidspunktet for lading og ikke minst varigheten vil ha betydning for det samlede kapasitetsbehovet. Tidspunktet er viktig fordi kapasitetsbehovet i nettet rimeligvis vil påvirkes mer dersom lading gjennomføres i timer der effektuttaket allerede er svært høyt (morgen og ettermiddag). Varigheten har betydning for kapasitetsbehovet siden hurtiglading innebærer at tilnærmet samme energimengde hentes ut på kortere tid enn ved vanlig lading og dermed legger beslag på mer av nettkapasiteten. (Energi- og effektprognosene i prosjektet har dokumentert disse sammenhengene).
- Faser vi ut eksisterende oljefyrer i Oslo, og antar at oppvarmingsbehovet erstattes av el, øker dette effektforbruket med anslagvis 200 MW ⁶. CO²-utslippene vil kunne reduseres med omlag 372 000 tonn per år som følge av denne utfasingen. Anslaget er basert på Oslo kommunes egne anslag på CO²-utslipp fra bruk av fossile brensel (primært oljefyrer).

Dette er illustrasjoner og gir oss et bilde på hvilken klimavirkning man kan forvente gitt det sluttbilde vi planlegger for. Den samfunnsøkonomiske nytteeffekten vil imidlertid være påvirket av utviklingen i forbruket, og en analyse basert på ulike tidshorisonter vil gi oss et mer nyansert bilde. Hovedbudskapet er at spenningsoppgradering av sentralnettet er med å muliggjøre den planlagte elektrifiseringen som ligger i klimamålene. Elektrifisering vil i tillegg kunne redusere den lokale luftforurensningen. Lokal luftforurensning er en av de største miljøutfordringene i deler av Oslo og Akershus ⁷. Siden alternativene vi vurderer er systemteknisk nærmest identiske, er disse virkningene identiske i alle alternativer.

5

I dette regnestykket har vi lagt til grunn et gjennomsnittlig bensinforbruk på 0,5 liter per mil og 7,4 milliarder kilometer per år. Dette er så langt personbilene i Oslo og Akershus kjørte i 2010. Regnestykket bygger på 0-utslipp for elektrisitet. Legger vi til grunn en energimiks med innslag av fossile energikilder, ville utslippsreduksjonen rimeligvis vært noe lavere.

6

Anslaget er dokumentert i eget prosjektnotat om utfasing av oljefyrer datert 21.9.2012. Analysen er gjennomført av Kanak (tidligere Xrgia).

7

Kilde: Miljøstatus i Oslo og Akershus. Miljøstatus i Oslo og Akershus er utviklet av Fylkesmannen i Oslo og Akershus i samarbeid med Akershus fylkeskommune. Miljøstatus i Oslo og Akershus er en del av Miljøstatus i Norge som er utviklet av miljødirektoratene på oppdrag fra Miljøverndepartementet.

Samlet vurdering av virkningen for klima

Klimasatsingen er høyt prioritert politisk, og vi vurderer betydningen av denne type virkninger som svært stor. Regjeringen har høye klimamålsetninger og økt nettkapasitet spiller en sentral rolle i forhold til å oppfylle mål om elektrifisering både innen veitrafikk og sjøtransport. Reduksjoner i lokale utslipp er også en prioritert sak for Oslo kommune, og elektrifisering av bilparken i Stor-Oslo er her helt sentralt. Behovet for kapasitet i nettet er imidlertid usikkert, men kan bli svært viktig. Basert på dette vurderer vi derfor omfanget og konsekvens for klima som middels positiv i alle alternativer, sammenliknet med dagens nett.

Tabell

Konsekvensvurdering av effekten på klima.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Stor betydning						
Effekt på klima	++	++	++	++	++	++	++

11.3.4 Forsyningssikkerhet: Meget stor positiv konsekvens i alle alternativer

Forsyningssikkerhet handler om energiforsyningens evne til å dekke forbrukernes etterspørsel etter energi uten avbrudd eller begrensninger. I kraftsystemet handler forsyningssikkerhet først og fremst om å opprettholde kraftforsyningen i alle omstendigheter: Samfunnet skal ikke lammes av stormer, lynnedslag og sabotasje. Vi må derfor dimensjonere kraftnettet slik at det takler slike hendelser.

Oslo har i dag kapasitet til å tåle feil på en komponent uten at sluttbrukerne rammes (N-1). Dersom forbruket øker vil dette ikke lenger være tilfelle. Da kan feil på en komponent medføre at forbrukere, bedrifter eller offentlig tjenestetilbud mister strømmen.

Tilstrekkelig forsyningssikkerhet har stor betydning og verdi for samfunnet, og de vurderte tiltakene forventes samtidig å gi en vesentlig styrking av nettet. I samtlige alternativer vurderer vi derfor effekten på forsyningssikkerhet til å ha en stor positiv konsekvens. Vurderingen av verdien av økt forsyningssikkerhet er her basert på at forbruket utvikler seg i tråd med høyt forbruksscenario i våre energi- og effektprognoser.

Tabell

Konsekvensvurdering av økt forsyningssikkerhet.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Stor betydning						
Forsyningssikkerhet	++++	++++	++++	++++	++++	++++	++++

11.3.5 Velfungerende kraftmarked: Små positive konsekvenser i alle alternativer

Historisk har høyt forbruk i Oslo og Akershus begrenset overføringskapasiteten mellom Øst-Norge og Sverige. Vi ser imidlertid på en situasjon flere år frem i tid. I neste generasjon sentralnett forventer vi at forbruket i Oslo får mindre betydning for overføringskapasiteten mellom Øst-Norge og Sverige. Det skyldes at sentralnettet i Norge blir sterkere. Gevinsten kan altså ikke alene tilskrives oppgraderingene i Stor-Oslo, men kommer som følge av en helhetlig overgang til 420 kV i hele

sentralnett. Alle alternativene vurderes å ha svakt positive konsekvenser for et velfungerende kraftmarked, men det er på det rene at vi i denne fasen ikke har hatt tilstrekkelig underlag til å analysere disse virkningene i dybden.

Tabell

Konsekvensvurdering av betydning for velfungerende kraftmarked.

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Middels betydning						
Velfungerende marked	+	+	+	+	+	+	+

11.3.6 Realopsjoner: Flexibiliteten i alternativene størst på lang sikt

Realopsjoner er muligheter eller fleksibilitet vi får til å gjøre endringer underveis i alternativene. Dette inkluderer muligheter til å øke eller redusere kapasiteten, eller gjøre miljøtilpasninger. Realopsjonsverdien i alle alternativene kan være stor, men vi har ikke grunnlag for å si at den er vesentlig forskjellig i noen av alternativene.

Mer fleksibilitet i prosjektgjennomføringen kan ha betydelig merverdi i store nettutviklingsprosjekter. Da kan vi tilpasse valg etter hvert som ny informasjon dukker opp. Dette kan bidra til en mer effektiv utvikling av strømmettet, fordi vi kan utnytte informasjonen slik at vi skaper bedre løsninger. I dette prosjektet mener vi derfor realopsjoner har stor betydning. Vurderingene knyttet til prosjektets realopsjoner vil bli mer utfyllende i forbindelse med utarbeidelse av gjennomføringsstrategien våren 2013. Vurderingen under må derfor sees på som foreløpig. Verdien av realopsjoner har også betydning for hvordan man eventuelt vil gjennomføre et valgt alternativ, når den tid kommer.

Tabell

Konsekvensvurdering av fleksibilitet (realopsjoner).

	Alt. 0+	Alt.1	Alt.2	Alt.3	Alt.4	Alt.5	Alt.6
Vurdering av betydning	Stor betydning						
Realopsjoner	++	++	++	++	++	++	++

11.3.7 Miljøtilpasninger

I alle alternativer vil det være mulig å gjøre betydelige miljøtilpasninger. Det legges til grunn at denne typen tilpasninger gjennomføres som et resultat av vurderinger underveis i konsesjonsprosessen, og når vi har mer informasjon om behovet. For eksempel kan miljømaster eller kabel være aktuelt i flere traséer.

Tabell

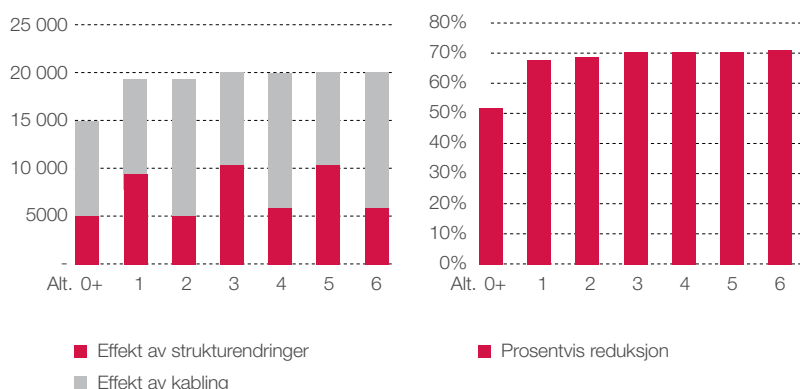
Luftledningstraséer og konvensjonelle stasjonsanlegg hvor miljøtiltak kan bli aktuelt.

Miljømaster	Kabel (luftledning i dag)	Gassisolerte stasjon
Hamang-Bærum	Hamang-Bærum	Hamang
Bærum-Smestad	Bærum-Smestad	Bærum
Bogstad-Smestad	Bogstad-Smestad	Smestad
Ulven-Furuset	Ulven-Furuset	Sogn
Ulven-Røykås	Furuset-Gjelleråsen	Ulven
Furuset-Gjelleråsen		Røykås
		Djupdal
		Gjelleråsen

Figur 36 nedenfor illustrerer effekten av økt bruk av kabling på utvalgte delstrekk i bynære strøk. Kabling innebærer positive miljøvirkninger, her målt ved reduksjon i antall nærføringer. Arealeffekten vil være relativt beskjeden sammenliknet med effekten av strukturendringene. Det er maksimalt snakk om ca. 25 km luftledning som kan legges i bakken, og typisk utnyttelse arealet vil kunne være etablering av eksempelvis gang-/sykkelvei.

Figur 36

Figuren til venstre viser antall reduserte nærføringer i hvert alternativ fordelt på reduksjoner relatert til strukturendring og reduksjoner relatert til kabling. Figur til høyre viser den totale prosentvise reduksjonen i antall nærføringer ved maksimal kabling.



11.3.8 Oppsummering av ikke-prissatte effekter

Nettplan Stor – Oslo har ikke gjennomført en helhetlig rangering av de ikke prissatte effektene. Dette vil vi gjøre i neste fase av prosjektet hvor også interessentenes innspill vil være en del av den totale vurderingen.

11.3.9 Oppsummering av samfunnsøkonomisk analyse

Denne oppsummeringen vil også først foreligge i neste fase av prosjektet. Da vil de økonomiske analysene utvides, og interessentenes innspill være en del av totalvurderingen.

11.4 Usikkerhetsanalyse

Usikkerhetsanalysen vil bli gjennomført i neste fase av prosjektet. Bakgrunnen for dette er at interessentens innspill er en viktig del av prosjektet, og kan endre noe på innholdet i de alternativene som er presentert. Vi er også i en så tidlig fase av prosjektet at det fortsatt gjenstår arbeid for å få kartlagt alle usikkerheter på et mer detaljert nivå.

11.5 Oppsummering og anbefaling

Statnett har foreløpig valgt å ikke legge frem noen konkrete anbefalinger til løsninger. Alle alternativene ivaretar fremtidens krav til forsyningsikkerhet, og det vil være andre hensyn som vil være avgjørende for den endelige anbefalingen. Et av de viktigste hensynene er innspillene fra interessenter. Statnett vil først anbefale et konkret alternativ våren 2013 og innarbeide innspill etter høringsrunden av denne rapporten.



Finansiering

Når Statnett må oppgradere en ledning, kan det åpne seg en mulighet for grunneiere til å få til bedre løsninger enn dagens. Dette kan være spesielle tiltak for å redusere arealbruken eller den visuelle påvirkningen av en sentralnettledning. For å oppnå slike fordeler, kan det kreves en annen og dyrere nettløsning enn det som er strengt nødvendig for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet. For å få gjennomført slike løsninger kan det derfor bli nødvendig å hente finansiering fra alternative kilder.

Utgangspunktet for denne type investeringer er at disse finansieres gjennom nettariffen. Når Statnett uansett må oppgradere en ledning, kan det åpne seg en mulighet for grunneiere til å få til bedre løsninger enn dagens. Dette kan være spesielle tiltak for å redusere arealbruken eller den visuelle påvirkningen av en sentralnettledning. Dette kan være flytting av ledninger eller kabling av enkelte strekninger. For å oppnå slike fordeler, kan det kreves en annen og dyrere nettløsning enn det som er strengt nødvendig for å sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet. Det er usikkert om denne typen ekstrainvesteringer kan finansieres innenfor Statnetts rammer. For å få gjennomført slike løsninger kan det derfor bli nødvendig å hente finansiering fra alternative kilder som grunneiere, kommuner etc. En måte å gjennomføre dette på er at grunneiere, eller andre som vil nyte godt av en utvidet ombygging/kabling av nettet, kan bidra med finansieringen. Statnett vil da bidra med finansiering tilsvarende den nødvendige utbyggingen, og grunneierne bidrar med mellomlegget for å oppnå egne fordeler. Fordelene vil da normalt være at områdene kan frigjøres til andre formål, for eksempel boligutvikling. En tilsvarende løsning har blitt valgt ved ombyggingen av kraftnettet i Stockholm. Der ble tiltakene delt i to grupper: De som kan finansieres gjennom tariffene på bakgrunn av forsyningssikkerhet og de som krever en form for ekstern finansiering. Gjennom bidrag fra grunneiere, kommuner og eiendomsutviklere, vil den nye nettløsningen gjøre det mulig å rive 150 km luftledninger. Disse erstattes i stor grad av kabelledninger og det frigis arealer som gir plass til 5000 nye boliger og betydelige grøntområder. Det finnes også flere eksempler fra kabling av regionalnettet i Oslo og Akershus der kommuner og private utbyggere har betalt for kabling av luftledninger. I forbindelse med de store utbyggingene av Lørenskog sentrum, er flere kilometer med luftledning lagt i bakken for å frigjøre arealer til nybygging og forskjønnelse av sentrum. I Asker og Bærum har til sammen nesten 10 km luftledning blitt kablet på strekningen Fusdal- Berger-Hamang. I dette tilfellet ble regningen delt mellom kommunene og Hafslund, der Hafslund tok kostnaden for spenningsoppgraderingen, og kommunen tok det meste av regningen for selve kablingen. Som en del av en strukturell løsning der parter som oppnår store fordeler ved kabling også bidrar til finansieringen, kan dette være en god løsning enkelte steder i Oslo og Akershus.

Vedlegg og referanser

➤ Vedlegg 1-4 finnes på
<http://storoslo.statnett.no/nedlastinger/samlinger/>

Vedlegg 1: Behovsanalyse for dagens sentralnettløsning i Oslo og Akershus

Vedlegg 2: Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050

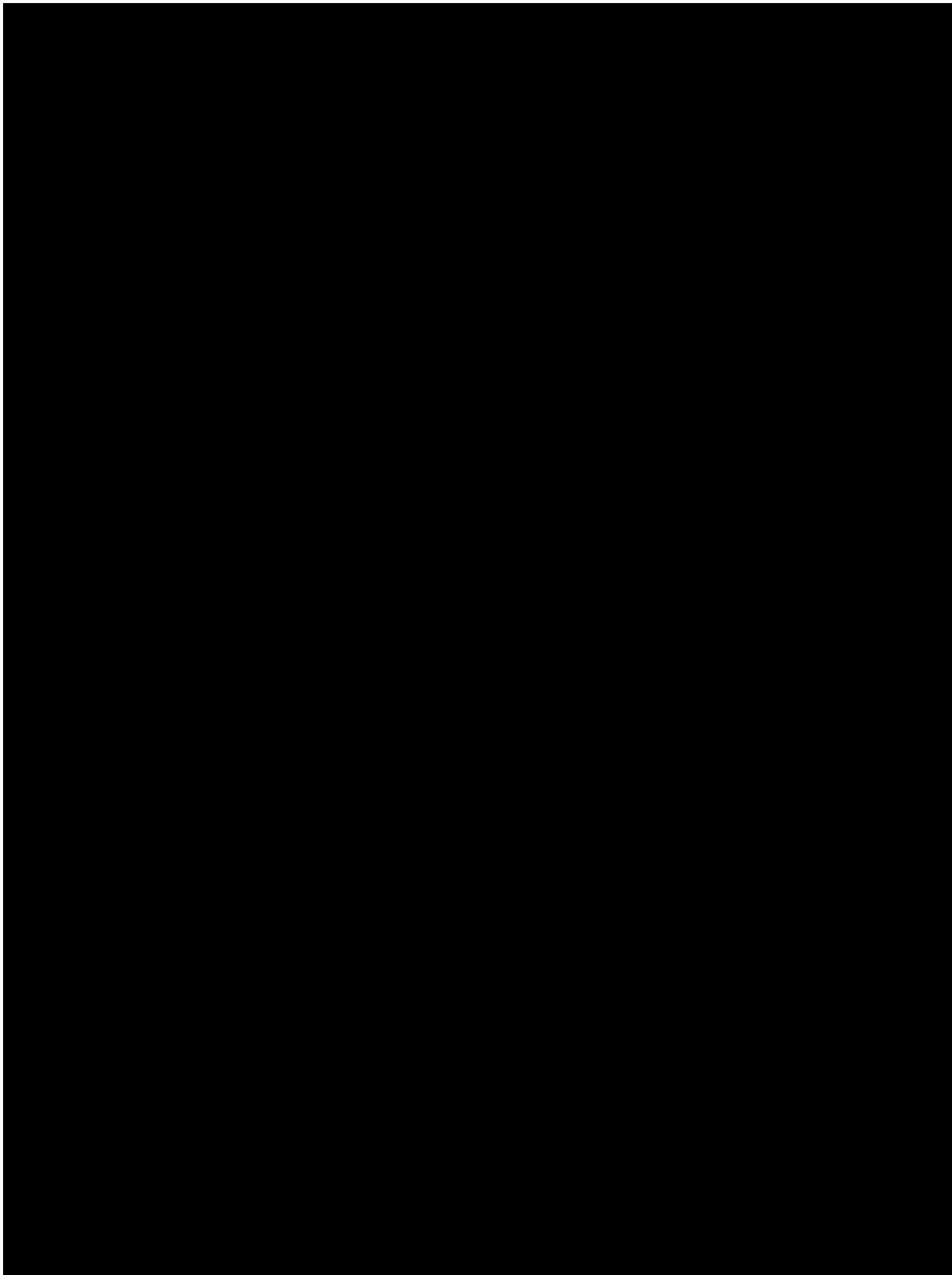
Vedlegg 3: Alternativer til nettinvesteringer

Vedlegg 4: Ny produksjon i Stor-Oslo/Østlandsområdet

Andre referanser:

- 1 Stortingsmelding 14 (2011/2012) av 2.mars 2012, «Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet»,
- 2 Energiutredningen – «Verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø» (NOU 2012:9)





Statnett SF
Husebybakken 28b
Postboks 5192 Majorstuen
N-0302 Oslo
Telefon: +47 23 90 30 00
Telefax: +47 23 90 30 01
www.statnett.no
firmapost@statnett.no

Statnett

