



Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet

6
2013

R
A
P
P
O
R
T



Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet

Rapport nr 6/2013

Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet for perioden 2012-2021

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Anne Sofie Risnes
Forfatter: Erik Martinsen, Morten Gleditsch, Anne Sofie Risnes, Christina Kvamme

ISBN: 978-82-410-0874-0
Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 0
Forsidefoto: Rune Stubrud

Sammendrag: Den rapporten har som mål å gi et bilde av omfanget av planlagte investeringer i det norske sentral- og regionalnettet i årene fremover. Den er en oppdatering av tilsvarende rapport fra 2009.

Sammenlignet med nasjonal utbyggingsutredning fra 2009, som samlet investeringsplaner for 2008-2017, viser rapporten en relativt stor økning i planlagte investeringer. I regionalnettet er det planlagt investeringer for opp mot 18 milliarder kroner. For sentralnettet anslås det behov for å investere mellom 50-70 milliarder.

Emneord: Utbyggingsutredning, utbyggingsplan, kraftsystemutredning, overføringsanlegg, investering, investeringsplan, kraftsystemplanlegging

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Februar 2013

Innhold

| | |
|---|-----------|
| Forord | 4 |
| Sammendrag | 5 |
| 1 Innledning | 1 |
| 1.1 Bakgrunn | 1 |
| 1.2 Utbyggingsutredningene | 1 |
| 2 Forutsetninger | 1 |
| 2.1 Datagrunnlag og usikkerhet | 1 |
| 3 Inndelinger | 2 |
| 3.1 Område..... | 2 |
| 3.2 Anleggstype | 3 |
| 3.3 Spenningsnivå | 3 |
| 3.4 Begrunnelse | 3 |
| 3.5 Lengde..... | 4 |
| 3.6 Ytelse | 4 |
| 3.7 Planlagt idriftsettelse..... | 4 |
| 3.8 Estimert kostnad | 4 |
| 4 Planer for nettinvesteringer | 4 |
| 4.1 Investeringer sortert etter planlagt idriftsettelse..... | 5 |
| 4.1.1 I regionalnettet | 5 |
| 4.1.2 I sentralnettet | 5 |
| 4.2 Investeringer i regionalnettet fordelt på anleggstype | 6 |
| 4.3 Investeringer i regionalnettet fordelt på spenningsnivå..... | 7 |
| 4.4 Investeringer i regionalnettet fordelt på årsak til tiltak..... | 8 |
| 4.5 Investering i kabel og linje..... | 9 |
| 5 Oppsummering | 9 |
| 5.1 Tidspunkt for investeringer..... | 10 |
| 5.2 Årsak til investeringer..... | 10 |
| 6 Vedlegg | 12 |

Forord

NVE forvalter ordningen med koordinerte kraftsystemutredninger (KSU) for sentral- og regionalnettet. KSU-ordningen har til hensikt å sikre involvering og koordinering mellom ulike aktører slik at nettet videreutvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte. I kraftsystemutredningene legges det blant annet frem en oversikt over aktuelle investeringer de neste 10-20 år. NVE har flere ganger laget og publisert en oppsummering av disse oversiktene, senest i NVE rapport 14/2009. Hensikten med disse oppsummeringene er å synliggjøre hvilket investeringsomfang som vil kunne være aktuelt hvis alle de identifiserte behovene skal dekkes gjennom nettinvesteringer. NVE har i denne oppsummeringen ikke gjort egne vurderinger av de behov og investeringsplaner som legges frem i KSUene.

Kraftsystemutredningene er ikke-bindende planer. Det understrekes også at valg av prosjekter som til slutt realiseres vil avgjøres gjennom konsesjonsprosesser hvor behov for nett vurderes opp mot miljøvirkninger og andre kostnader for samfunnet.

Oslo, februar 2013



Birger Bergesen
fungerende avdelingsdirektør
Energiavdelingen



Sigrun Kavli Mindeberg
fungerende seksjonssjef
Nettseksjonen

Sammendrag

Den rapporten har som mål å gi et bilde av omfanget av planlagte investeringer i det norske sentral- og regionalnettet i årene fremover. Den er en oppdatering av tilsvarende rapport fra 2009.

Data for planlagte investeringer i regionalnettet er hentet fra de regionale kraftsystemutredningene (KSU) fra 2012. Data for sentralnettet er hentet fra oppdatert investeringsplan for 2012 fra Statnett. Datagrunnlaget fra KSUene er samlet sett vurdert som tilfredsstillende for å oppfylle målet med rapporten til tross for at detaljnivåene i de enkelte KSUene varierer.

Sammenlignet med nasjonal utbyggingsutredning fra 2009, som samlet investeringsplaner for 2008-2017, viser rapporten en relativt stor økning i planlagte investeringer. I regionalnettet er det planlagt investeringer for opp mot 18 milliarder kroner i perioden 2012-2021 – en oppgang på 8 milliarder kroner fra 2008-2017. Statnett anslår et investeringsbehov i sentralnettet på mellom 50-70 milliarder.

Gjennomgangen av planlagte prosjekt viser at de fleste tiltakene i regionalnettet er begrunnet med lastutvikling, etterfulgt av tilknytning av ny produksjon og tilstand i nettet. I sentralnettet er forsyningsikkerhet trukket frem som den faktoren som utløser behov for flest investeringer, etterfulgt av tilknytning av ny produksjon.

Det vil alltid være usikkerhet knyttet til planlegging av investeringene i kraftoverføringssystemet, noe historisk data bekrefter. Det er også viktig å presisere at kraftsystemutredninger er utredninger av mulige investeringsbehov og ikke-bindende planer. Reelt investeringsnivå vil derfor ligge under de nivåene som er beskrevet i rapporten.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I Norge er det i dag nesten 20 000 kilometer med regionalnett og nesten 12 000 kilometer sentralnett. NVE har ansvaret for å sikre en samfunnsøkonomisk fornuftig utvikling av nettet. Dette gjøres blant annet gjennom ordningen med kraftsystemutredninger (KSU), konsesjonsprosessen, samt fastsettelse av inntektsrammer for nettselskapene.

Målet med KSUene er å sikre at utviklingen av regional- og sentralnettet på en samfunnsmessig rasjonell måte. Regionalnettet i Norge er delt i 17 områder, og for hvert område har NVE utpekt et nettselskap som skal være utredningsansvarlig og ha ansvaret for områdets KSU. Inndelingen av regionalnettet følger med noen unntak fylkesinndelingene. Videre er Statnett ansvarlig for utredning av sentralnettet. Rammer for- og innhold i KSUene reguleres av Forskrift om energiutredninger som trådte i kraft 1.1.2013.

KSUene gir blant annet en oversikt over planlagte investeringer i regional- og sentralnettet for de ti kommende årene. Utredningene er ikke-bindende.

1.2 Utbyggingsutredningene

I 1995 ble alle KSUene for første gang gjennomgått med det formål å skape en oversikt over samlede planlagte investeringer i regional- og sentralnettet. Dette resulterte i Nasjonal utbyggingsplan 1995-2005. Denne prosessen har senere blitt gjentatt, senest i 2008, og nå i 2012.

Målet med denne rapporten er å tegne et overordnet bilde av planlagte investeringer i det norske regional- og sentralnettet med hovedvekt på perioden 2012-2021. Rapporten presenterer sammenstillinger av data og fokuserer på hvilken type anlegg det investeres i, hvor i landet det investeres, og hvorfor det er behov for investeringene.

2 Forutsetninger

2.1 Datagrunnlag og usikkerhet

Grunnlaget for denne utredningen er planlagte og vurderte investeringer beskrevet i KSUene. Hvilke opplysninger som oppgis for prosjektene, varierer mellom de ulike KSUene.

NVE har tidligere gått gjennom investeringsplaner i kraftsystemutredninger og -planer fra 1990 til 2004. Denne gjennomgangen viste at over en periode på 15 år ble omtrent 30 % av alle planlagte prosjekt skrinlagt, mens ca 45 % av planlagte prosjekter ble utsatt i tid eller ikke realisert. Kun 25 % av prosjektene ble altså realisert til normert tid. Dette viser hvor vanskelig det kan være å planlegge nett, og det skyldes stor usikkerhet i behovsutvikling.

Kostnadsanslag er oppgitt for 83 % av alle prosjektene beskrevet i KSUene. Prosjekter der kostnadsanslag ikke er oppgitt er utelatt fra oversiktene. Totalt sett vurderes datagrunnlaget som tilfredsstillende.

For å gi et bedre sammenligningsgrunnlag er spesielt dyre prosjekter i de regionale KSUene (over 800 millioner) som har inkludert tilknytningskostnader for en spesifikk kunde utelatt fra analysegrunnlaget.

3 Inndelinger

Opplysningene som er gitt gjennom kraftsystemutredningene danner til sammen en investeringsplan. I denne planen er det flere kategorier, og de ulike prosjektene har blitt katalogisert som følger:

- Område
- Anleggstype
- Spenningsnivå
- Begrunnelse for investeringen
- Lengde på kraftlinjer/kabler
- Planlagt idriftsettelse
- Estimert kostnad
- Ytelse (for transformatorer)

3.1 Område

”Område” angir hvilket utredningsområde investeringen er planlagt gjennomført i. Utredningsområdene er igjen gruppert i regionene Midt-, Nord-, Vest-, Øst- og Sør-Norge. Inndelingen av regionene følger grovt sett Statnetts inndeling av prisregioner og er som følger:

- Nord-Norge: Alle områder nord for Nord-Trøndelag
- Midt-Norge: Nord- og Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal
- Vest-Norge: Sunnhordland, Hordaland og Sogn og Fjordane
- Sør-Norge: Agder og Sør-Rogaland
- Øst-Norge: Oslo, Akershus, Østfold, Hedmark og Oppland, Buskerud, Vestfold og Telemark

Denne inndelingen av regioner er forskjellig fra utbyggingsutredningen fra 2008 der Sør-, Vest- og Øst-Norge til sammen utgjorde regionen Sør-Norge.

3.2 Anleggstype

For å vise hva det investeres i deles prosjektene inn i tre forskjellige anleggstyper. Noen prosjekter faller utenom disse og havner i ”Annet”. De tre hovedtypene er:

- Kraftlinjer: Luftlinjer i mast
- Kabel: Jord- og sjøkabel
- Stasjonsanlegg: Samlebetegnelse for transformatorer, kontrollanlegg, bryteranlegg og lignende.
- Annet: Prosjekter som faller utenom de ovenstående; hovedsakelig kompensasjonsutstyr som SVCer, kondensatorbatterier og reaktorer.

Noen prosjekter fremstår som en kombinasjon av flere typer. Disse er sortert etter en skjønnsmessig vurdering.

I datagrunnlaget kommer det sjeldent frem hvorvidt linje- og kabelprosjekter medregner tilhørende stasjonsanlegg (transformatorer, likeretteranlegg, bryteranlegg etc.). Vanligvis er anleggstype da kategorisert som kun kraftlinje eller kabel, og ikke i kombinasjon med stasjonsanlegg.

3.3 Spenningsnivå

Spenningsnivå viser hvilket spenningsnivå anlegget bygges for i kV. I noen tilfeller dimensjoneres et anlegg for en viss spenning, men planlegges driftet på en lavere spenning en stund fremover. I disse tilfellene registreres spenningen anlegget dimensjoneres for.

For transformatorer er primærspenningen registrert.

3.4 Begrunnelse

Med begrunnelse menes hvorfor man ønsker, eller anser det som nødvendig, å gjennomføre et prosjekt. Kategoriene for begrunnelse er som gitt under:

- Forbruk (last): Forventning om økt lastbehov i området til et nivå som overstiger nivået dagens nett er dimensjonert for.
- Produksjon: Forventning om ny produksjon i området som fordrer investeringer.
- Forsyningssikkerhet: Nettet er, eller forventes å bli, for sårbart overfor driftforstyrrelser og feil, og det må investeres for å sikre en akseptabel forsyningssikkerhet.
- Tilstand: Anlegget er ikke i tilfredsstillende teknisk stand, som følge av slitasje, ulykke eller lignende, og må oppgraderes.
- Annet: Kabling av luftlinjer, tapsbesparelser, kompensering med mer.

Begrunnelsen for et prosjekt vil ofte være en kombinasjon av flere av disse. For å gi et klarere bilde av utløsende årsaker til planlagte investeringer har NVE i noen tilfeller gjort en skjønnsmessig vurdering for å bestemme den viktigste grunnen.

I tilfeller hvor begrunnelsen er uklar, eller ikke er oppgitt i kraftsystemutredningen, har betegnelsen IO (Ikke Oppgitt) blitt brukt.

3.5 Lengde

Lengden på kabel eller kraftlinje i kilometer. I de prosjektene hvor linjen består av både luftlinjer og kabler er den totale lengden av linjen registrert.

3.6 Ytelse

Transformatorytelse oppgitt i MVA. Det er kun 22 % av alle transformatorene som har oppgitt ytelse, og dette anses som et for dårlig grunnlag for analyser. Se vedlegg tabell 6-3 for datakvalitet.

3.7 Planlagt idriftsettelse

Dette angir hvilket år nettselskapet regner med å kunne sette anlegget i drift etter utbygging/ombygging. I de tilfeller idriftsettelsestidspunktet er oppgitt som et intervall, har NVE konsekvent lagt det høyeste oppgitte årstallet til grunn. Dette er valgt for konsistensens skyld og fordi erfaringer viser at prosjekter oftere blir utsatt enn fremskyndet.

For en del prosjekter er året for idriftsettelse oppgitt til en gang etter et bestemt årstall. Her er det satt et årstall, gjerne 2 år etter det som er oppgitt som tidligste investering. For eksempel registreres >2017 som 2019.

Prosjekter uten oppgitt idriftsettelsesår er merket med IO.

3.8 Estimert kostnad

Estimert kostnad anslår den totale kostnaden for hele prosjektet, gitt i millioner kroner. Alle kostnader forutsettes tilbakeregnet til 2012-verdi, selv om dette ikke er eksplisitt uttrykt i alle KSUene. På grunn av øvrig usikkerhet forbundet med kostnadsestimatene vurderes ikke dette som en stor feilkilde.

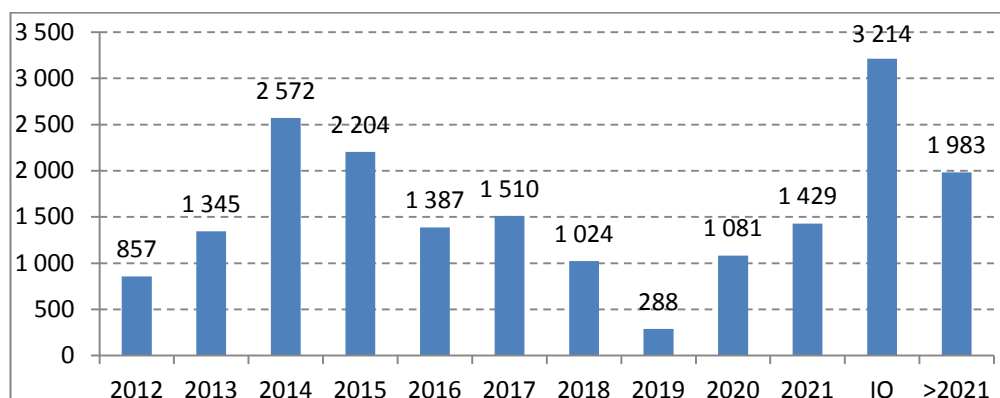
I tilfeller der kostnadsestimatet er angitt som et utfallsrom er den høyeste kostnaden valgt, både for konsistensens skyld og fordi prosjekter oftere blir dyrere enn opprinnelig anslått. Dette valget skiller seg fra nasjonal utbyggingsutredning anno 2008 der middelverdien for utfallsrommet ble benyttet. I hvilken grad utfallsrom ble angitt i KSUene varierte fra utredningsområde til utredningsområde. For sentralnettet ble nesten alle prosjekter oppgitt med utfallsrom.

4 Planer for nettinvesteringer

I dette kapittelet presenteres analyser av datagrunnlaget. De innsamlede investeringsdataene er blitt sortert etter: Tidspunkt for planlagt idriftsettelse, lokasjon, spenningsnivå, type anlegg og årsak til investeringen.

4.1 Investeringer sortert etter planlagt idriftsettelse

4.1.1 I regionalnettet



Figur 4-1: Investeringer i regionalnett fordelt på år for planlagt idriftsettelse. Tall i millioner kroner.

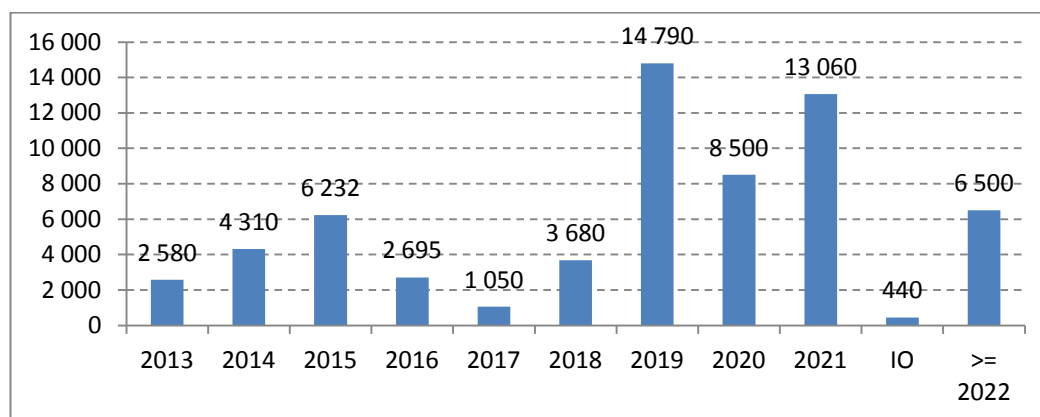
Figur 4-1 viser utviklingen i planlagte investeringer fram til 2021. IO viser til prosjekter der det ikke ble oppgitt tidspunkt for idriftsettelse. ”>2021” markerer prosjekter som er oppført i utredninger med planlagt idriftsettelse etter 2021. I hvilken grad år for idriftsettelse er inkludert i kraftsystemutredningene varierer fra område til område som vist i vedlegg tabell 6-2.

Merk at et prosjekts totale kostnad for enkelthets skyld blir bokført i året for idriftsettelse i fremstillingen. Dette er ikke realistisk: I realiteten vil påløpte kostnadene fordele seg gjennom hele planleggings- og konstruksjonsperioden.

Totalt investeringer i regionalnettet de neste 10 årene er beregnet til 16,9 milliarder kroner, som er en økning på ca. 6 milliarder fra utbyggingsutredning fra 2008. Dette tallet inkluderer ikke prosjekter merket ”>2021” eller ”IO”.

Gjennomsnittlig årlig investering, inkludert prosjektene uten oppgitt idriftsettelse, beløper seg til ca. 2 milliarder kroner. Dette er mer enn en dobling i forhold til investeringene de foregående 10 årene, vist i figur 4-2, da det årlig ble investert i gjennomsnitt 761 millioner kroner.

4.1.2 I sentralnettet



Figur 4-2 Investeringer i sentralnettet fordelt på tidspunkt for planlagt idriftsettelse. Tall i mill. kroner.

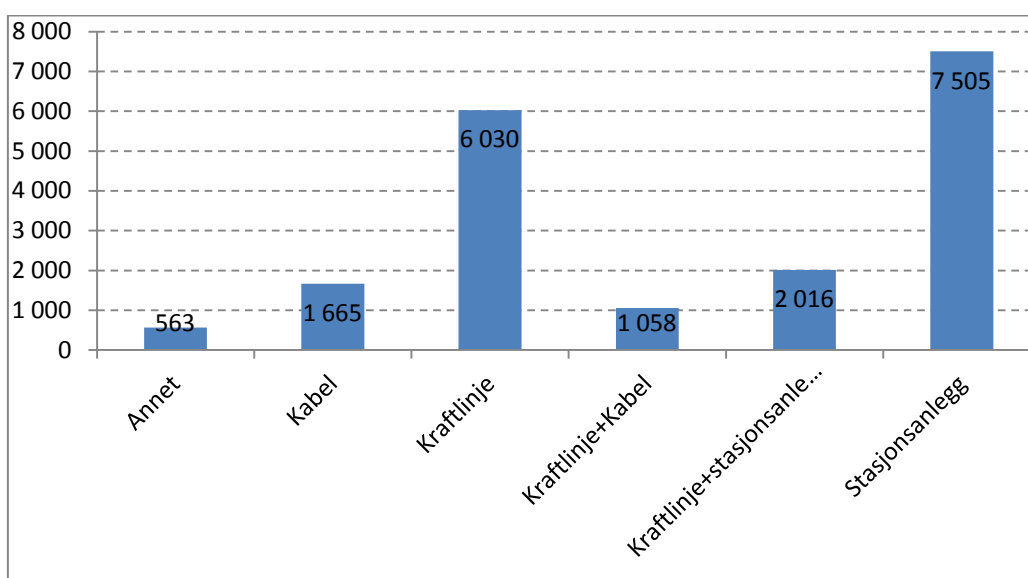
Som i figur 4-1 angir IO prosjekter der året for idriftsettelse ikke er oppgitt.

I denne gjennomgangen har NVE lagt til grunn høyeste investeringsanslag for hvert prosjekt. Dette gir en total sum for sentralnettet på 57 milliarder. Statnett anslår selv at de vil investere 50-70 milliarder kroner i sentralnettet fra 2013-2022. Avviket mellom anslåtte totalinvesteringer og de 57 mrd skyldes at flere større prosjekter ikke inkluderer kostnadsanslag. Dette inkluderer blant annet en del av Nettplan Stor-Oslo.

Statnett eier størstedelen av sentralnettet samtidig som de har utredningsansvar for KSU på dette nettnivået. KSU for sentralnettet inkluderer også planer i sentralnettet fra andre enn Statnett.

I sentralnettet er det planlagt store investeringer rundt 2020. Dette skyldes at enkeltprosjekter med høye kostnader gir et spesielt stort utslag i oversikten. Eksempler på dette er prosjektet Vestre Korridor (Kristiansand-Kvinesdal-Ertsmyra-Tjørhom-Lyse-Saurdal, Lyse-Hylen- Sauda, Ertsmyra-Solhom-Arendal, Lyse-Duge) med idriftsettelse i 2021 som er estimert til å koste 9 milliarder kroner, og utenlandskabler til England og Tyskland.

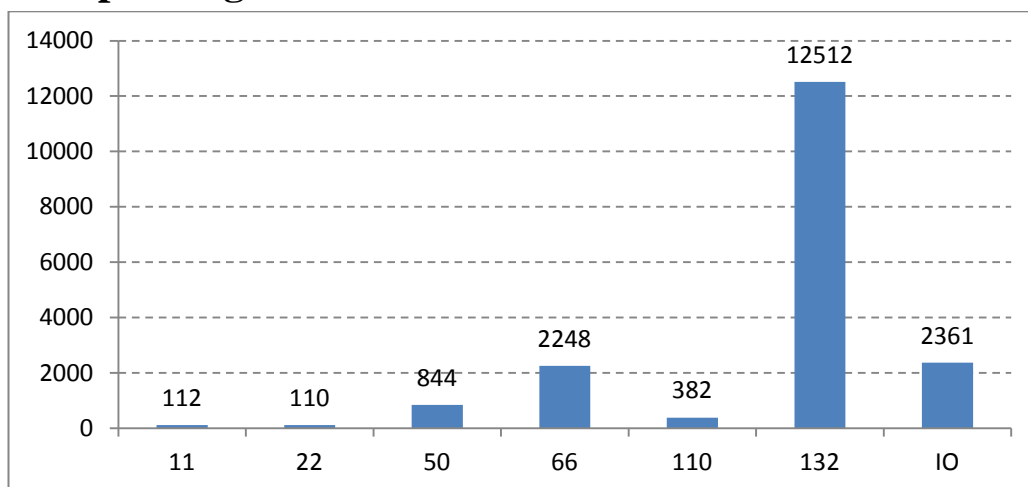
4.2 Investeringer i regionalnettet fordelt på anleggstype



Figur 4-3: Investeringer i regionalnettet fordelt på anleggstype, i millioner kroner

Som figur 4-7 viser investeres det mest i kraftlinjer og stasjonsanlegg. Investering i kabel forekommer vanligvis ved overføring i områder med tett bebyggelse eller ved kryssing av sjø og vann som gjør bruk av kraftlinjer vanskelig og/eller uegnet. Kategorien "Annet" omfatter hovedsakelig investeringer i kondensatorbatterier og annet utstyr som forbedrer spenningskvalitet.

4.3 Investeringer i regionalnettet fordelt på spenningsnivå

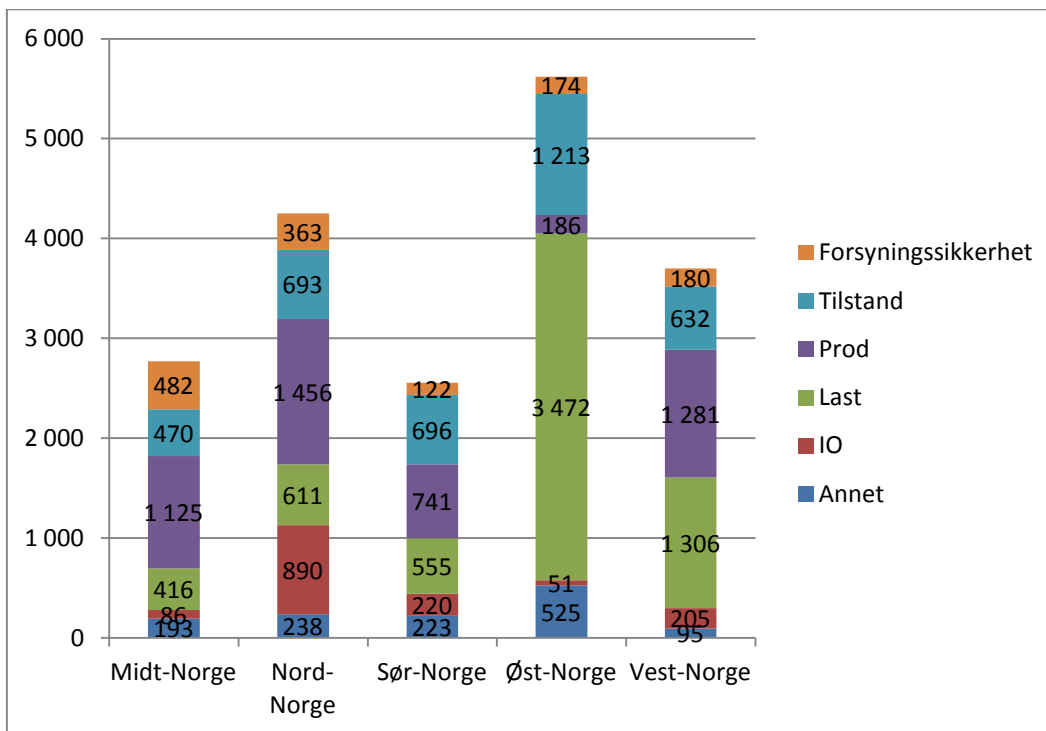


Figur 4-4: Investeringer i regionalnettet fordelt på spenningsnivå

Som vist i figur 4-9 investeres det klart mest i 132 kV i regionalnettet. 67,4 % av investeringene er planlagt på 132 kV. Per i dag er det 8803 km luftlinje på 66 kV, og 7487 km luftlinje på 132 kV, som vist i vedlegg tabell 6-16.. Siden det investeres ca 5,5 ganger så mye i 132 kV ventes det dermed at andelen 132 kV vil øke betydelig frem mot 2021.

Forventede overføringsbehov i området hvor linjen eller kabelen bygges vil også være viktig ved valg av spenningsnivå. Ved økt spenning vil mengden effekt i en linje kunne økes og behovet for antall linjer kan reduseres. 132 kV kan være nyttig i områder der produksjon eller forbruk er høyt og mye kraft må overføres. I områder med mye 132 kV nett kan det også i enkelte tilfeller være lønnsomt å på sikt legge om hele nettet til 132 kV drift. For områder med lite forbruk og produksjon er det ikke gitt at det er lønnsomt å bygge om til 132 kV. Spesielt gjelder dette dersom nettet i området rundt den planlagte linjen driftes på 66 kV.

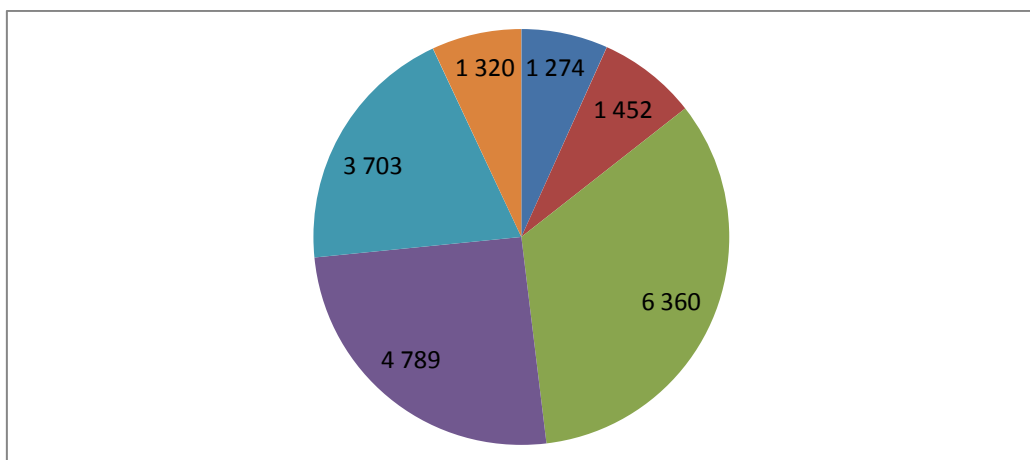
4.4 Investeringer i regionalnettet fordelt på årsak til tiltak



Figur 4-5: Årsak til investeringer i regionalnettet fordelt på regionene. Verdier i millioner kroner.

I Øst-Norge er det i all hovedsak forventet økning i last som er begrunnelsen for planlagte investeringer. Også i Vest-Norge utløser lastbehov en stor andel av investeringene, men produksjon er også en viktig årsak. Det er i denne regionen spesielt mange planlagte produksjonsanlegg og disse vil kreve nettinvesteringer for å kunne realiseres.

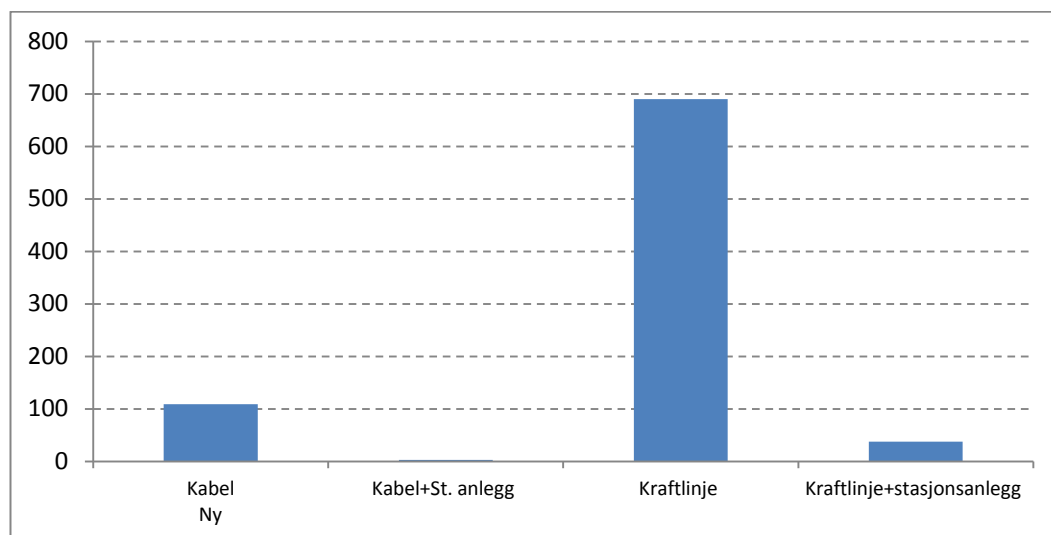
I Nord- og Midt-Norge er tilknytning av ny produksjon den viktigste grunnen til investeringer. I dette området planlegges det mye småkraft og vindkraft. I KSUene inkluderes planer for hvordan disse prosjektene kan tilknyttes nettet, men ikke all produksjonen som planlegges vil realiseres.



Figur 4-6: Begrunnelse for investeringer i regionalnettet sett under ett, verdier i millioner kroner. Oransje kakestykket til forsyningsikkerhet, turkis tilstand, lilla produksjon, grønn forbruk, rød ikke oppgitt og blå annet.

Som figur 4-12 viser, er lastbehov hovedårsaken til nye investeringer. 6,4 milliarder kroner, tilsvarende 34 % av de totale investeringene, skal brukes til å øke kapasiteten i takt med økt forbruk. Etter last følger tilknytning av ny produksjon og tilstand i nettet, med henholdsvis 25 % og 20 % som hovedårsaker til investeringer. Som nevnt i kapittel 3 kan det være flere årsaker til gjennomføringen av et prosjekt, og derfor vil det til tider være et tolkningsspørsmål hvilken begrunnelse som registreres. NVE har kategorisert investeringsplanene etter det NVE anser å være hovedårsaken.

4.5 Investering i kabel og linje



Figur 4-7: Kilometer nyinvesteringer i kabel og luftlinje for regionalnettet i millioner kroner.

Det norske regionalnettet er i dag dominert av luftlinjer; kun 8 % av regionalnettet kablet, se vedlegg tabell 6-13. Investeringsanslagene fra KSUene for regionalnettet viser at ca 13 % av nye kilometer nett planlegges som kabel.

5 Oppsummering

Formålet med sammenfatningen av investeringene er å skape et overordnet bilde av mulig investeringsomfang i regional- og sentralnettet i Norge. For å kunne gjøre dette sammenstilles og analyseres data fra de regionale kraftsystemutredningene. Som en følge av dette er datagrunnlaget begrenset av hva som blir innrapportert fra nettselskapene til deres respektive kraftsystemutredninger. Det varierer hvor mye informasjon som fremkomme i utredningene. Det er derfor en utfordring er å skape et konsistent datagrunnlag for overordnet analyse.

Av alle prosjektene som er omtalt i kraftsystemutredningene mangler ca 17 % kostnadsestimater (mot 15% for utredningen fra 2008).. Disse faller derfor utenfor vurderinger av kostnader. Da det i alle utredninger er oppgitt kostnader for minst halvparten av prosjektene, antas det at prosjekter hvor kostnad ikke er oppgitt anses som mer usikre enn andre prosjekter.

Ved planlegging av kraftsystemet er driverne for samfunnsutviklingen og dermed også karakteristikkene for det fremtidige kraftsystemet vanskelig å forutse. Det å sette robuste forutsetninger i analysene blir umulig. Utvikling av forbruk og produksjon frem i tid avhenger ikke bare av nasjonale og naturgitte forhold, men også av global økonomi og internasjonal politikk som har stor betydning for driverne regionalt, lokalt og nasjonalt. Forutsetningene som danner mye av grunnlaget for prioriteringer i kraftsystemet endres og politiske føringer og miljøfokus får stadig større betydning for rammevilkår og markedsutvikling innen energisektoren. Det at nett- og produksjonsanlegg skal ha en levetid på inntil 50 år, stiller spesielt store krav til planleggingen.

Det er ventet en betydelig økning i investeringer, både i regional- og sentralnettet. I NVEs gjennomgang av KSUene fra 2008 ble investeringsnivået beregnet til 10,6 og 26 milliarder i henholdsvis regional- og sentralnett for perioden 2008-2017. Samlet investeringsnivå for perioden 2012-2021 er beregnet til 16 milliarder i regionalnettet og 57 milliarder i sentralnettet med de valg av kostnadsintervaller som NVE har lagt til grunn. Det understrekes at gjennomgangen i 2008 la til grunn middelverdier der kostnadsintervall var oppgitt. I denne utredningen er det høyeste kostnadsanslaget lagt til grunn.

5.1 Tidspunkt for investeringer

Gjennomgangen av KSUene viser at fleste investeringene planlegges de første fem årene inn i analyseperioden. En lignende trend ble observert i utbyggingsutredningen fra 2008. En mulig årsak kan være at det ikke er oppgi kostnadsestimater for prosjekter som ligger langt frem i tid og dermed er usikre. Det kan også skyldes at mange av prosjektene i KSUene er prosjekter som har vært utsatt og hvor det begynner å haste med gjennomføring.

For en betydelig andel av prosjektene er år for idriftsettelse ikke oppgitt. Det antas at majoriteten av disse ligger mer enn 5 år frem i tid. En mulig forklaring kan være at behovet for investeringen er usikker eller at det avhenger av annen utbygging.

For sentralnettet er de fleste prosjektene i utredningen lagt lenger ut i analyseperioden. Dette henger sammen med at Statnett i stor grad oppgir intervaller for når de regner med å idriftsette anleggene, som igjen følger av stor usikkerhet for ferdigstilling av prosjekter i sentralnettet. Det er mange prosjekt som ikke har fått konsesjon, og det er knyttet usikkerhet til om og når endelig konsesjon kan foreligge.

5.2 Årsak til investeringer

For regionalnettet er det klare regionale forskjeller i begrunnelse for planlagte nettinvesteringer. I Nord- og Midt-Norge er tilknytning av ny produksjon den viktigste årsaken. I Øst- og Vest-Norge dominerer derimot forventninger om økt lastbehov, som kan knyttes opp mot den forventede befolkningsøkningen rundt de større byene. Produksjon er viktig også i Vest- og Sør-Norge, hvilket følger av en økning i fornybar kraftproduksjon.

I sentralnettet er forsyningssikkerhet og ny produksjon de viktigste årsakene til investeringer. I tillegg kommer betydelige investeringer som vil øke handelskapasitet med andre land.

En gjennomgang av gamle prognoser fra KSUene tilbake til 1990 viser at forventet veksten i maksimal effektbelastning og energiforbruk er overvurdert i utredningene. Samtidig er det tilknytningsplikt for forbruk og netteiere må planlegge tiltak som sikrer at nettet er i stand til å møte lastutviklingen. Imidlertid kan bruk av virkemiddel i driften sikre at det tilbys tilfredsstillende nettkapasitet også hvis selve investeringen utsettes til mer informasjon om forbruksendringer foreligger. I denne perioden vil forsyningssikkerhetsnivået ofte være redusert. Det er i slike tilfeller at investering for å dekke økt forbruk blir til investeringer som skal sikre økt forsyningssikkerhet.

6 Vedlegg

Tabell 6-1: Dekningsgrad for kostnadsestimat pr. utredningsområde

| <i>Utredningsområde</i> | <i>Oppgitt kostnad</i> | <i>Antall prosjekter</i> | <i>Prosent</i> |
|--------------------------------|------------------------|--------------------------|----------------|
| Aust- og Vest-Agder | 32 | 32 | 100 % |
| Buskerud | 37 | 48 | 77 % |
| Finnmark | 15 | 18 | 83 % |
| Hedmark og Oppland | 27 | 39 | 69 % |
| Helgeland | 11 | 18 | 61 % |
| BKK-området og indre Hardanger | 33 | 74 | 45 % |
| Midtre-Nordland | 35 | 46 | 76 % |
| Møre og Romsdal | 19 | 25 | 76 % |
| Nordre Nordland og Sør-Troms | 15 | 24 | 63 % |
| Nord-Trøndelag | 28 | 29 | 97 % |
| Oslo, Akershus og Østfold | 161 | 168 | 96 % |
| Sogn og Fjordane | 33 | 45 | 73 % |
| Sunnhordland og Nord-Rogaland | 19 | 19 | 100 % |
| Sør-Rogaland | 66 | 67 | 99 % |
| Sør-Trøndelag | 11 | 11 | 100 % |
| Troms | 31 | 36 | 86 % |
| Vestfold og Telemark | 59 | 62 | 95 % |
| Totalt | 632 | 761 | 83 % |

Tabell 6-2: Dekningsgrad for idriftsettelse pr. utredningsområde

| <i>Utredningsområde</i> | <i>Oppgitt Idriftsettelse</i> | <i>Antall prosjekter</i> | <i>Prosent</i> |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------------|----------------|
| Aust- og Vest-Agder | 32 | 32 | 100 % |
| Buskerud | 38 | 48 | 79 % |
| Finnmark | 2 | 18 | 11 % |
| Hedmark og Oppland | 27 | 39 | 69 % |
| Helgeland | 13 | 18 | 72 % |
| BKK-området og indre Hardanger | 55 | 74 | 74 % |
| Midtre-Nordland | 45 | 46 | 98 % |
| Møre og Romsdal | 18 | 25 | 72 % |
| Nordre Nordland og Sør-Troms | 24 | 24 | 100 % |
| Nord-Trøndelag | 15 | 29 | 52 % |
| Oslo, Akershus og Østfold | 143 | 168 | 85 % |
| Sogn og Fjordane | 7 | 45 | 16 % |
| Sunnhordland og Nord-Rogaland | 19 | 19 | 100 % |
| Sør-Rogaland | 59 | 67 | 88 % |
| Sør-Trøndelag | 11 | 11 | 100 % |
| Troms | 24 | 36 | 67 % |
| Vestfold og Telemark | 58 | 62 | 94 % |
| Totalt | 590 | 761 | 78 % |

Tabell 6-3: Dekningsgrad transformatorytelse pr. utredningsområde

| <i>Utredningsområde</i> | <i>Antall transformatorer</i> | <i>Antall oppgitt ytelse</i> | <i>Prosent</i> |
|--------------------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|
| Aust- og Vest-Agder | 14 | 14 | 100 % |
| Buskerud | 20 | | 0 % |
| Finnmark | | | 0 % |
| Hedmark og Oppland | 2 | | 0 % |
| Helgeland | 6 | 1 | 17 % |
| BKK-området og indre Hardanger | 47 | 2 | 4 % |
| Midtre Nordland | 9 | 4 | 44 % |
| Møre og Romsdal | 10 | 3 | 30 % |
| Nordre Nordland og Sør-Troms | 4 | 3 | 75 % |
| Nord-Trøndelag | 3 | | 0 % |
| Oslo, Akershus og Østfold | 59 | | 0 % |
| Sogn og Fjordane | 14 | | 0 % |
| Sunnhordland og Nord-Rogaland | 4 | 3 | 75 % |
| Sør-Rogaland | 15 | 1 | 7 % |
| Sør-Trøndelag | 3 | 2 | 67 % |
| Troms | 11 | 11 | 100 % |
| Vestfold og Telemark | 17 | 6 | 35 % |
| Totalt | 240 | 50 | 22 % |

Tabell 6-4: Datakvalitet oppgitt kostnad regioner

| <i>Region</i> | <i>Antall oppgitt kostnad</i> | <i>Antall prosjekter</i> | <i>Prosent</i> |
|---------------|-------------------------------|--------------------------|----------------|
| Midt-Norge | 58 | 65 | 89 % |
| Nord-Norge | 107 | 142 | 75 % |
| Sør-Norge | 98 | 99 | 99 % |
| Øst-Norge | 284 | 317 | 90 % |
| Vest-Norge | 85 | 138 | 62 % |
| Totalt | 632 | 761 | 83 % |

Tabell 6-5: Dekningsgrad for lengde på nyinvesteringer

| <i>Anleggstype</i> | <i>Antall oppgitt lengde</i> | <i>Antall prosjekter</i> | <i>Prosent</i> |
|---------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------|
| Kabel | 40 | 60 | 67 % |
| Kabel+stasjonsanlegg | 2 | 3 | 67 % |
| Kraftlinje | 38 | 84 | 45 % |
| Kraftlinje+stasjonsanlegg | 3 | 18 | 17 % |
| Totalt | 83 | 165 | 50 % |

Tabell 6-6: Dekningsgrad for begrunnelser

| <i>Utredningsområde</i> | <i>Antall begrunnelser</i> | <i>Antall prosjekter</i> | <i>Prosent</i> |
|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|----------------|
| Aust- og Vest-Agder | 32 | 32 | 100 % |
| Buskerud | 47 | 48 | 98 % |
| Finnmark | 9 | 18 | 50 % |
| Hedmark og Oppland | 38 | 39 | 97 % |
| Helgeland | 17 | 18 | 94 % |
| BKK-området og indre Hardanger | 70 | 74 | 95 % |
| Midtre Nordland | 46 | 46 | 100 % |
| Møre og Romsdal | 25 | 25 | 100 % |
| Nordre Nordland og Sør-Troms | 18 | 24 | 75 % |
| Nord-Trøndelag | 28 | 29 | 97 % |
| Oslo, Akershus og Østfold | 168 | 168 | 100 % |
| Sogn og Fjordane | 37 | 45 | 82 % |
| Sunnhordland og Nord-Rogaland | 17 | 19 | 89 % |
| Sør-Rogaland | 52 | 67 | 78 % |
| Sør-Trøndelag | 11 | 11 | 100 % |
| Troms | 26 | 36 | 72 % |
| Vestfold og Telemark | 55 | 62 | 89 % |
| Totalt | 696 | 761 | 91 % |

Tabell 6-7: Dekningsgrad kostnadsestimater sentralnett

| <i>Region</i> | <i>Oppgitt kostnadsestimat</i> | <i>Antall prosjekt</i> | <i>Prosent</i> |
|---------------|--------------------------------|------------------------|----------------|
| Midt-Norge | 9 | 9 | 100 % |
| Nord-Norge | 16 | 18 | 89 % |
| Sør-Norge | 7 | 13 | 54 % |
| Øst-Norge | 13 | 13 | 100 % |
| Vest-Norge | 9 | 9 | 100 % |
| Totalt | 54 | 62 | 87 % |

Tabell 6-8: Dekningsgrad idriftsettelse sentralnett

| <i>Region</i> | <i>Oppgitt idriftsettelse</i> | <i>Antall prosjekt</i> | <i>Prosent</i> |
|---------------|-------------------------------|------------------------|----------------|
| Midt-Norge | 7 | 9 | 78 % |
| Nord-Norge | 14 | 18 | 78 % |
| Sør-Norge | 9 | 13 | 69 % |
| Øst-Norge | 13 | 13 | 100 % |
| Vest-Norge | 6 | 9 | 67 % |
| Totalt | 49 | 62 | 79 % |

Tabell 6-9: Dekningsgrad spenninger sentralnett

| <i>Region</i> | <i>Oppgitte spenninger</i> | <i>Antall prosjekt</i> | <i>Prosent</i> | |
|---------------|----------------------------|------------------------|----------------|-------------|
| Midt-Norge | | 9 | 9 | 100 % |
| Nord-Norge | | 17 | 18 | 94 % |
| Sør-Norge | | 13 | 13 | 100 % |
| Øst-Norge | | 12 | 13 | 92 % |
| Vest-Norge | | 5 | 9 | 56 % |
| Totalt | | 56 | 62 | 90 % |

Tabell 6-10: Kilometerpris i regionalnettet med hensyn på spenningsnivå

| <i>Spenning</i> | <i>Kilometerpris</i> |
|-----------------|----------------------|
| 22 kV | 2,8 MNOK |
| 50 kV | 7,6 MNOK |
| 66 kV | 6,3 MNOK |
| 110 kV | 3,6 MNOK |
| 132 kV | 9,4 MNOK |

Tabell 6-11: Historiske investeringsdata i regionalnettet satt opp mot planlagte investeringer

| | <i>Planlagte investeringer[MNOK]</i> | <i>Gjennomførte investeringer[MNOK]</i> | <i>Andel</i> |
|--------------|--------------------------------------|---|--------------|
| 2009 | 1513 | 1152 | 77 % |
| 2010 | 1441 | 978 | 69 % |
| Gjennomsnitt | 1460 | 1065 | 73 % |

Tabell 6-12: Årlig kostnad spenningsoppgradering Oslo-området

| <i>År for idriftsettelse</i> | <i>Kostnad i millioner kroner</i> |
|------------------------------|-----------------------------------|
| 2012 | 166,0 |
| 2013 | 112,1 |
| 2014 | 80,5 |
| 2015 | 20,0 |
| 2016 | 115,0 |
| 2017 | 84,0 |
| 2018 | 53,0 |
| 2019 | 88,0 |
| 2020 | 89,0 |
| 2021 | 90,0 |
| >2021 | 378,0 |
| Totalt | 1275,6 |

Tabell 6-13: Andel kabel og luftlinje i eksisterende regionalnett. Hentet fra NVE sin database

| <i>Anleggstype</i> | <i>Lengde</i> | <i>Andel</i> |
|--------------------|---------------|--------------|
| Luftlinje | 17200 | 92 % |
| Kabel | 1487 | 8 % |
| Totalt | 18687 | 100 % |

Tabell 6-14: Kilometer regionalnett i respektive utredningsområder, data fra NVE

| Fylke | Kilometer eksisterende Regionalnett |
|---------------------------|--|
| Agder | 1228 |
| Buskerud | 1133 |
| Finnmark | 1500 |
| Hedmark | 1073 |
| Hordaland | 1345 |
| Møre og Romsdal | 1227 |
| Nordland | 2055 |
| Nord-Trøndelag | 938 |
| Oppland | 896 |
| Rogaland | 1302 |
| Sogn og Fjordane | 675 |
| Sør-Trøndelag | 1197 |
| Telemark | 1090 |
| Troms | 661 |
| Vestfold | 407 |
| Oslo, Akershus og Østfold | 1960 |
| Totalt | 18687 |

Tabell 6-15: Historiske investeringsdata i regionalnettet

| Årstall | Historiske investeringer [kNOK] | Planlagte investeringer[kNOK] |
|---------|---------------------------------|-------------------------------|
| 1999 | 444561 | |
| 2000 | 643934 | |
| 2001 | 658506 | |
| 2002 | 780318 | |
| 2003 | 679526 | |
| 2004 | 607426 | |
| 2005 | 751383 | |
| 2006 | 611076 | |
| 2007 | 789914 | |
| 2008 | 1043020 | |
| 2009 | 1152013 | 1513000 |
| 2010 | 978151 | 1441000 |
| 2012 | | 857100 |
| 2013 | | 1344720 |
| 2014 | | 2571690 |
| 2015 | | 2204253 |
| 2016 | | 1386900 |
| 2017 | | 1510300 |
| 2018 | | 1023744 |
| 2019 | | 287500 |
| 2020 | | 1081400 |
| 2021 | | 1429100 |

Tabell 6-16: Sammensetning av eksisterende luftlinje fordelt på spenning

| År | Anlegg | Spenning [kV] | Antall kilometer eksisterende linje |
|------|-----------|---------------|-------------------------------------|
| 2010 | Luftlinje | 66 | 8 803 |
| 2010 | Luftlinje | 132 | 7 487 |

Tabell 6-17: Sammensetning av 132kV, 300 kV og 420 kV i sentralnettet.

| Spenningsnivå | Antall kilometer | Prosent |
|---------------|------------------|---------|
| 132 kV | 2079 | 21,8 % |
| 300 kV | 4524 | 47,5 % |
| 420 kV | 2925 | 30,7 % |
| Totalt | 9528 | 100 % |

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2013

- Nr. 1 Roller i det nasjonale arbeidet med håndtering av naturfarer for tre samarbeidende direktorat
- Nr. 2 Norwegian Hydrological Reference Dataset for Climate Change Studies. Anne K. Fleig (Ed.)
- Nr. 3 Anlegging av regnbed. En billedkavalkade over 4 anlagte regnbed
- Nr. 4 Faresonekart skred Odda kommune
- Nr. 5 Faresonekart skred Årdal kommune
- Nr. 6 Sammenfatning av planlagte investeringer i sentral- og regionalnettet for perioden 2012-2021



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

