

Nr 103/2018

Status og prognoser for kraftsystemet 2018

.....

Sammenstilling av data fra kraftsystemutredningene for 2018

Lovinda Ødegården, Sajan Bhantana



Rapport, bokmål nr 103-2018

Status og prognoser for kraftsystemet 2018

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Synnøve Lill Paulen
Forfatter: Lovinda Ødegården, Sajan Bhandana

Trykk: NVEs hustrykkeri
Forsidefoto: Hanne Bakke/NVE
ISBN: 978-82-410-1798-8
ISSN: 1501-2832

Sammendrag: Gjennom kraftsystemutredningene (KSUene) beskrives status og mulige utviklingsbaner for kraftsystemet i Norge i 17 rapporter for regionalnettet og en rapport for transmisjonsnettet. Denne rapporten sammenfatter sentrale data fra KSUene: historisk og prognosert utvikling for produksjon og bruk av energi og effekt, forventede investeringer, tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny produksjon, og lastpunkter uten N-I.

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

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

Telefon: 22 95 95 95
Epost: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Desember 2018

Status og prognoser for kraftsystemet 2018

Sammenstilling av data fra
kraftsystemutredningene for 2018

Innhold

Forord	3
Figurliste	4
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 Stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri)	12
3.1.3 Total elektrisitetsbruk	14
3.2 Elektrisitetsproduksjon	14
4. EFFEKTBRUK OG EFFEKTPRODUKSJON	16
4.1 Effektbruk	16
4.1.1 Alminnelig forsyning	16
4.1.2 Stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri)	17
4.2 Effektproduksjon	18
5. NETTKAPASITET FOR NY PRODUKSJON	19
5.1 Nettkapasitet for ny småkraft	19
5.2 Nettkapasitet for nye større kraftverk	21
6. FORVENTEDE INVESTERINGER I NETTET	22
6.1 Forventede investeringer i transmisjonsnett	22
6.2 Forventede investeringer i regionalnett	23
6.2.1 Forventede investeringer per KSU-område	23
6.2.2 Forventede investeringer per region	24
6.2.3 Utvikling i forventede investeringer	24
6.2.4 Investeringer fordelt på anleggstype	25
6.2.5 Forventede investeringer i regionalnett 2018–2027	26
6.2.6 Scenarioavhengige investeringer	27
6.3 Forventede investeringer i distribusjonsnett	27
6.4 Utløsende årsak til investeringer	28
6.4.1 Utløsende årsaker i transmisjonsnett	29
6.4.2 Utløsende årsaker i regionalnett	29
6.4.3 Utløsende årsaker i distribusjonsnett	30
6.5 Totale forventede investeringer i nettet	30
7. LASTPUNKTER UTEN N-1	32
7.1 Lastpunkter uten N-1 i regionalnett	32
7.2 Lastpunkter uten N-1 i transmisjonsnett	35
8. VEDLEGG	36
8.1 Nettselskaper som opererer i KSU-områdene	36
8.2 Stort forbruk i KSU-områdene	39
8.3 Kommuner uten nettkapasitet for ny småkraftproduksjon	41

Forord

Annethvert år utarbeides 17 kraftsystemutredninger (KSUer) for det norske regionalnettet av utpekte norske nettselskap. Utredningene omfatter blant annet dagens kraftsystem og utvikling av dette. De 17 KSUene dekker til sammen hele regionalnettet i Norge. Statnett lager også en egen KSU for transmisjonsnettet. Utover dette samler også NVE inn data om investeringer i distribusjonsnettet, disse presenteres her sammen med data fra KSUene.

I 2014 ble det utviklet et system for sammenstilling av enkelte av dataene som rapporteres i KSUene. Disse skjemaene er benyttet også i 2018 og informasjonen er samlet og presentert i denne rapporten.

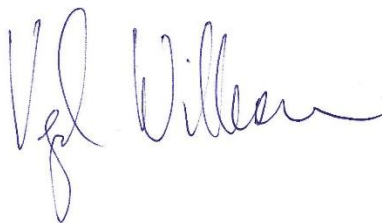
NVE gjør leseren oppmerksom på at all informasjon som presenteres i dette dokumentet er meldt inn gjennom KSUene fra nettselskaper. Informasjonen representerer følgelig ikke NVEs egne syn eller vurderinger. De ulike nettselskapene har utarbeidet sine framskrivninger med utgangspunkt i ulike forventinger til utviklingen fremover. De sammenstilte resultatene gir derfor ikke uten videre et konsistent bilde, og må tolkes med forsiktighet.

Rapporten belyser i første rekke hva nettselskapene anser som de viktigste driverne for nettinvesteringene framover, og hvordan de anslår at dette påvirke behovet for nye investeringer de neste tiårene.

Oslo, desember 2018



Anne Vera Skrivarhaug
Avdelingsdirektør
Energiavdelingen



Vegard Willumsen
Seksjonssjef
Seksjon for kraftsystem

Figurliste

Figur 1: Region- og områdeinndeling	10
Figur 2: Historisk og prognosert temperaturkorrigert årlig elektrisitetsbruk for alminnelig forsyning per region, RKSU 2018.....	11
Figur 3: Prognosert årlig elektrisitetsbruk for alminnelig forsyning i RKSUene 2014, 2016 og 2018.	12
Figur 4: Historisk og prognosert årlig elektrisitetsbruk for stort forbruk per region, RKSU 2018..	13
Figur 5: Prognosert årlig elektrisitetsbruk for stort forbruk i RKSUene 2014, 2016 og 2018.....	13
Figur 6: Historisk og prognosert årlig elektrisitetsproduksjon per region, RKSU 2018.....	14
Figur 7: Prognosert total elektrisitetsproduksjon i regionalnettet i RKSUene 2014, 2016 og 2018.	15
Figur 8: Historisk og prognosert årlig effektbruk for alminnelig forsyning per region, RKSU 2018.	16
Figur 9: Prognosert effektbruk for alminnelig forsyning fra RKSUene 2014, 2016 og 2018.....	17
Figur 10: Historisk og prognosert effektbruk for stort forbruk per region, RKSU 2018.	17
Figur 11: Prognosert effektbruk for stort forbruk fra RKSUene 2014, 2016 og 2018.	18
Figur 12: Effektproduksjon i regional- og distribusjonsnettet per region, RKSU 2018.....	18
Figur 13: Oversikt over kommunenes kapasitet for ny småkraftproduksjon.	20
Figur 14: Forventede investeringer i transmisjonsnettet per år for 2018–2027.	22
Figur 15: Sammenligning av forventende investeringer per KSU-område, hentet fra RKSU 2014, 2016 og 2018.....	23
Figur 16: Sammenligning av totale forventende investeringer i regionalnettet per 2014, 2016 og 2018. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.	24
Figur 17: Sammenligning av periodevis forventende investeringer i regionalnettet. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.	25
Figur 18: Forventende investeringer i regionalnettet de neste 20 årene, fordelt på anleggstype. Her er bare de scenariouavhengige investeringene tatt med.	25
Figur 19: Forventende investeringer i regionalnettet per år for 2018–2027. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.	26
Figur 20: Investeringer i regionalnettet med de scenarioavhengige investeringene indikert i rødt og grønt.	27
Figur 21: Forventende investeringer i distribusjonsnettet per år for 2018–2027.	27
Figur 22: Oversikt over forventende investeringer på alle nettnivå de neste fem årene fordelt på utløsende hovedårsak. Her er bare de scenariouavhengige investeringene i regionalnettet inkludert.	28
Figur 23: Investeringer i transmisjonsnettet i perioden 2018–2027 fordelt på årsak.	29
Figur 24: Forventede investeringer i regionalnettet fordelt på hovedårsak. Den skraverte delen av søylen indikerer de scenarioavhengige investeringene.	29
Figur 25: Fordeling av årsaker til re- og nyinvesteringer i distribusjonsnettet.	30
Figur 26: Totale investeringskostnader i Norges strømnnett per år, sortert etter idriftsettelsesår. For regionalnettet er kun de scenariouavhengige investeringene inkludert.....	31
Figur 27: Fordeling av nettinvesteringer per nettnivå for perioden 2018–2027.	31
Figur 28: Andel lastpunkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på KSU-områder.	33
Figur 29: Antall punkter uten N-1 i regionalnettet per 2018, fordelt på maks effektbruk bak punkt.	34
Figur 30: Antall punkter uten N-1 i regionalnettet per 2018, fordelt på estimert gjenopprettingstid.	34
Figur 31: Antall punkter uten N-1 i transmisjonsnettet fordelt på maksimal effektbruk bak punkt.	35
Figur 32: Antall punkter uten N-1 i transmisjonsnettet fordelt på tid for gjenoppretting.	35

Tabelliste

Tabell 1: Liste over hvilke KSU-områder som inngår i hver region.....	9
Tabell 2: Punkter i regionalnettet per region der N-1-kriteriet ikke oppfylles.....	33
Tabell 3: Oversikt over nettselskaper i KSU-områdene.....	36
Tabell 4: Kunder som går under definisjonen "stort forbruk" i KSU-områdene.....	39
Tabell 5: Kommuner i Norge uten ledig kapasitet i nettet for ny produksjon.....	41

SAMMENDRAG

Kraftsystemutredningene (KSUene) beskriver status og mulige utviklingsbaner for kraftsystemet i Norge gjennom 17 rapporter for regionalnettet (RKSU) og en rapport for transmisjonsnettet (TKSU). Denne rapporten sammenfatter data fra KSUene i følgende oversikter:

- Historisk og prognosert utvikling i elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon
- Historisk og prognosert utvikling i effektbruk, effektproduksjon og effektbalanse
- Sammenligninger av forventninger for fremtidig elektrisitetsbruk, elektrisitetsproduksjon og effektbruk fra rapporteringene i 2016 og 2018
- Kart over tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny produksjon i Norges kommuner
- Planer for investeringer i kraftsystemet
- Oversikt over punkter uten N-1

Sammenfatningen viser at elektrisitetsbruken i alminnelig forsyning økte fra rundt 79 til 87 TWh fra 2007 til 2017. Omtrent halvparten av elektrisiteten brukes på Østlandet. Trendlinjen for effektbruk viser samme form. NVE har bedt nettselskapene om å inkludere elektrifisering av transport i minst ett av sine scenarioer. Dette er ikke nødvendigvis inkludert i forventningsscenarioet for alminnelig forbruk.

En sammenstilling av alle investeringsplanene viser at det er forventet investeringer for totalt 135 milliarder kroner i kraftnettet den kommende tiårsperioden (2018–2027). Tilsvarende sum for 2016 med kun scenariouavhengige investeringer er på ca. 142 milliarder 2018-kroner. Sammenlignet med perioden 2016–2025 er det totalt sett en liten nedgang i forventede investeringer. Årsaken til dette er blant annet at forventede kostnader til AMS er 6 milliarder lavere for perioden 2018–2027 enn den var for perioden 2016–2025, naturlig nok fordi mange av målerne ble installert i 2016/2017.

Investeringer i transmisjonsnettet står for en andel på 50–70 milliarder kroner for 2018–2027, hvor nevnte sum på 135 milliarder forutsetter transmisjonsnettinvesteringer på 61 milliarder. Forventede investeringer i lavspent og høyspent distribusjonsnett utgjør henholdsvis 16 og 34 milliarder kroner for samme periode. I regionalnettet er det forventet investeringer for ca. 19 milliarder kroner de neste 10 årene. I tillegg kommer investeringer i AMS, som er forventet å utgjøre 4 milliarder kroner.

Nettselskapenes forventninger til investeringer viser en liten nedgang i distribusjonsnettet og regionalnettet, og en økning i investeringer i transmisjonsnettet. Dette strider noe mot Statnett sitt bilde av forventede investeringer fremover, som viser en nedgang i årene fremover. Dette skyldes at vi legger hele kostnaden for et prosjekt på idriftsettelsesåret, mens Statnett tar hensyn til når kostnadene faktisk påløper. Forbruksøkning og utilfredsstillende teknisk tilstand er de to viktigste årsakene til nettinvesteringer, og utgjør til sammen over halvparten av totale investeringer på alle nettnivå. Man ser samtidig en stor nedgang i andelen av investeringene som er begrunnet i ny produksjon.

Gjennom RKSUene er det kommet frem at 340 lastpunkter er uten N-1 i regionalnettet. Den samlede kostnaden for å eliminere disse punktene er anslått til litt over 12 milliarder kroner. Sør-Rogaland er området med flest punkter uten N-1 relativt til antall lastpunkt, mens Østfold, Oslo og Akershus har færrest. I KSU for transmisjonsnettet 2017 er det identifisert 204 lastpunkter uten N-1. Til sammenligning var det rapportert inn 364 slike punkter i 2015. Nedgangen skyldes både utbygging av prosjekter som har gitt N-1 i flere punkt, og at områder med gjenopprettingstid på under 15 minutter nå er tatt ut av listen. De aller fleste punkter uten N-1 i transmisjonsnettet har en gjenopprettingstid på fire timer eller mindre.

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 «fremme en samfunnsøkonomisk effektiv produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi» samt å «fremme en sikker kraftforsyning».

Forskrift om energiutredninger (foe) skal fremme en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling av energisystemet, og gir bestemmelser for innhold og utforming av kraftsystemutredningene. Et viktig formål med utredningene er å skape en felles forståelse i samfunnet for mulige utviklinger i kraftsystemet og tilgjengeliggjøre denne informasjonen.

Gjennom Tildelingsbrevet fastsettes spesifikke oppgaver som NVE skal prioritere i løpet av et år. For 2014 var 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 transmisjonsnettet». Denne rapporten er en videreførelse av denne oppgaven fra 2014, og skal gjøre viktig informasjon fra KSUene mer tilgjengelig.

I tillegg samler NVE inn data for investeringer i distribusjonsnettet. I 2018 ble et spørreskjema sendt ut til alle nettselskapene som har distribusjonsnett. NVE mottok svar fra ca. halvparten av nettselskapene, og disse besvarelsene representerer ca. 74 % av distribusjonsnettet i kilometer og over 80 % av kundemassen i distribusjonsnettet. Resultatet fra datainnsamlingen er også inkludert i denne sammenstillingen.

1.2 Kraftsystemutredninger (KSUer)

Et grunnlag for å analysere nettutviklingen og kraftbalanser regionalt finnes 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 i nettet. Utredningene fremstiller også områdets nøkkeldata som effekt- og energibalanse, samt oversikter over produksjon, overføring og bruk av elektrisitet.

I KSUene beskrives også ulike alternativer for utvikling i behov for overføringskapasitet. Forenklede samfunnsøkonomiske vurderinger gjøres for 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 er ment å være et viktig verktøy for å sikre en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av regional- og transmisjonsnettet, gjennom koordinerte, langsiktige vurderinger av kraftsystemets utvikling. Samfunnet gis således en felles forståelse for mulige endringer i kraftsystemet. NVE benytter selv KSUene blant annet i vurderingen av konsesjonssøknader for kraftanlegg.

KSUene utarbeides annet hvert 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 leverer RKSUene. Disse 17 nettselskapene dekker til sammen hele Norge, og er i tillegg ansvarlige for å koordinere KSU-

arbeidet i sitt område. Transmisjonsnettet (132–420 kV) er også definert som et eget KSU-område, som Statnett har ansvar for. Denne omtales videre som TKSU. En oversikt over inndelingen av KSU-områdene og hvilke selskaper som er utredningsansvarlige vises i Figur 1 og i Tabell 3.

1.3 Sammenstilling av data fra KSUene

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 bidra 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.

I denne rapporten sammenlignes også tall fra KSUene i 2018 med tilsvarende tall fra 2016 og noe fra 2014. Dette er for å få et inntrykk av utviklingen over tid i prognoser for nettutviklingen, samt endringer i investeringskostnader og -årsaker. Rapporten ble for første gang publisert i 2014, og vil publiseres med oppdaterte tall annethvert år etter at KSUene for regionalnettet er ferdigstilt. Med mindre annet er spesifisert viser figurer og tabeller til data fra KSUene for regionalnettet i 2018.

NVE understreker at alle data som denne rapporten er basert på er hentet fra KSUene; det er altså nettselskapenes egne data og forventninger for investeringer. Nettselskapene utarbeider sine framskrivninger med utgangspunkt i ulike forventninger til utviklingen fremover. NVE understreker at de sammenstilte resultatene ikke uten videre gir et konsistent bilde, og må tolkes med forsiktighet.

Dette prinsippet gjelder også for alle andre temaer som blir presentert i rapporten. Tolkninger av diagrammene er av samme årsak til dels fraværende. Hovedhensikten med rapporten er å samle data fra KSUene på ett sted, ikke å vurdere dataenes rimelighet.

1.4 Rapportens oppbygning

- Kapittel 2 definerer KSU-områdene og regiongrensene.
- Kapittel 3 presenterer regional elektrisitetsbruk (energibruk) fordelt på alminnelig forsyning og kraftintensiv industri, etterfulgt av regional elektrisitetsproduksjon. I tillegg sammenlignes den regional elektrisitetsbruk og -produksjon for 2018, 2016 og 2014.
- Kapittel 4 presenterer tilsvarende data for effekt som ble presentert for energi i kapittel 3.
- Kapittel 5 presenterer tilgjengelig nettkapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon.
- Kapittel 6 presenterer forventede investeringer for de kommende 20 år.
- Kapittel 7 presenterer lastpunkter uten N-1 i regionalnettet og transmisjonsnettet.

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 regionale 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 er styrt av eierforhold i nettselskapene og andre nettforhold. Tabell 3 i vedlegget (kapittel 8) viser hvilke nettselskap som opererer i hvert område, samt hvilket selskap som er ansvarlig for utarbeidelsen av områdets KSU. Transmisjonsnettets er definert som ett KSU-område og gjelder for transmisjonsnettets i hele landet.

2.2 Regioninndeling

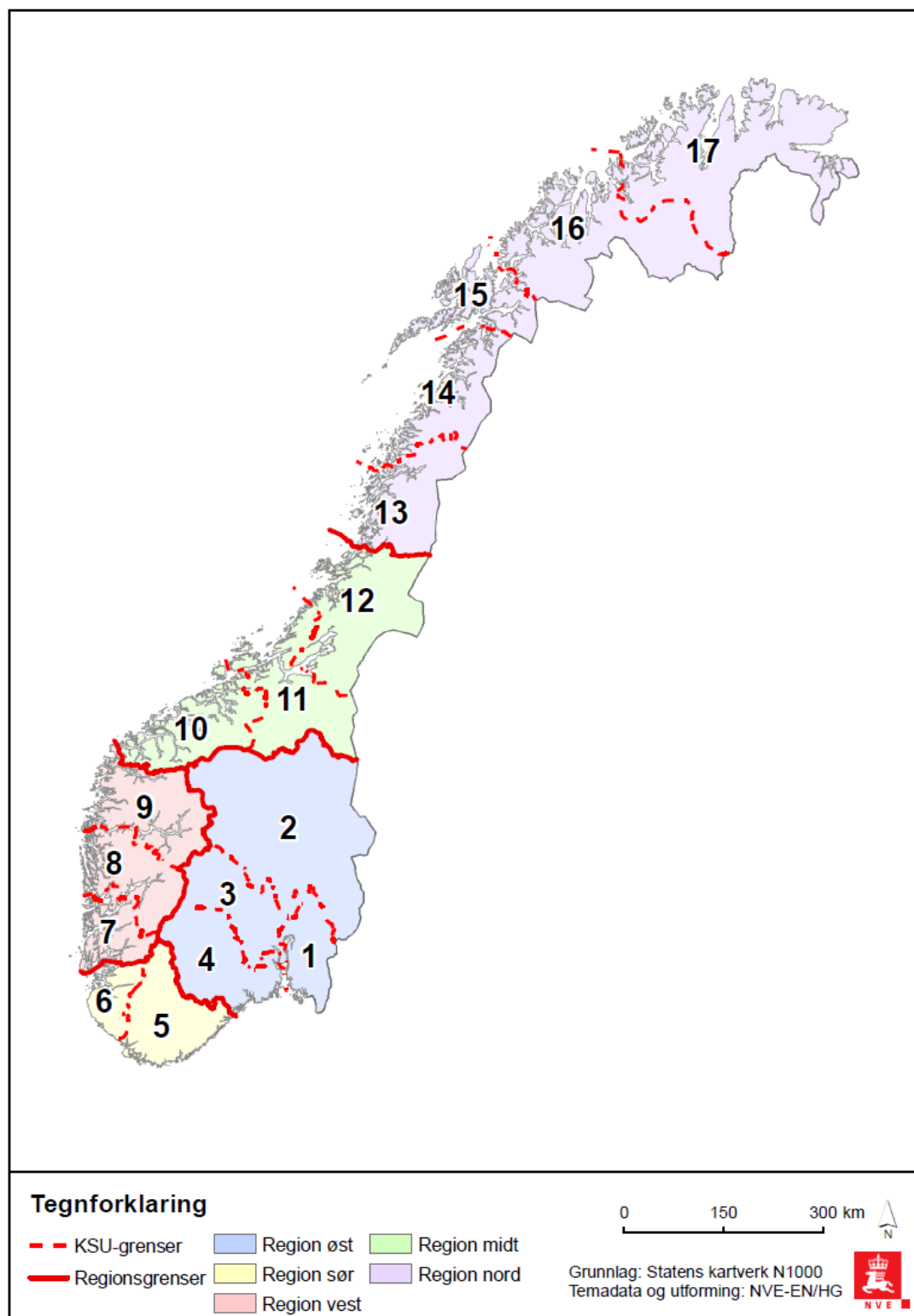
I denne rapporten vises flere figurer og tabeller for de fem regionene Øst, Sør, Vest, Midt og Nord. I Figur 1 viser de heltrukne linjene hvordan regionegrensene er trukket, mens de stiplede er KSU-områdegrensene. Tabell 1 viser hvilke KSU-områder som inngår i hver region.

Fordeling av KSU-områder i større regioner ble gjort under utarbeidelsen av *Status og prognose for kraftsystemet 2014*. Utgangspunktet for valget var at alle regionegrenser måtte sammenfalle med KSU-områdegrenser for at data fra ulike KSUer skulle kunne legges sammen på en likefrem måte. Et annet mål var å tilnærme regioninndelingen i denne rapporten til regioninndelingene i Statnetts KSU for transmisjonsnettets. 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, men i Nord-Norge i Statnetts inndeling. Videre er Øst-Norge hos Statnett definert av vannskillet i vest og av Dovrefjell i nord, mens grensene for region Øst i denne rapporten følger fylkesgrensene.

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

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

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



Figur 1: Region- og områdeinndeling.

3. ELEKTRISITETSBRUK OG ELEKTRISITETSPRODUKSJON

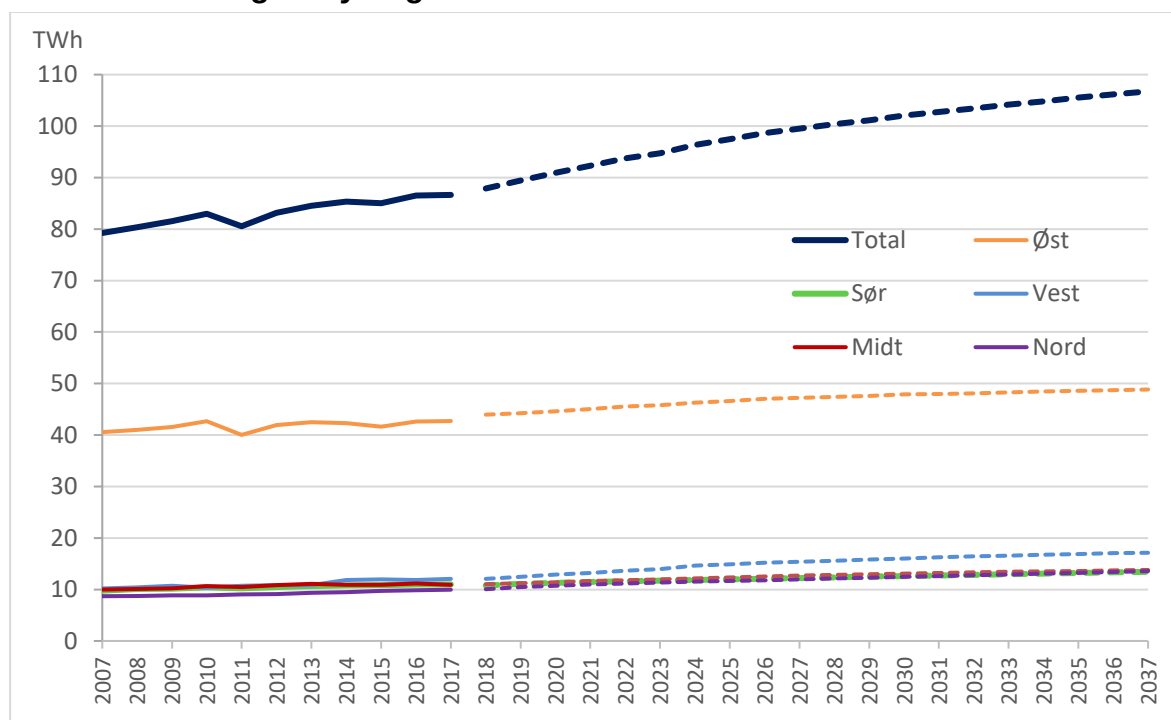
I dette kapitlet er data for elektrisitetsbruk og elektrisitetsproduksjon som er meldt inn til de regionale KSUene samlet. Denne kunnskapen er vesentlig for å forstå behovet for ny produksjonskapasitet og nye nettilknytningslinjer som følger med denne. NVE har bedt nettselskapene om å inkludere storstilt elektrifisering av transport i minst ett av sine scenarioer, og har bidratt med forslag til underlag i et slikt scenario. I 2017 undersøkte vi i samarbeid med nettselskapene hva en elektrifisering av transportsektoren kan bety for regionalnettet. Resultatene er presentert i NVEs rapport 77-2017 «*Har strømmenettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?*».

I alle diagrammer viser de heltrukne linjene historiske bruk av elektrisitet og de stiplede linjene viser prognoser. For alle data og prognoser som legges frem i denne rapporten er dataen hentet ut fra KSUene. Med mindre noe annet er oppgitt, er dataene hentet fra RKSUene fra 2018. Når dataene sammenlignes, vil noe data fra RKSUene 2016 og 2014 også benyttes.

3.1 Elektrisitetsbruk

Elektrisitetsbruken er fordelt over to diagrammer; ett for alminnelig forsyning og ett for stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri).

3.1.1 Alminnelig forsyning



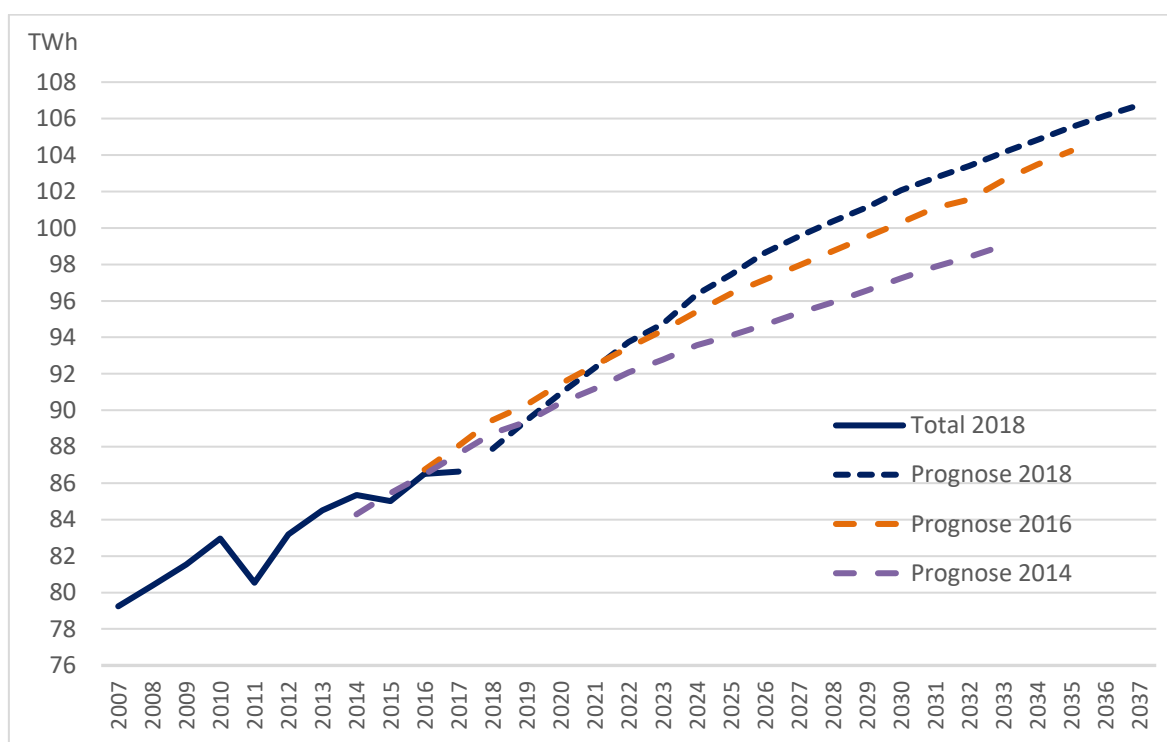
Figur 2: Historisk og prognosert temperaturkorrigert årlig elektrisitetsbruk for alminnelig forsyning per region, RKSU 2018.

Data hentet fra RKSUene viser en økning på 9,3 % i temperaturkorrigert elektrisitetsbruk i alminnelig forsyning fra 2007 til 2017, og en forventet videre økning frem til 2027 på 14,9 %. De fleste RKSUene har brukt temperaturkorrigerte tall, men i noen få av RKSUene er det kun rapportert

historiske tall for absolutt energibruk. I den resulterende grafen er det derfor brukt en blanding av temperaturkorrigerte tall og absolutte tall.

En sammenligning av rapporterte data i KSU for transmisjonsnett (TKSU) 2017 og RKSUer viser en differanse på i overkant av 3 TWh for elektrisitetsbruken i alminnelig forsyning, temperaturkorrigert. Sannsynligvis ligger det meste av denne differansen i at det i tallene for transmisjonsnett er inkludert tap i transmisjonsnett og underliggende nett, der tap i transmisjonsnett utgjør omtrent 3 TWh.

I flere RKSUer er prognoser for alminnelig forsyning basert på SSBs befolkningsprognoser, historisk temperaturkorrigert elektrisitetsbruk og forventet utvikling i energiintensitet basert på samfunnsutvikling. Dette kan i en viss grad sees igjen i den samlede prognosen i Figur 2 som viser et fortsatt stigende totalt forbruk i alminnelig forsyning. Det er også noe variasjon om man tar utgangspunkt i hele området, delområder eller kommuner for prognosen.

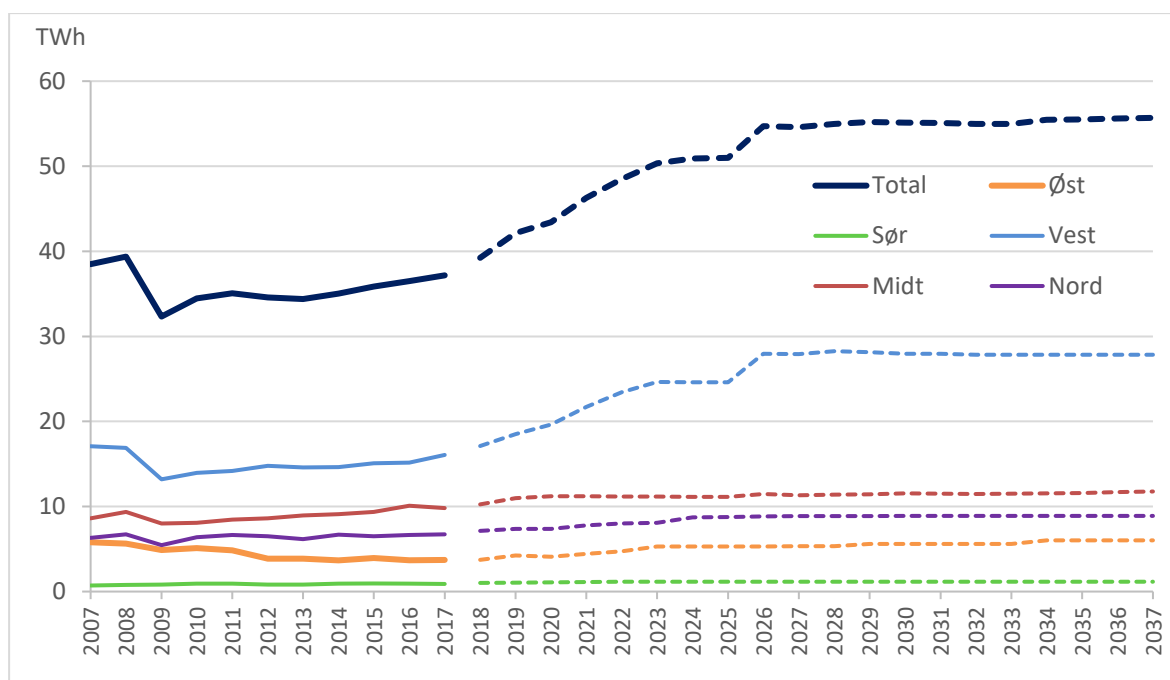


Figur 3: Prognosert årlig elektrisitetsbruk for alminnelig forsyning i RKSUene 2014, 2016 og 2018.

Figur 3 viser at nettselskapenes forventninger til framtidig elektrisitetsbruk har økt sammenlignet med forrige rapportering i 2016, som igjen viste en økning fra 2014. For år 2025 til 2030 har prognosert elektrisitetsbruk økt med 3,5–5 % i RKSU 2018 sammenlignet med 2014.

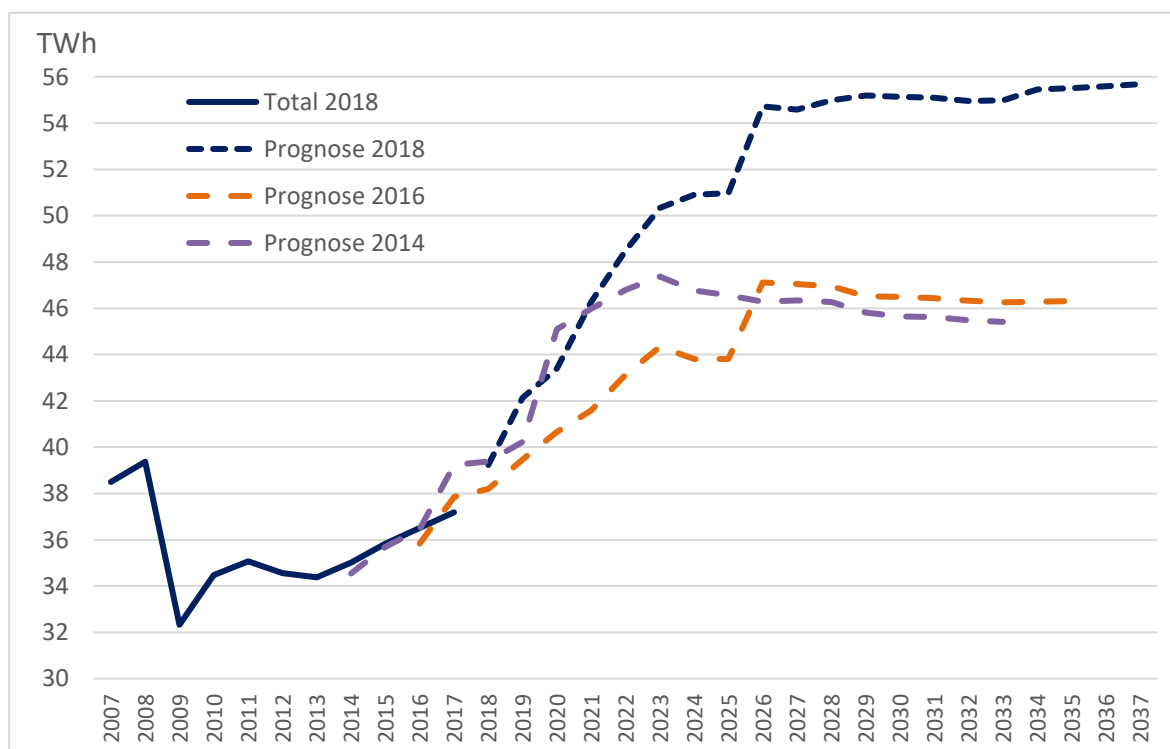
3.1.2 Stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri)

Figur 4 viser elektrisitetsbruken for uttakskunder som faller innenfor Statnetts definisjon av «stort forbruk»: Effektuttak over 15 MW i topplast og brukstid over 5000 timer. De bedriftene dette gjelder er listet opp i kapittel 8.2. Det bemerkes at stort forbruk som rapporteres inn i RKSUene også inkluderer elektrisitetsbruk i petroleumsindustri. De fleste RKSUer oppgir også data for bedrifter med tilknytning direkte til transmisjonsnett, men i enkelte RKSUer er ikke dette med i datagrunnlaget.



Figur 4: Historisk og prognosert årlig elektrisitetsbruk for stort forbruk per region, RKSU 2018.

Elektrisitetsbruken innen stort forbruk hadde en kraftig nedgang i 2009, etter finanskrisen. Denne kategorien har hatt en jevn økning i elektrisitetsbruk og nærmer seg nå samme nivå som i 2008. Som prognosene i Figur 4 viser, er det elektrisitetsbruken videre forventet å øke fremover til et nivå som er langt høyere enn før finanskrisen. Disse prognosene baserer seg stort sett på mulige utbyggingsprosjekter. Siden disse prosjektene som blir vurdert kun i begrenset grad strekker seg langt frem i tid, ligger prognosen for den siste tiårsperioden på et jevnt nivå.



Figur 5: Prognosert årlig elektrisitetsbruk for stort forbruk i RKSUene 2014, 2016 og 2018.

Figur 5 viser en kraftig økning i prognosert elektrisitetsbruk innen stort forbruk for RKSUene 2018 sammenlignet med 2016. I 2016 så man bare en liten økning i energibruken på lang sikt, men at økningen ville komme noe senere enn forventet i 2014. Dettes skyldtes utsettelse i forventet i idriftsettelsestidspunkt for flere av prosjektene som er under utredning.

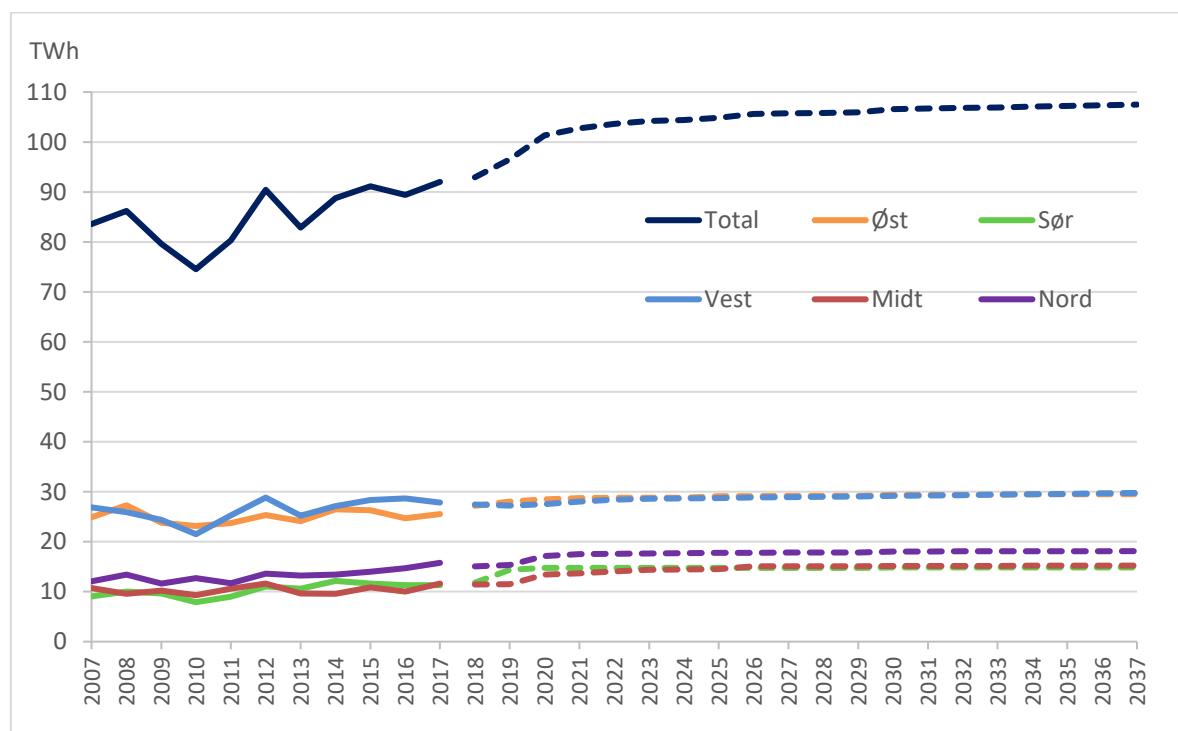
Årsaken til økningen i prognosene kommer blant annet av at flere av RKSUene for 2018 har tatt med nye mulige datasenterprosjekter i det forventede elektrisitetsbehovet. Olje- og gassindustri står også for noe av økningen i prognosert elektrisitetsbruk.

3.1.3 Total elektrisitetsbruk

Det er en differanse mellom total årlig elektrisitetsbruk som er samlet inn i RKSUene og det som er rapportert i TKSU, hvor RKSU-rapporteringene ligger omtrent 9 TWh lavere. Bedrifter som er direkte knyttet til transmisjonsnettet og som kommer under definisjonen av stort forbruk er generelt ikke med i sammenstillingen av tall fra regionalnettet i kapittel 3.1.2. Dette gjør at noe elektrisitetsbruk er utelatt av totaloversikten i regionalnettet og kan utgjøre noe av denne differansen. Videre kan noe av differansen tilskrives tap i transmisjonsnettet og regionalnettet, som ikke vil bli inkludert i de regionale målingene.

3.2 Elektrisitetsproduksjon

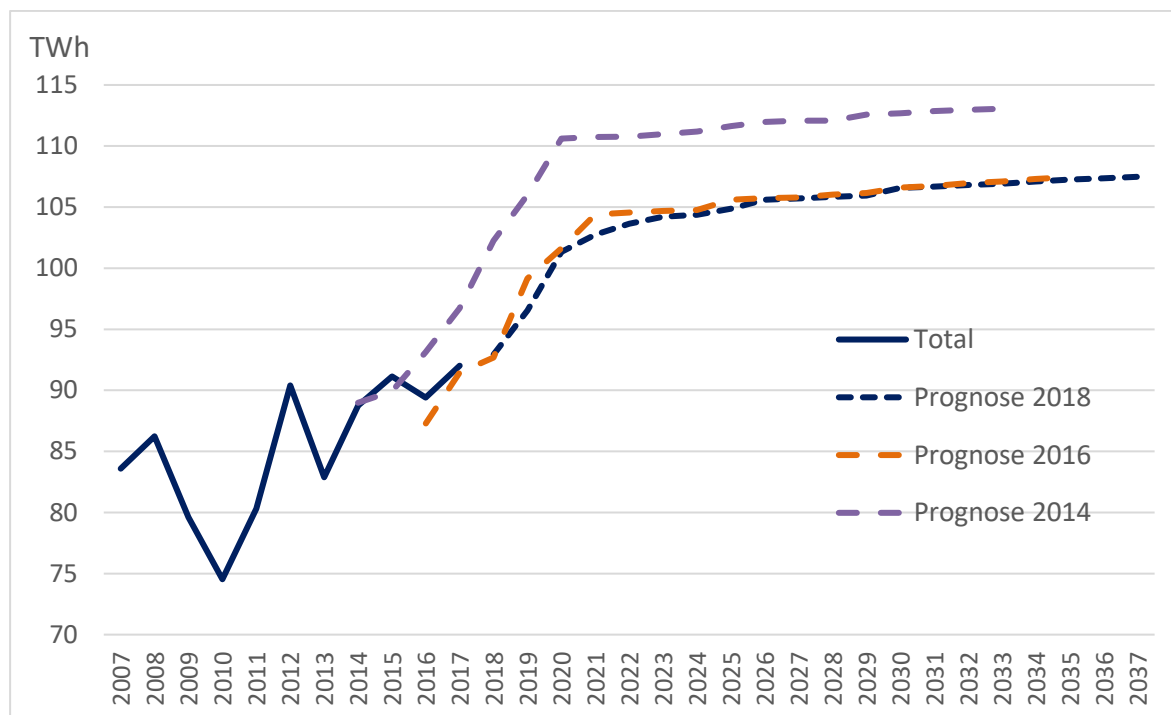
Figur 6 viser elektrisitetsproduksjonen på regionalnettnivå i Norge som helhet og i hver enkelt region.



Figur 6: Historisk og prognosert årlig elektrisitetsproduksjon per region, RKSU 2018.

RKSUene 2018 forventer en litt bratt økning i elektrisitetsproduksjonen frem til 2020, og at elektrisitetsproduksjonen deretter flater noe ut. Årsaken til dette er at svært mye av den nye produksjonskapasiteten er kraftverk som ønsker å komme inn i elsertifikatordningen, og derfor må være tilknyttet nett senest i løpet av 2021.

Ettersom produksjonen fra kraftverk som er direkte tilknyttet transmisjonsnettet i utgangspunktet ikke skal rapporteres i de regionale KSUene, vil total produksjon i Norge være høyere enn det som kommer frem her. Innrapporterte tall for 2016 i denne oversikten ligger 61 TWh under total norsk produksjon rapportert i TKSU, mens middelproduksjon (2006–2015) for de større kraftverkene (over 50 MW installert effekt) tilknyttet transmisjonsnettet direkte eller via en produksjonsradial summerer seg til rundt 66 TWh. Dette antyder at enkelte kraftverk som er tilknyttet på transmisjonsnettnivå er inkludert i de regionale dataene.



Figur 7: Prognosert total elektrisitetsproduksjon i regionalnettet i RKSUene 2014, 2016 og 2018.

Figur 7 viser at forventningene i dag ligger nærmere det som ble forventet i 2016. Mellom 2014 og 2016 gikk forventningene til ny produksjon en god del ned. Dette skyldes at flere kjente planer er stilt i bero eller nedskalert, ettersom elsertifikatmålet nå er i ferd med å nås.

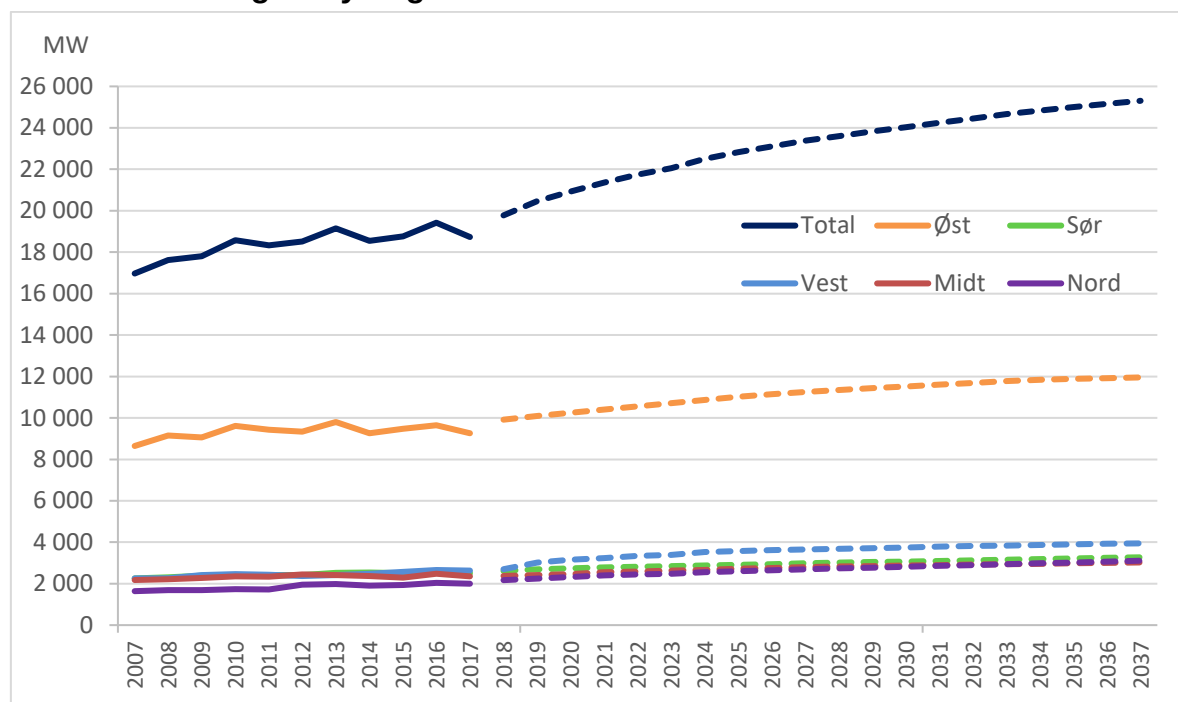
Historisk produksjon som var rapportert inn i RKSUene i 2014 og 2016 har store forskjeller. Dette skyldes at det ble spesifisert at rapporteringen i RKSU i 2016 ikke skulle inkludere produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet, noe som ble gjort i 2014. I Figur 7 er total prognose innrapportert i 2014 nedjustert til samme nivå som i 2016, for å kunne gi et bilde av hvordan forventningene har endret seg. I 2018 kom det frem at det også ble innrapportert noe transmisjonsnettsproduksjon i 2016. Kurvene for 2014 og 2016 er dermed blitt nedjustert i år også, med ca. 7-8 TWh per år.

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 effektproduksjon 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. Det er derfor brukt absolutte verdier i de følgende oversiktene.

4.1 Effektbruk

4.1.1 Alminnelig forsyning

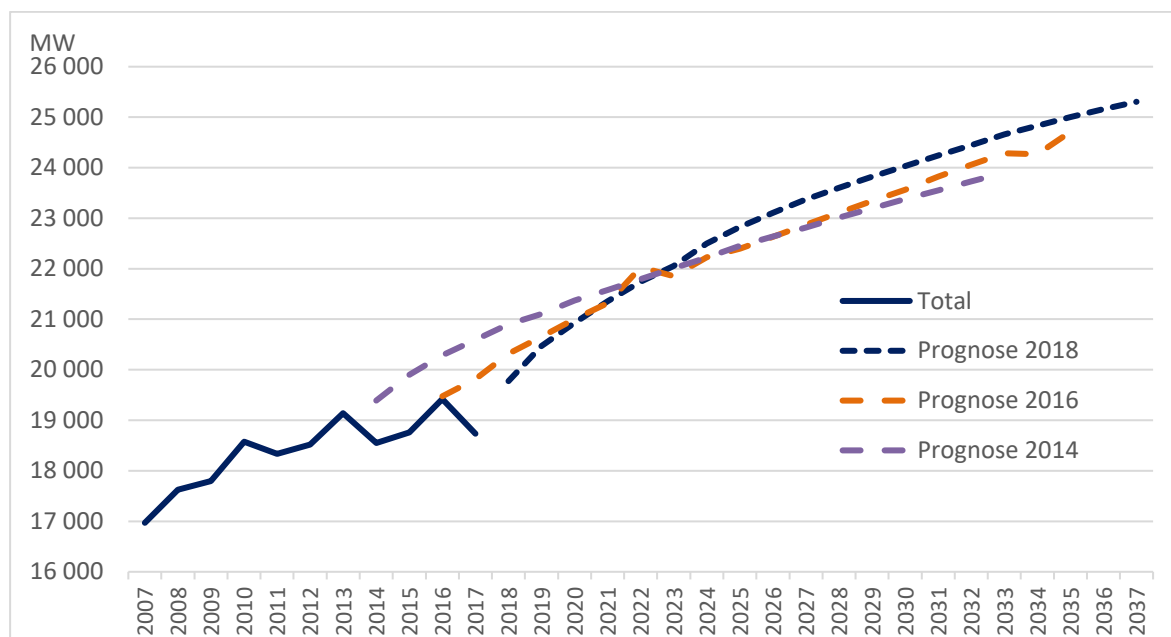


Figur 8: Historisk og prognosert årlig effektbruk for alminnelig forsyning per region, RKSU 2018.

Figur 8 viser at det for alminnelig forsyning er forventet en relativt jevnt stigende trend for effektbruk. Region Sør og Øst har prognosert minst relativ vekst, mens region Vest har mest relativ vekst. Sammenlignet med prognosene fra 2016 har alle regionene en økning i relativ vekst, unntatt region Øst som har en liten nedgang.

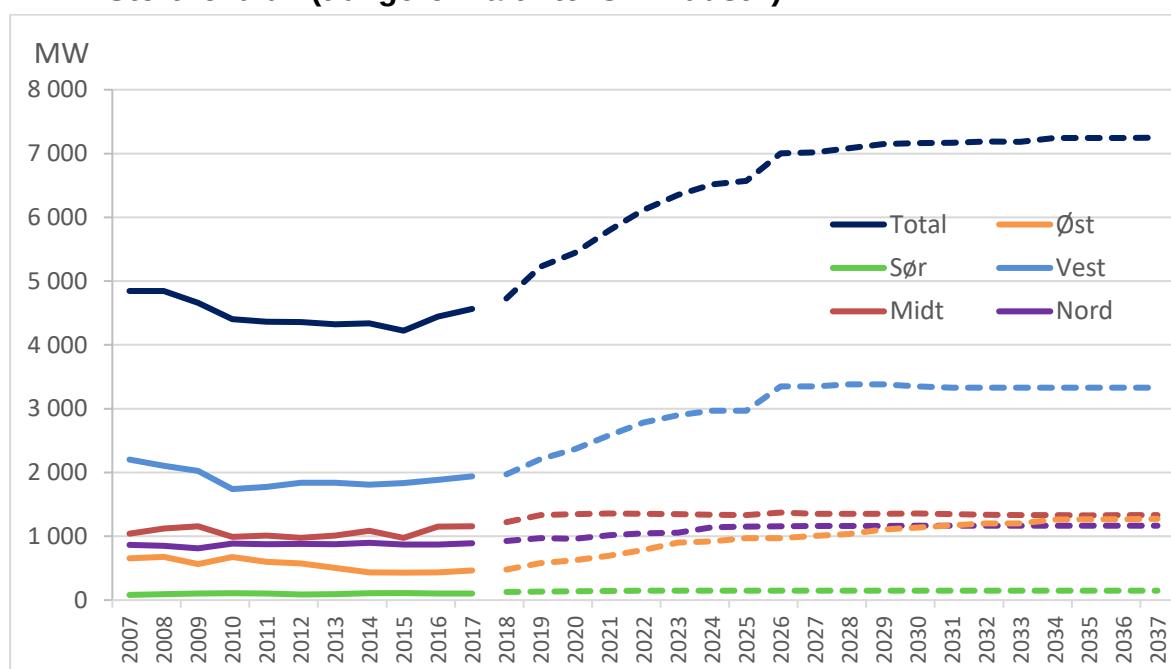
En gjennomgang av metodikk for effektframskrivningen i KSUene viser likevel at det er variasjon i hvordan de ulike KSUene fremskriver alminnelig forsyning. Enkelte KSUer har kun en relativt enkel framskrivning basert på forventet befolkningsvekst eller historisk trend. Typisk er dette utredningsområder der alminnelig forsyning ikke er dimensjonerende på grunn av stor andel kraftintensiv industri. Enkelte andre KSUer forsøker å ta hensyn til forbrukerfleksibilitet eller forventede variasjoner i effektintensivitet for forbrukere i sitt område, for eksempel ved å ta utgangspunkt i forskningsresultater, nye byggeforskrifter og forventninger til vekst i elbilandel.

Figur 9 viser at prognosert effektbruk i 2014 og 2016 ga en noe flatere vekst enn det som er prognosert i 2018.



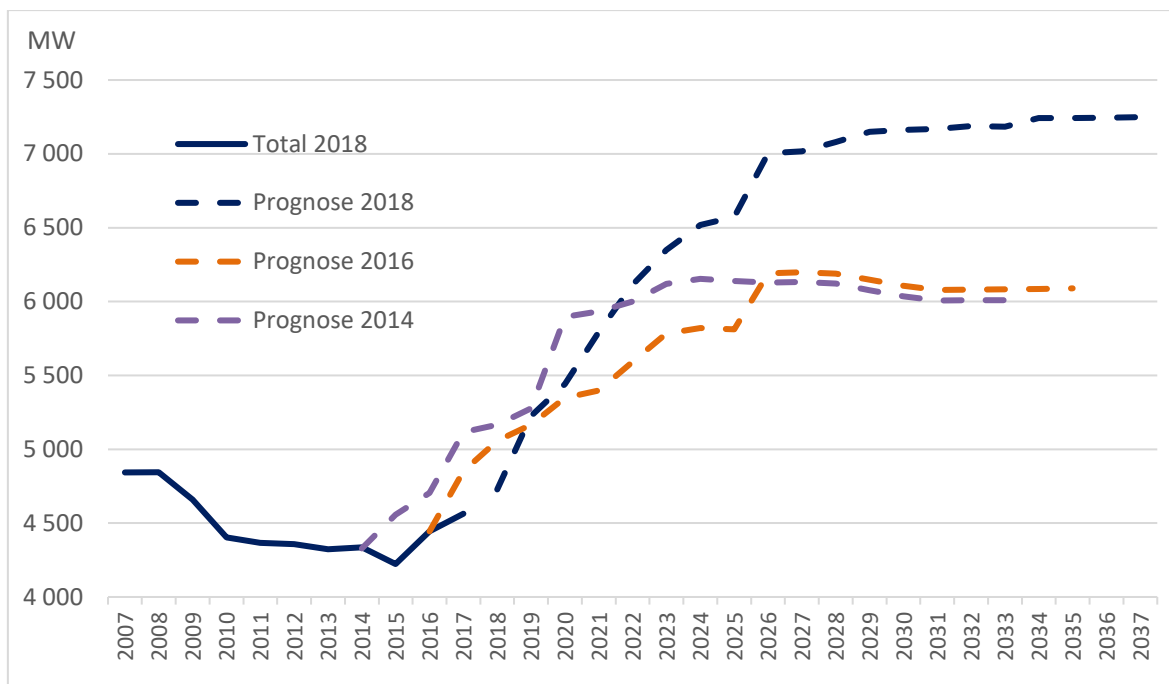
Figur 9: Prognosert effektbruk for alminnelig forsyning fra RKSUene 2014, 2016 og 2018.

4.1.2 Stort forbruk (tidligere kraftintensiv industri)



Figur 10: Historisk og prognosert effektbruk for stort forbruk per region, RKSU 2018.

Figur 10 viser at det er forventet en relativt bratt vekst i effektbruk for stort forbruk. Sammenlignet med prognosen i 2016 har region Vest en brattere stigning mot 2025 i 2018 og havner på et nivå omtrent 350 MW høyere enn i forrige prognose. Region Nord bidrar også med en langsiktig økning i prognosen på omtrent 300 MW. Region Øst har en gått fra en relativt flat stigning prognosert i 2016 til en betydelig brattere kurve med en langsiktig differanse på nesten 600 MW.

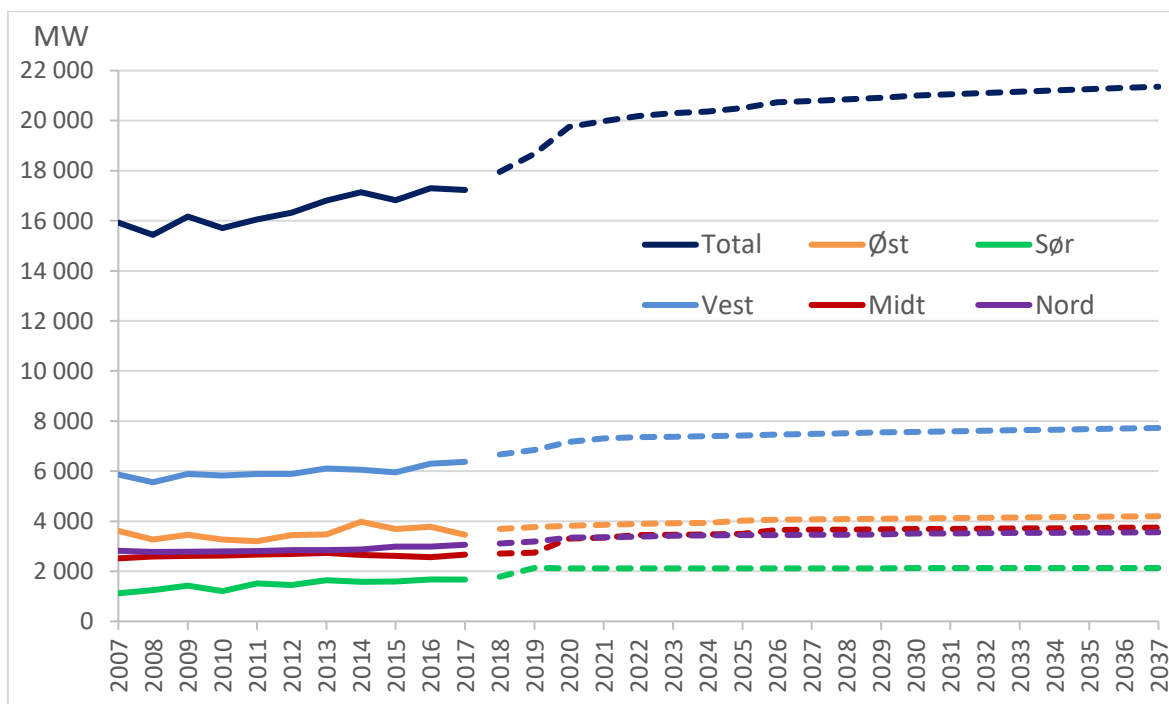


Figur 11: Prognosert effektbruk for stort forbruk fra RKSUene 2014, 2016 og 2018.

Som Figur 11 viser, var det i prognosene fra 2014 og 2016 forventet at effektbruken på lengre sikt ville havne på omtrentlig samme effektbehov. Prognosen i 2018 viser en stor forventet økning, med brattere vekst det neste tiåret og en langsiktig økning på opp mot 1150 MW mer i 2035 sammenlignet med prognosen fra 2016.

4.2 Effektproduksjon

Figur 12 viser effektproduksjon i regional- og distribusjonsnettet per KSU-område.



Figur 12: Effektproduksjon i regional- og distribusjonsnettet per region, RKSU 2018.

I KSUene blir det rapportert om tilgjengelig vintereffekt i produksjonsapparatet. Ettersom summen av det som rapporteres inn i henholdsvis RKSU og TKSU overstiger total installert effekt for landet, har NVE tidligere ikke publisert disse tallene i denne sammenstillingen. Avviket har indikert at det er noe dobbeltrapportering for kraftverk som mater direkte inn i transmisjonsnettet. Per i dag utgjør produksjon i regional- og distribusjonsnettet ca. halvparten av effektproduksjonen i landet, mens den andre halvparten produseres i transmisjonsnettet.

I 2018 var det fremdeles et avvik, men avviket var såpass lite at vi har laget Figur 12, men med forbehold at det fremdeles er noe dobbeltrapportering av produksjon tilknyttet transmisjonsnettet. For hele landet er det per i dag installert totalt 33 650 MW, mens det i TKSU og RKSU ble rapportert inn 34 100 MW til sammen for 2017. En annen usikkerhetsfaktor er at noen av RKSUene kan ha rapportert *installert* effekt i stedet for tilgjengelig vintereffekt.

5. NETTKAPASITET FOR NY PRODUKSJON

5.1 Nettkapasitet for ny småkraft

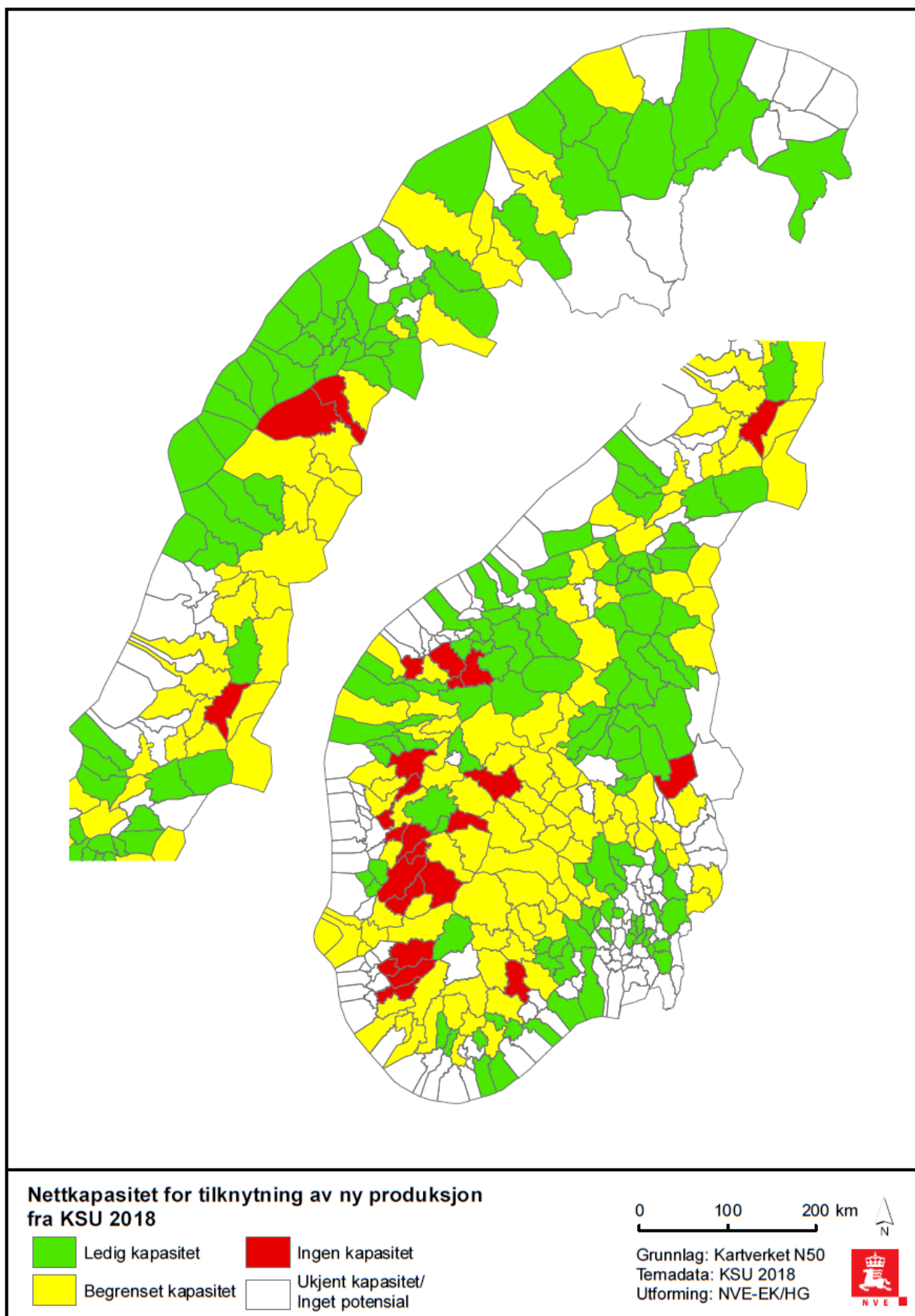
Norge har forpliktet seg til å øke sin andel fornybar energi til 67,5 prosent innen utgangen av 2020 (opp 9,5 prosentpoeng fra 2005). Sammen med blant annet vindkraftproduksjon og reduksjon i innenlands elektrisitetsbruk, vil utbygging av småkraft kunne gi et viktig bidrag til måloppnåelse. Med småkraft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

Det har 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. For å belyse dette og for å legge til rette for en effektiv konsesjonsbehandling av konsesjonssøknader startet NVE innsamling av informasjon om ledig nettkapasitet. Dette rapporteres inn kommunevis og er sammenstilt i kartet i Figur 13.

Figur 13 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 de regionale KSUene. Fargene i figuren skal forstås som følger:

- Grønn: Kommuner der det er ledig kapasitet i kraftnettet for tilkobling av ny produksjon.
- Gul: Kommuner der det er begrenset kapasitet i kraftnettet for tilkobling av ny produksjon.
- Rød: Kommuner der 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 13 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.



Figur 13: Oversikt over kommunenes kapasitet for ny småkraftproduksjon.

Tabell 5 under vedlegg 8.3 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 Figur 13. 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.

Kartet i Figur 13 viser nettbegrensningene i ulike geografiske områder. RKSUene 2016 viste at de fleste kommunene i Sogn og Fjordane hadde mer tilgjengelig nettkapasitet enn i 2014 på grunn av den nye 420-kV-linjen Sogndal–Ørskog. Ti av kommunene i samme område har fått mer tilgjengelig nettkapasitet i 2018. Samtidig ser man i Hedmark og Oppland at 18 kommuner har gått fra grønt nivå til gult og ett fra grønt til rødt.

5.2 Nettkapasitet for nye større kraftverk

For RKSUene 2018 ba NVE nettselskapene om å inkludere en vurdering av nettkapasitet for tilknytning av større kraftverk. Fram til nå har NVE praktisert et krav om å ha en oversikt over nettkapasitet for tilknytning av ny produksjon i hver kommune. Dette har vært et verdifullt signal for lokalisering av småkraftverk, men for større kraftverk må vurderingen i større grad omfatte høyere nettnivå. NVE har derfor sett behovet for en mer overordnet vurdering av nettkapasitet til større kraftverk. Dette kan være identifisering av delområder der det kan være gunstig å etablere for eksempel vindkraftverk, eller delområder der det er svært lite gunstig å etablere større kraftverk.

I RKSUene 2018 har vurderingen av nettkapasitet for større kraftverk blitt gjennomført på ulike måter av de utredningsansvarlige. Presentasjon av vurderingen har blitt gjort i form av tekst, tabell eller kart. Enkelte har gjort kvantitative vurderinger og inkludert et estimat av potensialet i MW, mens andre har gjort en kvalitativ vurdering av hvert nettområde område. Vi har dermed ikke nok grunnlag til å sammenstille denne informasjonen, og henviser heller til hver enkelt RKSU for informasjon om disse kapasitetsvurderingene.

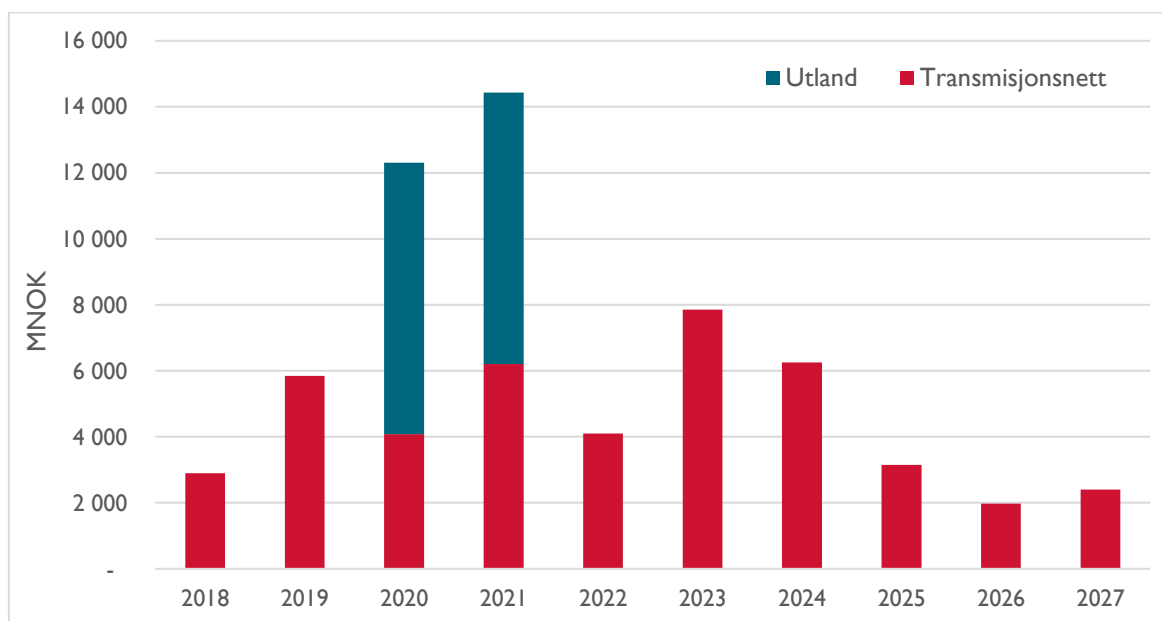
6. FORVENTEDE INVESTERINGER I NETTET

Dette kapitlet vil ta for seg forventede investeringer i transmisjon-, regional- og distribusjonsnett. I tillegg vil det i avsnitt 6.5 fremstilles en oversikt over de totale kostnadene knyttet til investeringer i hele kraftnettet i Norge. Tall fra 2016 og 2014 som sammenliknes med tall fra 2018 er KPI-justert.

6.1 Forventede investeringer i transmisjonsnett

Forventede investeringer i transmisjonsnett den kommende tiårsperioden er hentet fra Statnetts oppdaterte investeringsplan 2018. Statnett anslår investeringskostnader i transmisjonsnett til 50–70 milliarder kroner i perioden 2018–2027. Også her er investeringene fordelt på antatt år for idriftsettelse, men større prosjektpakker som Stor-Oslo og Vestre Korridor er fordelt på flere år siden deler av pakkene vil idriftsettes før alle er ferdige. Særlig mellomlandsforbindelsene gir store utslag for investeringskostnadene i 2020 og 2021. Statnett har allerede startet arbeidet med disse, og kostnadene vil derfor fordele seg i større grad enn det det kan se ut som i figuren.

Investeringer i transmisjonsnett presenteres kun på landsbasis her, uten inndeling i mindre områder. Det skyldes hovedsakelig at KSUene for regionalnett og transmisjonsnett er ulike på enkelte områder; ulike regiongrenser, de utarbeides ikke i samme år, investeringer i transmisjonsnett strekker seg over flere KSU-områder osv. Å presentere investeringene i transmisjonsnett områdevis side om side med investeringene i regionalnett vil derfor kunne være misvisende.



Figur 14: Forventede investeringer i transmisjonsnett per år for 2018–2027.

I forbindelse med oversendelse av oppdatert investeringsplan til NVE sa Statnett i sin pressemelding at en nå i 2018 har nådd investeringstoppen og at de forventer lavere årlige investeringer i årene som kommer. Dette stemmer ikke helt overens med bildet som tegnes av våre estimater for investeringskostnader per år – se Figur 14. Dette skyldes at vi legger hele kostnaden for et prosjekt på idriftsettesår (tilsvarende det som rapporteres i eRapp), mens Statnett tar hensyn til når kostnadene faktisk påløper. Der Statnett har oppgitt kostnadene som intervall har vi brukt gjennomsnittet. Summen av investeringer i Figur 14 er dermed ca. 61 milliarder kroner.

6.2 Forventede investeringer i regionalnettet

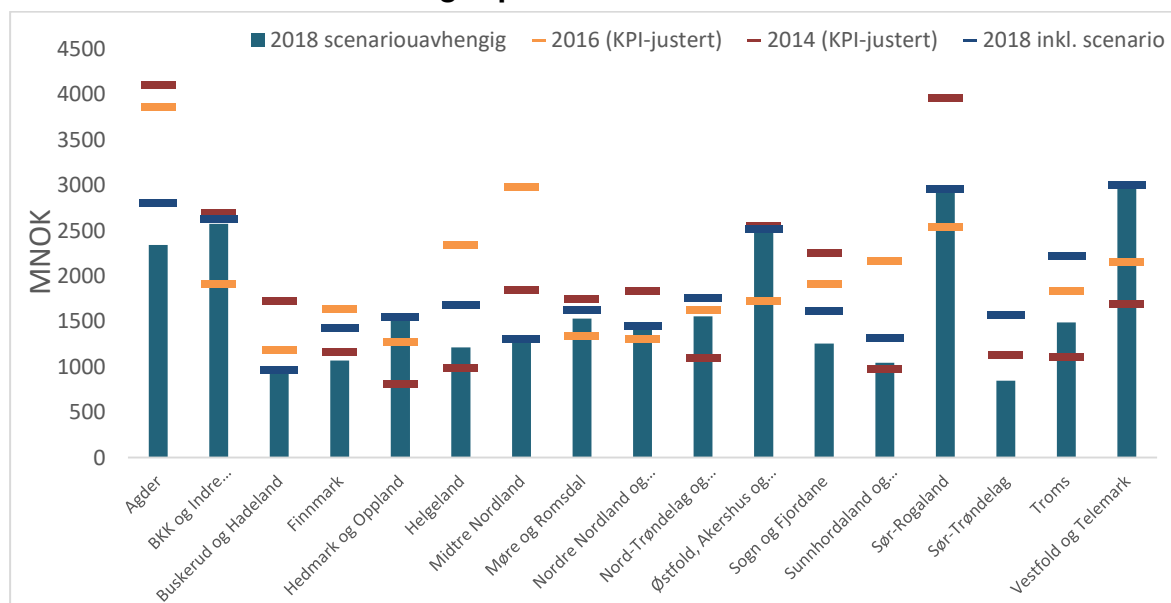
I de fleste tilfeller investeres det med bakgrunn i at nettet er eldet/av dårlig stand og må skiftes ut, at effektbehovet øker, et behov for å forbedre forsyningssikkerheten, eller for å legge til rette for ny produksjon. For 2016 og 2014 er alle kjente investeringsplaner tatt med, inkludert investeringene som er betinget av scenarioer (for eksempel fornybarutbygging, stor lastøkning etc.). I 2018 har vi skilt ut investeringsplanene som gjelder for basisscenarioet (forventet utvikling), som gir et mer sannsynlig bilde av kommende investeringer. Vi har også tatt indikert alle de scenariobetingede investeringene, ettersom det er den totale summen av investeringer som er sammenlignbart med de foregående KSU-sammenstillingene. Tallene for 2014 og 2016 er KPI-justert.

De mulige investeringsprosjektene er relatert til blant annet de prognosene som er presentert i kapittel 3 og 4. De er også relatert til andre energibruks- 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 ett av de faktiske alternativene for hvert 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 tatt med i sammenstillingen her.

Det er planlagt investeringer i regionalnettet for litt over 32 milliarder kroner for perioden 2018-2037 (alle scenarioer). I forrige KSU-periode (2016-2035) var tilsvarende forventede investeringer ca. 33 milliarder kroner (KPI-justert). Blant annet ser man en økning i forventet stort forbruk, noe som kan tilsi at det også bør komme noe mer nettinvesteringer for å ta høyde for dette. I tillegg er en del investeringer med bakgrunn i ny produksjon falt bort. Se mer om dette i kapittel 6.4.2. Summen av de scenariuavhengige investeringene alene er i underkant av 29 milliarder for perioden 2018-2037.

Samlede investeringer for de neste ti årene er anslått til 22,6 milliarder kroner. Dette er en liten reduksjon sammenliknet med forventningene i 2016 da anslaget var på litt over 23 milliarder (KPI-justert). De scenariuavhengige investeringene er på 19,5 milliarder for 2018-2027, mot ca. 19,8 milliarder for 2016-2025 (KPI-justert).

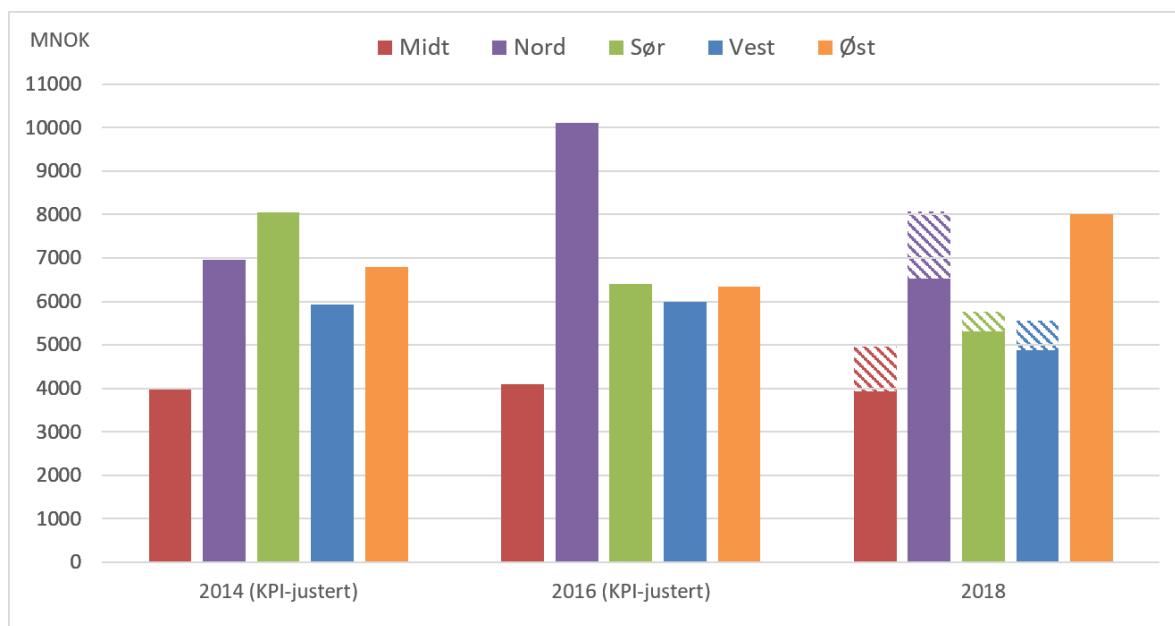
6.2.1 Forventede investeringer per KSU-område



Figur 15: Sammenligning av forventende investeringer per KSU-område, hentet fra RKSU 2014, 2016 og 2018.

Figur 15 viser forventede investeringer 20 år frem i tid per KSU-område for RKSU 2014, 2016 og 2018. Investeringene er gitt som summen av investeringer 20 år frem i tid fra og med året for KSUen. Som man kan se av figuren er det en ganske stor variasjon i nivået på forventede investeringer i de fleste KSU-områdene. Dette gir et inntrykk av usikkerheten i investeringsplaner på lang sikt. Siden RKSUene bare rapporteres annethvert år kan det skje store endringer i investeringsplanene mellom rapporteringene, relatert til scenarioer, investeringstidspunkt m.m.

6.2.2 Forventede investeringer per region



Figur 16: Sammenligning av totale forventende investeringer i regionalnettet per 2014, 2016 og 2018. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.

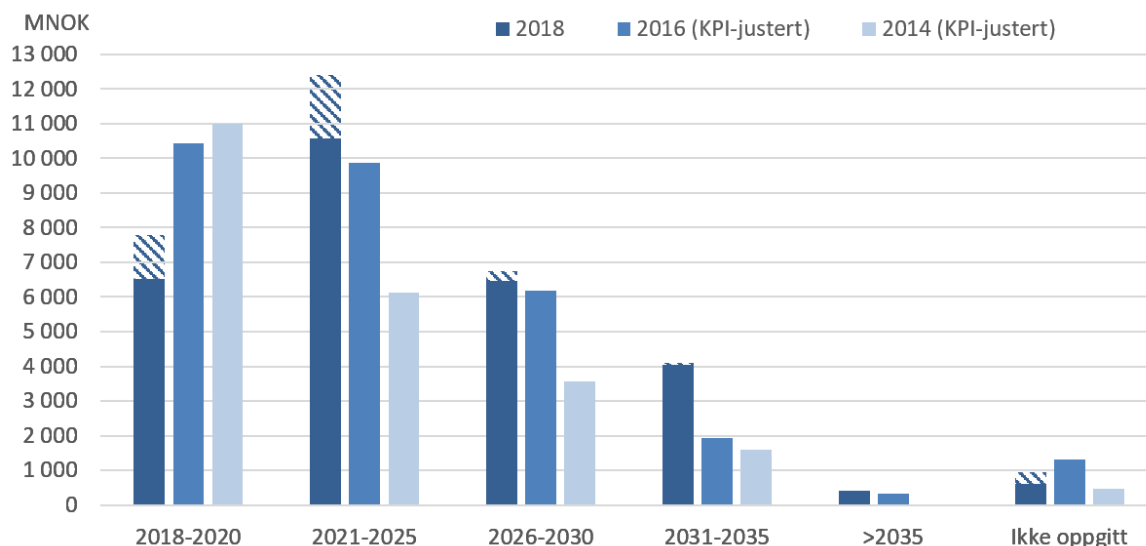
Figur 16 viser utviklingen av forventete investeringer per region 20 år frem i tid. Investeringene er gitt som summen av investeringer 20 år frem i tid fra og med året for KSUen. Figuren viser en relativt stor reduksjon i investeringer for region Nord. Hovedårsaken til dette er en halvering av investeringer relatert til ny produksjon, som utgjør ca. 1,5 milliarder reduserte investeringer. Region Nord har også den største summen av scenarioavhengige investeringer (skravert del av søylen).

Figuren viser også en økning i forventede investeringer i region Midt og Øst. For region Midt skyldes de økte investeringene i hovedsak tilstand og forbruksøkning, hvor sistnevnte sannsynligvis kommer av vekst i Trondheim-området. For region Øst er også økningen i investeringer i hovedsak pga. tilstand og forbruksøkning. Samtidig ser man en liten nedgang i investeringer grunnet andre årsaker (se årsakskategoriene i avsnitt 6.4) for både region Midt og Øst.

6.2.3 Utvikling i forventede investeringer

Figur 17 viser en oversikt over forventede investeringer for de kommende femårsperioder slik de fremkommer i KSUene, og viser utviklingen i disse planene siden de to foregående utgivelse av KSUene. Der idriftsettelsesår er oppgitt som en tidsperiode, har NVE valgt å bruke årstallet midt i perioden. Kategorien «ikke oppgitt» inneholder investeringer som ikke er knyttet til et investeringstidspunkt.

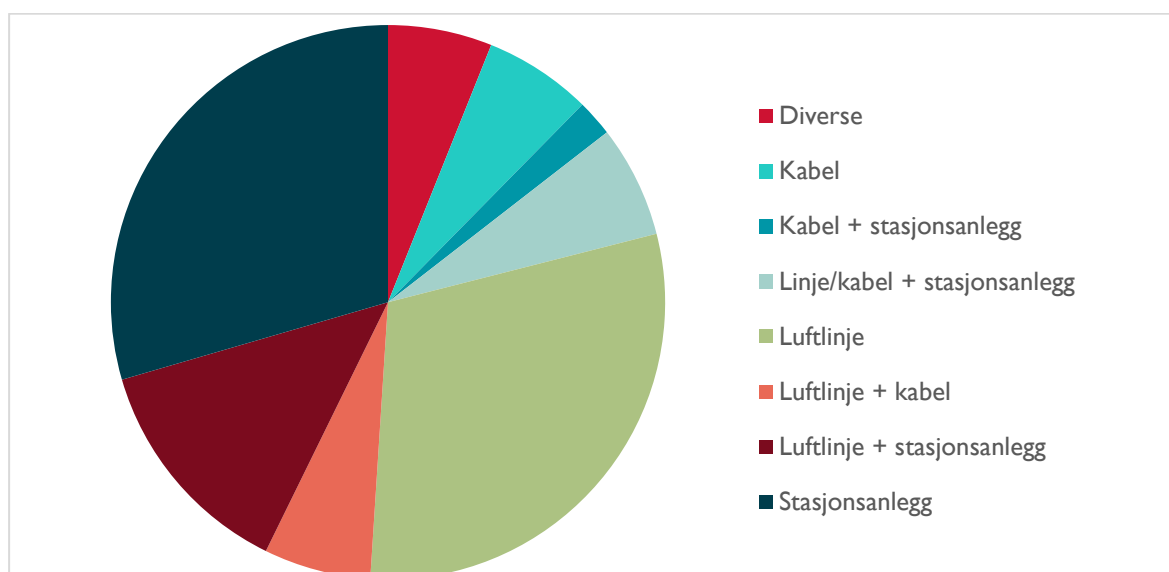
Figuren viser at forventede investeringskostnader generelt har vært stigende siden KSUene i 2014. Dette kan også være på grunn at det var færre kjente/konkretiserte prosjekter for tiårsperioden 2018–2027 i 2014 og 2016, sammenlignet med i 2018. For årene etter 2030 er det anslått betydelig lavere investeringer. Investeringer så langt frem i tid er svært usikre, og for flere KSU-områder er det få mulige prosjekter i denne perioden.



Figur 17: Sammenligning av periodevis forventede investeringer i regionalnettet. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.

6.2.4 Investeringer fordelt på anleggstype

Figur 18 viser forventede investeringer i kroner i regionalnettet fordelt på anleggstype. Av Figur 18 ser man at det planlegges å investere 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 «Diverse» er en samlepост av uspesifiserte/uforutsette tiltak.



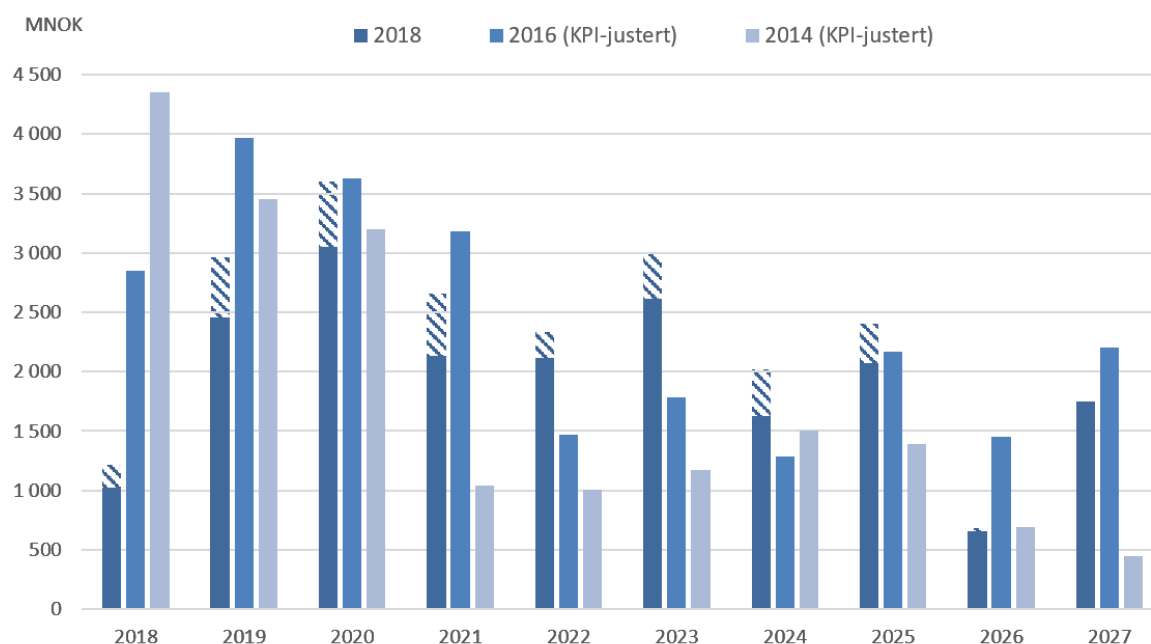
Figur 18: Forventende investeringer i regionalnettet de neste 20 årene, fordelt på anleggstype. Her er bare de scenarioavhengige investeringene tatt med.

6.2.5 Forventede investeringer i regionalnettet 2018–2027

Forventede investeringer i regionalnettet for tiårsperioden 2018–2023 summerer seg opp til ca. 22,6 milliarder kroner (alle scenarioer). Investeringene som er uavhengig av scenario utgjør 19,5 milliarder kroner, og fordelingen per år er vist i Figur 19.

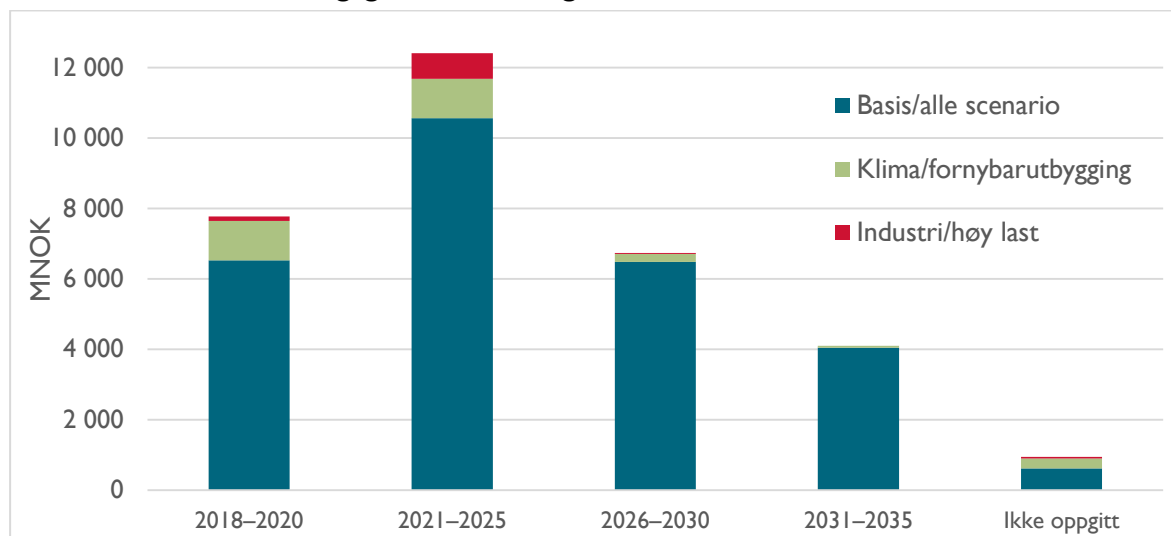
Løpende kostnad for ulike nettselskaper vil også fordele seg i en periode før et prosjekt settes i drift, og vil derfor være noe mer utjevnet enn det som kommer frem her. I tillegg er mange av kostnadene oppgitt med idriftsettelsesår i form av intervall, der vi har brukt gjennomsnittet av tidsspennet. For eksempel har flere oppgitt investeringer i intervallet 2020–2025, som dermed havner på år 2022. Dette kan være en årsak til at det blant annet ser ut til å være en oppgang i investeringer akkurat disse årene, og tilsvarende en nedgang i 2026 og 2024.

Som en ser av Figur 19 er det forventet en større investeringstopp i løpet av de nærmeste årene, før investeringene deretter reduseres. Investeringstoppen ser ut til å flytte seg mot høyre fra 2014 til 2018. Dette kan komme av at de neste fem årene er de sikreste investeringsplanene, og at det derfor er færre forventede investeringer i senere år. En annen årsak til en slik investeringstopp er en reduksjon i forventede investeringer i produksjon og derfor reduksjon i nettinvesteringer utløst av dette etter 2021. 80 % av produksjonsrelaterte investeringer er forventet å komme i løpet av 2024.



Figur 19: Forventende investeringer i regionalnettet per år for 2018–2027. Den skraverte delen av søylene indikerer de scenarioavhengige investeringene.

6.2.6 Scenarioavhengige investeringer

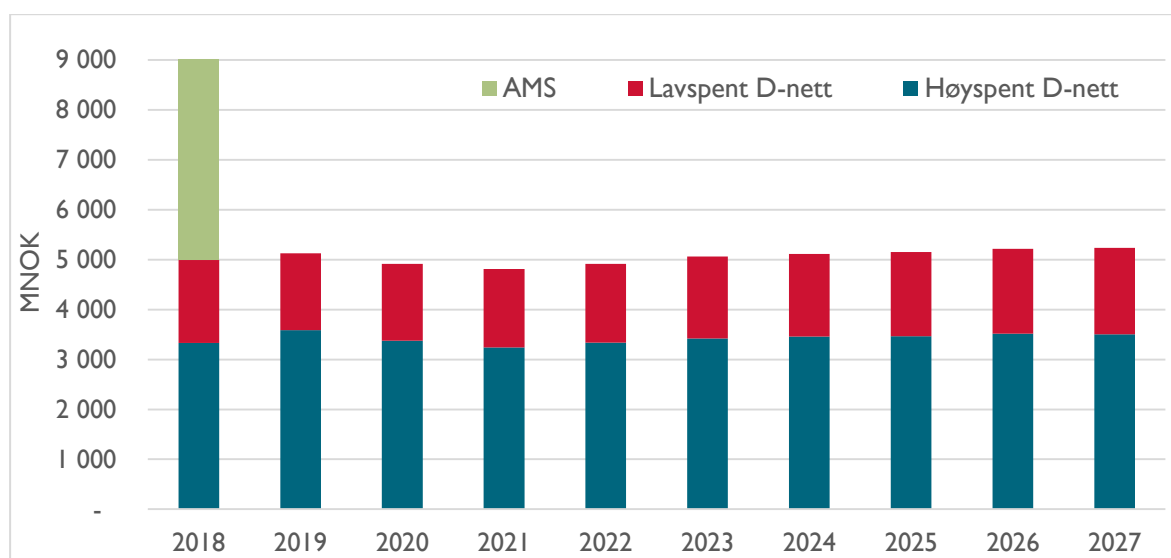


Figur 20: Investeringer i regionalnettet med de scenarioavhengige investeringene indikert i rødt og grønt.

Figur 20 viser en periodevis oversikt over investeringer i regionalnettet fordelt på ulike scenarioer. Kategorien «Basis/alle scenario» refererer til de investeringene som er forventet i basisscenarioet/alle scenarioer. Dette er de scenariuavhengige investeringene, og viser den mest sannsynlige utviklingen av investeringer. Kategorien «Klima/fornybar» er en samling av investeringer som utløses av større fornybarutbygging, elektrifisering m.m., mens «Industri/høy last» er betinget av et høylastscenario eller utbygging av industri. Vi påpeker at de ulike RKSUene opererer med ulike scenarioer og definisjoner av disse. Noen av investeringene er også avhengige av et konkret utbyggingsprosjekt, f.eks. bygging av en bestemt vindpark.

6.3 Forventede investeringer i distribusjonsnettet

Data for investeringer i distribusjonsnettet for kommende tiårsperiode er innhentet sommeren/høsten 2018 og resultatene er sammenstilt i Figur 21. AMS-investeringer er hentet fra rapportering av status og planer som er beskrevet i NVEs rapport 63-2018 «Smarte målarar (AMS)» fra april 2018, og ligger på omtrent 4 milliarder kroner for 2018.



Figur 21: Forventede investeringer i distribusjonsnettet per år for 2018–2027.

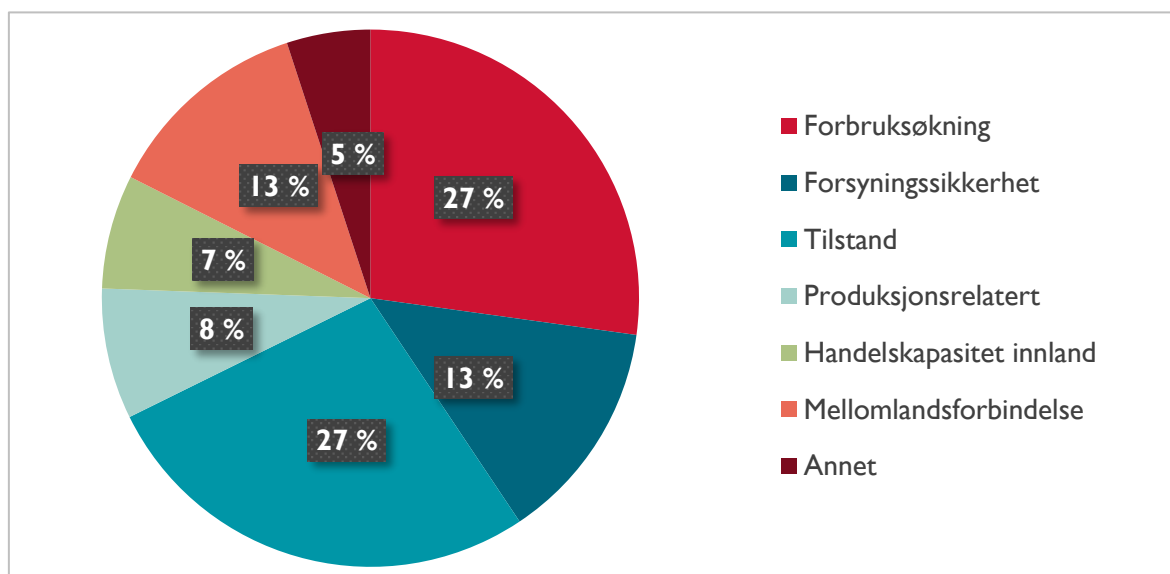
Sommeren 2018 sendte vi ut en spørreundersøkelse til alle nettselskap som eier distribusjonsnett, og mottok svar fra litt over halvparten av nettselskapene. Nettselskapene som har besvart undersøkelsen dekker 74 % av distribusjonsnettet i antall kilometer, og over 80 % av kundemassen på landsbasis. Basert på de innsamlede dataene har vi gjort en oppskalering av investeringene basert på lengde av linje/kabel for å komme fram til et estimat for totale investeringer i det norske distribusjonsnettet.

Figur 21 viser forventede investeringer i distribusjonsnettet per år de neste ti årene (2018–2027). Investeringsforventningene er på litt over 34 og 16 milliarder kroner i henholdsvis høyspent og lavspent distribusjonsnett. I en tilsvarende innsamling i 2016, ble investeringer i høyspent og lavspent distribusjonsnett estimert til 35 og 16 milliarder (KPI-justert) for perioden 2016–2025. Sammenlignet med tallene fra 2016 er det forventet høyere årlige investeringer i 2018 og 2019, og lavere årlige investeringer etter 2020.

6.4 Utløsende årsak til investeringer

De neste figurene viser hvorfor det investeres i nettet. Årsakene er kategorisert som følger:

- Forbruksøkning: Forventning om økt lastbehov i området til et nivå som overstiger nivået dagens nett er dimensjonert for.
- Ny 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, samt «ikke oppgitt».
- Handelskapasitet innland: Nettforsterkninger innenlands for å tilrettelegge for nye mellomlandsforbindelser.
- Mellomlandsforbindelser: Nye kabler til Tyskland og Storbritannia.

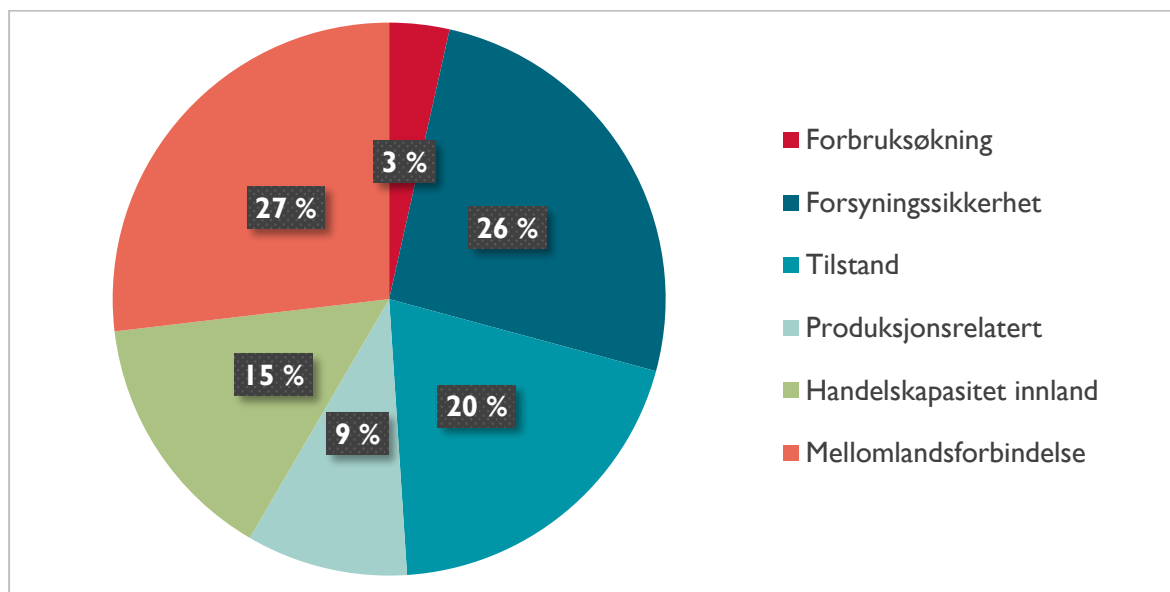


Figur 22: Oversikt over forventede investeringer på alle nettnivå de neste fem årene fordelt på utløsende hovedårsak. Her er bare de scenariouavhengige investeringene i regionalnettet inkludert.

Figur 22 viser totale investeringer på alle nettnivå fordelt på årsaker. NVE gjør her oppmerksom på at mange tiltak i kraftnettet utløses av flere behov. Tiltakene meldes imidlertid typisk inn til KSUene med én hovedårsak, som er den årsaken nettselskapet anser som den dominerende eller utløsende årsaken til investeringen. Denne innskrenkningen gjør at figurene gir en indikasjon på størrelsesforholdene, men ikke et fullstendig korrekt bilde. For distribusjonsnettet har ikke forsyningssikkerhet vært brukt som en egen kategori, se Figur 25.

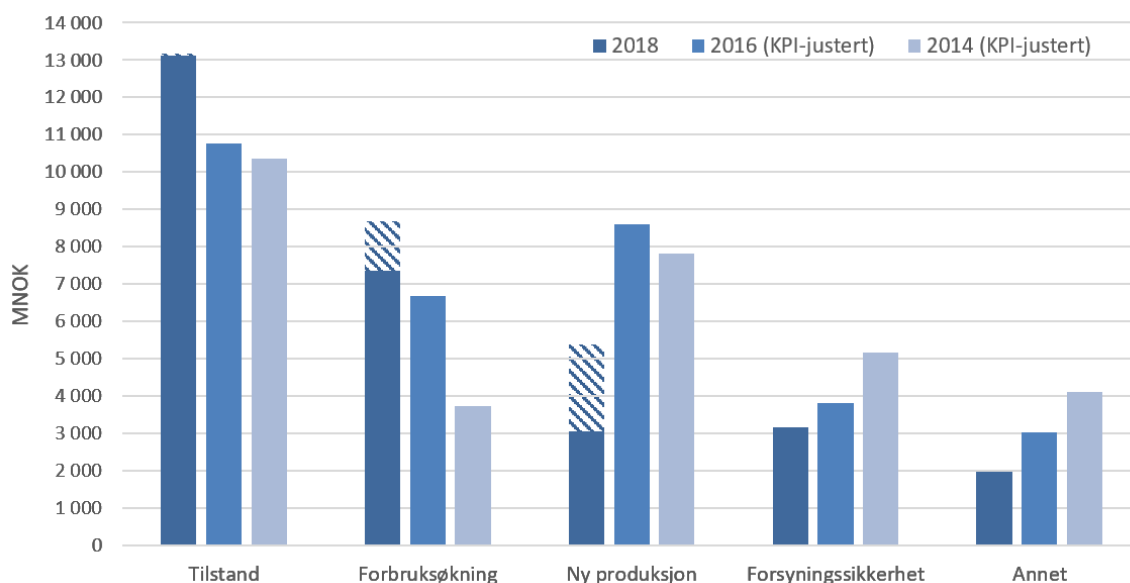
6.4.1 Utløsende årsaker i transmisjonsnettet

Figur 23 viser de kjente planene for investeringer i transmisjonsnettet ti år fremover.



Figur 23: Investeringer i transmisjonsnettet i perioden 2018–2027 fordelt på årsak.

6.4.2 Utløsende årsaker i regionalnettet

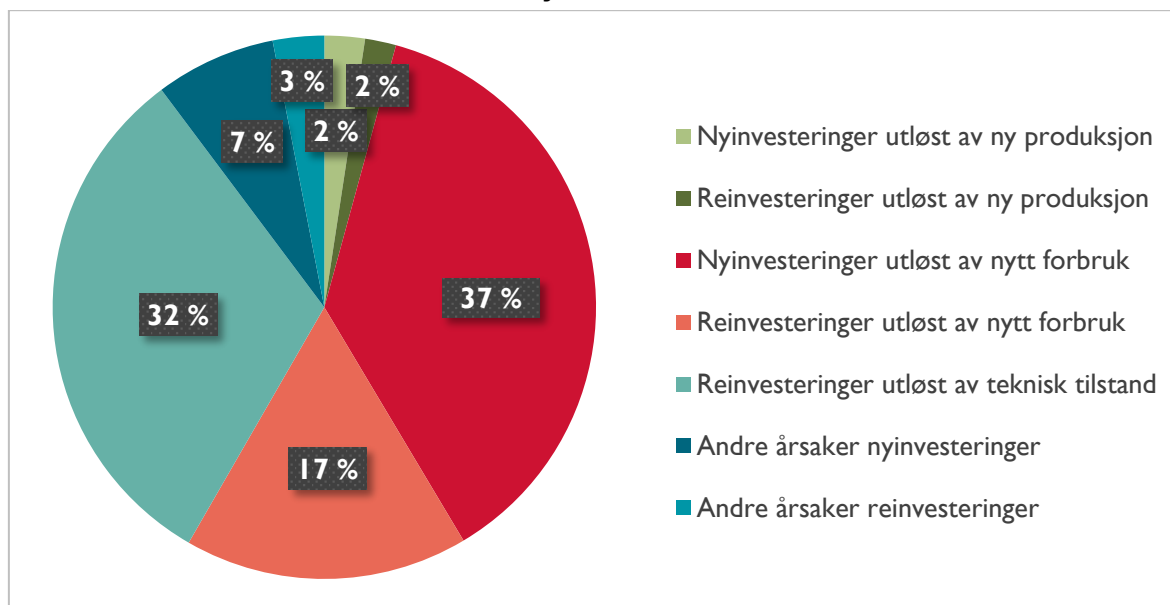


Figur 24: Forventede investeringer i regionalnettet fordelt på hovedårsak. Den skraverte delen av søylen indikerer de scenarioavhengige investeringene.

Figur 24 viser fordelingen av investeringer per hovedårsak. Figuren tyder på at tilstand og forbruksøkning er en viktigere årsak til investeringer i regionalnettet sammenlignet med tidligere rapporteringer. Investeringer i ny produksjon har gått en god del ned siden RKSUene 2016. Som den skraverte delen av søylen viser, er ca. 2,3 milliarder av investeringene grunnet ny produksjon avhengig av scenario.

Investeringer begrunnet i forsyningssikkerhet har også en liten nedgang. Dette kan tyde på at investeringer for å bedre forsyningssikkerheten har blitt og blir gjort og at man fremover investerer mer på bakgrunn av andre behov. Samtidig kan hovedårsak for et tiltak ha endret seg siden de forrige RKSUene, da et prosjekt gjerne er begrunnet i flere behov.

6.4.3 Utløsende årsaker i distribusjonsnettet



Figur 25: Fordeling av årsaker til re- og nyinvesteringer i distribusjonsnettet.

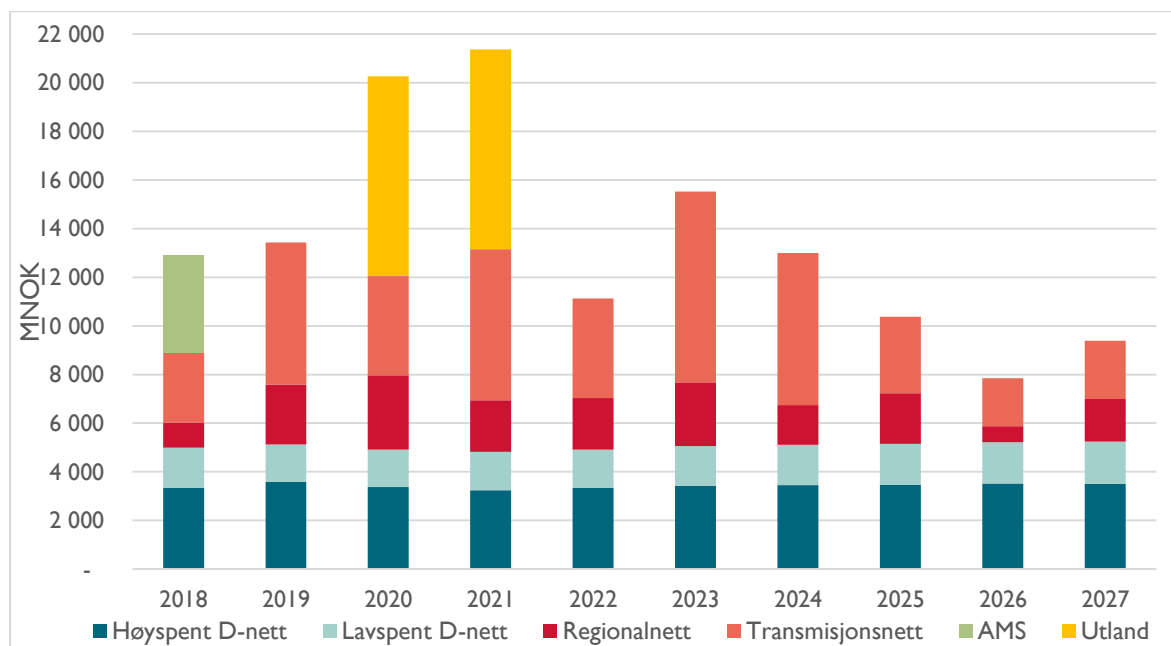
Figur 25 viser en oversikt over hvordan investeringene i distribusjonsnettet er fordelt på reinvestering/nyinvestering og årsak. Som diagrammet viser, er forbruksøkning den største årsaken til investeringer i distribusjonsnettet med 54 % til sammen. Fordelingen mellom reinvesteringer og nyinvesteringer er ca. 60/40 %. Investeringer knyttet til ny produksjon utgjør en liten andel (4 % til sammen) ettersom det er forventet lite ny produksjon i distribusjonsnettet fremover. Reinvestering grunnet teknisk tilstand (alder) utgjør ca. en tredjedel av investeringene på dette nettnivået.

6.5 Totale forventede investeringer i nettet

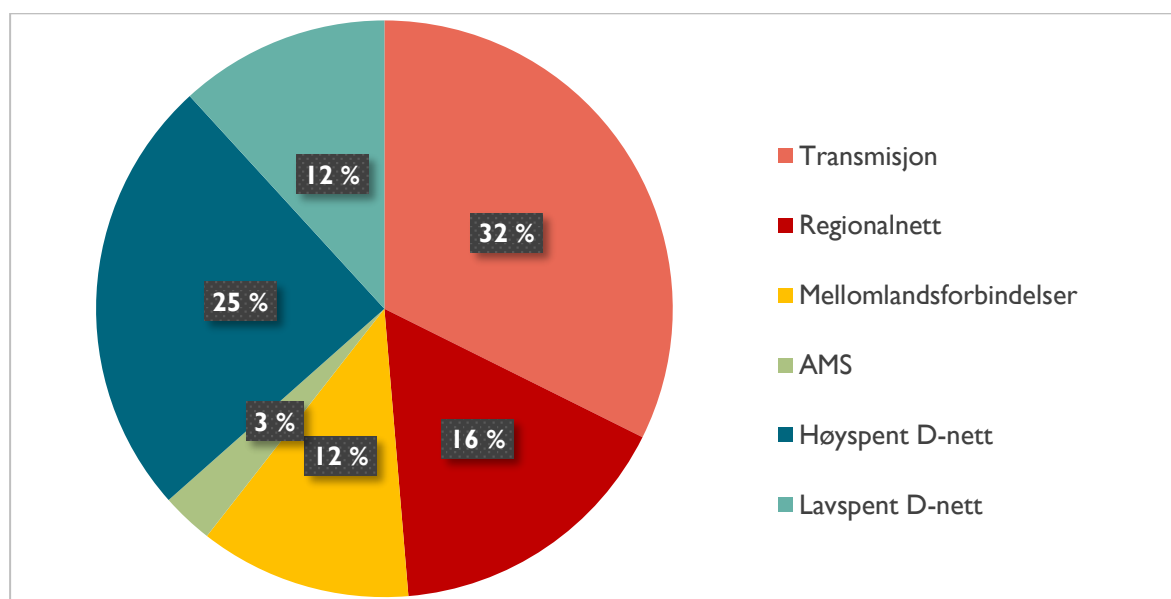
Figur 26 sammenstiller Figur 14, Figur 19 og Figur 21 for å gi et bilde av alle forventede investeringer i kraftnettet de neste ti årene. Totalt for hele tiårsperioden er samlede forventede investeringer litt over 135 milliarder kroner. Inkludert de scenarioavhengige investeringene blir totalsummen på ca. 138 milliarder. Sammenlignet med de 142 milliardene (KPI-justert og scenariouavhengig) forventet for perioden 2016–2025 per KSUene 2016, er det en nedgang totalt sett. Årsaken til dette er blant annet at forventede kostnader til AMS er 6 milliarder lavere for perioden 2018–2027 enn den var for perioden 2016–2025, naturlig nok fordi mange av målerne ble installert i 2016/2017.

Av endringer fra 2016 har man en liten oppgang i forventede transmisjonsnettinvesteringer (gjennomsnitt, og inkludert mellomlandsforbindelser), fra ca. 58 milliarder (KPI-justert fra 2017-kroner) i perioden 2016–2025 til 61 milliarder for 2018–2027. I distribusjonsnettet har investeringene gått ned med ca. 1 milliard, mens summen av regionalnettinvesteringer er omtrent lik som i forrige periode. Alt i alt er det ikke de store bevegelsene i totaltallet. Dersom en ser bort ifra de 6 milliardene i forskjell grunnet AMS, er forventede investeringer fra 2016 på 136 milliarder, som er veldig nære totaltallet fra 2018.

Figur 27 viser hvordan de 135 milliardene fordeler seg på de ulike nettnivåene samt AMS og mellomlandsforbindelser for ti år fremover. Transmisjonsnettet står for ca. en tredjedel av investeringene, og distribusjonsnettet står for litt over en tredjedel.



Figur 26: Totale investeringskostnader i Norges strømnnett per år, sortert etter idriftsettelsesår. For regionalnettet er kun de scenariuavhengige investeringene inkludert.



Figur 27: Fordeling av nettinvesteringer per nettnivå for perioden 2018–2027.

7. LASTPUNKTER 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 at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere. I rapporteringen i KSUene for 2018 er det likevel valgt å se bort fra de lastpunktene der gjenoppretting av all forsyning kan skje å under en time.

N-1-tankegangen benyttes ofte i forbindelse med planlegging 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 lastpunkter 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.

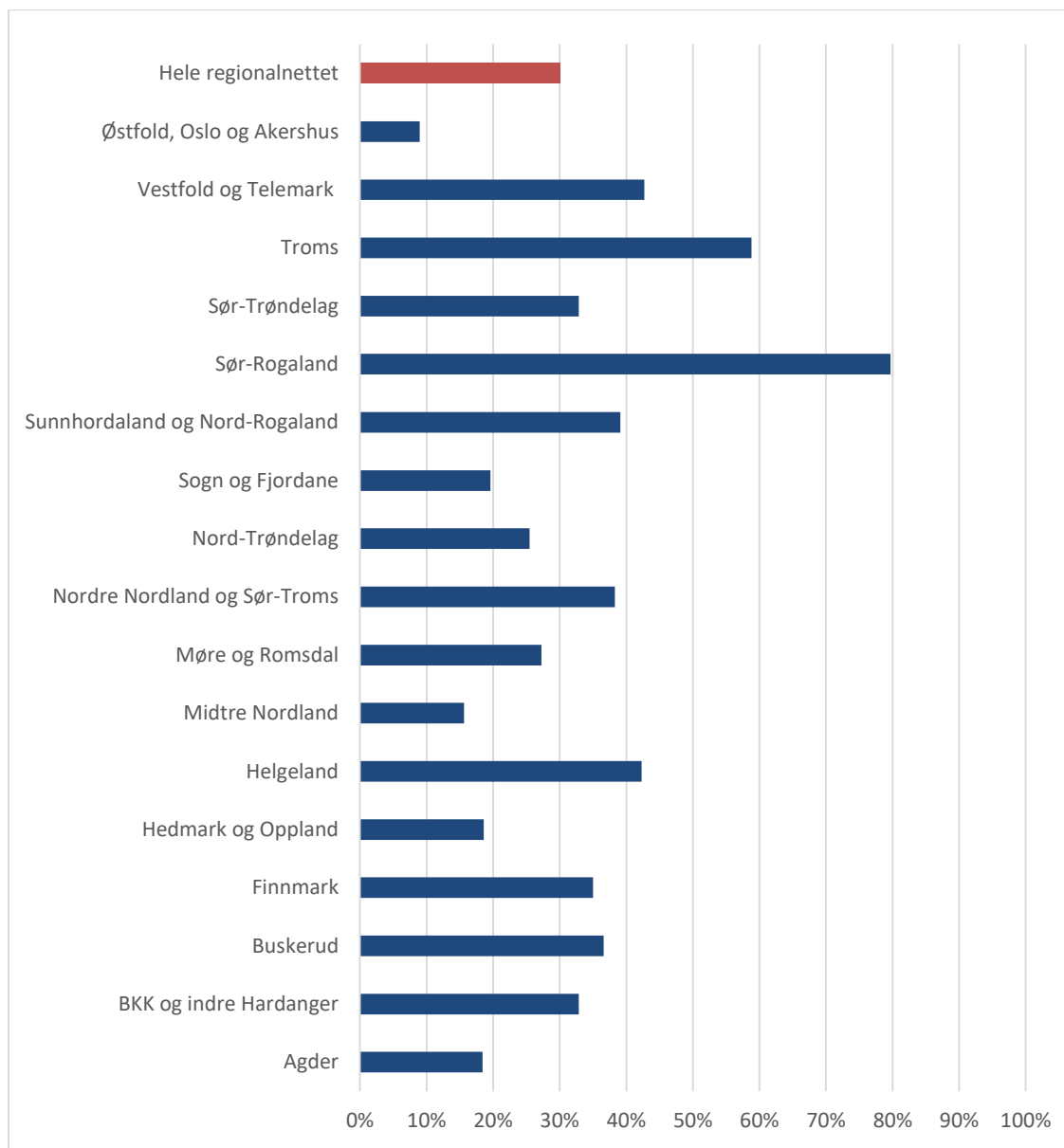
I dette kapittelet presenteres oversikter over regionalnettpunkter uten N-1 per KSU-område og per region. Tallmaterialet er hentet fra KSUene for 2018. I andre delkapittel presenteres også transmisjonsnettpunkter uten N-1. De er ikke delt inn i regioner, men gir et overordnet innblikk i forsyningssikkerheten i transmisjonsnettet.

NVE vil gjøre oppmerksom på den store forskjellen som kan skille to lastpunkter uten N-1: Det ene punktet kan mangle N-1 i en håndfull timer, det andre i flere tusen timer/hele året. 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 effektbruket 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 Lastpunkter uten N-1 i regionalnettet

Denne sammenstillingen søker å oppgi punkter uten N-1 som lastpunkter i regionalnettet der utfall av enkeltkomponenter kan gi avbrudd. En komponent kan gi avbrudd for flere lastpunkter. Dette gjør også at et spesifikt tiltak kan gi N-1 til flere punkter uten N-1. Avhengig av om KSU-ansvarlige har fordelt disse kostnadene på flere punkter eller ikke er det derfor mulig at de summerte kostnadsanslagene kan føre til noe dobbelttelling. Når det gjelder kostnadsestimatene har NVE valgt å bruke middelerverdi der kostnaden er oppgitt som et intervall. Noen av punktene er oppgitt uten kostnadsestimat, som også bidrar til usikkerheten. Et lastpunkt kan i tillegg være knyttet til flere komponenter som ved utfall fører til avbrudd. Utfall av forskjellige komponenter kan ha ulike konsekvenser for forsyningen og tid for gjenoppretting, og noen KSU-ansvarlige har derfor rapportert inn hver komponent som kan gi avbrudd som et punkt. I den påfølgende sammenstillingen er det i disse tilfellene tatt inn total kostnaden for å sørge for N-1 i det gitte punktet og tatt utgangspunkt i de verste konsekvensene for det aktuelle lastpunktet. Lastpunkter med estimert gjenopprettingstid på mindre enn én time er ikke tatt med.

Figur 28 viser andelen av lastpunktene i hvert KSU-område som er uten N-1. Sør-Rogaland er området med flest punkter uten N-1 relativt til antall lastpunkt, mens Østfold, Oslo og Akershus har færrest. Tabell 2 viser en fordeling av antall lastpunkter uten N-1 per region. Vi har valgt å ikke sammenligne disse statistikkene med tilsvarende tall fra 2016 pga. mangler i datagrunnlaget. Noen av RKSUene hadde avvik på oversikten over punkter uten N-1, og datagrunnlaget ble satt sammen før retting av disse avvikene.



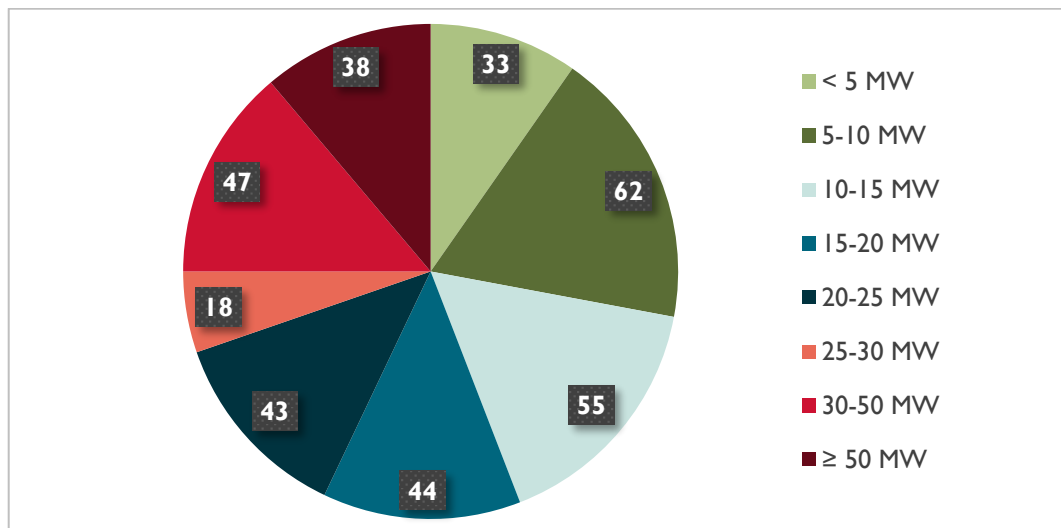
Figur 28: Andel lastpunkter uten N-1 i regionalnettet fordelt på KSU-områder.

Tabell 2: Punkter i regionalnettet per region der N-1-kriteriet ikke oppfylles.

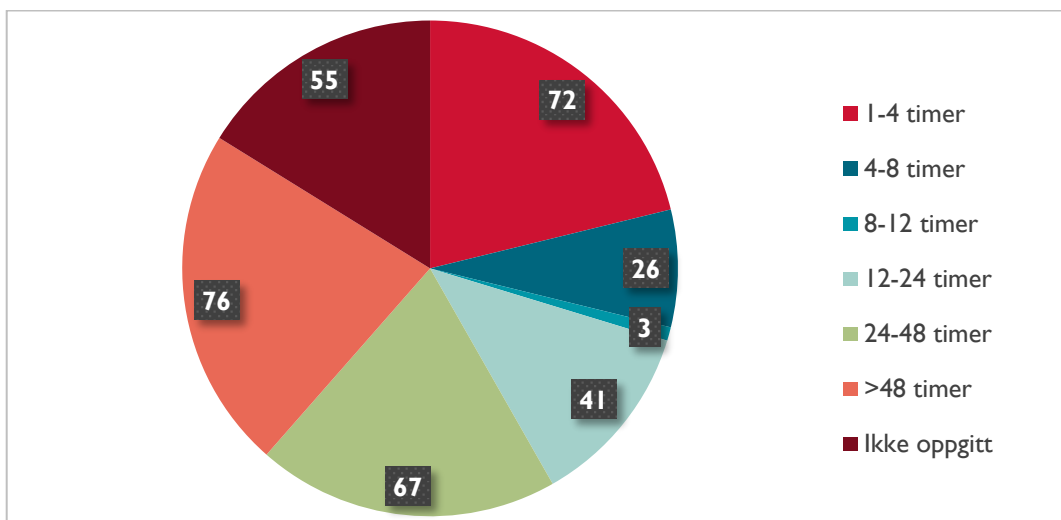
Region	Antall punkter uten N-1	Anslått kostnad for å eliminere alle punktene uten N-1 [MNOK]
Øst	105	2 520
Sør	65	3 511
Vest	51	1 908
Midt	51	1 199
Nord	68	3 005
SUM	340	12 142

Ifølge KSUene 2018 er det totalt 340 lastpunkter i regionalnettet uten N-1. Total kostnad for å eliminere alle punktene er anslått til litt over 12 milliarder kroner, se Tabell 2. 17 av de punktene som mangler N-1 er det ikke anslått kostnader for å innføre N-1 i punktet. Kostnadene som er oppgitt i tabellen kan derfor være noe lavere enn det som faktisk må til for å eliminere alle punkter uten N-1 i regionalnettet. For 96 av lastpunktene uten N-1 er investeringen for å oppnå N-1 vurdert som samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjennomføre. De oppgitte kostnadene for å eliminere disse punktene utgjør omtrent 5,1 milliarder kroner (fire av punktene har ikke oppgitt kostnad). 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.

Figur 29 viser antall punkter uten N-1 i regionalnettet, fordelt på maksimal effektbruk bak punktet. Litt under 60 % av punktene uten N-1 i regionalnettet er tilknyttet en last på under 20 MW. Det er 38 punkter uten N-1 i regionalnettet som kan føre til utfall av effektbruk over 50 MW. Siden 2014 har det vært en reduksjon i antall lastpunkter under 15 MW, mens det har vært en økning i antall punkter med 15 MW eller høyere effektbruk. Figur 30 viser en oversikt over antall punkter uten N-1 fordelt på hvor lang tid det vil ta å gjenopprette forsyningen til hele lasten.



Figur 29: Antall punkter uten N-1 i regionalnettet per 2018, fordelt på maks effektbruk bak punktet.

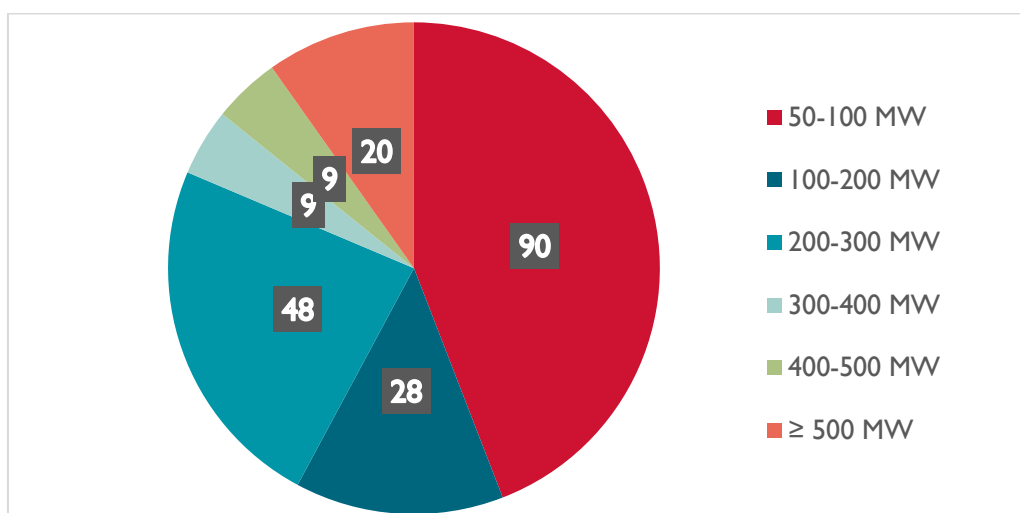


Figur 30: Antall punkter uten N-1 i regionalnettet per 2018, fordelt på estimert gjenopprettingstid.

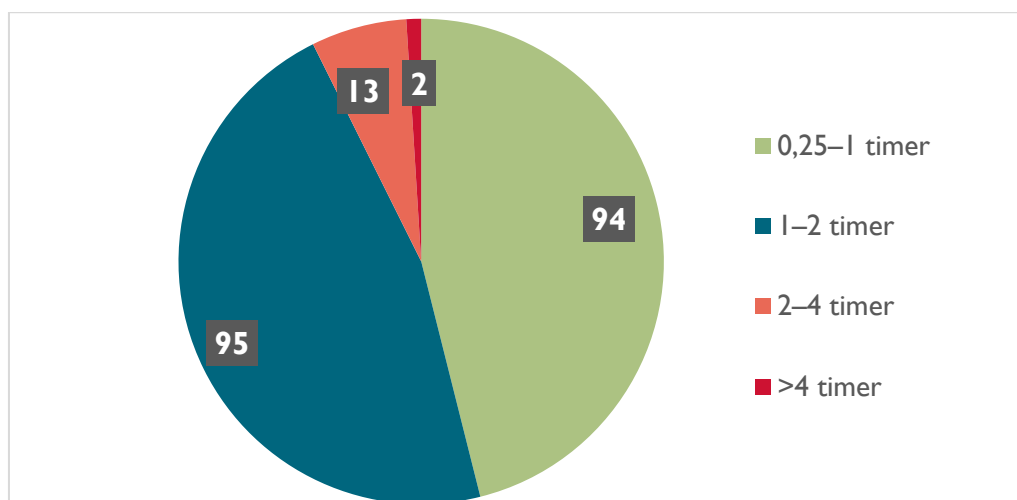
7.2 Lastpunkter uten N-1 i transmisjonsnettet

I transmisjonsnettet er det 204 lastpunkter uten N-1 ifølge KSU for transmisjonsnettet 2017. Det er mulig at det er noe overlapp mellom punkter i regionalnettet og transmisjonsnettet – særlig i grenseområdet mellom disse to. Enkelte punkt kan derfor være inkludert både her og i oversikten for regionalnettet i forrige delkapittel. I 2015 var det rapportert om 364 punkt uten N-1 i KSU for transmisjonsnettet. Nedgangen skyldes både utbygging av prosjekter som har gitt N-1 i flere punkt, og at områder med gjenopprettingstid under 15 minutter nå er tatt ut av listen.

Informasjon for Figur 31 og Figur 32 er hentet fra KSU for transmisjonsnettet 2017. Som Figur 31 viser er det stor variasjon mellom maksimalt effektbehov bak et transmisjonsnettpunkt uten N-1. De aller fleste punkter uten N-1 i transmisjonsnettet forsyner alminnelig forsyning eller alminnelig forsyning i kombinasjon med industri. Kun 28 av punktene uten N-1 i transmisjonsnettet er tilknyttet ren industrilast. Enkeltefeil kan føre til utfall på mer enn 500 MW alminnelig forsyning i Bergen, Stavanger, Oslo og i Nord-Norge. Alle feilene som kan gi utfall av effektbruk over 500 MW har en gjenopprettingstid på mindre enn 4 timer. Figur 32 viser at de aller fleste punktene uten N-1 i transmisjonsnettet har en gjenopprettingstid på 4 timer eller mindre. Totalt to lastpunkter uten N-1 har en gjenopprettingstid på over 4 timer.



Figur 31: Antall punkter uten N-1 i transmisjonsnettet fordelt på maksimal effektbruk bak punktet.



Figur 32: Antall punkter uten N-1 i transmisjonsnettet fordelt på tid for gjenoppretting.

8. VEDLEGG

8.1 Nettselskaper som opererer i KSU-områdene

Tabell 3 viser hvilke nettselskap som opererer i hvert KSU-område, samt hvilket selskap som er ansvarlig for utarbeidelsen av områdets KSU. Numrene henviser til tallene i Figur 1. 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.

Tabell 3: Oversikt over nettselskaper i KSU-områdene.

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

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

11	Sør-Trøndelag	Fosen Nett Norgesnett Gauldal (tidl. Gauldal Energi) Sodvin Nett (tidl. Hemne Kraftlag) Oppdal Everk Orkdal Energi Røros Elektrisitetsverk TrønderEnergi Nett
12	Nord-Trøndelag	NTE Nett Bindal Kraftlag
13	Helgeland	Helgelandskraft
14	Midtre Nordland	Indre Salten Energi (ISE) Nett Meløy Energi Nett Nordlandsnett AS Nord-Salten Kraftlag
15	Nordre Nordland og Sør-Troms	Andøy Energi Ballangen Energi Hålogaland Kraft Nett Lofotkraft Nordkraft Nett Trollfjord Kraft Vesterålskraft Nett
16	Troms	Troms Kraft Nett Ymber
17	Finnmark	Alta Kraftlag Hammerfest Energi Nett Luostejok Kraftlag Nordkyn Kraftlag Repvåg Kraftlag Varanger Kraftnett
	Transmisjonsnettet	Statnett

8.2 Stort forbruk i KSU-områdene

Tabell 4 viser hvilke kunder i kategorien «stort forbruk» som inngår i hvert KSU-område per 2018. (P) indikerer at det er petroleumsindustri og (T) at effektuttaket skjer direkte fra transmisjonsnettet. Informasjonen er hentet fra KSUene i 2018. Bedrifter i fet skrift inngår i sammenstillingen i kapittel 3.1.2 og 4.1.2.

Statnett definerer «stort forbruk» som kunder med effektuttak større enn 15 MW i mer enn 5000 timer i året. I KSUene for 2016 ble det brukt definisjonen av «kraftkrevende industri», som Statnett definerer som et effektuttak større enn 15 MW i mer enn 7000 timer i året. Den tilsvarende tabellen i *Status og prognoser for kraftsystemet 2016* inneholder dermed ikke den samme informasjonen som tabellen nedenfor.

Tabell 4: Kunder som går under definisjonen "stort forbruk" i KSU-områdene.

KSU-område	Kunder som regnes som «stort forbruk»
Østfold, Oslo og Akershus	Borregaard Norske Skog Halden (T)
Hedmark og Oppland	<i>Ingen</i>
Buskerud og Hadeland	Holmen Hellefoss
Vestfold og Telemark	INESO Bamble Yara Porsgrunn Norcem Brevik Eramet Porsgrunn INOVYN Norge Noretyl RHI Esso Norge Datasentre (prognosert)
Aust- og Vest-Agder	Elkem Carbon Elkem Solar Glencore Nikkelverk Campus NO1 datapark (prognosert)
Sør-Rogaland	<i>Ingen</i>
Sunnhordland og Nord-Rogaland	Boliden Odda Eramet Sauda Hydro Aluminium Karmøy (T) Hydro Husnes Statoil Kårstø inkl. Utsirahøgda (T) Tizir Titanium & Iron
BKK-området og Indre Hardanger	Elkem Bjølvfossen Equinor (P) Total (P) Neptune (P) Kryptovault REGN datasenter «Andre ukjente aktører» (prognosert)

Sogn og Fjordane	Elkem Bremanger (T) Hydro Høyanger (T) Hydro Årdalstangen Hydro Øvre Årdal Lefdal Mine Datacenter (LMD) Nordic Mining
Møre og Romsdal	Equinor Tjeldbergodden Hustadmarmor Hydro Sunndal (T) Nyhamna Trollhousing (prognosert)
Sør-Trøndelag	Elkem Thamshavn (T) Wacker Chemie Holla Washington Mills
Nord-Trøndelag	Norske Skog Skogn (T) MM Karton Follacell AS
Helgeland	Elkem/Alcoa Mo Industripark (T) Rana Gruber EKA Chemicals (nedlagt 2009)
Midtre Nordland	Elkem Salten (T) Yara Glomfjord
Nordre Nordland og Sør-Troms	<i>Ingen</i>
Troms	Finnfjord smelteverk
Finnmark	Sydvaranger (oppstart) Nussir Melkøya (P)

8.3 Kommuner uten nettkapasitet for ny småkraftproduksjon

Tabell 5 viser en oversikt over kommuner der det i dag ikke er ledig kapasitet i kraftnettet for tilknytning av ny produksjon. Kolonnen for potensial viser det potensialet for ny produksjon i kommunen som er brukt som bakgrunn i vurderingen. Alle kommuner som er satt til rød kategori fra Figur 13 listes opp i tabellen nedenfor. I år er det 24 kommuner er vurdert til rød kategori, og i 2016 var dette antallet 36. Informasjonen er hentet fra RKSUene fra 2018.

Kommune	KSU-område	Produksjonspotensial (MW)
Åmot	Hedmark og Oppland	5,4
Etne	Sunnhordland og Nord-Rogaland	87,3
Kvinnherad	Sunnhordland og Nord-Rogaland	138,1
Odda	Sunnhordland og Nord-Rogaland	554,9
Jondal	BKK-området & Indre Hardanger	55,0
Ulvik	BKK-området & Indre Hardanger	31,0
Samnanger	BKK-området & Indre Hardanger	13,0
Modalen	BKK-området & Indre Hardanger	20
Osterøy	BKK-området & Indre Hardanger	1,0
Høyanger	BKK-omr./Sogn og Fjordane	31
Hjelmeland	Sør-Rogaland	8,9
Strand	Sør-Rogaland	1,1
Forsand	Sør-Rogaland	12
Gjesdal	Sør-Rogaland	9,8
Stranda	Møre og Romsdal	32,9
Vanylven	Møre og Romsdal	11,8
Lærdal	Sogn og Fjordane	45
Hornindal	Sogn og Fjordane	3,0
Ørsta	Møre og Romsdal	15,5
Namsskogan	Nord-Trøndelag	43,3
Steigen	Midtre Nordland	5,0
Hamarøy	Midtre Nordland	7,6
Nissedal	Vestfold og Telemark/Agder	14,9

Tabell 5: Kommuner i Norge uten ledig kapasitet i nettet for ny produksjon.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

.....

MIDDELTHUNSGATE 29
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN
0301 OSLO
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

www.nve.no