



Status og prognoser for kraftsystemet 2014

Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene
for regionalnettet fra 2014

78
2014



R
A
P
P
O
R
T

Status og prognoser for kraftsystemet 2014

**Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene for
regionalnettet fra 2014**

Rapport nr 78

Status og prognoser for kraftsystemet 2014 – Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene fra 2014

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Synnøve Lill Paulen
Forfattere: Håkon Duus, Paul-Steven Ganer, Synnøve Lill Paulen
ISBN: 978-82-410-1029-3

Trykk:
Opplag:
Forsidefoto: Hanne Bakke/NVE

Sammendrag: Gjennom kraftsystemutredningene (KSUene) beskrives status og mulige utviklingsbaner for kraftsystemet i Norge i 17 rapporter for regionalnettet og en rapport for sentralnettet. Denne rapporten sammenfatter sentrale data fra KSUene i følgende oversikter.

- Diagrammer over historisk og prognosert utvikling i regional elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon
- Diagrammer over historisk og prognosert utvikling i regional effektbruk og effektproduksjon
- Kart over tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny produksjon i Norges kommuner
- Planer for investeringer i regionalnettet
- Oversikt over punkter uten N-1

Emneord: kraftsystemutredning, KSU, prognoser, energibruk, energiproduksjon, effektbruk, effektproduksjon, nettkapasitet, tilknytning, småkraft, investering, nettselskaper, N-1

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

Innhold

Forord	4
Figurliste.....	5
Tabelliste	5
SAMMENDRAG	6
1. INNLEDNING	7
1.1 Bakgrunn	7
1.2 Kraftsystemutredninger (KSUer)	7
1.3 Sammenstilling av data fra KSUene.....	8
1.4 Rapportens oppbygning	8
2. KSU-OMRÅDEGRENSER OG REGIONGRENSER.....	9
2.1 KSU-områdeinndeling.....	9
2.2 Regioninndeling	9
3. ELEKTRISITETSBRUK OG ELEKTRISITETSPRODUKSJON... 11	
3.1 Elektrisitetsbruk	11
3.1.1 Alminnelig forsyning	11
3.1.2 Kraftintensiv industri.....	12
3.2 Elektrisitetsproduksjon	13
4. EFFEKTBRUK OG EFFEKTPRODUKSJON..... 14	
4.1 Effektbruk alminnelig forbruk.....	14
4.1.1 Alminnelig forsyning	14
4.1.2 Kraftintensiv industri.....	15
4.2 Effektproduksjon	15
5. NETTKAPASITET FOR NY PRODUKSJON	17
6. FORVENTEDE INVESTERINGER I REGIONALNETTET	19
6.1 Forventede investeringer per KSU-område.....	19
6.2 Forventede investeringer per region	20
6.3 Utvikling i forventede investeringer	21
6.4 Utløsende årsak til investeringer	21
7. PUNKTER UTEN N-1..... 24	
7.1 Punkter uten N-1 i regionalnett.....	24
7.2 Punkter uten N-1 i Sentralnett.....	27
8. VEDLEGG	29
8.1 Nettselskaper som opererer i KSU-områdene.....	29
8.2 Kraftintensiv industri i KSU-områdene.....	32
8.3 Bruks- og produksjonsdiagrammer for elektrisitet og effekt	34
8.4 Kommuner uten nettkapasitet for tilknytning av ny småkraft.....	40

Forord

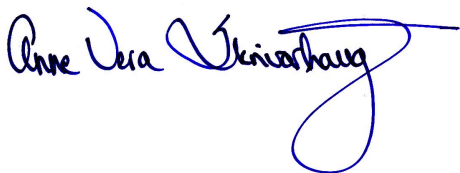
Annethvert år utarbeides 17 *kraftsystemutredninger* (KSUer) for det norske regionalnettet av utpekte norske nettselskap. Utredningene omhandler blant annet dagens kraftsystem og utvikling av dette, og de 17 KSUene dekker til sammen hele regionalnettet i Norge. Statnett lager også en KSU for sentralnettet.

Det har lenge vært ønskelig med et system for sammenstilling av enkelte av dataene som rapporteres i KSUene. Med dette for øyet har NVE forberedt nye innrapporteringsskjemaer som i all hovedsak er basert på informasjon som allerede finnes i kraftsystemutredningene. Denne informasjonen samles inn og presenteres på en ny måte.

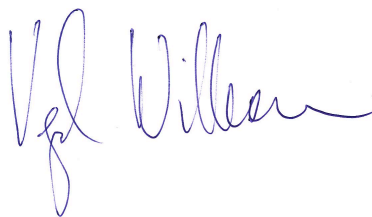
NVE ønsker å gjøre leseren oppmerksom på at all informasjonen som presenteres i dette dokumentet er meldt inn i KSUene av nettselskaper. Informasjonen representerer følgelig ikke NVEs egne syn eller vurderinger.

Oslo, november 2014

Anne Vera Skrivarhaug
Avdelingsdirektør
Energiavdelingen



Vegard Willumsen
Seksjonssjef
Nettseksjonen



Figurliste

Figur 1 Region og områdeinndeling	10
Figur 2 Årlig elektrisitetsbruk i alminnelig forsyning per region..	11
Figur 3 Årlig elektrisitetsbruk i kraftintensiv industri per region..	12
Figur 4 Elektrisitetsproduksjon per region i TWh..	13
Figur 5 Regional effektbruk i alminnelig forsyning.	14
Figur 6 Regional effektbruk i kraftintensiv industri.	15
Figur 7 Regional effektproduksjon..	15
Figur 8 Kapasitet for tilknytning av ny småkraft.	18
Figur 9 Oversikt over forventede investeringer for de kommende femårsperioder.	21
Figur 10 Forventede investeringer fordelt på utløsende hovedårsak, KSU 2012	22
Figur 11 Forventede investeringer fordelt på utløsende hovedårsak KSU 2014.	22
Figur 12 Investeringer i regionalnettet 2014-2033 fordelt på anleggstype.	23
Figur 13 Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punktet.....	26
Figur 14 Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på gjenopprettingstid.	26
Figur 15 Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punkt.	27
Figur 16 Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på tid for gjenoppretting. 3	28
Figur 17 Temperaturkorrigert årlig elektrisitetsbruk i alminnelig forsyning per region..	34
Figur 18 Årlig elektrisitetsbruk i kraftintensiv industri per region.	35
Figur 19 Elektrisitetsproduksjon per region i TWh..	36
Figur 20 Temperaturkorrigert regional effektbruk.....	37
Figur 21 Regional effektbruk.....	38
Figur 22 Regional effektproduksjon..	39

Tabelliste

Tabell 1 Liste over hvilke KSU-områder som inngår i hver region.	10
Tabell 2 Samlede forventede investeringer i KSU-områdene.....	20
Tabell 3 Samlede forventede investeringer presentert i regionene.	20
Tabell 4 Punkter i regionalnettet per KSU-område der N-1-kriteriet ikke oppfylles.....	25
Tabell 5 Punkter i regionalnettet per region der N-1-kriteriet ikke oppfylles.....	25
Tabell 6 Utredningsansvarlige og nettselskaper i KSU-områdene.	31
Tabell 7 Kraftintensiv industri i KSU-områdene.....	33
Tabell 8 Oversikt over kommuner uten ledig nettkapasitet for ny småkraft.....	42

SAMMENDRAG

Gjennom kraftsystemutredningene (KSUene) beskrives status og mulige utviklingsbaner for kraftsystemet i Norge i 17 rapporter for regionalnettet og en rapport for sentralnettet. Denne rapporten sammenfatter sentrale data fra KSUene i følgende oversikter:

- Diagrammer over historisk og prognosert utvikling i regional elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon
- Diagrammer over historisk og prognosert utvikling i regional effektbruk og effektproduksjon
- Kart over tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny produksjon i Norges kommuner
- Planer for investeringer i regionalnettet
- Oversikt over punkter uten N-1

Sammenfatningen viser at elektrisitetsbruken i alminnelig forsyning økte fra rundt 74 til over 86 TWh fra 2003 til 2013. Omtrent halvparten av elektrisiteten brukes på Østlandet. Trendlinjen for effektbruk har likedan form: Effektbruken i alminnelig forsyning økte fra rundt 15 000 til rundt 18 500 MW i den samme perioden, og Østlandet står for halvparten av bruken.

Kartet over tilgjengelig nettkapasitet for ny produksjon viser at nettbegrensningene i første rekke er konsentrert i ett geografisk område: Hordaland/Sogn og Fjordane. Statnett er i ferd med å bygge en ny 420 kV ledning fra Fardal til Ørskog som blant annet vil legge til rette for ny produksjon på Vestlandet.

En sammenstilling av alle investeringsplanene viser at det er planlagt investeringer i regionalnettet for 23-28 milliarder NOK for perioden 2014-2033. Hovedvekten (18 milliarder) av dette er forventet å komme i den første tiårsperioden. Dette er en økning på 1 milliard kroner i forhold til forventede investeringer for perioden 2012-2021 i KSU fra 2012. Forsyningssikkerhet, ny produksjon og tilfredsstillende teknisk tilstand er hovedårsakene til investeringene; de trigger investeringer i størrelsesorden 6, 7 og 6 milliarder NOK.

Gjennom KSUene er det kommet frem at det er 467 punkter uten N-1 i regionalnettet i Norge. Den samlede kostnaden for å eliminere disse punktene er anslått til i overkant av 8 milliarder NOK. Sør-Trøndelag er det KSU-området med færrest punkter uten N-1 (6), mens Sør-Rogaland har flest (56). I KSU for Sentralnettet 2013 er det identifisert 308 punkt uten N-1. 17 av disse har en gjenopprettingstid på over 4 timer. Statnett anslår at det vil koste rundt 10 milliarder kroner å eliminere disse 17 punktene.

1. INNLEDNING

1.1 Bakgrunn

I det årlige *Tildelingsbrevet* til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fra Olje- og energidepartementet (OED) nedfelles de hovedmål som NVE skal styre sin virksomhet etter. To av disse er å ”sikre effektiv produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi” samt å ”påse at beredskapen i kraftsystemet er god”.

Gjennom Tildelingsbrevet fastsettes også spesifikke oppgaver som NVE skal prioritere i løpet av et år. For 2014 er en av oppgavene under det førstnevnte hovedmålet spesifisert som følger: ”utarbeide et system for sammenfatning av status og prognoser som framkommer i kraftsystemutredningene for regionalnettet og sentralnettet”

1.2 Kraftsystemutredninger (KSUer)

Et grunnlag for å analysere nettutviklingen og kraftbalanser regionalt finnes allerede i form av *kraftsystemutredningene*, som forkortes KSU.

I vid forstand er KSUene rapporter som utbroderer kraftsystemets status og dets forventede utvikling. Nærmere bestemt beskriver KSUene dagens kraftnett, framtidige overføringsforhold, og forventede tiltak og -investeringer. Utredningene fremstiller også diagrammer over områdets nøkkeldata som effekt- og energibalanse, samt oversikter over produksjon, overføring og forbruk av elektrisitet.

I KSUene beskrives også ulike alternativer for utvikling i behov for overføringskapasitet. Forenklete samfunnsøkonomiske vurderinger gjøres av de mulige investeringene. Videre gir KSUene vurderinger av en rekke andre temaer, som forsyningssikkerhet, tilgjengelig nettkapasitet for innmating av ny produksjon, forbrukerfleksibilitet og utvikling av andre energibærere enn elektrisitet.

Et hovedmål med KSU-ordningen er å involvere aktører som er sentrale i eierskap, drift og bruk av kraftsystemet i planlegging av fremtidens kraftsystem i en tidlig fase. KSUene bidrar til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og sentralnettet, gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. Samfunnet gis således en felles forståelse for mulige endringer i kraftsystemet. NVE selv benytter KSUene blant annet i vurderingen av konsesjonssøknader for energianlegg.

KSUene utarbeides annethvert år av 18 nettselskaper som er utpekt av NVE til oppdraget. 17 av nettselskapene tar for seg regionalnettet (33-132 kV) i sitt virkeområde, og de 17 dekker til sammen hele Norge. De 17 nettselskapene er ansvarlige for å koordinere KSU-arbeidet i sitt område. Sentralnettet er også definert som et KSU-område, og Statnett har ansvaret for KSUen for dette nettnivået (132-420 kV). En oversikt over oppdelingen av KSU-områder og hvilke selskaper som er utredningsansvarlige vises i Figur 1 og Tabell 6.

1.3 Sammenstilling av data fra KSUene

Det har i lengre tid vært ønskelig å samle informasjon fra alle de regionale KSUene på et sted. Dette ønsket har primært bakgrunn i den manglende helhetsoversikt som følger av at informasjon om regional nettutvikling presenteres over 17 dokumenter.

KSUene inneholder store mengder informasjon. I uttrekket av informasjon til bruk i denne rapporten har det blitt lagt vekt på fakta som hensiktsmessig kan legges sammen og som kan gi et overordnet inntrykk av kraftsystemet. Denne oversikten vil hjelpe til å få regionale likheter, forskjeller og utviklingstrekk frem i dagen. Dette er også en av hovedgrunnene til at data grupperes regionvis, jamfør kapittel 2.2. Noe av informasjonen i denne sammenstillingen ville man ellers ha måttet bla gjennom mange dokumenter for å danne seg et regionalt/nasjonalt bilde av.

De 17 nettselskapene som er ansvarlige for de regionale KSUene har til og med 2012 brukt sine egne formater til rapporteringen. For å kunne aggregere data fra de ulike dokumentene på en likefrem måte har NVE sendt ut egne innrapporteringskjemaer for de dataene som presenteres i denne rapporten.

NVE understreker at alle data som denne rapporten er basert på er hentet fra KSUene; de er altså nettselskapenes egne data. Mulige investeringer gjenspeiler følgelig ikke NVEs forventninger, men nettselskapenes forventninger. Dette prinsippet gjelder også for alle rapportens andre temaer. Tolkninger av diagrammene er av samme årsak til dels fraværende; hovedhensikten med rapporten er å samle data fra KSUene på et sted, ikke å vurdere dataenes rimelighet.

Det er et mål å gjøre informasjonen i denne rapporten offentlig tilgjengelig, og den vil derfor publiseres på NVEs hjemmeside. Rapporten publiseres for første gang i 2014, og vil deretter publiseres med oppdaterte tall annethvert år; etter at KSUene for regionalnettet er ferdigstilt. Ved å sammenligne ulike versjoner av dette dokumentet vil det i fremtiden også bli mulig å se utvikling i tid.

Med mindre annet er spesifisert viser figurer og tabeller til data fra KSUene for regionalnettet. At data fra KSUen for sentralnettet ikke er tatt med i datagrunnlaget skyldes hovedsakelig at de utgis i odde år, definerer regiongrensene ulikt osv. Inklusjon av data fra KSU for sentralnettet ville derfor ha krevet en større manuell jobb og mange subjektive vurderinger. Det samme behovet for å samle informasjon eksisterer for øvrig ikke for sentralnettet da hele sentralnettet omhandles i kun én KSU.

1.4 Rapportens oppbygning

Rapporten åpner med å definere KSU-områdene og regiongrensene. I kapittel 3 presenteres regional elektrisitetsbruk fordelt på alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, etterfulgt av regional elektrisitetsproduksjon. I det påfølgende kapittelet 4, presenteres tilsvarende data for effekt. I kapittel 5 viser et oversiktskart tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny småkraftproduksjon. Deretter presenteres de forventede investeringene for de kommende 20 år i kapittel 6. Avslutningsvis listes punkter uten N-1 i regionalnettet og sentralnettet opp.

2. KSU-OMRÅDEGRENSER OG REGIONGRENSER

I dette kapittelet defineres grensene for KSU-områdene og regionene som brukes videre i dokumentet.

2.1 KSU-områdeinndeling

Grensene for de 17 KSU-områdene vises i Figur 1. Kartet kan gi en illusjon av at grensene følger fylkesgrensene: Det gjør de i flere tilfeller ikke, ettersom oppdelingen av KSU-områdene ble styrt av eierforhold i nettselskapene og andre nettforhold. Tabell 6 i vedlegg viser hvilke nettselskap som opererer i hvert område, samt hvilket selskap som er ansvarlig for utarbeidelsen av områdets KSU.

Sentralnettet er definert som et KSU-område, men vises ikke på kartet.

2.2 Regioninndeling

I denne rapporten vises flere figurer og tabeller for de 5 regionene øst, sør, vest, midt og nord. I Figur 2 viser de heltrukne linjene hvordan regiongrensene er trukket, mens de stiplede er KSU-områdegrensene. Tabell 1 viser hvilke KSU-områder som inngår i hver region.

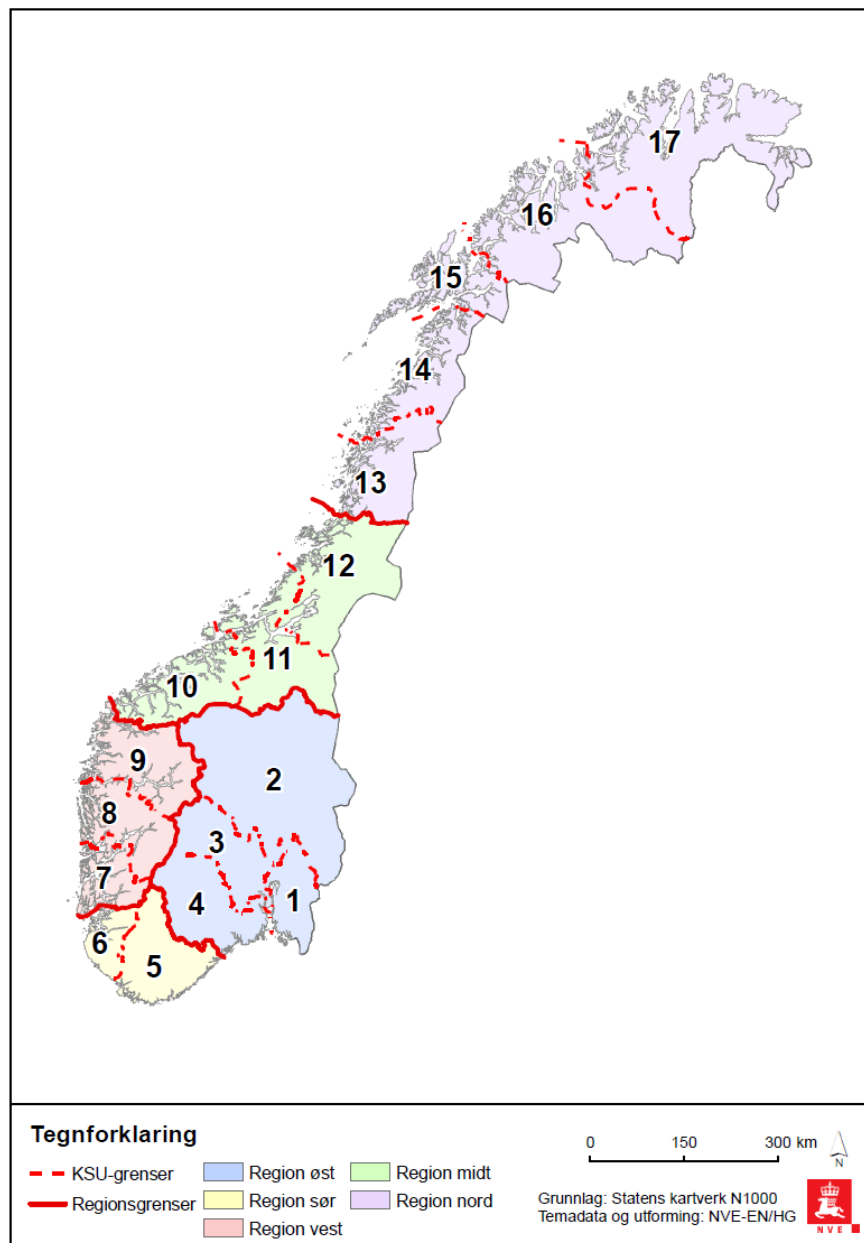
Regioninndelingen ble valgt under utarbeidelsen av denne rapporten. Utgangspunktet for valget var at alle regiongrenser måtte sammenfalle med KSU-områdegrensene for at data fra ulike KSU-er skulle kunne legges sammen på en likefrem måte. Et andre mål var å tilnærme regioninndelingen i denne rapporten til regioninndelingene i Statnetts KSU for sentralnettet. Der de to kravene ikke var forenlige ble det første bestemmende.

Hovedforskjellene mellom de to regioninndelingene er at Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal er i Midt-Norge i denne inndelingen og i Nord-Norge i Statnetts inndeling. Videre er Øst-Norge hos Statnetts definert av vannskillet i vest og av Dovrefjell i nord, mens grensene for region Øst i denne rapporten følger fylkesgrensene.

Region	KSU-områder som inngår i regionen	Områder som inngår i Statnetts regioninndeling
Øst	Buskerud Hedmark & Oppland Østfold, Oslo & Akershus Vestfold & Telemark	Østfold, Oslo & Akershus Vestfold Samt store deler av: Telemark Buskerud Hedmark & Oppland
Sør	Aust- & Vest-Agder Sør-Rogaland	Aust- & Vest-Agder Sør-Rogaland
Vest	Sogn & Fjordane BKK-området & Indre Hardanger Sunnhordland & Nord-Rogaland	Sogn & Fjordane BKK-området og Indre Hardanger Sunnhordland & Nord-Rogaland
Midt	Møre & Romsdal Sør-Trøndelag	Møre & Romsdal Sør-Trøndelag

	Nord-Trøndelag	Nord-Trøndelag
Nord	Helgeland Midtre Nordland Nordre Nordland & Sør-Troms Troms Finnmark	Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal Nordland Troms Finnmark

Tabell 1 Liste over hvilke KSU-områder som inngår i hver region.



Figur 1 Region og områdeinndeling

3. ELEKTRISITETSBRUK OG ELEKTRISITETSPRODUKSJON

I dette kapitlet er data for elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon som er meldt inn til de regionale KSUene samlet. Denne kunnskapen er vesentlig for å forstå behovet for ny produksjonskapasitet og de nettilknytningslinjer som følger med denne.

Først i kapitlet vises diagrammer over regional bruk av elektrisitet, deretter følger en regional oversikt over elektrisitetsproduksjonen i det norske regionalnettet.

Elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon behandles i større dybde i *Energibruksrapporten* og *Kvartalsrapport for kraftmarknaden* som er henholdsvis årlige og kvartalsvise publikasjoner fra NVE.

NVE gjør oppmerksom på at det er store regionale forskjeller når det gjelder behov og produksjonskapasitet for elektrisitet. For alminnelig forsyning, som står for rundt 70 % av totalbehovet, ligger dette i sakens natur; rundt 98 % av all elektrisitetsproduksjon i Norge baseres på vannkraft, som grovt sett er bygget ut i terreng som ikke inviterer til større bydannelser.

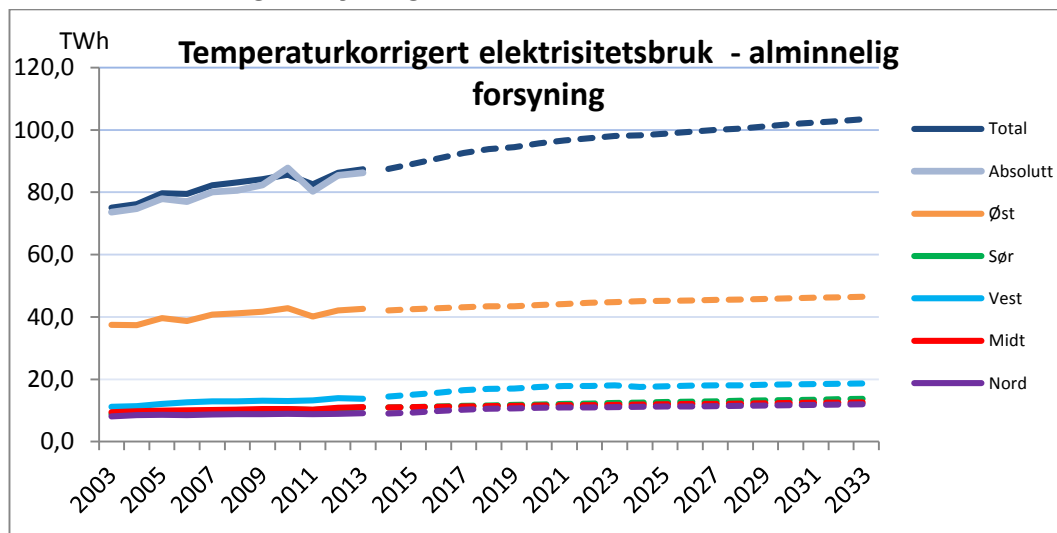
Norges kraftnett er bygget for å møte disse utfordringene. Overføringsforbindelser gjør at kraft kan flyte mellom regionene, og det faktum at et område har større elektrisitetsbruk enn elektrisitetsproduksjon er dermed ikke i seg selv problematisk.

I alle diagrammer viser de heltrukne linjene det historiske forbruket og de stiplede linjene prognoser. Større utgaver av figurene er lagt i vedlegg 9.3.

3.1 Elektrisitetsbruk

Elektrisitetsbruken er fordelt over to diagrammer; ett for alminnelig forsyning og ett for kraftintensiv industri.

3.1.1 Alminnelig forsyning



Figur 2 Årlig elektrisitetsbruk i alminnelig forsyning per region. OBS: Noen av trendlinjene er sammensatt av enkelte absolutte og andre temperaturkorrigerte energibruksstall.

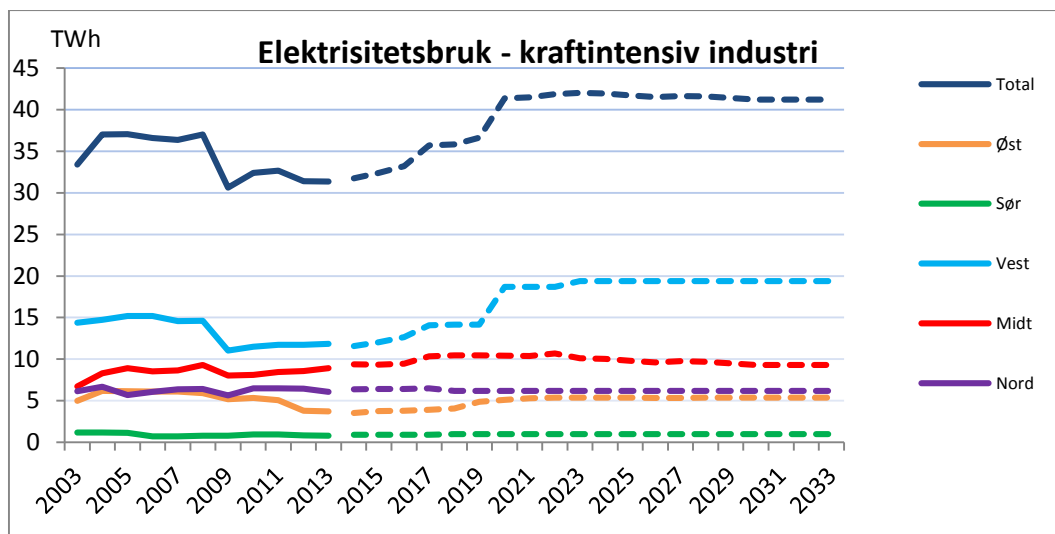
I en del KSUer er prognoser for alminnelig forsyning basert på SSBs befolkningsprognoser, historisk temperaturkorrigert forbruk og forventet utvikling i energiintensitet basert på samfunnsutvikling. Dette kan i en viss grad ses igjen i den samlede prognosen i figur 2 som viser et fortsatt stigende totalt forbruk i alminnelig forsyning. Andre baserer seg på prognoser fra de lokale energiutredningene i området.

Data hentet fra de regionale KSUene viser en økning på 16,5 % i temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning fra 2003 til 2013. Tilsvarende statistikk NVE utgir viser en økning på 13,3 %. Forbruket i alminnelig forsyning her ligger også på et noe høyere nivå enn annen statistikk. Dette kan komme av at datagrunnlaget her baserer seg på målt uttak i regionalnettspunkt, og følgelig også inkluderer tap i distribusjonsnettet. Statistikk presentert hos for eksempel SSB oppgir alminnelig forsyning som et resultat av produksjon og import fratrasket eksport, tap i nettet og forbruk andre steder. I tillegg vil en del forbruk som andre steder er definert som industri komme i alminnelig forbruk, da kun kraftintensiv industri er trukket ut i denne rapporten.

3.1.2 Kraftintensiv industri

Figur 4 viser forbruket i industribedrifter som faller innenfor Statnetts definisjon av kraftintensiv industri: Forbruk over 15 MW i topplast og brukstid over 7000 timer. De bedriftene dette gjelder er listet opp i Tabell 7 i vedlegget.

Mange øvrige industribedrifter, for eksempel Titania i Rogaland og Hellefoss i Buskerud, har et betydelig forbruk, men faller utenfor definisjonen. De ligger dermed i Figur 2 som alminnelig forsyning, ikke i 3.



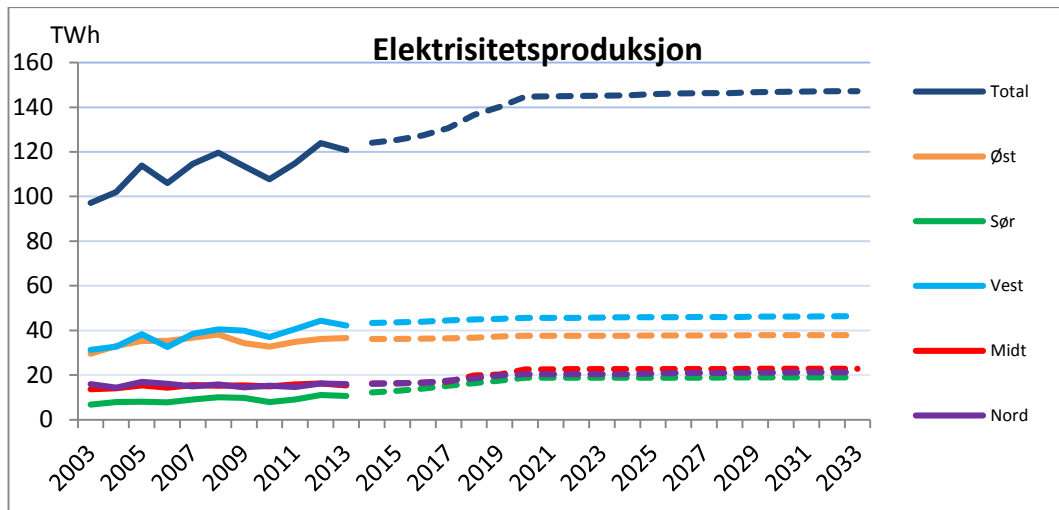
Figur 3 Årlig elektrisitetsbruk i kraftintensiv industri per region. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra de regionale KSUene.

Forbruket i kraftintensiv industri hadde en kraftig nedgang i 2009, etter finanskrisen. Som prognosene i figur 3 viser, er det imidlertid planer for å øke forbruket fremover mot 2020 til et nivå som høyere det forbruket man hadde i 2008. Prognoser lenger frem i tid, er mye mer usikre enn de er i de nærmeste årene, og ligger som man ser i figur 3 gjerne på samme nivå som kjente planer.

KII her ligger jevnt over noe lavere enn det som fremkommer i annen statistikk, dette kommer av at noen bedrifter som er direkte tilknyttet sentralnettet ikke er tatt med. Dette gjelder Elkem Thamshavn, Norske Skog Halden, Alcoa Lista, Eramet Kvinesdal, Syd-Varanger Gruve og Snøhvit. Statistikken her inkluderer uttak til petroleumsindustri, og burde derfor være noe høyere enn statistikk for kun fastlands Norge.

3.2 Elektrisitetsproduksjon

Figur 4 viser elektrisitetsproduksjonen på regionalnettsnivå i Norge som helhet og i hver enkelt region.



Figur 4 Elektrisitetsproduksjon per region i TWh. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra de regionale KSUene.

Det er noen mangler i datagrunnlaget for figur 4. Flere prognoser for elektrisitetsproduksjon var mangelfulle. For enkelte KSU-områder var det ikke gjort noen spesifikke antagelser om tidspunkt ny produksjon ville komme, annet enn innen 2020 og 2030, NVE har der fordelt den nye produksjonen lineært på tidsperioden. For en KSU var det ikke gjort noen ny prognose i KSU 2014, her er data fra KSU 2012 benyttet.

Det kommer tydelig frem av figuren at KSU-ansvarlige forventer en kraftig økning i elektrisitetsproduksjonen frem til 2020, og at elektrisitetsproduksjonen deretter flater ut. Dette er begrunnet med at svært mye av den nye produksjonskapasiteten er kraftverk som ønsker å komme inn i elsertifikatordningen, og derfor må være tilknyttet nett i 2020.

Total produksjon i Norge vil være noe høyere enn det som fremkommer av figuren. Dette fordi en del større kraftverk er knyttet direkte til sentralnettet og vil ikke være inkludert i datagrunnlaget fra de regionale KSUene. Enkelte KSUer kan likevel ha inkludert produksjon på sentralnettsnivå i sine data. Dette er sannsynlig siden total produksjon i denne oversikten de siste årene ligger mellom 10-25 TWh under total norsk produksjon, mens middelproduksjon (2002-2011) for de større kraftverkene (over 50 MW installert effekt) tilknyttet sentralnettet summerer seg til rundt 58 TWh.

4. EFFEKTBRUK OG EFFEKTPRODUKSJON

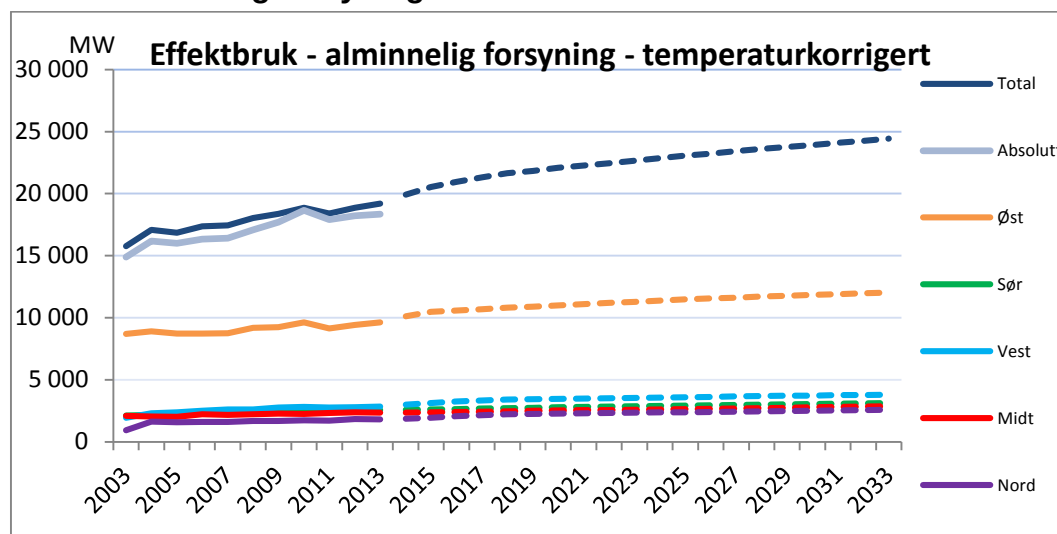
Kraftnettet er dimensjonert for å kunne dekke den høyeste momentane etterspørselen etter effekt. I nettsammenheng er derfor kunnskap om effektbehov og -produksjon viktig for å kunne forstå behovet for nye overføringsanlegg og produksjonskapasitet. Absolutte verdier er bestemmende for dimensjoneringen av kraftnettet, mens temperaturkorrigerte verdier er best egnet til å vise utviklingen i effektbehov fra år til år.

Figur 5, 6 og 7 viser maksimal effektbruk og maksimal effektproduksjon per region. De heltrukne linjene viser historiske bruk og de stiplede viser prognoser. Større utgaver av figurene er lagt som vedlegg i kapittel 9.3.

Ifølge tall fra Statnett sin KSU 2013, har maksimallast i Norge (totalt i sentralnettet) økt med 21 % fra 2003 til 2013. Økningen i maksimallast totalt i regionalnettet fra 2003 til 2013 er på omtrent 17 %. Årsaken til differansen her kan være at noe industri som er knyttet direkte til sentralnettet ikke er med i den regionale effektbruken her, i tillegg er ikke alt tap tatt hensyn til i den regionale oversikten. Effektbruken i alminnelig forsyning i regionalnettet har økt i samme periode med omtrent 23 %.

4.1 Effektbruk alminnelig forbruk

4.1.1 Alminnelig forsyning



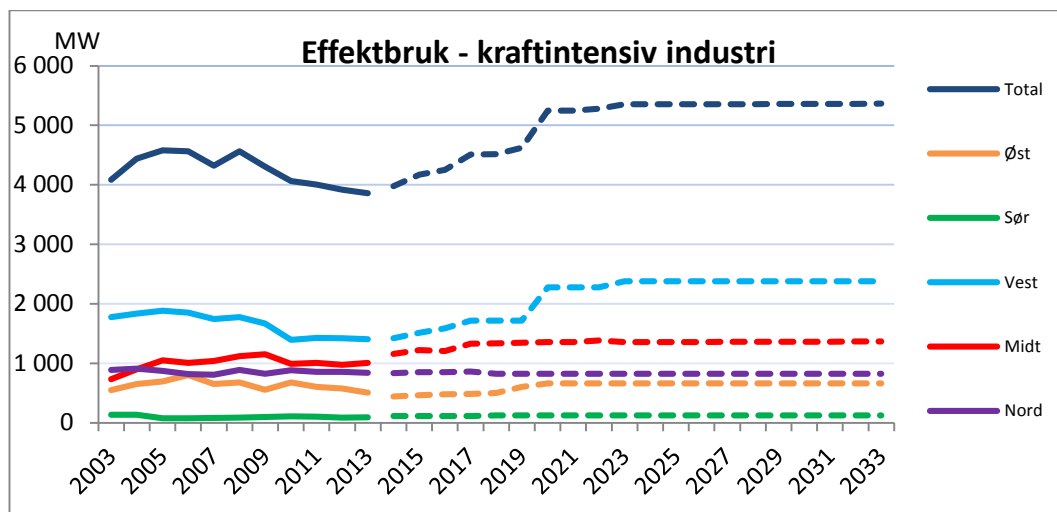
Figur 5 Regional effektbruk i alminnelig forsyning.

Figur 5 viser samme trend som elektrisitetsbruk for alminnelig forsyning i kapittel 3.1.1, og er også ofte basert på trendframskrivninger eller lineære prognoser i de forskjellige KSU-områdene.

Også her kan effektuttaket være noe høyere enn for alminnelig forsyning andre steder. Dette kommer blant annet av at tall hentet fra KSUene er målt uttak i regionalnettspunkt. Dette vil til en viss grad komme av tap i distribusjonsnettet og at noe industri er med i den alminnelige forsyningen her. I tillegg er det i KSU-rapporteringen benyttet tall for

effektbruk i regionalnettets maksimumlasttime. Dette kan føre til et noe høyere totalt effektforbruk, da dette tidspunktet for maksimumlasttimer i forskjellige regionalnett ikke nødvendigvis samsvarer med sentralnettets maksimumlasttime, som gir maksimaleffekten for hele landet.

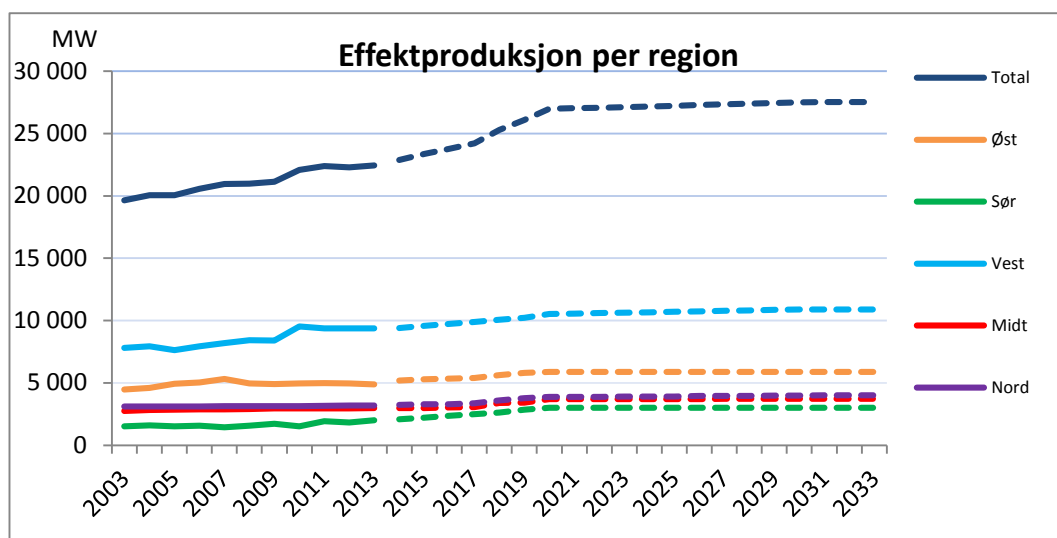
4.1.2 Kraftintensiv industri



Figur 6 Regional effektbruk i kraftintensiv industri.

Figur 6 viser de samme tendensene som elektrisitetsbruk innen kraftintensiv industri i kapittel 3.1.2. Også her skal regionalnettets maksimumlasttime ligge til grunn, noe som kan føre til et høyere effektforbruk enn der sentralnettets maksimumlasttime ligger til grunn. Denne statistikken kan likevel ligge noe lavere enn andre statistikker på grunn av at ikke all KII tilknyttet sentralnettet er inkludert i datagrunnlaget.

4.2 Effektproduksjon



Figur 7 Regional effektproduksjon. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.

Figur 7 viser de samme tendensene som elektrisitetsproduksjon i kapittel 3.2. Også her er det noen mangler i datagrunnlaget, tilsvarende som for elektrisitetsproduksjon. For enkelte KSU-områder var det ikke gjort noen spesifikke antagelser om tidspunkt ny

produksjon ville komme, annet enn innen 2020 og 2030, NVE har der fordelt den nye effektproduksjonen lineært på tidsperioden. For en KSU var det ikke gjort noen ny prognose i 2014, her data fra KSU 2012 benyttet.

Den totale tilgjengelige vintereffekten vist her for 2013 ligger rundt 4 000 MW lavere enn total tilgjengelig vintereffekt for hele landet. Dette skyldes at produksjon tilknyttet direkte til sentralnettet ligger utenfor de regionale kraftsystemutredningene. Tilgjengelig vintereffekt for større kraftverk direkte tilknyttet sentralnettet summerer seg til over 13 000 MW. Det er derfor sannsynlig at en del kraftverk direkte tilknyttet sentralnettet allikevel er inkludert i datagrunnlaget.

5. NETTKAPASITET FOR NY PRODUKSJON

Norge har forpliktet seg til å øke sin andel fornybar energi til 67,5 % innen utgangen av 2020 (opp 9,5 prosentpoeng fra 2005). Sammen med vindkraftproduksjon, reduksjon i innenlands forbruk og så videre, vil utbygging av småkraft kunne gi et viktig bidrag til måloppnåelse. Med småkraft menes vannkraftverk med installert effekt opp til 10 MW.

Etter at det norsk-svenske markedet for elsertifikater ble lansert 1.1.2012 har interessen for å bygge ut småkraftverk vært meget stor. I 2012 mottok NVE ca. 220 nye søknader om konsesjon for utbygging av småkraftverk, og per 6. oktober 2014 har NVE 641 søknader om småkraftverk til behandling i tillegg til 261 søknader i kø. Disse må knyttes til strømmettet for å få levert sin produksjon.

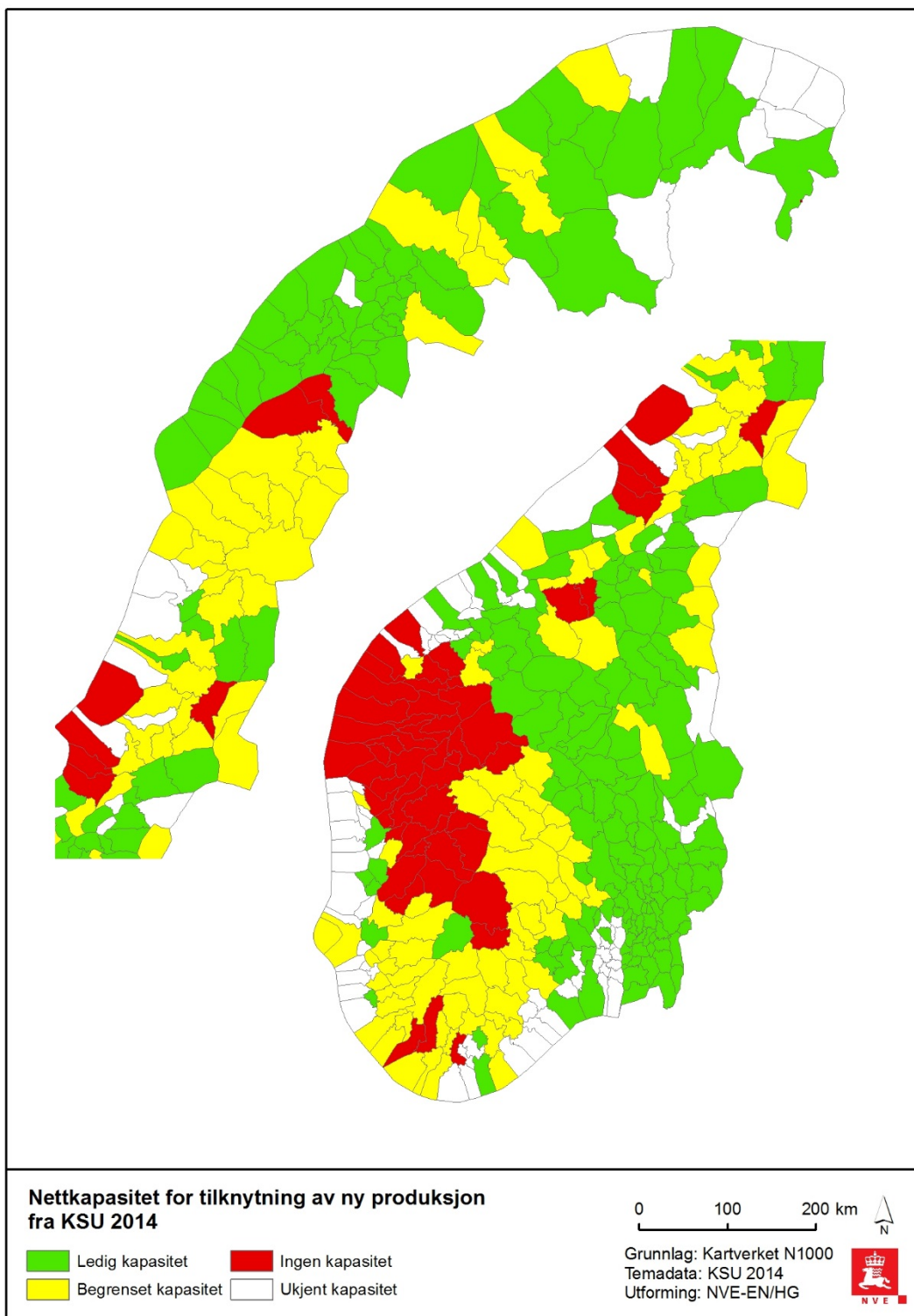
I lys av det store antall konsesjonssaker ønsker NVE å fokusere sine ressurser på behandling av de prosjektene som anses som mest lovende. I den forbindelse har det vist seg at nettilknytning i mange tilfeller kan være en barriere for gjennomføring av prosjekter. Videre er det samfunnsøkonomisk gunstig å legge prosjekter til områder der det allerede er ledig kapasitet i kraftnettet.

Figur 8 vil bidra til å gjøre aktørene i småkraftutbyggingen og offentligheten for øvrig oppmerksom på hvor i landet nettilknytning kan være en begrensende faktor for utbygging av ny produksjon. Informasjonen om kommunenes status for nettkapasitet er samlet inn gjennom KSU-ordningen. Fargene i figuren skal forstås som følger:

- Grønn: Kommuner der KSU for området opplyser at det er ledig kapasitet i kraftnettet for tilkobling av ny produksjon.
- Gul: Kommuner der KSU for området opplyser at det er begrenset kapasitet i kraftnettet for tilkobling av ny produksjon.
- Rød: Kommuner der KSU for området opplyser at det ikke er ledig kapasitet i kraftnettet for tilkobling av ny produksjon.
- Hvit: Ikke småkraftpotensial eller ukjent status.

NVE gjør oppmerksom på at de KSU-ansvarliges vurdering av grenseskillene mellom kategoriene kan divergere. Spesielt kan det være usikkerhet rundt betydningen av *begrenset*. Begrepet brukes som oftest til å beskrive situasjoner der det er begrenset kapasitet i enkelte geografiske deler av kommunen, på enkelte nettnivåer, i enkelte tidsperioder eller under enkelte transformatorstasjon. Figur 8 er kun ment å gi et overordnet inntrykk av mulighetene i Norge; ved nærmere interesse for enkeltkommuners status bør de enkelte KSUer undersøkes for å bringe på det rene hvilke forutsetninger som er lagt til grunn for fargevalgene.

Tabell 8 under vedlegg 9.4 viser en nærmere oversikt over de kommunene i Norge der det i dag ikke er ledig kapasitet på nettet for tilkobling av ny småkraftproduksjon. Alle disse kommunene er røde i kartet. I disse kommunene (og delvis i de gule) vil ikke småkraft kunne bygges ut før nettet er forsterket. Fargefordelingen er for øvrig forventet å endre seg fra en utgave til en annen av denne rapporten i takt med at det investeres i kraftnettet. Blant annet vil idriftsettelse av sentralnettslinjen Ørskog – Sogndal gi bedre kapasitet i de fleste kommuner i Sogn og Fjordane.



Figur 8 Visuell oversikt over kommuner der det i dag er ledig (grønn), begrenset (gul), ikke ledig (rød) eller ukjent (hvit) kapasitet i nettet for tilknytning av ny småkraftproduksjon. Informasjonen er hentet fra KSUene.

6. FORVENTEDE INVESTERINGER I REGIONALNETTET

Det investeres årlig betydelige summer i regionalnettet. I de fleste tilfeller investeres det med bakgrunn i at nettet er eldet/av dårlig stand og må skiftes ut, at forbruket øker, et behov for å forbedre forsyningssikkerheten, eller for å legge til rette for ny produksjon.

Nettselskapene har meldt inn mulige fremtidige investeringer i regionalnettet til KSUene. I dette kapitlet har NVE samlet investeringsanslagene med det formål å kunne betrakte det samlede omfanget av investeringene. Med dette for øyet har tallmaterialet blitt sortert til fem fremstillinger av de forventede investeringene: per KSU-område, regionsvis, etter tidsperiode, etter utløsende årsak og etter anleggstype.

NVE gjør oppmerksom på at nettselskapene kan ha ulike oppfatninger av hvor sannsynlige prosjekter skal være før de omtales i KSU. Tabellene i dette kapitlet vil derfor kun gi overordnede inntrykk av investeringsnivået. For nærmere informasjon om enkeltinvesteringer og forutsetningene som ligger bak disse henvises det til de enkelte KSUer.

NVE gjør samtidig oppmerksom på at tallene er usikre og at porteføljen over aktuelle prosjekter vil kunne endres betraktelig mellom to KSU-utgivelser. På generelt grunnlag er investeringsplaner mer usikre dess lenger frem i tid de ligger.

De mulige prosjektene er relatert til blant annet de prognosene som er presentert i kapittel 3 og 4. De er også relatert til andre forbruks og produksjonsscenario som kan utløse flere eller færre investeringer enn de som er samlet her. KSU-ansvarlige presenterer også som en del av utredningen forskjellige investeringsalternativer innenfor hvert prosjekt. I sammenstillingen er det valgt å presentere et av de faktiske alternativene for et prosjekt. Avhengig av hvilket alternativ som til slutt blir vurdert som mest samfunnsøkonomisk lønnsomt kan investeringskostnadene være høyere eller lavere enn de alternativene som er valgt å sammenstille her.

Investeringer i sentralnettet presenteres ikke detaljert her. Det skyldes hovedsakelig at KSUene for regionalnettet og sentralnettet er ulike på enkelte områder, herunder faller blant annet: ulike regiongrenser, at de ikke utarbeides i samme år, at investeringer i sentralnettet ofte strekker seg over flere KSU-områder osv. Å presentere investeringene i sentralnettet side om side med investeringene i regionalnettet ville derfor kunne være misvisende.

6.1 Forventede investeringer per KSU-område

Forventede nettinvesteringer i regionalnettet for 2014-2034 Millioner NOK	
Østfold, Oslo og Akershus	348
Hedmark og Oppland	738
Buskerud	1 166
Vestfold og Telemark	1 528

Aust- og Vest-Agder	3 710
Sør-Rogaland	3 274
Sunnhordland og Nord-Rogaland	557
BKK-området og Indre Hardanger	2 441
Sogn og Fjordane	1 961
Møre og Romsdal	1 458
Sør-Trøndelag	1 029
Nord-Trøndelag	998
Helgeland	894
Midtre Nordland	1 676
Nordre Nordland og Sør-Troms	1 602
Troms	1 006
Finnmark	941
SUM	25 330

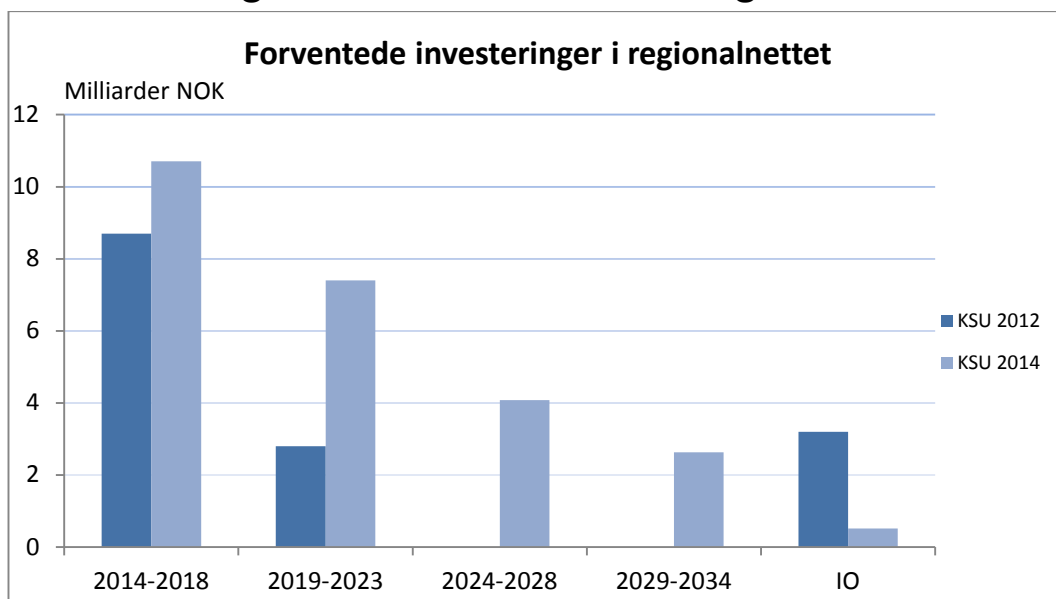
Tabell 2 Samlede forventede investeringer i KSU-områdene.

6.2 Forventede investeringer per region

Forventede nettinvesteringer i regionalnettet for perioden 2014-2034 Millioner NOK	
Øst	3 780
Sør	6 984
Vest	4 959
Midt	3 485
Nord	6 119
SUM	25 330

Tabell 3 Samlede forventede investeringer presentert i regionene.

6.3 Utvikling i forventede investeringer



Figur 9 Oversikt over forventede investeringer for de kommende femårsperioder slik de presenteres i KSUene. Figuren viser utviklingen i disse planene siden forrige utgivelse av KSUene. Manglende sammenligningsgrunnlag for de to seneste periodene skyldes at tidsperspektivet for KSUen i 2014 ble utvidet fra 10 til 20 år. Kategorien IO inneholder investeringer som ikke er knyttet til et investeringstidspunkt.

Tallene fra KSU 2012 og 2014 kan ikke direkte sammenlignes i figur 9 for annet enn den første tidsperioden. Dette skyldes at tall fra 2012 hadde et tidsperspektiv på 2012-2021. I perioden 2019-2023 er derfor 2012 tall kun samlede investeringer fra 2019-2021. I KSU 2014 er investeringskostnadene i 2022 og 2023 anslått til omtrent 1,4 milliarder kroner.

Det er planlagt investeringer i regionalnettet for 23-28 milliarder NOK for perioden 2014-2033. Samlede investeringer de neste ti årene er anslått til i overkant av 18 milliarder kroner. Til sammenligning er investeringsanslag for 2012-2021 i KSU 2012 anslått til i underkant av 17 milliarder kroner. Statnett anslår investeringskostnader i sentralnettet til 50-70 milliarder kroner i perioden 2014-2023

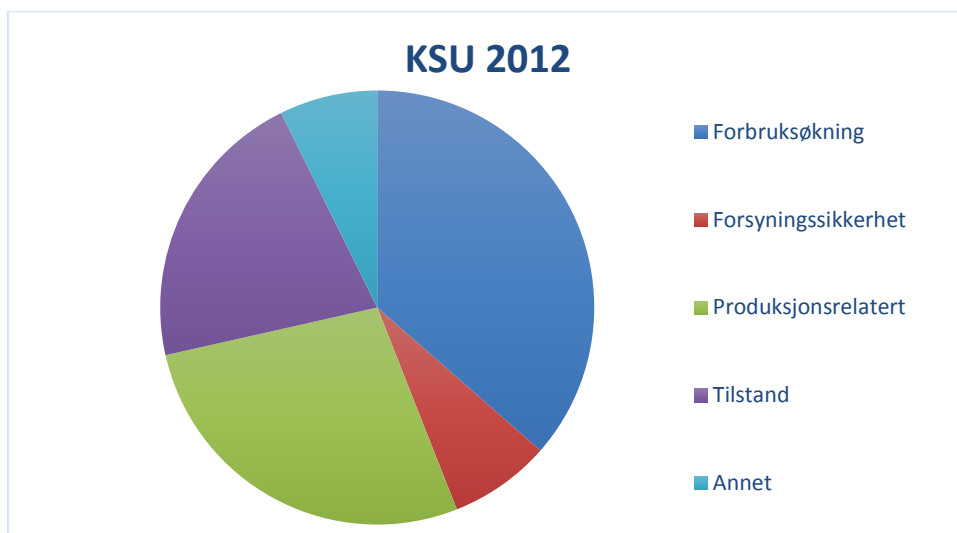
Den siste tiårsperioden i KSU 2014 har betydelig lavere anslåtte investeringer, omtrent 6,7 milliarder kroner Videre forventes det i KSU for sentralnettet 2013 et noe lavere investeringsbehov i perioden 2023-2032. Investeringer så langt frem i tid er svært usikre, og for flere KSU-områder er det få mulige prosjekter i denne perioden. Der idriftsettelsesår er oppgitt som en tidsperiode, har NVE valgt å bruke årstallet midt i perioden.

6.4 Utløsende årsak til investeringer

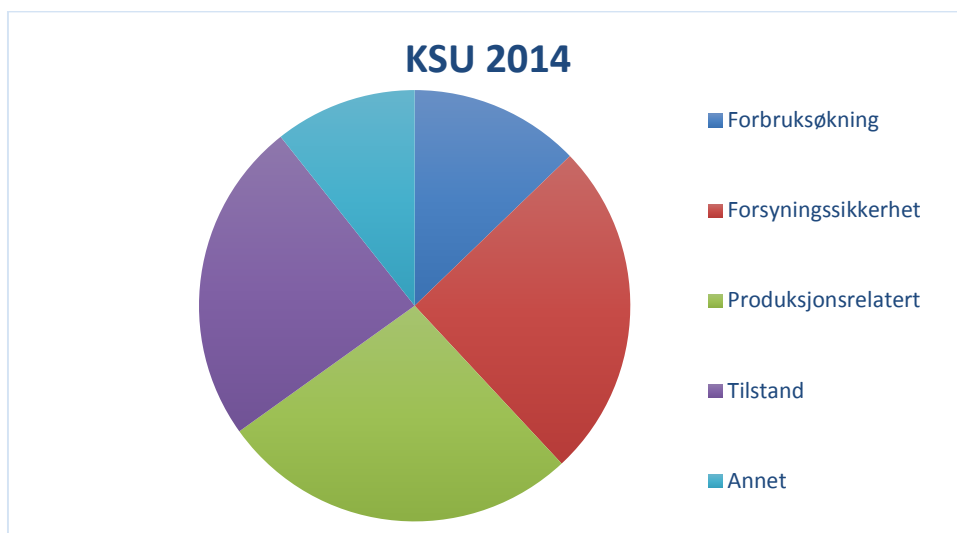
Figur 10 og 11 viser hvorfor det investeres i nettet. Årsakene er kategorisert som følger:

- 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 driftsforstyrrelser 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.



Figur 10 Oversikt over forventede investeringer fordelt på utløsende hovedårsak. Informasjonen er hentet fra KSUene for 2012.



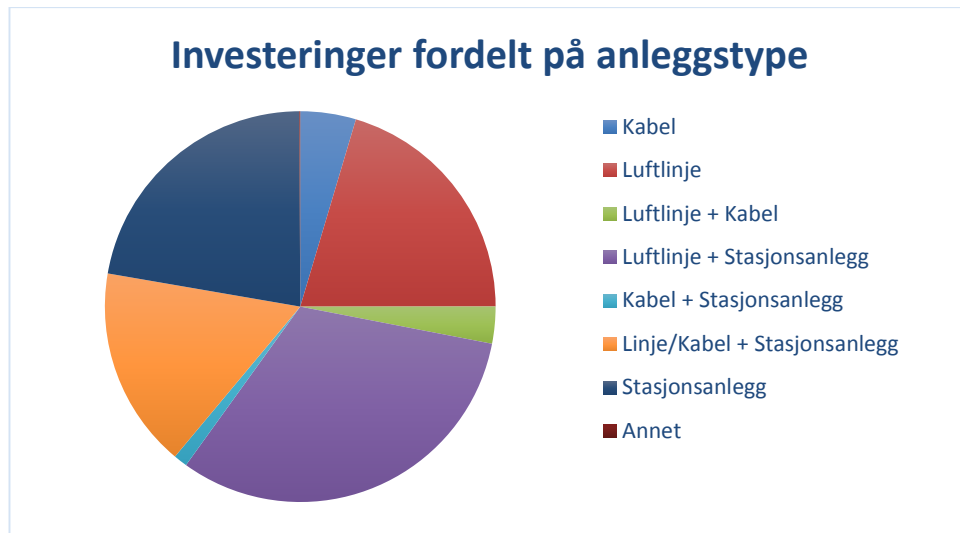
Figur 11 Oversikt over forventede investeringer fordelt på utløsende hovedårsak. Informasjonen er hentet fra KSUene for 2014.

NVE gjør her oppmerksom på at mange tiltak i kraftnettet utløses av flere behov. Tiltakene meldes imidlertid inn til KSUene med kun én årsak – den nettselskapet anser som den dominerende. Denne innskrenkningen gjør at figur 10 og 11 gir en indikasjon på størrelsesforholdene, men ikke et fullstendig korrekt bilde.

Det er viktig å ha i minne at tall fra 2014 har et lengre tidsperspektiv enn tall fra KSU 2012. Således kan det se ut til at forsyningssikkerhet som hovedårsak til investeringer blir mye viktigere i senere år. Samtidig kan hovedårsak for et tiltak ha endret seg mellom de to KSUene, da et prosjekt gjerne er begrunnet av flere behov.

6.5 Investeringer fordelt på anleggstype

Figur 12 viser forventede investeringer i regionalnettet fordelt på anleggstype.



Figur 12 Investeringer i regionalnettet 2014-2033 fordelt på anleggstype.

Av figur 12 ser man at det investeres mest i luftlinjer og stasjonsanlegg de neste 20 årene. Investeringer i kabler utgjør en relativt liten del av de forventede investeringene og 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» er her spesifiserte komponenter som forbedrer spenningskvalitet, andelen investeringer der dette er spesifisert er imidlertid svært liten. En del av de investeringene vil gjerne inngå i kategorien stasjonsanlegg.

7. PUNKTER UTEN N-1

Det norske samfunnet stiller høye krav til en robust kraftforsyning. Et av midlene for å oppnå robusthet er å planlegge nye nettanlegg etter det såkalte N-1-kriteriet. Med N-1 menes her at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

N-1-tankegangen benyttes ofte i planleggingsøyemed i kraftnettet, men selve prinsippet er ikke et absolutt krav til forsyningssikkerhet. Alle tiltak i kraftnettet skal først og fremst begrunnes i samfunnsøkonomisk lønnsomhet. En oversikt over alle punkter uten N-1 i kraftnettet kan likevel være nyttig for å kartlegge og synliggjøre sårbarheten i kraftnettet, omfanget av svakere nettløsninger og kostnadene ved å forbedre forsyningssikkerheten.

I dette kapitlet presenteres oversikter over regionalnettpunkter uten N-1 per KSU-område og per region. Tallmaterialet er hentet fra KSUene for 2014. I andre delkapittel presenteres også sentralnettpunkter uten N-1. De er ikke delt inn i regioner, men gir kun et overordnet innblikk i forsyningssikkerheten i sentralnettet.

NVE vil gjøre oppmerksom på den store forskjellen som kan skille to punkter uten N-1: Det ene punktet kan mangle N-1 i en håndfull timer – det andre i flere tusen timer. Dette kommer ikke frem av de etterfølgende tabellene. Videre er det ikke nødvendigvis en sammenheng mellom hvor mange timer i året et punkt mangler N-1-dekning og størrelsen på forbruket bak punktet. Det ligger også en viss subjektivitet i vurderingene av om et punkt skal tas med i oversikten eller ikke, det kan derfor være forskjeller i vurderingene til de ulike KSUene. For å få et godt bilde av forsyningssikkerheten i et område er det derfor nødvendig å gå inn i de enkelte KSUene og vurdere de bakenforliggende data.

7.1 Punkter uten N-1 i regionalnettet

N-1 er referert til komponentnivå. Det er derfor mulig at samme lastpunkt ligger som forbruk for flere punkter som mangler N-1. Dette gjør også at et spesifikt tiltak kan gi N-1 til flere punkter uten N-1. Avhengig av om KSUansvarlige har fordelt disse kostnadene på flere punkter eller ikke er det derfor mulig at de summerte kostnadsanslagene fører til noe dobbelttelling. Når det gjelder kostnadsestimatene har NVE valgt å bruke middelveier der kostnaden er oppgitt som et intervall.

Område	Antall punkter uten N-1	Anslått kostnad for å eliminere alle punktene [MNOK]
Østfold, Oslo og Akershus	21	375
Hedmark og Oppland	38	240
Buskerud	22	450
Vestfold og Telemark	55	1 410
Aust- og Vest-Agder	22	490
Sør-Rogaland	56	Ingen kostnader oppgitt

Sunnhordland og Nord-Rogaland	40	170
BKK-området og Indre Hardanger	53	1 865
Sogn og Fjordane	10	250
Møre og Romsdal	21	125
Sør-Trøndelag	6	205
Nord-Trøndelag	10	550
Helgeland	9	325
Midtre Nordland	26	245
Nordre Nordland og Sør-Troms	41	565
Troms	22	670
Finnmark	15	420
SUM	467	8 355

Tabell 4 Punkter i regionalnettet per KSU-område der N-1-kriteriet ikke oppfylles. Informasjonen er hentet fra KSUene.

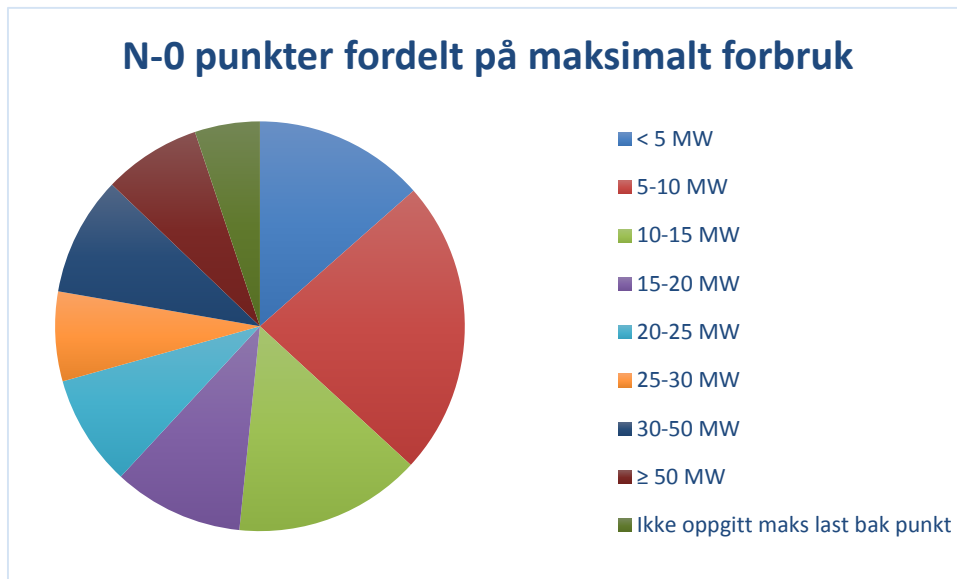
For omtrent en tredel av punktene som mangler N-1 er det ikke anslått kostnader for å eliminere punktene. Kostnadene som er oppgitt her kan derfor være lavere enn det som faktisk måtte til for å eliminere alle punkter uten N-1 i regionalnettet.

Region	Antall punkter uten N-1	Anslått kostnad for å eliminere alle punktene [MNOK]
Øst	136	2 475
Sør	78	490
Vest	103	2 285
Midt	37	880
Nord	113	2 225
SUM	467	8 355

Tabell 5 Punkter i regionalnettet per region der N-1-kriteriet ikke oppfylles. Informasjonen er hentet fra KSUene.

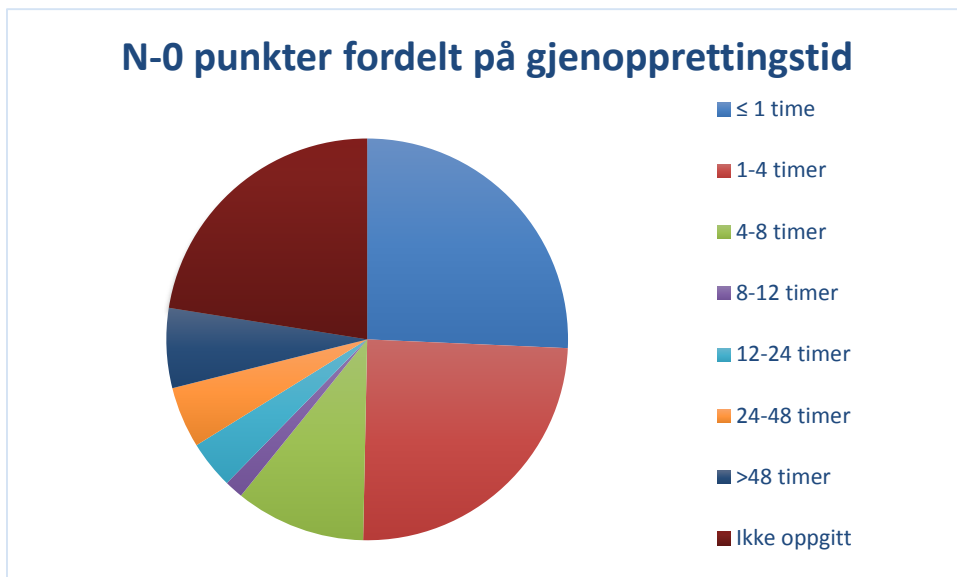
For kun 45 av punktene uten N-1 er investeringen for å oppnå N-1 vurdert som samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjennomføre, de oppgitte kostnadene for å eliminere de punktene utgjør omtrent 1,4 milliarder kroner. Tiltak som er samfunnsmessig rasjonelle å gjennomføre skal i utgangspunktet også være en del av de planlagte investeringene som er beskrevet i kapittel 6. Det må understrekes at denne vurderingen er gjort av de enkelte KSU ansvarlige, NVE har ikke gått inn i de enkelte tiltakene og gjort en egen vurdering av hvilke tiltak som er samfunnsøkonomiske rasjonelle å gjennomføre. Det kan være forskjeller mellom hva de ulike KSU-ansvarlige og NVE ville vurdert som

samfunnsøkonomisk rasjonelt, særlig med tanke på vurdering av ikke-prissatte virkninger av et tiltak.



Figur 13 Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punktet.

Som figur 13 viser er over halvparten av punkter uten N-1 i regionalnettet tilknyttet en last på under 15 MW. Det er 36 punkter uten N-1 som fører til utfall av forbruk over 50 MW. Det største utfallet med ren alminnelig forsyning og N-0 hele året er på 79 MW og ligger i Midtre Nordland. Her er det også noe reserve etter omkoblinger i distribusjonsnettet.

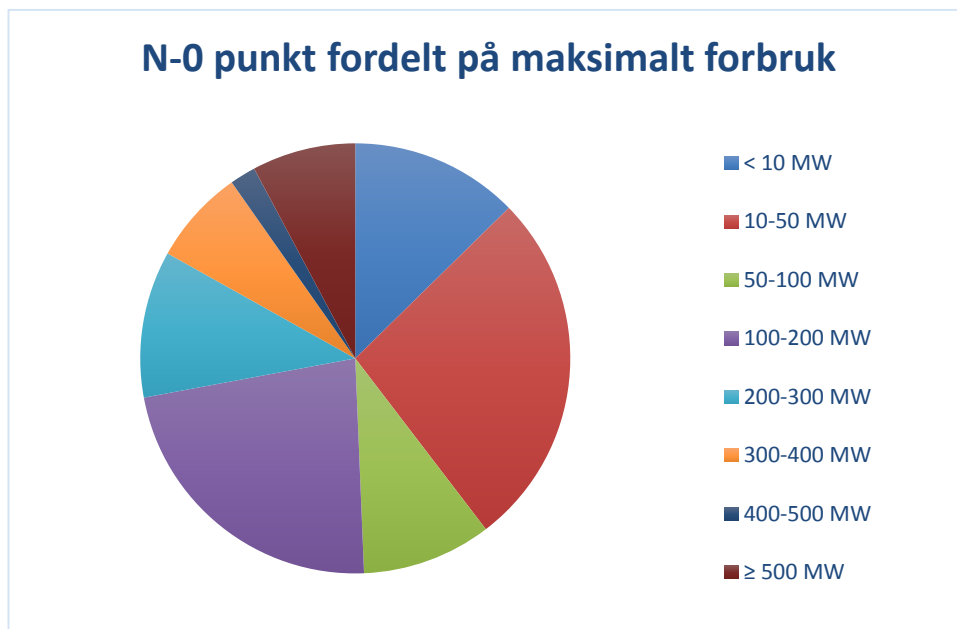


Figur 14 Punkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på gjenopprettingstid.

Som figur 14 viser har rundt 1/4 av punktene uten N-1 i regionalnettet en gjenopprettingstid på en time eller mindre. De punktene med lengst gjenopprettingstid ligger i Troms og Finnmark, der det er nødvendig å skifte ut en transformator med en beredskapstransformator.

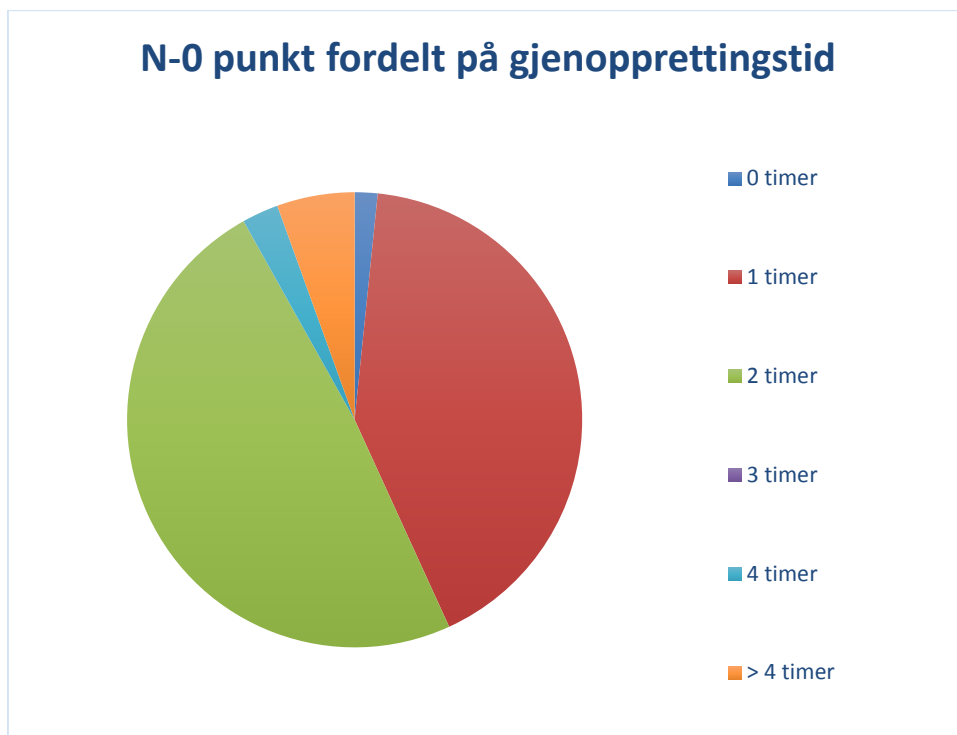
7.2 Punkter uten N-1 i Sentralnettet

I sentralnettet er det 308 punkt uten N-1 ifølge KSU for sentralnettet 2013. Det er mulig at det er noe overlapp mellom punkter i regionalnettet og sentralnettet – særlig i grenseområdet mellom disse to. Enkelte punkt kan derfor være inkludert både her og i oversikten for regionalnettet i forrige delkapittel.



Figur 15 Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på maksimalt forbruk bak punkt. Informasjonen er hentet fra KSU for sentralnettet 2013

Som figur 15 viser er det stor variasjon mellom maksimalt forbruk bak et sentralnettspunkt uten N-1. De aller fleste punkter uten N-1 i sentralnettet forsyner alminnelig forsyning eller alminnelig forsyning i kombinasjon med industri. Kun 20 av punktene uten N-1 i sentralnettet er tilknyttet ren industrilast. Enkeltfeil kan føre til utfall på mer enn 500 MW i Bergen, Nord-Norge, Nordnettet, Sunnfjord og Sogn, Follo og Oslo Øst. Alle feilene som kan gi utfall av forbruk over 500 MW har en gjenopprettingstid på 4 timer eller mindre.



Figur 16 Punkter uten N-1 i sentralnettet fordelt på tid for gjenoppretting. Informasjon er hentet fra KSU for sentralnettet 2013

De aller fleste punkter uten N-1 i sentralnettet har en gjenopprettingstid på 4 timer eller mindre. Totalt 17 punkt uten N-1 har en gjenopprettingstid på over 4 timer. Gjenopprettingstid for alle er over 50 timer. Enkeltfeil som kan føre til langvarig utfall på alminnelig forsyning over 25 MW ligger i Lofoten/Vesterålen, Bergen og Sandnes. I tillegg kan enkeltfeil føre til langvarig utfall av Nyhamna og Kollsnes. Kostnaden for å eliminere alle punktene med gjenopprettingstid på over fire timer er estimert til i underkant av 10 milliarder kroner. Prosjektene Ørskog – Sogndal og Lyse - Stølaheia utgjør over halvparten av disse estimerte kostnadene, og er også inkludert i Statnett sine forventede investeringer de nærmeste årene.

8. VEDLEGG

8.1 Nettselskaper som opererer i KSU-områdene

Tabell 6 viser hvilke nettselskap som opererer i hvert område, samt hvilket selskap som er ansvarlig for utarbeidelsen av områdets KSU. Selskapet som er utredningsansvarlig, det vil si ansvarlig for KSU-arbeidet, er markert i fet skrift. Aktører som kun eier noe nett i tilknytning til egen kraftproduksjon, nettanlegg som forsyner enkeltbedrifter eller industriparker og lignende, er utelatt fra oversikten.

Nummer	KSU-område	Nettselskaper i KSU-område
1	Østfold, Oslo og Akershus	Energi 1 Follo Røyken Fortum Distribution Fredrikstad Energi Nett Hafslund Nett AS Høland og Setskog Elverk Rakkestad Energiverk Trøgstad Elverk
2	Hedmark og Oppland	Eidefoss Eidsiva Nett AS Elverum Nett Gudbrandsdal Energi Hadeland Energinett Nord-Østerdal Kraftlag Sjåk Energi Stange Energi Sør-Aurdal Energi Valdres Energiverk Vang Energiverk Vokks Nett
3	Buskerud	EB Nett AS Flesberg Elektrisitetsverk Hallingdal Kraftnett Hemsedal Energi Hurum Energiverk Krødsherad Everk Lier Everk Midt Nett Buskerud Nore Energi Ringeriks-Kraft Nett Rollag Elverk Uvdal Kraftforsyning Øvre Eiker Nett
4	Vestfold og Telemark	Drangedal Everk Hjartdal Elverk Kragerø Energi Midt-Telemark Energi Løvenskiold - Fossum Notodden Energi Rauland Kraftforsyningslag Skagerak Nett AS

		Tinn Energi Vest-Telemark Kraftlag
5	Aust- og Vest-Agder	Agder Energi Nett AS
6	Sør-Rogaland	Dalane Energi Forsand Elverk Jæren Everk Klepp Energi Lyse Elnett AS Sira Kvina Kraftselskap
7	Sunnhordland og Nord-Rogaland	Austevoll Kraftlag Etne Elektrisitetslag Finnås Kraftlag Fitjar Kraftlag Fjelberg Kraftlag Fusa Kraftlag Haugaland Kraft Kvinnherad Energi Odda Energi SKL Nett AS Skånevik Ølen Kraftlag Suldal Everk Saudefaldene Sunnhordaland Kraftlag Tysnes Kraftlag
8	BKK-området og Indre Hardanger	Askøy Energi BKK Nett AS EB Nett Elkem Bjølvefossen Hardanger Energi Kvam Kraftverk Modalen Kraftlag Voss Energi
9	Sogn og Fjordane	Aurland Energiverk Luster Energiverk Lærdal Energi SFE Nett AS Sognekraft Stryn Energi Sunnfjord Energi Mørenett Årdal Energi
10	Møre og Romsdal	Istad Nett AS Nesset Kraft Nordmøre Energiverk Nordvest Nett Rauma Energi Sandøy Energi Stranda Energiverk Sunnidal Energi Svorka Energi Sykkylven Energi

		Mørenett Ørskog Energi
11	Sør-Trøndelag	Fosenkraft Gauldal Energi Hemne Kraftlag Kvikne-Rennebu Kraftlag Oppdal Everk Orkdal Energi Rissa Kraftlag Røros Elektrisitetsverk Selbu Energiverk TrønderEnergi Nett AS
12	Nord-Trøndelag	NTE Nett AS Bindal Kraftlag
13	Helgeland	Helgelandskraft AS
14	Midtre Nordland	Dragefossen Kraftanlegg Fauske Lysverk Meløy Energi Nordlandsnett AS Nord-Salten Kraftlag Rødøy-Lurøy Kraftverk Sørfold Kraftlag
15	Nordre Nordland og Sør-Troms	Andøy Energi Ballangen Energi Evenes Kraftforsyning Hålogaland Kraft AS Lofotkraft Nordkraft Nett Trollfjord Kraft Vesterålskraft
16	Troms	Troms Kraft Nett AS Ymber
17	Finnmark	Alta Kraftlag Hammerfest Energi Nett Luostejok Kraftlag Nordkyn Kraftlag Repvåg Kraftlag Varanger Kraftnett
	Sentralnett	Statnett

Tabell 6 Kobling mellom nummerinndelingen fra Figur 1, geografisk plassering, KSU-utredningsansvarlige og nettselskaper i området. Områdets KSU-ansvarlige er markert i fet skrift.

8.2 Kraftintensiv industri i KSU-områdene

Tabell 7 viser hvilke kraftintensive industribedrifter som i 2014 inngår i hvert KSU-område. (P) indikerer at det er petroleumsindustri og (S) at effektuttaket skjer direkte fra sentralnettet.

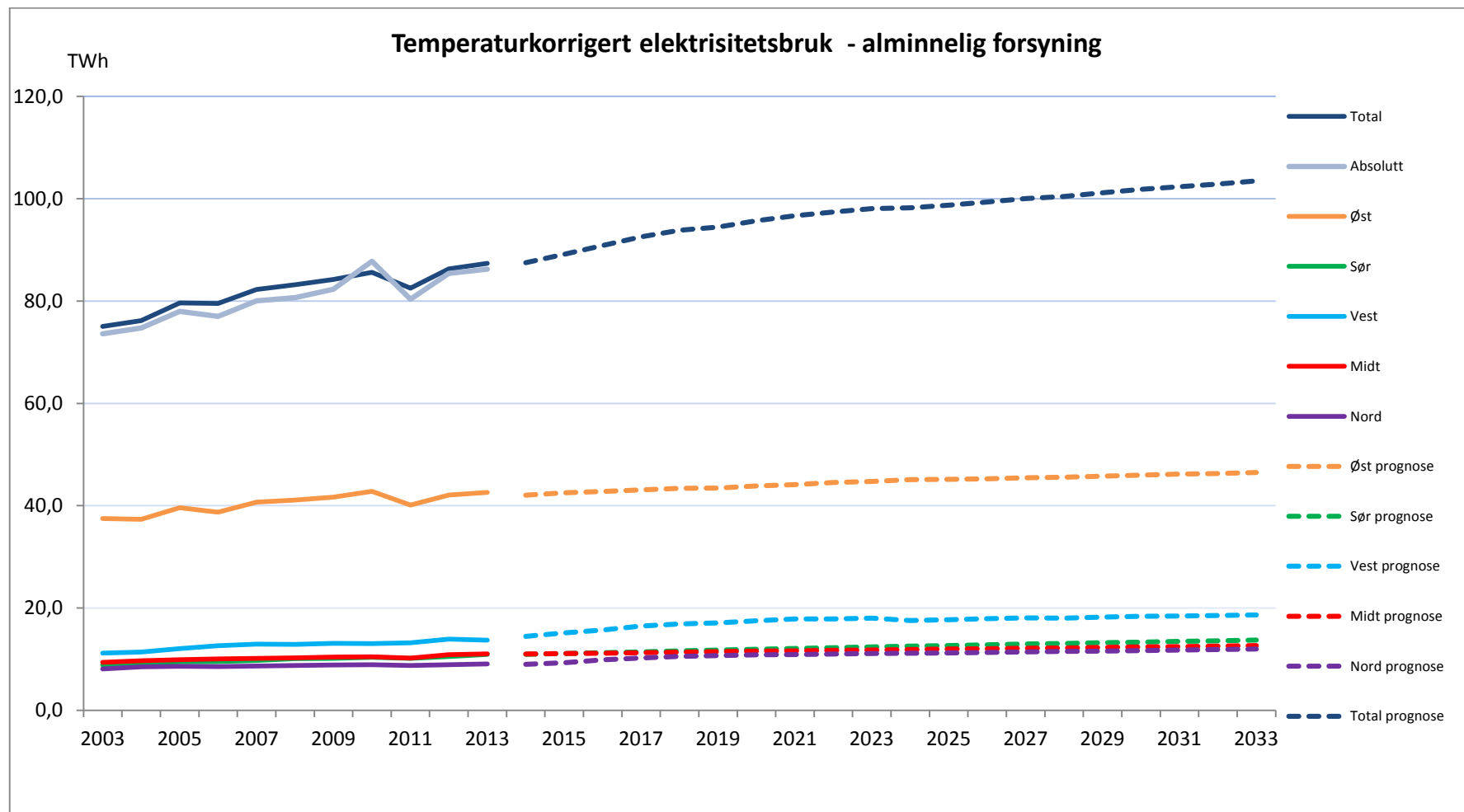
KSU-område	Kraftintensiv industri i området
Østfold, Oslo og Akershus	Borregaard Norske Skog Halden (S)
Hedmark og Oppland	
Buskerud	
Vestfold og Telemark	Eramet Porsgrunn Ineos Herøya Ineos Rafnes Norcem Brevik RHI Normag Yara Porsgrunn
Aust- og Vest-Agder	Alcoa Lista (S) Elkem Carbon Elkem Solar Eramet Kvinesdal (S) Saint Gobain Lillesand Xtrata Nickel
Sør-Rogaland	
Sunnhordland og Nord-Rogaland	Boliden Eramet Sauda Eramet Tyssedal Hydro Aluminium Karmøy (S) Statoil Kårstø (S) Sør-Norge Aluminium (S)
BKK-området og Indre Hardanger	Elkem Bjølvefossen Gjøa-plattformen (P) Statoil Kollsnes (P) Statoil Mongstad (P) Sture Gassterminal (P) Troll A (P)
Sogn og Fjordane	Elkem Bremanger (S) Hydro Aluminium Høyanger (S) Hydro Aluminium Årdal
Møre og Romsdal	Hustadmarmor Hydro Aluminium Sunndalsøra (S) Ormen Lange (Nyhamna) (S) Statoil Tjeldbergodden
Sør-Trøndelag	Elkem Thamshavn (S) Holla Metall Washington Mills

Nord-Trøndelag	Norske Skog Skogn (S)
Helgeland	Alcoa Mosjøen Mo Industripark (S)
Midtre Nordland	Elkem Salten (S) Yara Glomfjord
Nordre Nordland og Sør-Troms	
Troms	Finnfjord smelteverk
Finnmark	Goliat oljeplattform (P) Snøhvit (P) Syd-Varanger gruve

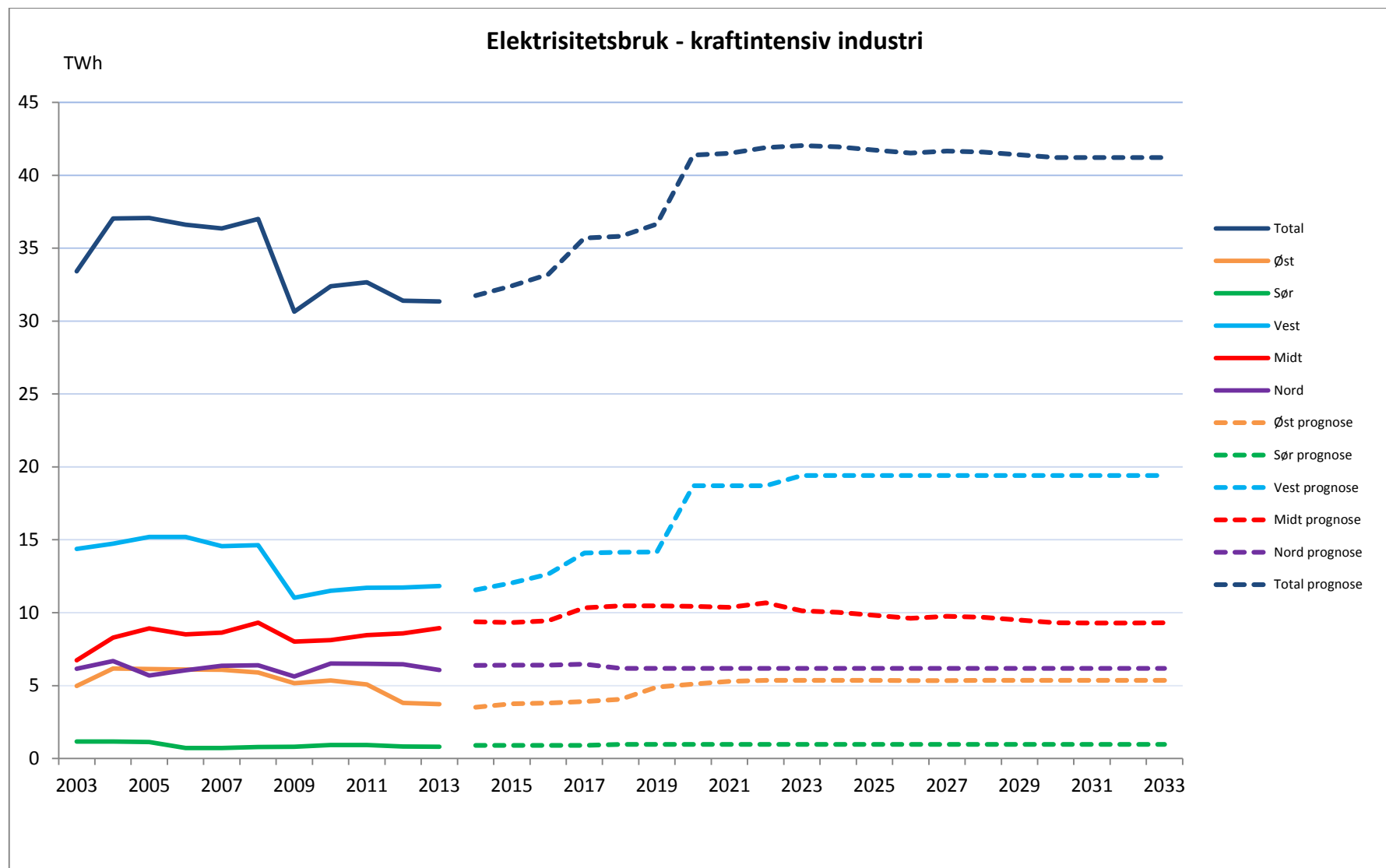
Tabell 7 Kraftintensiv industri i KSU-områdene. (P) viser til petroleumsindustri og (S) til at bedriften er knyttet direkte til sentralnettet. Informasjonen er hentet fra KSUene.

8.3 Bruks- og produksjonsdiagrammer for elektrisitet og effekt

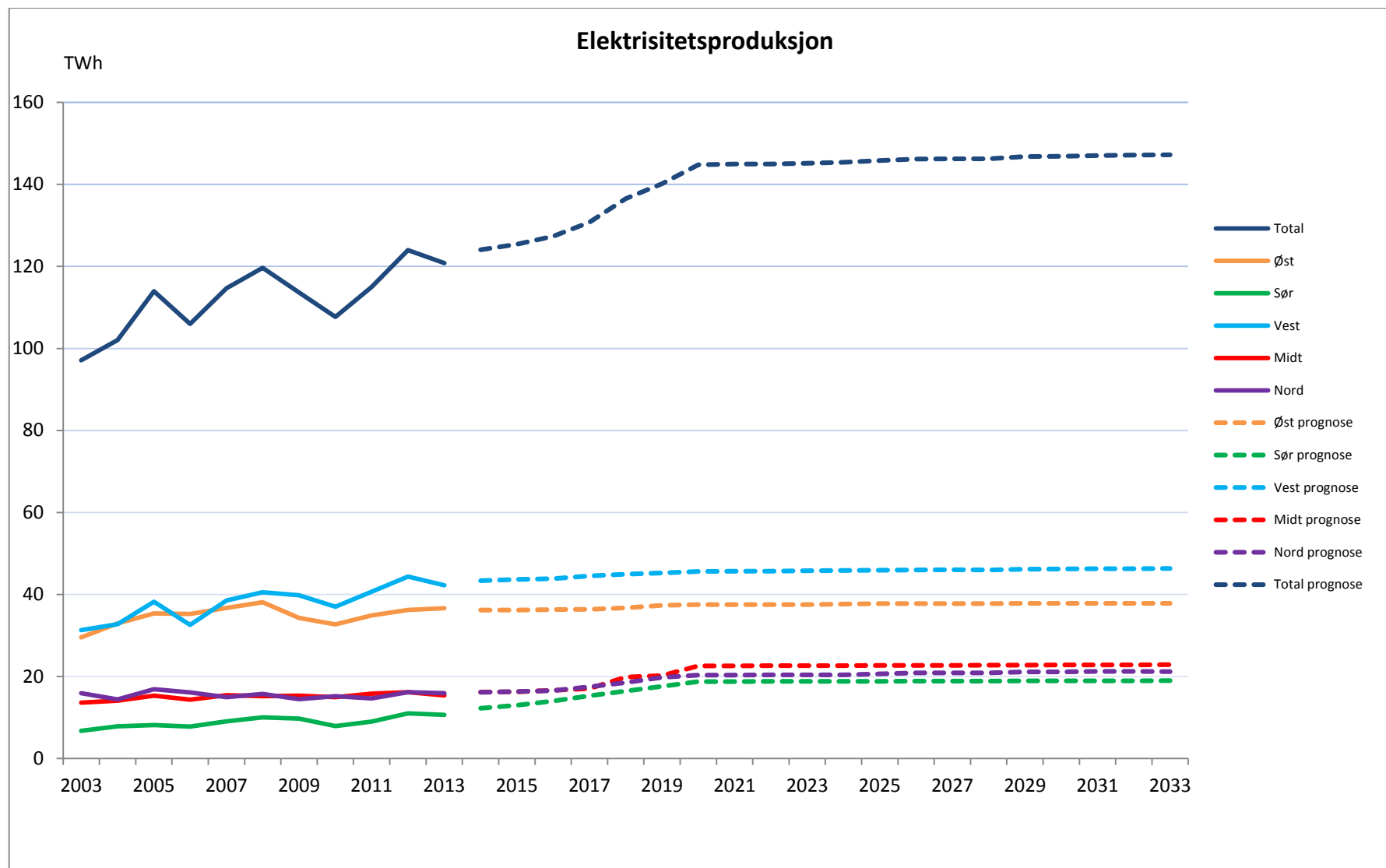
I dette kapittelet følger større utgaver av figurene fra kapitlene 3 og 4.



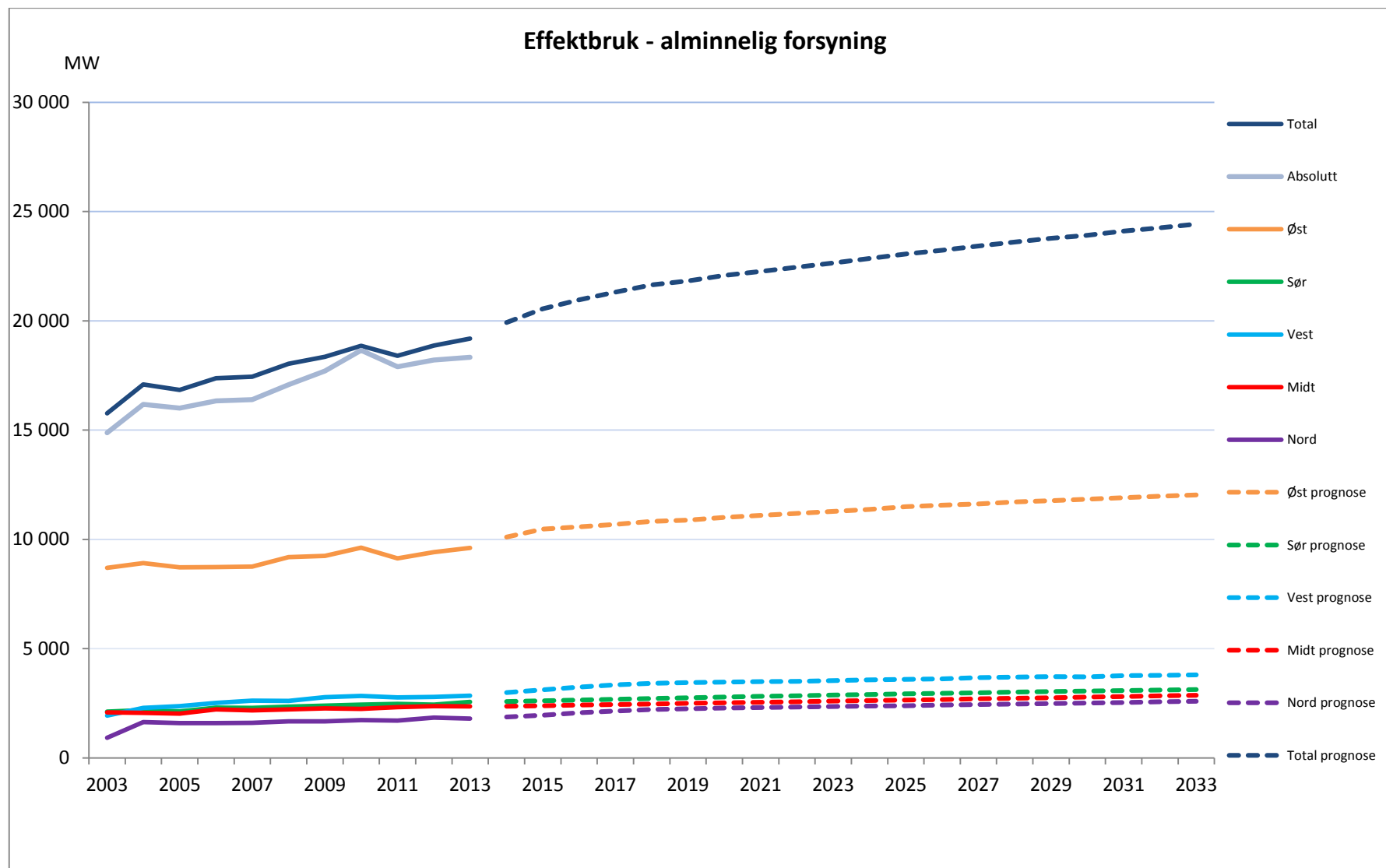
Figur 17 Temperaturkorrigert årlig elektrisitetsbruk i alminnelig forsyning per region. Dataene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.



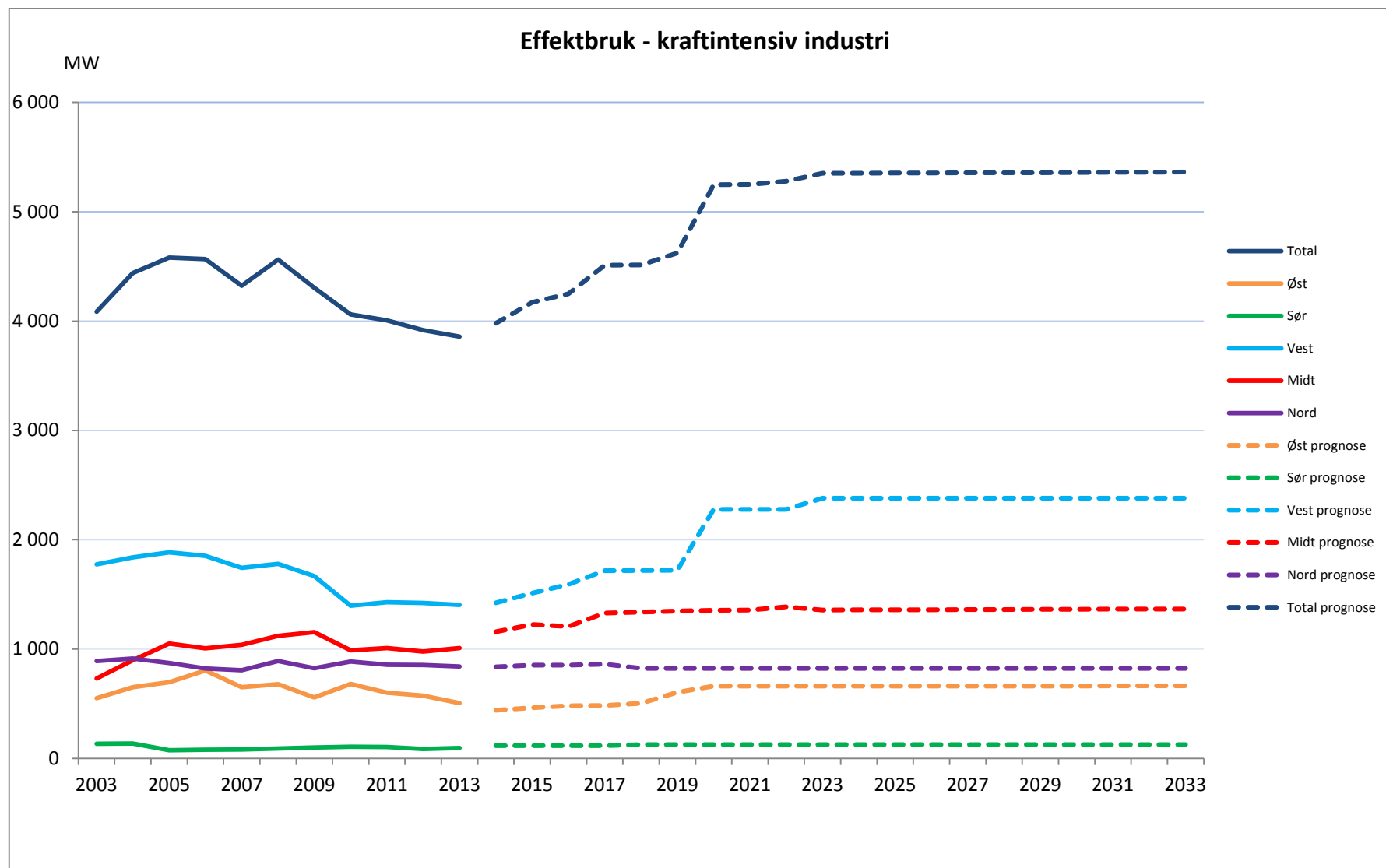
Figur 18 Årlig elektrisitetsbruk i kraftintensiv industri per region. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.



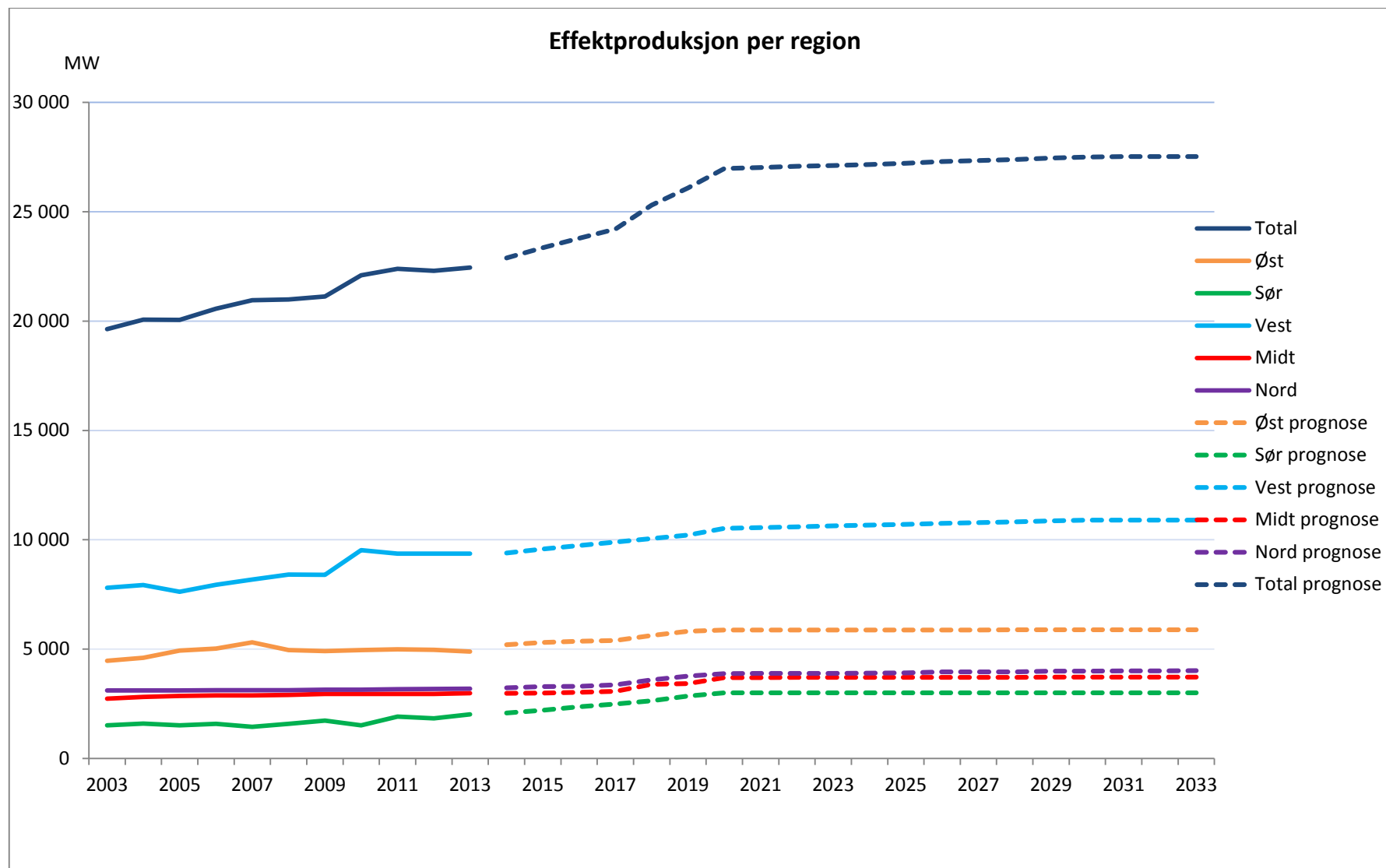
Figur 19 Elektrisitetsproduksjon per region i TWh. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.



Figur 20 Temperaturkorrigert regional effektbruk. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.



Figur 21 Regional effektbruk. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra KSUene.



Figur 22 Regional effektproduksjon. Dataene og prognosene som vises i diagrammet er hentet fra de regionale KSUene.

8.4 Kommuner uten nettkapasitet for tilknytning av ny småkraft

Tabell 8 viser en oversikt over kommuner der det i dag ikke er ledig kapasitet i kraftnettet for tilknytning av ny småkraftproduksjon.

Kommune	KSU-område	Småkraftpotensial (MW)
Tokke	Vestfold og Telemark	8,1
Vinje	Vestfold og Telemark	53,3
Flekkefjord	Aust- og Vest-Agder	48,6
Marnardal	Aust- og Vest-Agder	3,4
Kvinesdal	Aust- og Vest-Agder	231,5
Etne	Sunnhordland og Nord-Rogaland	87,3
Kvinnherad	Sunnhordland og Nord-Rogaland	138,1
Jondal	BKK-området & Indre Hardanger	68,0
Odda	Sunnhordland og Nord-Rogaland	554,9
Ullensvang	BKK-området & Indre Hardanger	59,0
Eidfjord	BKK-området & Indre Hardanger	34,0
Ulvik	BKK-området & Indre Hardanger	34,0
Granvin	BKK-området & Indre Hardanger	21,0
Voss	BKK-området & Indre Hardanger	140,0
Kvam	BKK-området & Indre Hardanger	75,0
Samnanger	BKK-området & Indre Hardanger	24,0
Vaksdal	BKK-området & Indre Hardanger	65,0
Modalen	BKK-området & Indre Hardanger	56,0
Osterøy	BKK-området & Indre Hardanger	2,0
Lindås	BKK-området & Indre Hardanger	20,0
Masfjorden	BKK-området & Indre Hardanger	47,0
Flora	Sogn og Fjordane	66,0
Gulen	BKK-området & Indre Hardanger	56,0

Solund	Sogn og Fjordane	0,1
Hyllestad	Sogn og Fjordane	15,9
Høyanger	Sogn og Fjordane	25,4
Vik	Sogn og Fjordane	30,5
Balestrand	Sogn og Fjordane	42,2
Leikanger	Sogn og Fjordane	3,0
Sogndal	Sogn og Fjordane	76,1
Årdal	Sogn og Fjordane	48,5
Luster	Sogn og Fjordane	99,9
Askvoll	Sogn og Fjordane	45,6
Fjaler	Sogn og Fjordane	16,5
Gaular	Sogn og Fjordane	20,0
Jølster	Sogn og Fjordane	72,2
Førde	Sogn og Fjordane	55,6
Naustdal	Sogn og Fjordane	5,5
Bremanger	Sogn og Fjordane	59,8
Vågsøy	Sogn og Fjordane	30,9
Selje	Sogn og Fjordane	20,3
Eid	Sogn og Fjordane	17,0
Hornindal	Sogn og Fjordane	3,0
Gloppen	Sogn og Fjordane	137,5
Stryn	Sogn og Fjordane	18,9
Herøy	Møre og Romsdal	0,7
Volda	Møre og Romsdal	23,1
Ørsta	Møre og Romsdal	18,9
Surnadal	Møre og Romsdal	63,0
Rindal	Møre og Romsdal	10,4
Åfjord	Sør-Trøndelag	24,1

Roan	Sør-Trøndelag	4,9
Osen	Sør-Trøndelag	0,2
Namsskogan	Nord-Trøndelag	73,0
Vikna	Nord-Trøndelag	Ikke småkraftpotensial, men 6,8 MW planlagt vindkraft som det ikke er kapasitet til.
Steigen	Midtre Nordland	7,4
Hamarøy	Midtre Nordland	57,0

Tabell 8 Oversikt over de kommunene i Norge der det i dag ikke er ledig kapasitet på nettet for tilkobling av ny småkraftproduksjon. Kolonnen for potensial viser småkraftpotensialet i kommunen som er brukt som underlag i vurderingen. Alle røde kommuner fra figur 23 listes i tabellen. Informasjonen er hentet fra KSUene.

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

Utgitt i Rapportserien i 2014

- Nr. 1 Analyse av energibruk i forretningsbygg. Formålsdeling. Trender og drivere
- Nr. 2 Det høyspente distribusjonsnett. Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata
- Nr. 3 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Telemark, Sørlandet og Vestlandet: Eirik Førland, Jostein Mamen, Karianne Ødemark, Hanne Heiberg, Steinar Myrabø
- Nr. 4 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 7. Skred og flomsikring. Sikringstiltak mot skred og flom Befaring i Troms og Finnmark høst 2013
- Nr. 5 Kontrollstasjon: NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen
- Nr. 6 New version (v.1.1.1) of the seNorge snow model and snow maps for Norway. Tuomo Saloranta
- Nr. 7 EBO Evaluering av modeller for klimajustering av energibruk
- Nr. 8 Erfaringer fra ekstremværet Hilde, november 2013
- Nr. 9 Erfaringer fra ekstremværet Ivar, desember 2013
- Nr. 10 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2013. Ellen Skaansar (red.)v
- Nr. 11 Energibruksrapporten 2013
- Nr. 12 Fjernvarmens rolle i energisystemet
- Nr. 13 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer. Delprosjekt. 5.1.5
- Nr. 14 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. En omforent anbefaling for bruk av anisotropifaktorer i prosjektering i norske leirer
- Nr. 15 Tilleggsrapport: Oppsummering av Energimyndighetens og NVEs gjennomgang av elsertifikatordningen
- Nr. 16 Flomberegning for Nesttunvassdraget (056.3Z). Thomas Væringstad
- Nr. 17 Årsrapport for tilsyn
- Nr. 18 Verktøyprosjektet - hydrologi 2010-2013. En oppsummering av aktiviteter og resultater. Erik Holmqvist (red.)
- Nr. 19 Flom og jordskred i Nordland og Trøndelag desember 2013. Elin Langsholt, Erik Holmqvist, Delia Welle Kejo
- Nr. 20 Vindkraft i produksjon i 2013
- Nr. 21 FoU-prosjekt 81072 Pilotstudie: Snøskredfarekartlegging med ATES (Avalanche Terrain Exposure Scale) Klassifisering av snøskredterreng for trygg ferdsel
- Nr. 22 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 3.1. Hvordan beregne ekstremverdier for gitte gjentakintervaller? Manual for å beregne returverdier av nedbør for ulike gjentakintervaller (for ikke-statistikker)
- Nr. 23 Flomsonekart Delprosjekt Tuv. Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 24 Summary of the review of the electricity certificates system by the Swedish Energy Agency and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 25 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga Per Alve Glad
- Nr. 26 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 1 Naturskadestrategi. Sammenligning av risikoakseptkriterier for skred og flom. Utredning for Naturfareprogrammet (NIFS)
- Nr. 27 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Skredfarekartlegging i strandsonen
- Nr. 28 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. "Kvistdammer" i Slovakia. Små terskler laget av stedegent materiale, erfaringer fra studietur for mulig bruk i Norge
- Nr. 29 Reestablishing vegetation on interventions along rivers. A compilation of methods and experiences from the Tana River valley
- Nr. 30 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer
- Nr. 31 Småkraftverk: Tetthet og reproduksjon av ørret på utbygde strekninger med krav om minstevannføring Svein Jakob Saltveit og Henning Pavels
- Nr. 32 Kanalforvaltningen rundt 1814 – del av en fungerende statsadministrasjon for det norske selvstendighetsprosjektet. Grunnlovsjubileet 2014
- Nr. 33 Museumsordningen 10 år
- Nr. 34 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Skredfarekartlegging i strandsonen -videreføring
- Nr. 35 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Karakterisering av flomregimer Delprosjekt. 5.1.5. Revisjon av rapport 13-2014
- Nr. 36 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 1. kvartal 2014. Gudmund Bartnes (red.)
- Nr. 37 Preliminary regionalization and susceptibility analysis for landslide early warning purposes in Norway

- Nr. 38 Driften av kraftsystemet 2013
- Nr. 39 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Effekt av progressivbruddutvikling for utbygging i områder med kvikkleire: Sensitivitetsanalyse basert på data fra grunnundersøkelser på vegstrekingen Sund-Bradden i Rissa
- Nr. 40 Naturfareprosjektet DP. 6 Kvikkleire. Effekt av progressiv bruddutvikling for utbygging i områder med kvikkleire: Sensitivitetsanalyse-1
- Nr. 41 Bioenergi i Norge
- Nr. 42 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Dimensjonerende korttidsnedbør for Møre og Romsdal, Trøndelag og Nord-Norge. Delprosjekt. 5.1.3
- Nr. 43 Terskelstudier for utløsning av jordskred i Norge. Oppsummering av hydrometeorologiske terskelstudier ved NVE i perioden 2009 til 2013. Søren Boje, Hervé Colleuille og Graziella Devoli
- Nr. 44 Regional varslings av jordskredfare: Analyse av historiske jordskred, flomskred og sørpeskred i Gudbrandsdalen og Ottadalen. Nils Arne K. Walberg, Graziella Devoli
- Nr. 45 Flomsonekart. Delprosjekt Hemsedal. Martin Jespersen, Rengifo Ortega, Julio H. Pereira Sepulveda
- Nr. 46 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Mulighetsstudie om utvikling av en nasjonal blokkprøvedatabase
- Nr. 47 Naturfareprosjektet Dp. 6 Kvikkleire. Detektering av sprøbruddmateriale ved hjelp av R-CPTU
- Nr. 48 En norsk-svensk elsertifikatmarknad. Årsrapport 2013
- Nr. 49 Øvelse Østlandet 2013. Evalueringsrapport
- Nr. 50
- Nr. 51 Forslag til nytt vekstsystem i modellen for å fastsette kostnadsnormer i regionalnettene
- Nr. 52 Jord- og sørpeskred i Sør-Norge mai 2013. Monica Sund
- Nr. 53 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak for 2013
- Nr. 54 Naturfareprosjekt DP. 1 Naturskadestrategi Samarbeid og koordinering vedrørende naturfare. En ministudie av Fellesprosjektet E6-Dovrebanen og Follobanen
- Nr. 55 Naturfareprosjektet DP.6 Kvikkleire. Effekt av progressiv bruddutvikling for utbygging i områder med kvikkleire: Numerisk metode for beregning av udrenert brudd i sensitive materialer
- Nr. 56 Naturfareprosjektet DP.6 Kvikkleire. Effekt av progressiv bruddutvikling for utbygging i områder med kvikkleire: Tilbakeregning av Vestfossensskredet
- Nr. 57 Naturfareprosjektet DP.6 Kvikkleire. Sikkerhet ifm utbygging i kvikkleireområder: Effekt av progressiv bruddutvikling i raviner
- Nr. 58 Naturfareprosjektet DP.6 Kvikkleire. Sikkerhet ifm utbygging i kvikkleireområder: Sannsynlighet for brudd med prosentvis forbedring
- Nr. 59 Naturfareprosjektet DP.6 Kvikkleire. Likestilling mellom bruk av absolutt material faktor og av prosentvis forbedring: bruk av spenningsendring for å definere lokalskred og områdeskred
- Nr. 60 Skredfarekartlegging i Høyanger kommune
- Nr. 61 Flaumsonekart Delprosjekt Førde. Kjartan Orvedal og Ivar Olaf Peereboom
- Nr. 62 Naturfareprosjektet Dp. 5 Flom og vann på avveie. Regionalt formelverk for flomberegning i små nedbørsfelt Delprosjekt. 5.1.6.
- Nr. 63 Naturfareprosjektet DP. 3.2 Datasamordning Ministudie av samordning og deling av flom-og skreddata for tre samarbeidende etater
- Nr. 64 Naturfareprosjektet. Delprosjekt 2- Beredskap og krisehåndtering. Delrapport 1 - Beredskapsplaner og krisehåndtering
- Nr. 65 Grønne tak og styrtregn. Effekten av ekstensive tak med sedum-vegetasjon for redusert avrenning etter nedbør og snøsmelting i Oslo. Bent C. Braskerud.
- Nr. 66 Norges vannbalanse i TWh basert på HBV-modeller. Undertittel: Statistikk og variasjoner 1958-2012. Erik Holmqvist.
- Nr. 67 Effekt av lagringstid på prøve kvalitet. Marie Haakensen / NIFS.
- Nr. 68 Effect of storage time on sample quality. Marie Haakensen / NIFS.
- Nr. 69 Flomsonekart. Delprosjekt Fagernes. Ahmed Reza Naserzadeh og Camilla Meidell Roald.
- Nr. 70 Status høsten 2014 - resultater og veien videre. Marie Haakensen / NIFS.
- Nr. 71 Aktive vannføringsstasjoner i Norge, Lars Evan Pettersson.
- Nr. 72 Smarte målere (AMS) og feedback. VasaaETT og Heidi Kvalvåg.
- Nr. 73 Filefjell og Anestølen. Evaluering av måledata for snø, sesongen 2012/2013. Heidi Bache Stranden og Bjørg Lirhus Ree.
- Nr. 74 Avbrotstatistikk 2013. Astrid Ånestad.
- Nr. 75 Energibruk i undervisningsbygg. Benedicte Langseth og Multiconsult m.fl.
- Nr. 76 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 2. Beredskap og krisehåndtering. Haakensen.
- Nr. 77 Naturfareprosjektet: Delprosjekt 6. Kvikkleire. Haakensen.
- Nr. 78 Status og prognoser for kraftsystemet 2014..” Synnøve Lill Paulen.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no