



Driften av kraftsystemet 2015

56
2016

R
A
P
P
O
R
T



Rapport nr 56-2016

Driften av kraftsystemet 2015

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Astrid Ånestad

Forfattere: Astrid Ånestad, Christina Sepúlveda, Sigrun Kavli Mindeberg, Helge Ulsberg, Jon-Martin Pettersen, Astri Gillund, Eirik Eggum, Håvard Hansen, Anja Oftebro

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Digital publisering (www.nve.no)

Forsidefoto: Astrid Ånestad/NVE

ISBN 978-82-410-1509-0

ISSN 1501-2832

Sammendrag: Denne rapporten om driften av kraftsystemet i 2015 er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2016 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet, herunder energisikkerhet, driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, frekvenskvalitet og områder med redusert driftssikkerhet.

Emneord: Kraftsystemet, systemansvar, energisikkerhet, forsyningssikkerhet, leveringskvalitet, driftsforstyrrelser, driftsspenninger, frekvenskvalitet, effektreserver, systemvern, spesialregulering, produksjonstilpasning, nettkomponenter, IKT-sikkerhet, tilsyn

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

Juni 2016

Forord

Denne rapporten om *driften av kraftsystemet 2015* er en leveranse som følge av kapittel 4.4 i tildelingsbrevet for 2016 fra Olje- og energidepartementet (OED) til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Rapporten gir en oversikt over sentrale forhold i driften av kraftsystemet i 2015. Rapporten tar også for seg forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, herunder energisikkerhet, driftsforstyrrelser, leveringskvalitet og områder med redusert driftssikkerhet. I «*Driften av kraftsystemet 2015*» er det inkludert et kapittel hvor det kort oppsummeres arbeid med IKT-sikkerhet i kraftsystemet i 2015. Rapporten avsluttes med NVEs vurderinger og oppfølging av driften av kraftsystemet, samt erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet for temaet i 2015.

Rapporten er basert på informasjon mottatt fra Statnett SF gjennom «*Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015*», rapporter utarbeidet av NVE i 2015, samt oppfølgingsmøter med Statnett som systemansvarlig avholdt i løpet av året.

Oslo, juni 2016



Per Sanderud
vassdrags- og
energidirektør



Ove Flataker
avdelingsdirektør

Sammendrag

Rapporten «Driften av kraftsystemet 2015» er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2016 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten gir en oversikt over forhold som har betydning for forsyningssikkerheten for kraftsystemet, herunder driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, driftssikkerhet og frekvenskvalitet. Innholdet i rapporten er i hovedsak basert på Statnetts årlige rapportering til NVE om driften av kraftsystemet [1] og rapporter og arbeid utført av NVE i 2015.

Energisikkerhet

Mildt vær og mye nedbør bidro til at ressursituasjonen i Norge har vært god gjennom hele 2015. I løpet av året har det kommet 31,5 TWh mer nedbør og 23 TWh mer tilsig enn normalt. Ved inngangen av juni lå den norske magasinfyllingen godt under normalt som følge av en kald vår og forsommer, med en usedvanlig sen snøsmelting. Høyt og jevnt tilsig bidro imidlertid til at magasinfyllingen økte raskt gjennom sommeren, og nådde historisk maksimum flere steder i landet ved utgangen av tredje kvartal. Den gjennomsnittlige systemprisen i det nordiske kraftmarkedet endte på 18,7 øre/kWh i 2015, den laveste på 15 år.

Driftsforstyrrelser og leveringspålitelighet innenlands og på utenlandsforbindelsene

Leveringspåliteligheten nasjonalt var i 2015 på 99,98 %, et nivå som er gjennomsnittlig for de siste fem årene. Hver sluttbruker opplevde i gjennomsnitt 0,3 varslede avbrudd og 1,8 ikke varslede avbrudd på over 3 minutter. Omgivelser og feil på teknisk utstyr er hovedårsakene til avbrudd på alle spenningsnivåer. Stormene *Nina* på Vestlandet og *Ole* i Lofoten og Vesterålen førte til at mer enn 60 % av mengden ikke levert energi kom i januar og februar. I løpet av 2015 ble det fattet ti vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk som tiltak ved større driftsforstyrrelser.

Selv om forsyningssikkerheten er god er det ikke rasjonelt å sikre at forsyningen skal være helt uten avbrudd. Fylkesembetene i to fylker gjennomførte i 2014 en kartlegging av egenberedskapen på bestilling fra NVE. Punktanalysen viste at mange er usikre på om det er krav til å ha nødstrøm.

Gjennomsnittlig tilgjengelighet for handelskorridorer med utlandet var for 2015 sett under ett om lag 77 % av teknisk maksimal kapasitet, både for eksport og import. Årsak til redusert tilgjengelighet var hovedsakelig revisjonsarbeid, både på kablene/linjene og på nett i Norge.

Alle nettselskaper skal ha en eller flere kontinuerlige målinger av bestemte spenningsparametere i sitt høyspenningsnett. Det var i 2015 til sammen seks tilfeller der spenningen var over 305 kV eller 425 kV i mer enn tre minutter. Statnett registrerer antall minutter spenningen har vært utenfor gitte spenningsgrenser i 300kV- og 420kV nettet. Årsaker til høye spenninger på enkelte stasjoner er blant annet redusert tilgang på reaktive komponenter på grunn av revisjoner.

Frekvenskvalitet og bruk av systemtjenester og effektreserver

Kraftsystemet er avhengig av at frekvensen holdes på 50 Hz. I 2015 var det 10 616 minutter med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet, dvs. utenfor $50 \pm 0,1$ Hz. Frekvenskvaliteten er noe bedret de siste fire årene, etter en negativ utvikling frem til og med 2011.

Den planlagte balansen fastsettes ved at markedene angir de priser og volum som på timesbasis gir en markedslikevekt mellom produksjon, forbruk og utveksling av kraft. Systemansvarlig har ansvaret for frekvensregulering, samt å håndterer flaskehalser i regional- og sentralnettet.

Gjennom de ulike reservemarkedene sikrer systemansvarlig at det blant annet er nok tilgjengelig reguleringsressurser til å sikre systemet mot den enkeltfeilen som har størst konsekvens for kraftsystemet (dimensjonerende feil).

Innkjøpet av sekundærreserver ble økt fra 2014 til 2015. Statnett prioriterer å kjøpe inn sekundærreserver i timene med størst forventet frekvensavvik. Behovet for å sikre tertiærreserver er tradisjonelt i perioden november til mars, men i 2015 var det behov for å kjøpe inn regulerkraftopsjoner så sent som i juni måned. Statnett innførte sommeren 2015 en ny frivillig systemtjeneste kalt produksjonsglatting, for å utjevne produksjon over tidskift, for å redusere de strukturelle ubalansene.

Det benyttes spesialregulering til å håndtere flaskehalser som ikke håndteres ved bruk av elspotområder. I både 2014 og 2015 har det vært høye kostnader til spesialregulering, hovedsakelig grunnet utkoblinger i forbindelse med bygging av Ørskog-Sogndal-linjen og overlast og feil i Nordland og Troms. Systemansvarlig kan pålegge produsentene å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i nettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser, og i 2015 ble 1,7 TWh mulig produksjonskapasitet produksjonstilpasset. Systemvern som kobler ut produksjon eller forbruk ved gitte hendelser eller kriterier i nettet ble utløst i 13 tilfeller i 2015. Antall aktiveringer av systemvern har økt de siste årene.

Områder med redusert driftssikkerhet

Kraftsystemutredninger for regional- og sentralnett inneholder oversikt over punkter i nettet uten N-1. Med N-1 menes her at kraftsystemet skal tåle utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere. Antall punkter i sentralnettet uten N-1 har økt i kraftsystemutredningen (KSU) for sentralnettet fra 2013 til 2015. Dette er delvis grunnet i at flere komponenter har blitt inkludert i oversikten som følge av en grundigere gjennomgang i 2015 enn i 2013, og at Statnett gjennom driftserfaring har avdekket områder hvor det ikke er helt sikkert at systemet klarer en overgang til separatudrift.

Statnett drifter sentralnettet etter N-1-kriteriet så langt det er mulig. Det defineres som redusert driftssikkerhet når N-1-kriteriet ikke er oppfylt, i de tilfeller hvor det normalt skal være oppfylt. Statnett fastsetter områder med redusert driftssikkerhet ut i fra gitte kriterier. I 2015 har antall timer med redusert driftssikkerhet i Sør-Norge blitt redusert. I Nord-Norge nord for Ofoten og Sunnmøre er det redusert driftssikkerhet også ved intakt nett. I Lofoten/Vesterålen og Finnmark er det timer med redusert driftssikkerhet ved utkoblinger. Nivået på forbruket er avgjørende for antall timer med redusert driftssikkerhet i alle områdene. Det er forventet at driftssikkerheten til Sunnmøre vil forbedres betraktelig med idriftsettelse av Ørskog-Sogndal i løpet av 2016.

Planlagte driftsstanser

Statnett samordner planlagte driftsstanser i regional- eller sentralnett som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer. Det ble søkt om driftsstans på 7250 anleggsdeler i 2015, hvorav 81 % ble godkjent. Det gjennomføres få driftsstanser i juli måned.

Nettkomponenter

Gjennom utviklingen av Fosweb moderniserer Statnett løsningen for oppdatering av anleggsdata om kraftsystemet. Siden 2014 har konsesjonærene kontrollert og oppdatert data for overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Dette er i stor grad fullført. Konsesjonærene oppdaterer nå transformatordata som også inkluderer oppdatering av NVEs nasjonale tilstandsdatabase for transformatorene. Neste steg i prosessen er oppdatering av produksjonsanleggsdata, før ytterligere data om nettanlegg skal oppdateres.

Aldersfordeling for luftledninger i regional- og sentralnettet viser at en stor andel ble bygd på 60- til 80-tallet. Jord- og sjøkabler er i hovedsak fra 1975 og frem til i dag.

Arbeid med IKT-sikkerhet

KraftCERT AS ble i 2014 stiftet av Statnett, Statkraft og Hafslund Nett etter initiativ fra NVE og Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM) ved NorCERT. Selskapet skal bistå medlemmer innen kraftbransjen i Norge med håndtering og forebygging av angrep på selskapenes kritiske IKT-systemer. I desember 2015 ble det arrangert en stor cyberøvelse for ekom- og kraftsektoren. Formålet var å øke evnen til å håndtere intenderte cyberhendelser mot de kritiske infrastrukturene ekom og kraft, samt å øve virksomhetenes grensesnitt mot myndighetene og grensesnitt myndighetene imellom. NVE har gjennomført skriftlig kontroll av viktige elementer i beskyttelsen av driftskontrollsystemer.

NVEs vurderinger og oppfølging

I kapittel 14 er en samling av NVEs vurderinger og oppfølging av tema som er tatt opp i rapporten.

Basert på egne analyser av energisikkerheten i Norge de nærmeste årene stiller NVE seg bak Statnetts vurdering av at sannsynligheten for rasjonering i analyseårene 2016 og 2022 er svært lav og at det derfor ikke vil være behov for energiopsjoner i forbruk de nærmeste årene.

NVE mener at leveringspåliteligheten er god i Norge, men vil fortsatt ha fokus på kvalitetssikring av avbruddsdataene som nettselskapene registrerer i FASIT og rapporterer inn til NVE og systemansvarlig.

Det kan være mangelfull egenberedskap hos enkelte samfunnsfunksjoner ved bortfall av strømforsyning. NVE ser at «Egenberedskap- En punktanalyse av nødstrømsberedskapen i utvalgte kommuner 2014» kan danne grunnlag for drøftinger i de øvrige sektorer om krav til nødstrøm.

For å ivareta en tilfredsstillende frekvenskvalitet i det nordiske synkronsystemet mener NVE at det viktig med fortsatt arbeid for å sikre god koordinering av og samarbeid om tiltak og virkemidler mellom de nordiske systemoperatører. Statnett må fortløpende gjøre vurderinger rundt behov for tiltak og nytten av disse.

NVE ser at det i 2015 er betydelige mengder med produksjonskapasitet som har blitt pålagt produksjonstilpasning, og mener at det er viktig at Statnett i hver enkelt sak gjør en vurdering av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av bruken av andre virkemidler enn markedsbaserte.

På grunn av mye byggeaktivitet ser NVE at driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene, og mener at systemansvarlig og aktørene i bransjen, dersom det er mulig, i større grad bør vurdere å ta i bruk juli til å gjennomføre revisjoner og driftsstanser, for å sikre en bedre utnyttelse av tidsrommet hvor revisjoner er mulig å gjennomføre.

Det er stor verdi i arbeidet som nå gjøres med effektiviseringen av innrapportering av data til systemansvarlig, og verifisering av anleggsdata. NVE mener også at det er avgjørende at konsesjonærene prioriterer å oppdatere og korrigere data for aktuelle anleggsdeler.

NVE vil følge utvikling av KraftCERTs medlemsmasse tett for å se hvilken dekning KraftCERT får i energiforsyningen etter rundt ett års drift. NVE erkjenner at det er behov for å videreutvikle etatens egen håndteringsevne i IKT-hendelser som kan få konsekvenser for energiforsyningen.

Innhold

Forord	iii
Sammendrag	iv
Innhold	vii
Liste over tabeller	ix
Liste over figurer	x
Liste over sentrale begrep.....	xii
1 Innledning.....	1
2 Energisikkerhet.....	2
2.1 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner	2
3 Driftsforstyrrelser og leveringspålitelighet innenlands.....	4
3.1 Leveringspålitelighet.....	4
3.2 Driftsforstyrrelser	7
3.3 Ekstraordinære hendelser	13
3.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk	15
3.5 Egenberedskap	16
4 Driftsforstyrrelser og redusert overføringskapasitet på utenlandsforbindelsene.....	17
5 Driftsspenninger	20
6 Frekvenskvalitet.....	22
6.1 Tiltak for å bedre frekvenskvaliteten	23
7 Bruk av systemtjenester og effektreserver	25
7.1 Primærreserver	25
7.2 Sekundærreserver.....	26
7.3 Tertiærreserver (Regulerkraft)	27
7.4 Spesialregulering.....	28
7.5 Endring av produksjon gjennom driftstimen eller over timeskift...	31
7.6 Produksjonstilpasning.....	33
7.7 Systemvern	34
8 Systemansvarskostnader	36
9 Områder med redusert driftssikkerhet.....	39
9.1 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet	40
10 Planlagte driftsstanser	46
11 Nettkomponenter	48
11.1 Innsamling av komponentdata (Fosweb)	48
11.2 Aldersfordeling av komponenter i regional- og sentralnettet.....	50
12 Arbeid med IKT-sikkerhet	53
12.1 IKT-sikkerhet i kraftsektoren	53
12.2 Etablering av KraftCERT AS.....	53
12.3 Nasjonal cyberøvelse ekom og kraft	53

12.4	Tilsyn med driftskontrollsystemer	54
13	Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet	55
13.1	Beredskap og vedlikehold av elanlegg	55
13.2	Leveringskvalitet	56
13.3	Systemansvaret	57
14	NVEs vurderinger og oppfølging	58
	Referanser	63
	Vedlegg	65
	Vedlegg 1: Oversikt over systemvern	66
	Vedlegg 2: Oversikt over bruk av produksjonstilpasning i 2015	70

Liste over tabeller

Tabell 1: Ikke levert energi i 2015 fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer og nettnivå hvor avbrutt sluttbruker er tilkoblet.	6
Tabell 2: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2015, hentet fra Statnett [1].	19
Tabell 3: Mengde [GWh] spesialregulering i perioden 2007 – 2015. Kilde [1].	29
Tabell 4: Kostnader ved spesialregulering [MNOK] i perioden 2007 – 2015. Kilde [1].	29
Tabell 5: Oversikt over områdene med størst mengde produksjonsbegrensning. Volum produksjonstilpasning er angitt som redusert kapasitet til produksjon i forhold til maks installert produksjonskapasitet bak begrensende snitt. Kilde [1].	33
Tabell 6: Antall utløsninger av BFK og PFK i perioden 2011 – 2015.	35
Tabell 7: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2006 – 2015. Kilde [1].	38

Liste over figurer

Figur 1: Leveringspålitelighet for årene 1996 – 2015 (langvarige avbrudd > 3min).....	5
Figur 2: Avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd for årene 2006 – 2015.....	5
Figur 3: Antall driftsforstyrrelser 33 - 420 kV i perioden 1996 – 2015 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde [1].	8
Figur 4: Mengde ikke lever energi (ILE) på grunn av driftsforstyrrelser i perioden 2006 – 2015 fordelt på hovedårsak, og leveringspålitelighet i perioden inkludert og ekskludert data fra avbrudd på grunn av feil og utkoblinger i lavspenningsnettet. Basert delvis på data fra [12] og [1].....	9
Figur 5: Årsak til driftsforstyrrelser i 2015 fordelt på underkategorier. Mengde ikke levert energi (ILE) og antall driftsforstyrrelser (ant. DF) er delt i høyspent distribusjonsnett (1 - 22kV) og regional- og sentralnett (33 - 420 kV). Kilde [1].	10
Figur 6: Driftsforstyrrelser og Ikke levert energi (ILE) hvor omgivelser er årsak til driftsforstyrrelse fordelt på underkategorier for omgivelser på 1-420 kV for 2015. Kilde [1]... ..	10
Figur 7: Antall feil per 100 km kraftlinje / 100 km kabel / 100 transformatorer. Kilde [1].....	12
Figur 8: Antall systemkritiske vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk. Kilde [14] og [1].	15
Figur 9: Tilgjengelighet på utvekslingskablene. Kilde: Tallgrunnlag fra Statnett [1]	18
Figur 10: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2015, hentet fra Statnett [1]. ..	19
Figur 11: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 kV og 421 kV i Statnetts region Sør i 2015. Kilde [1]	21
Figur 12: Utvikling for frekvenskvaliteten (minutter per uke utenfor normalfrekvensbåndet) i perioden 2001 til 2015. Kilde [1].....	22
Figur 13: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke i 2015. Kilde [1].....	26
Figur 14: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av sekundærreserver per uke i 2015. Kilde [1].....	27
Figur 15: Kjøpte RK-opsjoner i RKOM, uke- og sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2015. Figur basert på [1] og [7].	28
Figur 16: De ti dyreste spesialreguleringsårsakene i 2015. Kilde [1].	30
Figur 17: Omfang av kvartersflytting av produksjon per uke for 2015. Kilde [1].	32
Figur 18: Antall systemvernaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2011 – 2015.....	35
Figur 19: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2006 - 2015.....	36
Figur 20: Utvikling i antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet i perioden 2006 – 2015. Grunnlagsdata fra [1].	41
Figur 21: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for 2015 fordelt på årsak. Kilde [1].	42
Figur 22: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Stavanger-området har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet (dvs. 700 MW). Kilde [1]	42
Figur 23: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Nord-Norge nord for Ofoten har vært så høy at systemvernet i Ofotensnittet måtte aktiveres. Kilde [1].	43
Figur 24: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Lofoten, Vesterålen og Harstad har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde [1]	44
Figur 25: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Finnmark har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde [1]	45
Figur 26: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Sunnmøre har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde: [1].....	45
Figur 27: Antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig. Kilde [1].	46
Figur 28: Fordeling av gjennomførte planlagte driftsstanser over året 2015. Kilde [1].	47

Figur 29: Prosentvis endring for overføringsgrenser ved 20 grader kortvarig overlast, 300 - 420 kV etter bekreftelse fra konsesjonær i fosweb. Kilde [36].....	48
Figur 30: Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår. Av i overkant av 29 000 km luftlinjer i databasen er 950 km uten byggeår.....	50
Figur 31: Antall kilometer jordkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår.....	50
Figur 32: Antall kilometer sjøkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår.....	51
Figur 33: Antall transformatorer og transformatorytelse i MVA fordelt på fabrikkårsår.....	51

Liste over sentrale begrep

<i>Avbrudd</i>	Tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor alle forsyningsspenningene er under 5 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min) [2].
<i>Beredskapsforskriften</i>	Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen, (Bfe).
<i>Driftsforstyrrelse</i>	Utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet [3].
<i>DSB</i>	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
<i>Effektsikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet.
<i>Feil</i>	Tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre sin funksjon. Feil kan deles inn i varige feil, forbigående feil, gjentakende feil, fellesfeil, primærfeil og systemfeil. Feilårsak klassifiseres som utløsende, bakenforliggende og medvirkende årsak [4].
<i>Forsyningssikkerhet</i>	Kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker.
<i>Systemansvarsforskriften</i> <i>KSU</i>	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, (Fos). Kraftsystemutredning. Rapporter som gir oversikt over utviklingen av kraftsystemet i Norge og inkluderer produksjon, forbruk og nett. Det finnes en kraftsystemutredning for sentralnettet og 17 kraftsystemutredninger for ulike deler av regionalnettet i Norge.
<i>Konsesjonær</i>	Konsesjonær i denne rapporten viser til selskap som innehar konsesjon for anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi etter energiloven.
<i>Leveringskvalitetsforskriften</i> <i>Leveringspålitelighet</i>	Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, (Fol) Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålitelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen [2].
<i>Momentan balanse</i>	Likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer [3].
<i>N-1</i>	Kraftsystemet tåler utfall av én enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

<i>Primærreserve</i>	Primærreserver er automatiske reserver og er de første reservene som benyttes for å håndtere endring i frekvensen. Primærreserver kalles også FCR (Frequency Containment Reserves) [5].
<i>Sekundærreserve</i>	Sekundærreserver er automatiske reserver og er de andre reservene som benyttes ved frekvensavvik. Sekundærreserver skal avløse primærreservene slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Frequency Restoration Reserves Automatic (FRR-A) [6].
<i>Strukturelle ubalanser</i>	Avvik mellom planlagt produksjon, forbruk og utveksling ved timestskift som følge av kraftmarkedene har timesoppløsning.
<i>Synkronområde</i>	Det nordiske synkronområdet består av kraftnettet i Norge, Sverige, Finland og deler av Danmark. Området har felles frekvens, og ubalanser i et område påvirker derfor hele synkronområdet.
<i>Systemansvarlig</i>	Statnett er gjennom konsesjon delegert myndigheten til å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte.
<i>Tertiærreserve</i>	Tertiærreserver (Regulerkraft) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med automatisk primær- eller sekundærregulering, og til å håndterer regionale flaskehalser. Tertiærreservene skaffes gjennom regulerkraftmarkedet (RKM) og regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) [7].
<i>TSO</i>	Transmission system operator. Systemansvarlig nettselskap. I Norge er Statnett SF TSO.

1 Innledning

Det elektriske kraftsystemet er en del av svært viktig infrastruktur i Norge. Både bedrifter, offentlige virksomheter og privatpersoner blir mer og mer avhengig av elektrisk kraft og av at det norske kraftsystemet er velfungerende. Norge er også knyttet til resten av Norden og Europa gjennom kraftlinjer og kabler og er dermed en del av et større europeisk kraftsystem.

For at kundene skal få glede og nytte av elektrisk kraft er det ikke tilstrekkelig å kun ha de fysiske anleggene, for eksempel luftlinjer, kabler, transformatorer og brytere, på plass og i god stand. Man er også avhengig av at det hele tiden produseres like mye kraft som det forbrukes og at frekvensen dermed holdes på 50 Hz. Alt elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet er laget for å fungere med denne frekvensen. I tillegg er det viktig å holde spenningen innenfor gitte grenser og sørge for at blant annet linjer og transformatorer ikke blir overbelastet på grunn av for høy strøm.

Statnett SF er systemansvarlig i Norge og har blant annet som oppgave å sørge for frekvensregulering ved at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk. For å sikre balansen i systemet er det utviklet markedsløsninger som skal bidra til en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Statnett har blitt tildelt dette oppdraget gjennom konsesjon for å utøve systemansvaret i det norske kraftsystemet.

Forskriftene om systemansvaret i kraftsystemet, leveringskvalitet i kraftsystemet og forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen gir plikter til systemansvarlig, og alle som eier og driver nett eller er tilknyttet det norske kraftsystemet. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fører tilsyn med at bestemmelsene i forskriftene blir overholdt.

Denne rapporten gir en oversikt over forhold som er sentrale for forsyningssikkerheten, hvilke virkemidler som ble benyttet i driften av kraftsystemet i 2015 og i hvilket omfang disse ble benyttet. Det er også et eget kapittel med oppsummering av NVEs vurderinger og oppfølging av temaene som er diskutert i rapporten.

2 Energisikkerhet

Energisikkerhet er her definert som kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket. Energiknapphet eller svikt i energisikkerheten karakteriseres ved redusert produksjon av elektrisk energi på grunn av mangel på primærenergi (vann, olje, kull etc.). Siden produksjonen i det norske kraftsystemet er dominert av vannkraft er energisikkerheten sterkt knyttet til vannressurs, nærmere bestemt utvikling i tilsig til vassdragene og fyllingsgrad i vannmagasinene. Utvekslingskapasiteten mot andre land har også stor betydning for vår energisikkerhet. Etter hvert som vindkraft har blitt en større del av produksjonssystemet vårt og ikke minst i land vi har utvekslingskapasitet med, har utviklingen i vindressurs fått en større betydning for energisikkerheten i Norge. I tillegg har utvikling i elektrisitetsforbruk stor betydning for vår energibalanse og energisikkerhet.

NVE følger utviklingen i ressursituasjonen (vann, vind og import) gjennom Kraftsituasjonsrapporten som publiseres ukentlig og gjennom kvartalsvis rapport om kraftmarkedsutviklingen. I rapporten om kraftmarkedsutviklingen for fjerde kvartal 2015 gis det følgende oppsummering om ressursituasjonen i 2015 [8]:

Mildt vær og mye nedbør har bidratt til at ressursituasjonen i Norge har vært god gjennom hele 2015. I løpet av året har det kommet 31,5 TWh mer nedbør og 23 TWh mer tilsig enn normalt. I tillegg har det vært høy vindkraftproduksjon i Norden, spesielt i årets siste kvartal, noe som til sammen har gitt utslag i historisk lave kraftpriser. Den gjennomsnittlige systemprisen i det nordiske kraftmarkedet endte på 18,7 øre/kWh i 2015, den laveste på 15 år.

Etter en kald vår og forsommer, med usedvanlig sen snøsmelting, lå den norske magasininfyllingen godt under normalt ved inngangen av juni. Høyt og jevnt tilsig bidro imidlertid til at magasininfyllingen økte raskt gjennom sommeren, og nådde historisk maksimum flere steder i landet ved utgangen av tredje kvartal. En mild høst, og en våt og vindfull desember, bidro til at ressursituasjonen forbedret seg ytterligere gjennom fjerde kvartal. Ved utgangen av 2015 endte den norske magasininfyllingen på 82,5 TWh, noe som er 12,9 TWh over normalt og over historisk maksimum.

2.1 Tiltak i svært anstrengte kraftsituasjoner

Som systemansvarlig har Statnett ansvaret for kontinuerlig å utrede og utvikle nødvendige virkemidler for å håndtere perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS)¹. Virkemidlene kan ikke tas i bruk uten vedtak fra NVE. NVE har godkjent Reservekraftverk på Nyhamna og Tjeldbergodden som SAKS-tiltak. I tillegg søker Statnett hvert år om godkjenning av ordningen med å kjøpe energiopsjoner i forbruk (ENOP).

Ordningen med energiopsjoner i forbruk innebærer at Statnett ber om bud og kjøper opsjoner som i vintersesongen kan brukes til nedregulering av forbruk for å redusere sannsynligheten for rasjonering ved svært anstrengte kraftsituasjoner. Ordningen har eksistert siden sesongen 2006/2007.

Statnett leverte 15. desember 2014 rapporten «SAKS 2015 – gjennomgang og behov for SAKS-tiltak» til NVE hvor det ble lagt frem nye vurderinger av sannsynlighet for rasjonering og

¹ Jf. systemansvarsforskriften § 22a

SAKS. I rapporten konkluderes det med at basert på analysene som er presentert i rapporten vurderer Statnett sannsynligheten for rasjonering i analyseårene 2016 og 2022 til å være svært lav, fordi flere omfattende ikke-korrelerte negative hendelser må inntreffe samtidig for at det skal oppstå behov for rasjonering. Ingen regionale områder skiller seg spesielt ut, men i Midt-Norge er det en viss risiko for SAKS inntil Ørskog - Sogndal er på plass. Denne konklusjonen samsvarer med NVEs egne analyser.

I tråd med konklusjonen i rapporten mottok NVE 20. april 2015 søknad fra Statnett om delvis videreføring av ordning med energiopsjoner for sesongen 2015/2016, noe NVE innvilget. I motsetning til tidligere år, søkte Statnett denne gangen om at energiopsjoner kun skal gjelde for Midt-Norge. Dette ble begrunnet med at sannsynligheten for rasjonering er lavere enn tidligere analyser har vist, spesielt i landsdelene utenom Midt-Norge, og ikke forsvarer kostnaden denne forsikringsordningen mot rasjonering medfører.

21. mars 2016 mottok NVE en ny årlig evalueringsrapport av ordningen med energiopsjoner. Her vises det igjen til konklusjonene rapporten «SAKS 2014 – gjennomgang og behov for SAKS-tiltak». Videre opplyser Statnett at linjen Sogndal-Ørskog, som går mellom elspotområdene NO5 og NO3, ventes satt i drift i løpet av 2016. Denne vil medføre økt importkapasitet til Midt-Norge og redusert sannsynlighet for rasjonering i området. Statnett mener at sannsynligheten for rasjonering da ikke vil være vesentlig høyere enn for resten av landet, og det derfor ikke vil være behov for innkjøp av energiopsjoner i Midt-Norge for kommende vinter. Siden gjeldende behovsvurdering konkluderer med at det ikke er behov for energiopsjoner i Norge for kommende vinter, opplyser Statnett videre at de ikke vil sende en ny søknad om videreføring av energiopsjonsordningen til NVE for kommende vinter. Statnett utelukker ikke at det ved en senere anledning kan bli aktuelt å søke om gjeninnføring av energiopsjoner i forbruk som et SAKS-tiltak.

3 Driftsforstyrrelser og leveringspålitelighet innenlands

Leveringspålitelighet er definert som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen.

En driftsforstyrrelse defineres som en utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet. En driftsforstyrrelse innebærer med andre ord at en anleggsdel i nettet blir spenningsløs når den i utgangspunktet ikke skulle vært det, enten ved automatisk effektbryterutløsning eller manuell utkobling som er påtvunget eller som følge av ukorrekt betjening. Også mislykket innkobling av driftsklar kraftsystemenhet, når det er nødvendig med vedlikeholdstiltak før nytt forsøk, telles som driftsforstyrrelse².

En driftsforstyrrelse kan inneholde én eller flere feil på ulike komponenter. Driftsforstyrrelser kan medføre avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis. Dette avhenger i stor grad av nettstruktur, samt hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i.

De mest omfattende hendelsene og påfølgende driftsforstyrrelsene i kraftsystemet i 2015 er kort omtalt i dette kapitlet.

3.1 Leveringspålitelighet

Nøkkeltall med avbruddsdata rapporteres årlig inn til NVE, gjennom avbruddsrapporterings-systemet FASIT³. Det har vært obligatorisk å rapportere avbrudd som skyldes hendelser i høyspenningsnettet fra 1995. NVE utarbeider årlig avbruddsstatistikk basert på innrapporterte data fra selskapene. Det gis med jevne mellomrom også ut statistikk over leveringspåliteligheten i Europa⁴ hvor leveringspåliteligheten sammenlignes mellom de ulike landene. For flere detaljer om den historiske utviklingen innen regulering av avbruddsrapportering, se [9].

Figur 1 viser utviklingen av leveringspåliteligheten fra 1996 til 2015. Leveringspåliteligheten nasjonalt var 99,982 % i 2015. Leveringspåliteligheten på landsbasis er godt over 99,96 % for alle år. Total mengde ikke levert energi i 2015 var 20,77 GWh basert på avbrudd lenger enn 3 minutter.

Spesielt kraftig uvær i enkeltregioner påvirker leveringspåliteligheten også på landsbasis. Spesielt er dette synlig i årene fra 2011 til 2015. I romjulen 2011 herjet ekstremværet Dagmar på Nordvestlandet og deler av Østlandet. I mars 2013 førte kraftig vind til utfall av sentralnettslinjen til Nyhamna, som resulterte i redusert forsyning til Ormen Lange-anlegget. For 2015 førte ekstremværene Nina i januar og Ole i februar til at mer enn 60 % av ILE i 2015 kom i årets to første måneder. Se Figur 4 i delkapittel 3.2 for detaljer om årsak for mengden ikke levert energi.

Generelt er det flere faktorer som påvirker statistikken over leveringspålitelighet utover vær- eller lastforhold. I 2001 innførte NVE KILE⁵-ordningen som gir nettselskapene incentiver til å

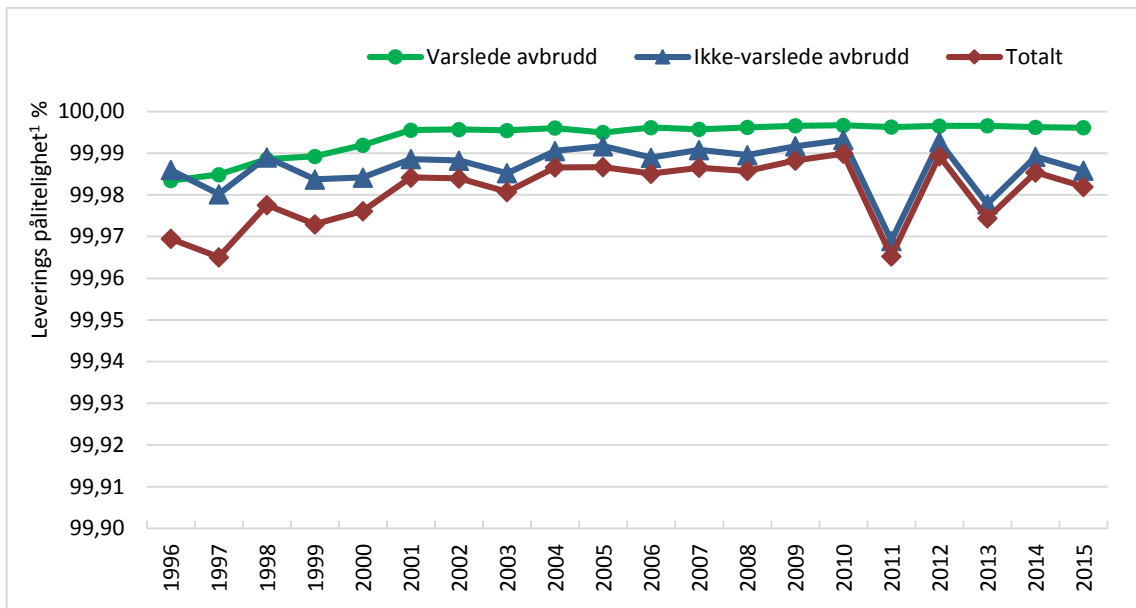
² Definisjon av driftsforstyrrelse er gitt i leveringskvalitetsforskriften § 1-4 punkt 10.

³ Feil og avbrudd i kraftsystemet, www.fasit.no

⁴ CEER – Benchmarking Report on Electrical Quality of Supply, tilgjengelig på www.nve.no - Avbruddstatistikk

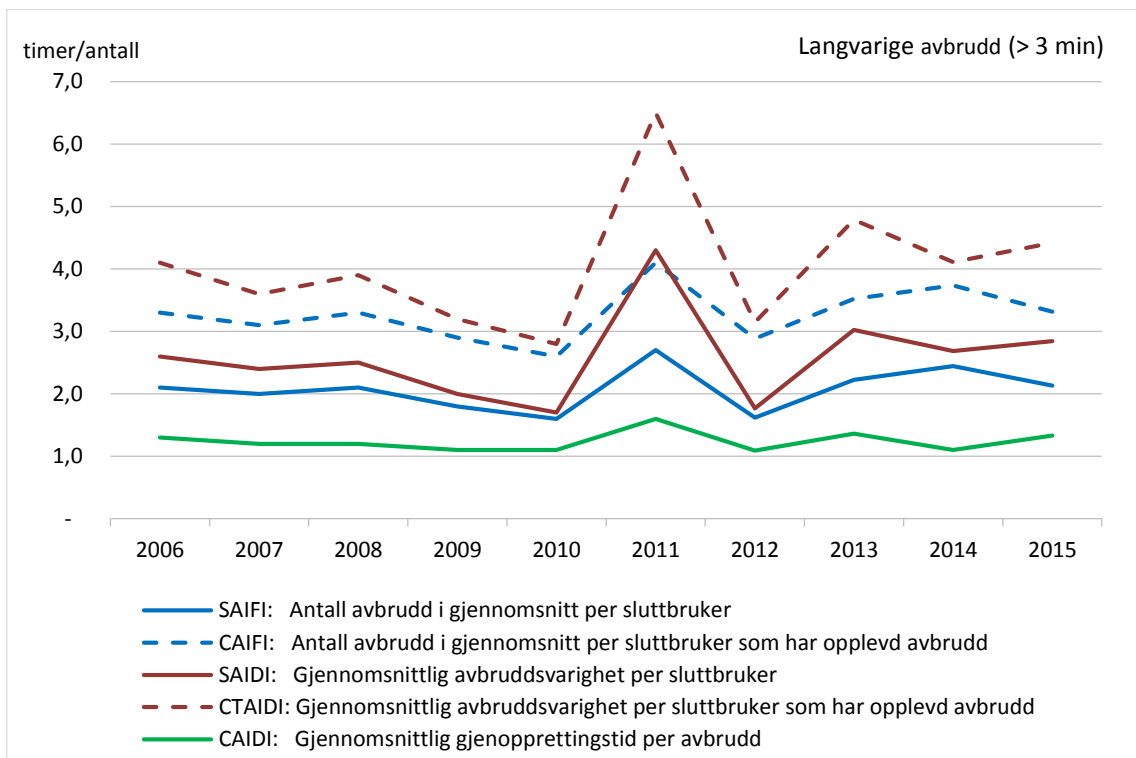
⁵ KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. Se nve.no: www.nve.no - Kvalitetsincentiver

reducere antall og varighet på avbrudd. Statistikken er i tillegg påvirket av hvor nøyaktig avbrudd blir registrert hos nettselskapene



Figur 1: Leveringspålitelighet⁶ for årene 1996 – 2015 (langvarige avbrudd > 3min).

Figur 2 viser utviklingen i antall og varighet av langvarige avbrudd for sluttbrukere i Norge. Avbruddshyppighetene blir beskrevet ved hjelp av avbruddsindikatorer som er standard i de fleste europeiske land. Indikatorene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd. Avbruddene deles inn i kortvarige avbrudd som er avbrudd med varighet opp til 3 minutter, og langvarige avbrudd som er avbrudd med varighet lengre enn 3 minutter.



Figur 2: Avbruddsindikatorer for langvarige avbrudd for årene 2006 – 2015.

⁶ Leveringspålitelighet: (Levert energi - Ikke levert energi) / Levert energi

I 2015 opplevde hver sluttbruker i snitt 0,3 planlagte langvarige avbrudd, og 1,8 langvarige avbrudd som ikke var varslet. 65 % av alle sluttbrukerne i Norge opplevde minst ett avbrudd på over 3 minutter når man inkluderer varslede og ikke varslede avbrudd. Antall avbrudd, og varigheten på avbrudd varierer mellom nettselskap, men også internt i ulike områder innenfor samme nettselskap. I Oslo opplevde 30 % av sluttbrukerne å bli berørt av langvarig avbrudd, mens det samme tallet til sammenligning var 90 % i Sogn og Fjordane. I tillegg til langvarige avbrudd opplevde sluttbrukerne nasjonalt i snitt 1,9 avbrudd på under 3 minutter.

Fra 2006 til 2010 viser statistikken en gradvis forbedring for hyppighet og varighet av avbrudd, men denne tendensen ser ikke ut til å gjelde i like stor grad de senere årene. Indikatorene viser at i 2015 var det færre avbrudd, men avbruddene hadde lengre varighet enn i 2014. Dette kan delvis forklares med at i 2014 kom en stor andel avbrudd som følge av lyn, noe som typisk kan gi avbrudd med kortere varighet enn ved stormer med kraftig vind, som var tilfellet på nyåret i 2015. Totalt viser oversikten at oppgangen i varighet er større enn nedgangen i antall avbrudd, som også reflekteres i en økning i ikke levert energi i 2015 i forhold til 2014, som vist i Figur 1.

Tabell 1 viser på hvilket nettnivå sluttbrukerne som har opplevd avbrudd er tilknyttet og på hvilket spenningsnivå feilen oppstod i 2015. Her kommer det tydelig frem at hovedkilden til avbrudd for vanlige husholdninger er feil som oppstår i det høyspente distribusjonsnettet, det vil si anlegg med spenning fra 1 kV til og med 22 kV. Planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet gjøres i hovedsak i tidsrommet fra kl. 09-14 [10].

Tabell 1: Ikke levert energi i 2015 fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer og nettnivå hvor avbrutt sluttbruker er tilkoblet.

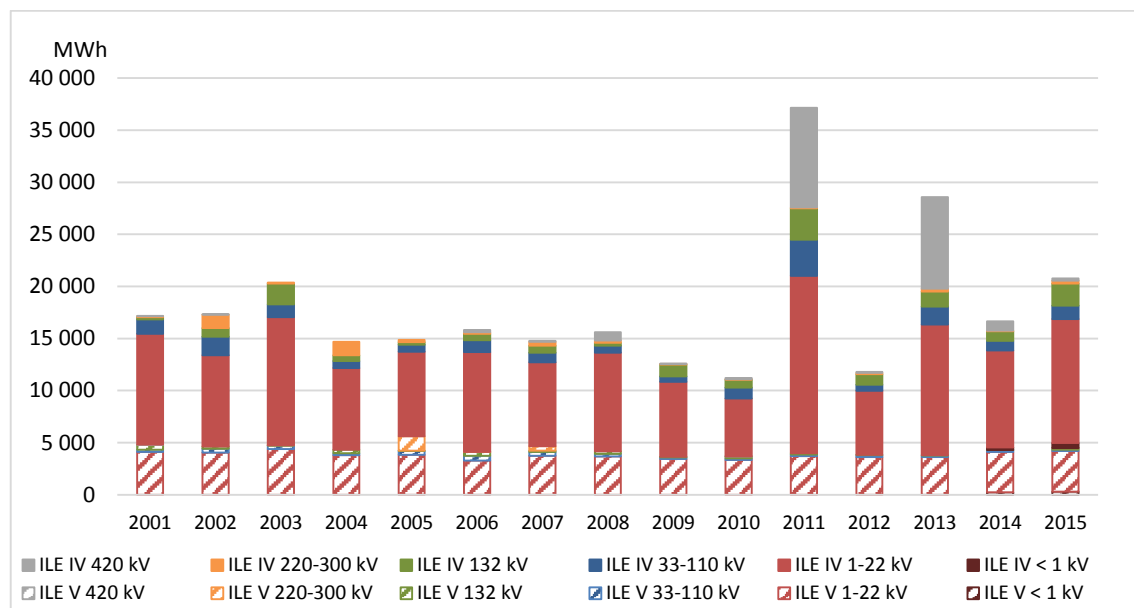
Ikke levert energi (ILE) i kWh i 2015		Nettnivå hvor sluttbruker som opplevde avbrudd er tilknyttet					
		Sentral-nett	Regional-nett	Høyspent distribusjon - luft ⁷	Høyspent distribusjon – blandet ⁵	Høyspent distribusjon – kabel ⁵	Lavspent distribusjon
Spenningsnivå hvor feil som forårsaket avbrudd oppstod	420 kV	-	-	670	5 648	4 292	227 642
	220 - 300 kV	14 293	48 314	9 124	228	304	188 148
	132 kV	-	683 529	1 676	7 885	16 910	1 586 764
	33 - 110 kV	-	861	106 950	265 078	21 383	1 028 684
	1 – 22 kV	-	98 741	107 530	243 443	356 518	15 117 648
	< 1 kV	-	-	7 454	10 144	350	800 825

Fra 2014 har det vært rapporteringsplikt for avbrudd som skyldes driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i det lavspente distribusjonsnettet, som vil si fordelingsnett med spenning under 1 kV. Rapporteringen har ført til krav til nye rutiner hos nettselskapene, og statistikkgrunnlaget for avbrudd som skyldes feil i lavspenningsnettet er derfor fremdeles usikkert.

I Figur 3 er mengde ikke levert energi fordelt på hvilket spenningsnivå årsaken til avbrudd inntreffer for perioden 2001 – 2015. For perioden 2001 – 2015 skyldes mellom 70 – 85 % av mengden ikke levert energi hendelser i det høyspente distribusjonsnettet. Unntaket er for 2011 og 2013 hvor uvær og enkelthendelser også medførte utfall av 420 kV linjer. Mengden ikke

⁷ Nettnivået *høyspent distribusjon – luft* refererer til nett som inneholder mer enn 90 % luftlinje målt i antall km. *Kabelnett* er nett med mer enn 90 % kabel og *blandet nett* er nett som ikke faller under de to andre kategoriene. Nett i denne sammenhengen defineres som anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter.

levert energi er størst som følge av hendelser i distribusjonsnettet. Dette følger av forskjeller i mengde nett og at det i mindre grad er anledning til å gjøre omkoblinger i distribusjonsnettet enn på høyere spenningsnivåer.



Figur 3: Ikke levert energi (ILE) fordelt på spenningsnivå og hvor driftsforstyrrelse/ikke varslet avbrudd (IV) eller planlagt utkobling/varslet avbrudd (V) inntreffer for årene 2001 – 2015 (langvarige avbrudd > 3min).

De aller fleste driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i distribusjonsnettet gir avbrudd hos sluttbrukere, i motsetning til driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i regional- og sentralnettet. Samtidig kan enkelthendelser i regional- og sentralnettet i større grad medføre store konsekvenser for total mengde ikke levert energi enn enkelthendelser i distribusjonsnettet. Konsekvensene som følger av enkeltfeil i 220 – 420 kV nettet vil variere med hvor og når de inntreffer. I 2013 ble det tydelig hvor stort utslag utfall av sentralnettet kan gi i avbruddsstatistikken. 30 % av den ikke leverte energien i 2013 skyldtes utfall av en sentralnettslinje som medførte redusert forbruk ved Ormen Lange-anlegget i tre dager. Årsak til driftsforstyrrelser, og områder med redusert forsyningssikkerhet videre beskrevet i henholdsvis kapittel 3.2 og 9.

3.2 Driftsforstyrrelser

Alle konsesjonærer skal analysere og rapportere alle driftsforstyrrelser i eget regional- og sentralnett og i tilknyttede produksjonsenheter til systemansvarlig. Videre skal alle konsesjonærer analysere og årlig rapportere alle driftsforstyrrelser i eget høyspent distribusjonsnett til systemansvarlig⁸. Statnett gir årlig ut statistikker over driftsforstyrrelser på spenningsnivåene 1 - 22 kV og 33 - 420 kV. Disse statistikkene fokuserer på feilårsak, fordelt på feil i komponenter, bakenforliggende årsaker samt tidspunkt for når driftsforstyrrelser oppstår. Nærmere data om driftsforstyrrelser for 2015 blir publisert i Statnetts årsrapporter [11]. I dette kapitlet vil et lite utdrag av feilstatistikk for 2015 bli presentert.

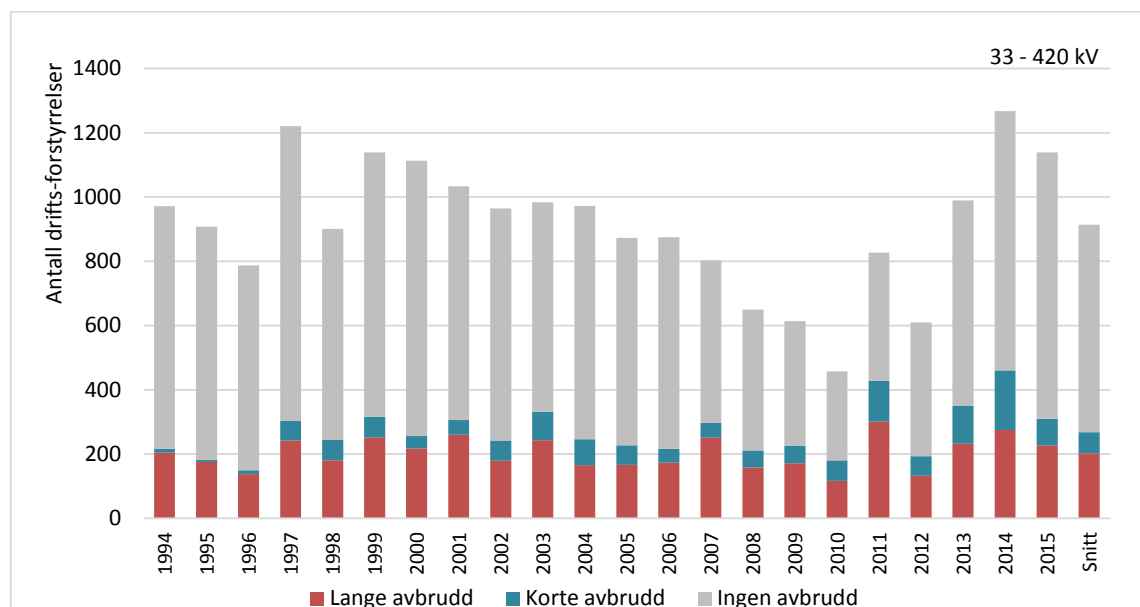
I 2015 var det 9 943 driftsforstyrrelser i det høyspente distribusjonsnettet, hvorav 99,4 % av driftsforstyrrelsene medførte avbrudd. Dette er på nivå med snittet de siste årene. For regional-

⁸ Systemansvarsforskriften § 22

og sentralnett var det 1 018 driftsforstyrrelser, hvorav 29 % medførte avbrudd. Antall driftsforstyrrelser og andelen som førte til avbrudd blir færre jo høyere man kommer i spenningsnivå. Dette har sammenheng med mengde og dimensjonering av komponenter på de ulike nettnivåene, i tillegg til nettstrukturen.

I regional- og sentralnettet driftes nettet mange steder i en masket nettstruktur med tosidig forsyning eller automatiske omkoblingsmuligheter. I distribusjonsnettet drives nettet i større grad radielt, hvor et punkt i nettet kun er forsynt gjennom en ledning. I tillegg vil høyden og størrelser på master og avstand mellom fasene øke med høyere spenningsnivå, og risiko for trefall på linjene eller fasesammenslag ved vind vil dermed avta med størrelsen på mastene. Driftsforstyrrelser i distribusjonsnettet vil derfor langt oftere medføre avbrudd til sluttbrukere enn i regional- og sentralnettet.

Totalt antall driftsforstyrrelser i regional og sentralnettet har variert de siste 20 årene. Antall driftsforstyrrelser fordelt på varighet på avbrudd i regional- og sentralnettet er presentert i Figur 3. Fra 1999 til 2010 var det en jevn nedgang i totalt antall driftsforstyrrelser, men dette kommer hovedsakelig av en nedgang i forstyrrelsene som ikke medførte avbrudd. Når det gjelder antall driftsforstyrrelser som medførte avbrudd, har trenden vært noe mer stabil.



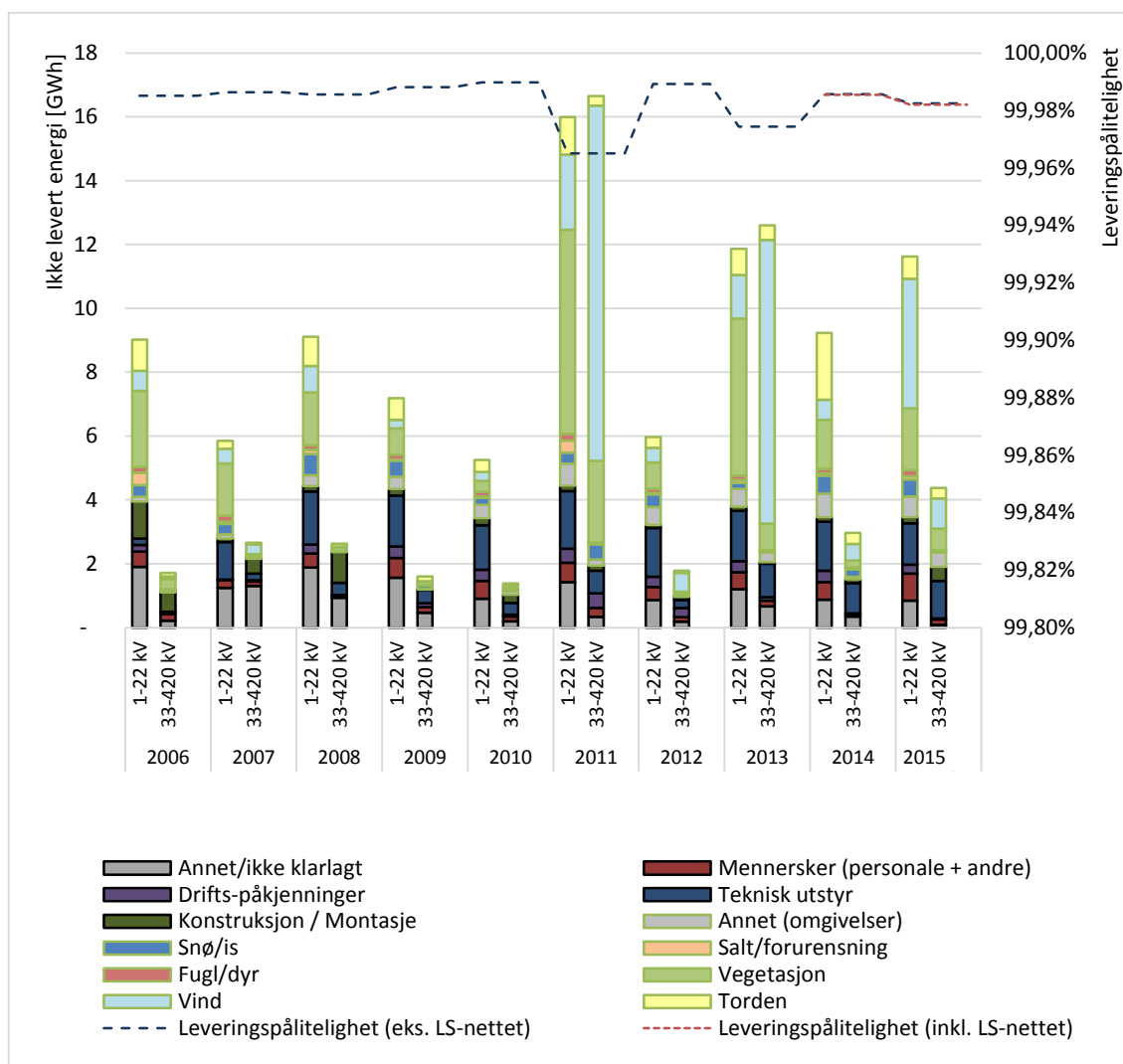
Figur 3: Antall driftsforstyrrelser 33 - 420 kV i perioden 1996 – 2015 fordelt på varighet av avbruddet. Kilde [1].

Årsaker til driftsforstyrrelser

I Figur 4 er utviklingen i årsak for driftsforstyrrelser⁹ i henholdsvis det høyspente distribusjonsnettet (1-22 kV) og i regional- og sentralnettet (33 – 420 kV) nettet presentert. Foruten avbrudd som følge av omgivelser¹⁰, har andelen driftsforstyrrelser som følge av feil på teknisk utstyr påvirket statistikken i større grad.

⁹ I FASIT-systemet kan driftsforstyrrelser registreres med ulike kategorier for utløsende årsak, disse er: omgivelser, mennesker, driftspåkjenninger, teknisk utstyr, konstruksjon/montasje, tidligere feil og årsak ikke klarlagt.

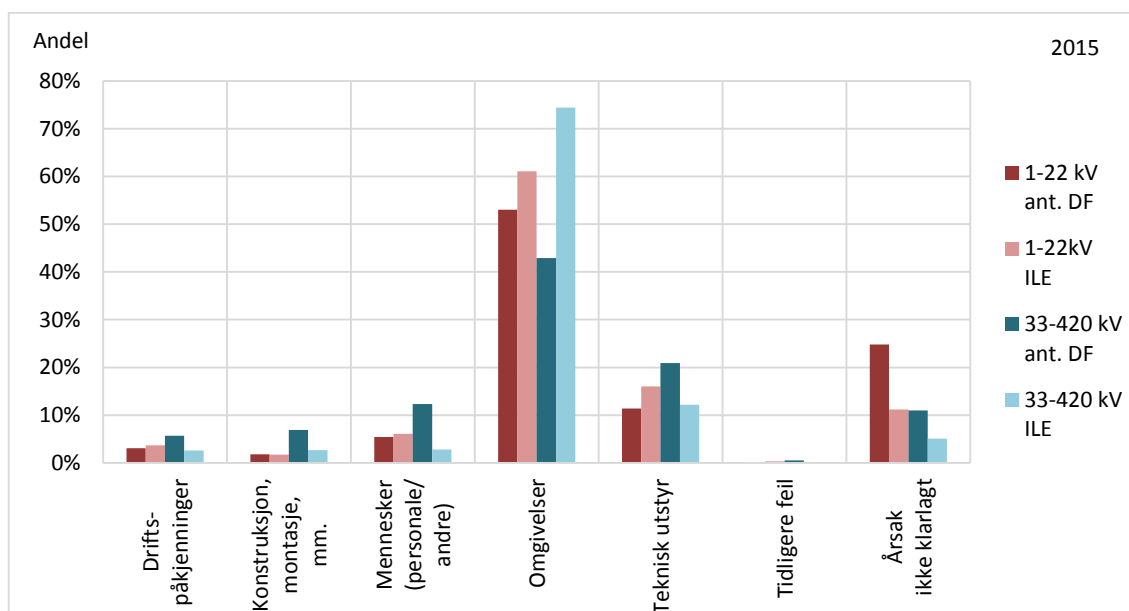
¹⁰ Hver av kategoriene har ulike underkategorier, og «omgivelser» har følgende mulig underkategorier: tordenvær, vind, snø/is, frost/tele, vann/nedbør/fukt, salt/forurensing, fremmedlegemer, fugl/dyr, vegetasjon, setninger, ras, brann/eksplosjon, annet og ukjent.



Figur 4: Mengde ikke lever energi (ILE) på grunn avdriftsforstyrrelser i perioden 2006 – 2015 fordelt på hovedårsak, og leveringspålidelighet i perioden inkludert og ekskludert data fra avbrudd på grunn av feil og utkoblinger i lavspenningsnettet. Basert delvis på data fra [12] og [1].

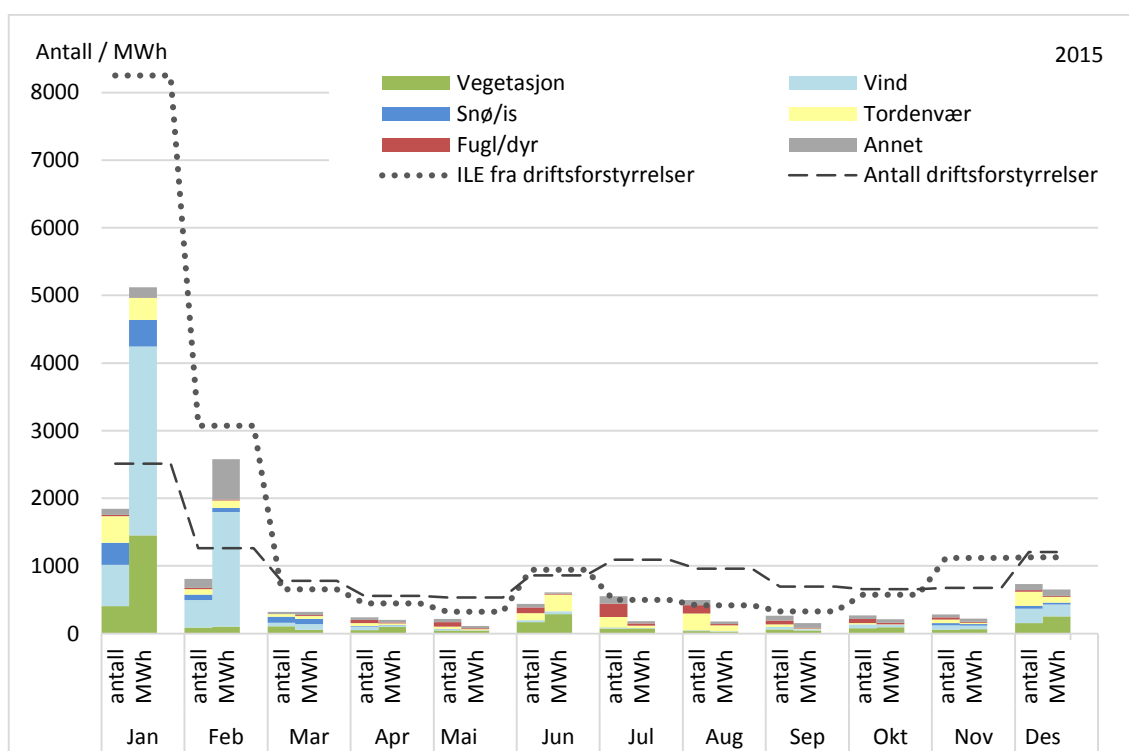
Andelen avbrudd som følge av driftspåkjenninger og konstruksjon og montasje har også hatt en økende betydning de siste ti årene. Dette kan forklares med økt utnyttelse av kraftnettet og økt byggeaktivitet i sentralnettet. Samtidig vil driftsforstyrrelser kunne ha en sammensatt årsakssammenheng. Økt utnyttelse av kraftnettet og økende mengde uvær vil kunne gi slitasje på teknisk utstyr, selv om det ikke nødvendigvis vil være utløsende årsak. I Figur 5 vises hovedårsak for driftsforstyrrelser i 2015.

Spesielt i det høyspente distribusjonsnettet er den en stor andel med driftsforstyrrelser som er kategorisert som annet/ikke klarlagt. Dette er i hovedsak driftsforstyrrelser hvor årsak ikke er angitt. I perioden 2009 - 2015 var 25 % av driftsforstyrrelsene i det høyspente distribusjonsnettet ikke klarlagt, mens tilsvarende tall var noe lavere i regional- og sentralnettet. Generelt er andelen ikke-klarlagte driftsforstyrrelser synkende med økende spenningsnivå.



Figur 5: Årsak til driftsforstyrrelser i 2015 fordelt på underkategorier. Mengde ikke levert energi (ILE) og antall driftsforstyrrelser (ant. DF) er delt i høyspent distribusjonsnett (1 - 22kV) og regional- og sentralnett (33 - 420 kV). Kilde [1].

Antall driftsforstyrrelser og mengde ikke levert energi, fordelt per underkategori for omgivelser fordelt over årets tolv måneder, er presentert i Figur 6. Både driftsforstyrrelser som ikke har medført avbrudd for sluttbrukere og som har medført avbrudd er med i oversikten. 2015 hadde flere driftsforstyrrelser fra vind enn noen tidligere registrerte år. Oversikten over de ulike omgivelseskategoriene fordelt over året viser tydelig hvordan enkeltstormer påvirker kraftsystemet. Stormene Nina i januar og Ole i februar førte til mange driftsforstyrrelser, og store mengder ikke levert energi på grunn av sterk vind.



Figur 6: Driftsforstyrrelser og Ikke levert energi (ILE) hvor omgivelser er årsak til driftsforstyrrelse fordelt på underkategorier for omgivelser på 1- 420 kV for 2015. Kilde [1].

Antall driftsforstyrrelser, og mengden ikke levert energi et uvær vil medføre vil blant annet variere med hvor i landet uværet rammer og når på året. Er det uvær i tynt befolkede områder vil det typisk gi færre driftsforstyrrelser enn tilsvarende uvær i tett befolkede områder. Det skyldes at det er flere luftlinjer i tettere befolkede områder og dermed flere komponenter som kan blir rammet av feil. Samtidig vil svært befolkningstette områder bli mindre rammet av uvær, ettersom det er en større andel nett i form av kabel, som i svært liten grad blir påvirket av omgivelser.

Figur 6 viser at forholdet mellom antall avbrudd og mengden ikke levert energi er ulikt avhengig av årsaken til driftsforstyrrelsen. Ved driftsforstyrrelse som følge av vind eller vegetasjon må mannskap ut for å fjerne vegetasjon som fører til kortslutninger, eller havarete master som følge av vind eller is, og vil det normalt ta lengre tid å gjenopprette drift. Til sammenligning vil det normalt kunne ta kortere tid å gjenopprette drift dersom årsaken er tordenvær eller fugl, ettersom nettet automatisk vil kunne gjeninnkobles ved utfall, såkalt GIK. Også lastforhold i nettet vil kunne påvirke forholdet mellom antall driftsforstyrrelser og mengde ikke levert energi.

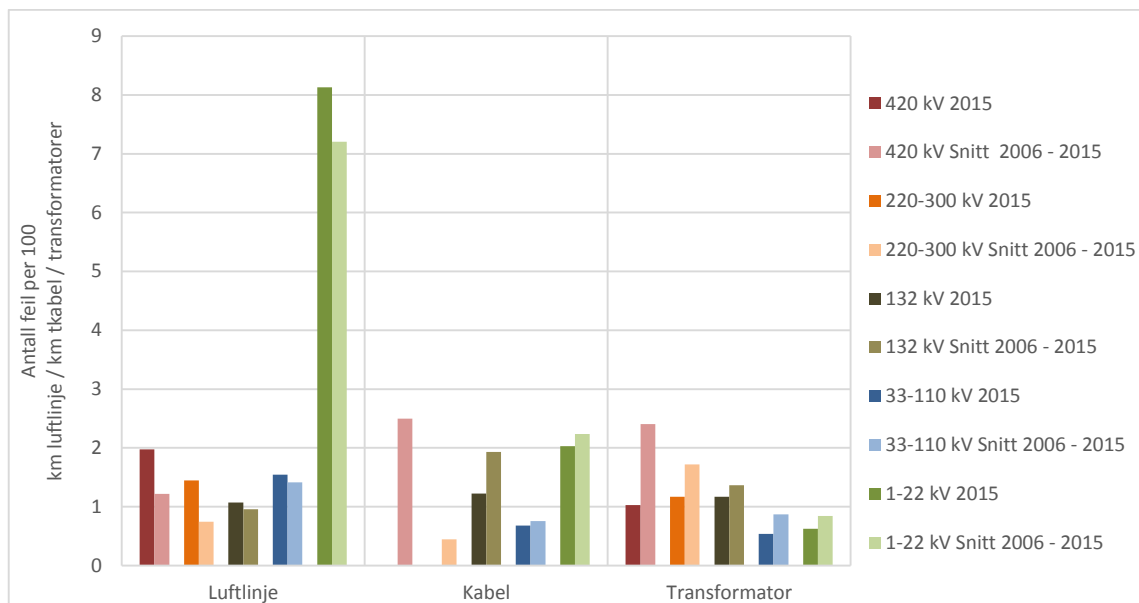
Statistikken vil også påvirkes av hvordan nettselskapene registrerer feil, i tillegg kan det være en sammenheng mellom de ulike feilårsakene. Tordenvær utgjør en større andel av driftsforstyrrelsene på sommeren, men samtidig er det også tordenvær i stormene som kommer vinterstid. En vil gjerne se en større andel driftsforstyrrelser fra vegetasjon i perioder med mye vind. Et tre som faller på en linje i storm kan bli registrert som vegetasjon eller vind ettersom det var vinden som blåste treet over ende. En ny oppdatert versjon av rapporteringssystemet er under utvikling, noe som vil bidra til mer konsistent registrering av feilårsak¹¹.

Driftsforstyrrelser som følge av omgivelser vil variere fra år til år, på lik linje med været. Nettselskapene kan i mindre grad påvirke de forholdene som er tilstede i omgivelsene, men kan ved planlegging av nyanlegg forsøke å unngå utsatte områder. Der det ikke er mulig å redusere årsakene til påvirkning fra omgivelser, kan risikoen reduseres gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner for å sørge for at negativ påvirkning på kraftsystemet fra omgivelsene får så liten konsekvens som mulig. Dette inkluderer trasérydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap.

Driftsforstyrrelsene som har årsak *teknisk utstyr* kan selskapene påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer. Figur 7 viser antall feil per 100 km luftlinje, 100 km kabel og per hundrede transformator fordelt på spenningsnivå for 2015 og i snitt siden 2006.

I 420 kV nettet er det ca. 3000 km luftlinje, 20 km kabel og 100 krafttransformatorer. I nett som har spenningsnivå mellom 220 kV og 300 kV finnes det ca. 5 300 km luftlinje, 60 km kabel og 260 krafttransformatorer. 132 kV nett er det ca. 10 600 km luftledning, 410 km kabel og 850 krafttransformatorer, og i 33-110 kV nett er det ca. 11 600 km luftlinje, 1 030 km kabel og 1 660 transformatorer. Det høyspente distribusjonsnettet, 1 - 22 kV, har om lag 60 000 km luftlinje, 42 000 km kabel og 135 000 fordelingstransformatorer [1].

¹¹ «Neste generasjon FASIT», utviklingsprosjekt eid av Energi Norge, hvor SINTEF er utførende. Prosjektet vil gi kravspesifisering av nytt FASIT-program tilrettelagt for utnyttelse av AMS og annen teknologi for effektivisering av feil- og avbruddsregistreringen.



Figur 7: Antall feil per 100 km kraftlinje / 100 km kabel / 100 transformatorer. Kilde [1].

Luftlinjer er utsatt for påvirkning fra omgivelsene i større grad enn transformatorer og kabler, og antall feil på luftlinjer vil derfor øke dersom antall driftsforstyrrelser som skyldes omgivelser øker. For luftlinjer er det normalt omtrent like mange varige feil som forbigående. I 2015 var det unormalt mange driftsforstyrrelser på luftlinjer, noe som kan sees i sammenheng med mer vind, som luftlinjer er spesielt utsatt for. Det er ingen klar trend når det gjelder antall feil per 100 km luftlinje de siste 20 årene.

Det er vesentlig mindre kabel enn luftlinje på regional- og sentralnettet enn i distribusjonsnettet, noe som også er i tråd med kablingspolicyen¹². Siden kablene ligger i bakken eller sjøen er disse i stor grad beskyttet mot omgivelsene. Dersom det først oppstår feil på en kabel vil reparasjonstiden bli lenger, da de aller fleste feil på kabel er varige feil som vil ha behov for reparasjon.

Spesielt for regional- og sentralnettet kan det være utfordringer med effektive beredskapslager og lang leveringstid på nye deler. For kabler i regional- og sentralnettet er statistikkgrunnlaget så lite at det er vanskelig å trekke klare konklusjoner om trender. Det var ingen feil på 420 kV og 220 – 300 kV kabler i 2015.

I distribusjonsnettet er i overkant av 40 % av ledningene kablet. Her har antall feil vært rundt to feil per 100 km kabel det siste tiåret, men med en noe synkende tendens siden 2012. Også i 2015 var feilhyppigheten lavere enn snittet.

Transformatorer har på samme måte som kabler i hovedsak varige feil, dersom det oppstår feil. Feilene rapportert for trafoer kan være feil med selve trafoen, eller i trafoens tilknytningspunkter.

På høyere spenningsnivåer vil feil i transformatorer (krafttransformatorer) være svært alvorlige, og kunne innebære langvarige utfall. Ikke minst er det ofte komplisert å transportere krafttransformatorer på grunn av vekt eller beliggenhet for trafoene. Krafttransformatorer blir derfor særskilt fulgt opp gjennom pliktig innrapportering av data til en tilstandsdatabase, krav

¹² I Nettmeldingen, St.meld nr. 14 (2011-2012), ble det slått fast at bruken av kabel skal økes på lavere spenningsnivå, men være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå.

om olje- og gassanalyser av transformatorolje, og tilsyn med reparasjonsberedskap og reserver for de mest kritiske transformatorene.

Heller ikke for krafttransformatorer er det mulig å fastslå noen klar trend for antall driftsforstyrrelser. Enkeltår skiller seg ut i statistikken, som 2011, da det var 8 hendelser på grunn av feil i krafttransformatoren, eller tilknyttede deler. Det er uklart om feilårsakene da var relatert til dimensjonering, aldring eller om transformatorene har blitt utsatt for overspenninger. I 2015 var det 23 feil i krafttransformatoranlegg i regional- og sentralnettet, hvorav 4 av disse var på spenningsnivå 420- og 300 kV. Den mest alvorlige var hendelsen var brann i Hasle transformatorstasjon, som beskrevet i kapittel 3.3.

Mengden transformatorer i distribusjonsnettet (fordelingstransformatorer) er adskillelig høyere enn i regional- og sentralnettet, men konsekvensene ved feil på fordelingstrafoer er mindre. Ved feil på en fordelingstrafo vil det i hovedsak kun være sluttbrukere tilknyttet fordelingstrafoen som vil oppleve avbruddet. 80 % av feil på fordelingstrafoer har vært varige de siste ti årene. Sammenlignet med trafoer på høyere spenningsnivåer er det mindre komplisert å skifte ut fordelingstrafoer, og ha tilgjengelige trafoer på lager.

3.3 Ekstraordinære hendelser

Nedenfor følger en oversikt over de mest omfattende hendelsene og påfølgende driftsforstyrrelsene i kraftsystemet i 2015. Oversikten er basert på NVEs oppfølging etter store hendelser i kraftsystemet, og rapportering fra Statnett [1].

- Ekstremværet Nina traff Vestlandet lørdag 10. januar 2015. Et kraftig lavtrykk førte til orkan på kysten av Vestlandet sør for Sognefjorden og storm på kysten av Østlandet og Sørlandet. Det var også sterke vindkast innover land. Nina var ifølge Meteorologisk institutt blant de fem sterkeste stormene med vestlig eller nordvestlig retning de siste 60-70 år i områdene den traff. Samtidig med varsel om ekstrem vind, ble det også varslet høy vannstand, opp mot ekstreme verdier for kysten av Østfold. Det ble rapportert om i underkant av 4000 feilsituasjoner totalt. Størstedelen av feilene skyldtes trefall over luftlinjer. I tillegg til trefall var lyn omfattende årsak til feil sammen med snø og is, salting, og som følger av at gjenstander som hustak og plater blåste inn på luftlinjer. Omkring 263 000 kunder mistet strømmen, hvorav ca. 100 000 med en varighet på under en time. De totale kostnader for nettselskapene er vurdert til 175 millioner kroner.
- Utfall av 132 kV linjen Fortun-Leirdøla 12. januar 2015 førte til overgang til separatdrift i Indre Sogn. Det var ca. 50 MW for lite produksjon i området for at separatområde skulle være i balanse før utfallet. Dette førte til at ca. 120 MW last falt planmessig ut hos Hydro Årdal på underfrekvensvern, ved overgang til separatområde. Linjen kom inn 15. januar.
- I området nord for Narvik førte sterk vind under storm 29. januar 2015 til mørklegging som følge av flere linjeutfall, bl.a. Ofoten-Kvandal, og feil på vern i Kvandal. Alt forbruk var gjeninnkoblet etter ca. 4,5 timer.
- Lofoten og Vesterålen ble rammet av ekstremværet Ole den 7. og 8. februar 2015. Salting og flyvende gjenstander førte til flere feil. Ekstremværet forårsaket en stor mengde samtidige feil, samtidig som de hardest rammede nettselskapene måtte vente med feilretting til det var trygt å sende mannskaper ut i felt. Dette førte til at det var en

relativt høy andel svært langvarige avbrudd. Enkelte nettselskaper opplevde at samtlige sluttbrukere hadde strømbrudd. Hardest rammet ble Lofoten og Vesterålen med middelvind tilsvarende sterk storm og vindkast opp til 50 m/s. Det ble rapport om store skader, spesielt i Lofotkraft sitt nett. Det totale antallet feilhendelser ble estimert til i størrelsesorden 600 og at til sammen 70 000 mennesker var berørt av strømbrudd en eller flere ganger som følge av ekstremværet. Nesten 13 000 sluttbrukere var uten strømforsyning over 1 døgn. De rammede nettselskapene har estimert de totale kostnadene til 53 millioner kroner. 346 personer deltok i den intensive fasen av gjenopprettingsarbeidet.

- Snørås førte til mastehavari på 132 kV Skjomen-Ballangen 10. februar 2015. Havariet førte til anstrengt drift i området. Linjen kom inn 24. februar etter reparasjon.
- Feil i Mosjøen stasjon 11. februar 2015 medførte utfall av hele stasjonen. Ca. 10 000 innbyggere i området var strømløse, samt industriforbruk på Alcoa. Forsyningen til forbruket var tilbake etter ca. 1 time.
- 8. april 2015 oppstod det brann i Hasle transformatorstasjon i Østfold. Ingen personer ble skadet som følge av brannen, og forbrukerne i området hadde strømforsyning som normalt. Overføringskapasiteten mot Sverige ble sterkt redusert da brannen gjorde deler av stasjonen utilgjengelig og det var fare for ytterligere utkoblinger. Det var normal kapasitet fra 15. april 2015.
- Skogbrann i Birkenes kommune 14. mai 2015 førte til at Brokke-Kristiansand, Arendal-Kristiansand og Lund-Senumstad måtte kobles ut i forbindelse med slukningsarbeidet. Dette gav ensidig forsyning inn til Arendal og Kristiansand, samt kraftig redusert overføringskapasitet på Skagerakforbindelsen. Linjene kunne kobles neste dag.
- Flere tusen kunder i Eidsivas nettområde var strømløse 1. juni 2015 som følge av vind og trefall. Alle feil ble rettet i løpet av dagen og kvelden. Flere linjer i Sunnhordaland falt ut kvelden 2. juni 2015 på grunn av lynaktivitet. Ca. 40 000 kunder ble strømløse, bl.a. industriforbruket på Håvik og Husnes. Alt forbruk var gjeninnkoblet etter ca. 3 timer.
- Ett uhell under helikopterflyving førte til utfall av 132 kV Skjomen-Narvik mandag 21. september 2015. I forbindelse med geologiske undersøkelser heftet en målesonde fra et helikopter seg fast i linjen. Sammen med de øvrige allerede planlagte utkoblingene i området medførte dette en ytterligere redusert driftssikkerhet. Linjen kom inn torsdag 24. september 2015.
- Mastehavari førte til utfall av 132 kV Kanstadbotn-Hinnøy tirsdag 29. september 2015. Sammen med annet arbeid i området førte dette til ensidig forsyning til Lofoten/Vesterålen. Linjen ble koblet inn mandag 5. oktober 2015.
- Vedlikeholdsarbeid førte til en feil i Smestad stasjon 18. november 2015. Feilen medførte utfall av alle 300 kV avganger og forsyningsavbrudd for forbruk i Bærum og Oslo vest. Totalt ca. 485 MW last ble koblet ut. Det meste av forbruket kunne raskt legges inn gjennom omkoblinger i underliggende nett.
- Deler av Stavangerområdet var kortvarig uten strømforsyning 1. desember 2015 på grunn av utfall av Lyse T2, ca. 300 MW. Pågående revisjonsarbeid på Feda – Åna Sira innebar at området var ensidig forsynt idet Lyse T2 falt ut. Forsyningen ble raskt gjenopprettet etter omkoblinger i nettet og arbeidet på Feda – Åna Sira ble avbrutt.

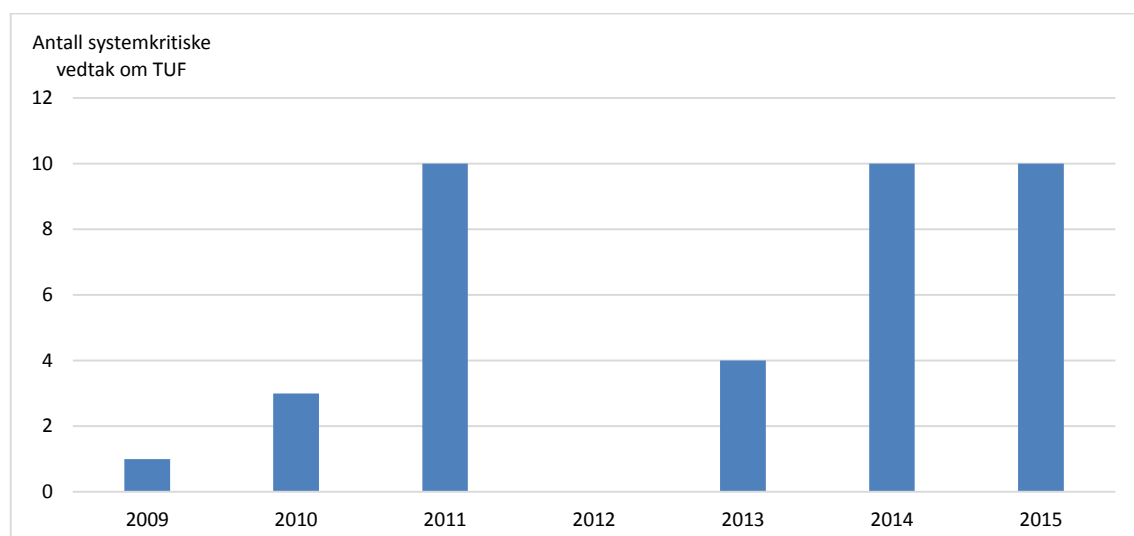
- Mastehavari førte til utfall av Nedre Røssåga-Ajaure 6. desember 2015. Utfallet førte til redusert eksportkapasitet fra NO4 inntil linjen ble koblet inn 14. desember 2015.

3.4 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Ved effektknapphet eller ved driftsforstyrrelser kan systemansvarlig pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk¹³. Slik utkobling har så langt kun funnet sted ved driftsforstyrrelser. Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et "siste skanse"-tiltak, og det forutsettes at frivillige og markedsmessige løsninger allerede er utnyttet. Dette virkemiddelet er viktig da det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå et avbrudd.

Systemansvarlig plikter å rapportere alle vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk til NVE. I 2015 vedtok systemansvarlig manuell utkobling av forbruk ti ganger ved større driftsforstyrrelser. Dette er samme antall som i 2014, men antall vedtak som blir fattet varierer fra år til år. Dette er vist i Figur 8.

Alle konsesjonærer skal rapportere til systemansvarlig planer for tvangsmessig utkobling av forbruk. Ved tvangsmessig utkobling av forbruk, skal dette skje mest mulig samfunnsmessig rasjonelt. Systemansvarlig er avhengig av å ha tilgjengelig planer som i stor grad er sammenlignbare for å kunne gjøre reelle vurderinger av planene til de ulike konsesjonærene. Systemansvarlig er ansvarlig for å evaluere og godkjenne planene, jf. [13].



Figur 8: Antall systemkritiske vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk. Kilde [14] og [1].

¹³ Jf. systemansvarsforskriften § 13.

3.5 Egenberedskap

Forsyningssikkerheten i Norge er jevnt over god, men ingen nettselskap kan garantere en forsyning helt uten strømavbrudd av kortere eller lengre varighet. NVE stiller tydelige krav til at nettselskapene har en egenberedskap i form av nødstrøm hos seg selv. Dermed sikres det at den ordinære strømforsyningen kan gjenopprettes så raskt som mulig selv om nettselskapets lokaler og systemer også er rammet av strømavbruddet.

Alle andre virksomheter i det private og offentlige, som er kritisk avhengig av elektrisitet, må selv ha en egen beredskap for å ivareta behovet for nødstrøm for egne anlegg og funksjoner. Er ikke dette på plass vil det raskt gå ut over disse virksomheter og samfunnsområders evne til å opprettholde egne tjenester. Noen av disse virksomhetene har krav etter ulike sektorregelverk om slik nødstrøm, mens andre ikke har det.

I 2015 utga NVE rapporten «Egenberedskap - En punktanalyse av nødstrømsberedskapen i utvalgte kommuner 2014». Kartleggingen ble til gjennom samarbeid med fylkesmannsembetene i Nordland og Vestfold. Disse embetene har gjennomført kartleggingen etter en bestilling fra NVE. Kartleggingen, som dekker noen utvalgte kommuner i henholdsvis Nordland og Vestfold, utgir seg ikke for å presentere et representativt bilde for nasjonen. Punktanalysen gir et øyeblikksbilde for disse kommunene da kartleggingen ble gjennomført. Kartleggingen presenterer noen klare funn, blant annet er mange usikre på om de har krav til å ha nødstrøm. Enkelte samfunnsfunksjoner oppgir selv å ikke ha tilfredsstillende nødstrøm til tross for klare pålegg [15].

Nedenfor gjengis hovedfunnene fra undersøkelsene i Nordland og Vestfold:

- Det er viktig at det blir tatt høyde for langvarig svikt i infrastruktur i både private og offentlige virksomheter.
- Enkelte sektorer, blant annet drivstofforsyningen, har mangler når det kommer til nødstrøm, men har heller ingen krav til å ha det på plass. Konsekvensen av langvarig strømstans vil raskt smitte over på samferdselssektoren, noe som også vil påvirke etterforsyning av drivstoff til de som har nødstrøm.
- Funnene i kartleggingen peker på at det er behov for å styrke egenberedskapen og øke robusthetene i kritisk infrastruktur.
- Det er avgjørende at samfunnsviktige virksomheter blir bevisst på avhengigheten av både elektrisitet og elektroniske kommunikasjonssystemer, samt vurderer hvordan sårbarheten i egen virksomhet kan reduseres og hvilke tiltak som skal settes inn ved bortfall av strøm.
- Kunnskap om nødstrøm og egenberedskap ved bortfall av strøm, samt hvilke krav som stilles til nødstrøm (der dette er på plass), er en viktig forutsetning for god egenberedskap. Mange opplyser at de er usikre på hvilke krav til nødstrøm som gjelder for dem.
- Utredningen synliggjør viktigheten av å samordne beredskapsplanleggingen med de ulike sektorområdene og virksomhetene innen kommunens geografiske område.
- Funnene fra de to delanalysene underbygger en hypotese om at samfunnet går mot en økende sårbarhet overfor langvarig strømbrudd, med mindre sårbarhetsreducerende tiltak blir introdusert.

4 Driftsforstyrrelser og redusert overføringskapasitet på utenlandsforbindelsene

Mellom Norge og utlandet er det kraftoverføringsforbindelser med både vekselspanning (AC – alternating current) og likespenning (DC – direct current).

Vekselspanningsforbindelsene til utlandet går hovedsakelig til Sverige, men også til Finland. Dette er forbindelser innad i det nordiske synkronområdet. I tillegg er ett aggregat i Boris-Gleb kraftverket i Russland tilknyttet det nordiske synkronområdet.

Fra Norge er det likestrømsforbindelser til det synkrone kraftsystemet i kontinental-Europa. Disse forbindelsene er Skagerrak 1 – 4 som går til Jylland, og NorNed til Nederland. Skagerrak 1 + 2 ble idriftsatt i 1976, Skagerrak 3 i 1993, NorNed i 2008 og Skagerrak 4 ble idriftsatt i 2014. Disse kablene har en samlet utvekslingskapasitet på 2 400 MW. Statnett har fått konsesjon til å bygge og drifte ytterligere to nye utenlandsforbindelser, som nå er i utbyggingsfasen. NordLink til Tyskland med en kapasitet på 1 400 MW, er planlagt å være i kommersiell drift fra 2020 [16]. North Sea Link (NSL) som vil gå til England vil få en kapasitet på om lag 1 400 MW, og er planlagt ferdigstilt i 2021 [17]. Fra det nordiske synkronområdet går det ytterligere kabler fra Sverige og Finland til Tyskland, Polen, Litauen, Estland og Russland. Status for planlagte mellomlandsforbindelser i Norden er gitt i [1].

Likestrømskablene til det kontinentaleuropeiske synkronområdet påvirker driften av det nordiske kraftsystemet. Økt overføringskapasitet mellom synkronområdene muliggjør utnyttelsen av de ulike egenskaper til kraftsystemene i Europa og Norden. Samtidig vil store endringer i flyten inn og ut av det nordiske synkronområdet kunne medføre økte strukturelle ubalanser og dermed at driften av kraftsystemet blir mer krevende.

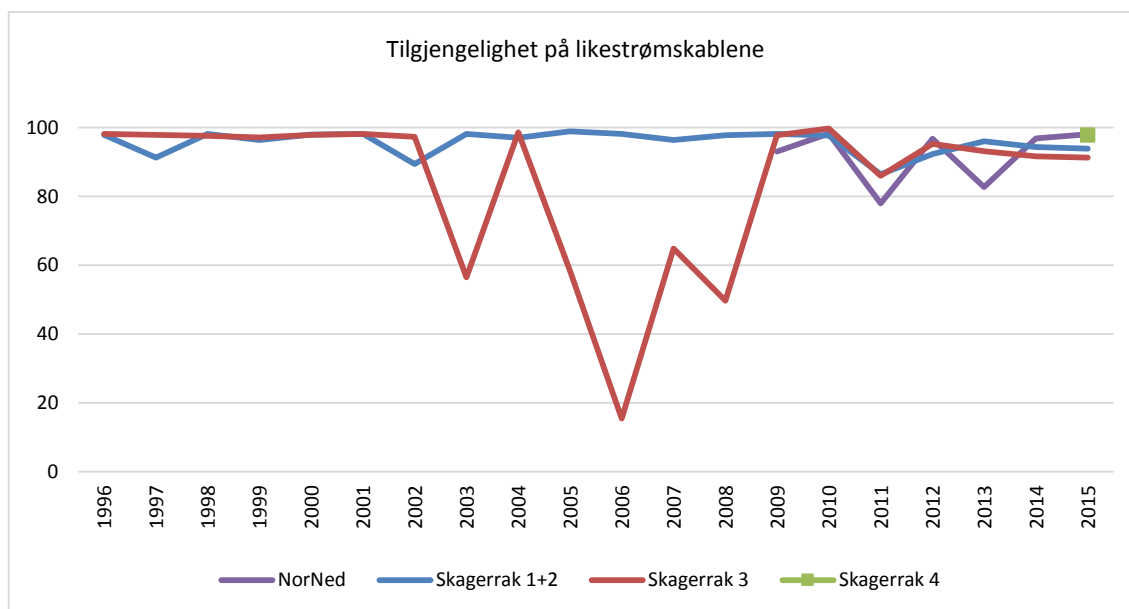
Utenlandsforbindelsene har stor betydning for kraftsystemet og det er generelt viktig med høy tilgjengelighet på disse. Dette gjelder både AC- og DC-forbindelsene. Forventet handelskapasitet på utenlandsforbindelser har betydning for kraftprodusenters disponeringer. Dersom svært langvarige utfall inntreffer i kombinasjon med en svak hydrologisk balanse, vil det kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid. Feil på utenlandsforbindelsene vil imidlertid normalt ikke medføre avbrudd for sluttbrukere.

Det har ikke vært større perioder med nedetid på grunn av driftsforstyrrelser på utenlandskablene i 2015. Det har vært 10 driftsforstyrrelser på utenlandsforbindelsene hvor gjenopprettningstiden har vart mer enn en time. NO4 – SE2 (Ofoten – Nord-Sverige) var ute i 12 dager på grunn av is og mastehavari. Skagerrak 4 var ute to dager i desember pga. feil i en transformator i Danmark [1]. Tilgjengeligheten på NorNed var i 2015 98 % etter perioder med redusert tilgjengelighet etter hendelser i 2011 og 2013.

Årlig tilgjengelighet på kablene fra 1996 er gitt i Figur 9. Tilgjengeligheten¹⁴ på utenlandsforbindelsene siden de ble idriftsatt er ifølge Statnett [1]:

¹⁴ Tilgjengelighet på likestrømsforbindelsene i driftsfasen måles i henhold til den internasjonale standarden «Cigre's protocol for reporting the operational performance of HVDC transmission systems 14- 97 (Wg 04)».

- Skagerrak 1 + 2: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 95,35 % for perioden 1976 – 2015.
- Skagerrak 3: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 86,79 % for perioden 1993 – 2015.
- Skagerrak 4: Gjennomsnittlig tilgjengelighet i 2015 på 97,88 %. Forbindelsen var ute to dager i desember 2015 grunnet feil på en transformator i Danmark.
- NorNed: Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 87,11 % for perioden 2008 - 2015.



Figur 9: Tilgjengelighet på utvekslingskablene. Kilde: Tallgrunnlag fra Statnett [1]

Tilgjengelig handelskapasitet over kabelforbindelsene til utlandet avhenger ikke bare av tilgjengeligheten på kablene. Kapasiteten i nettet innenlands kan også sette begrensninger på mulig flyt på kablene.

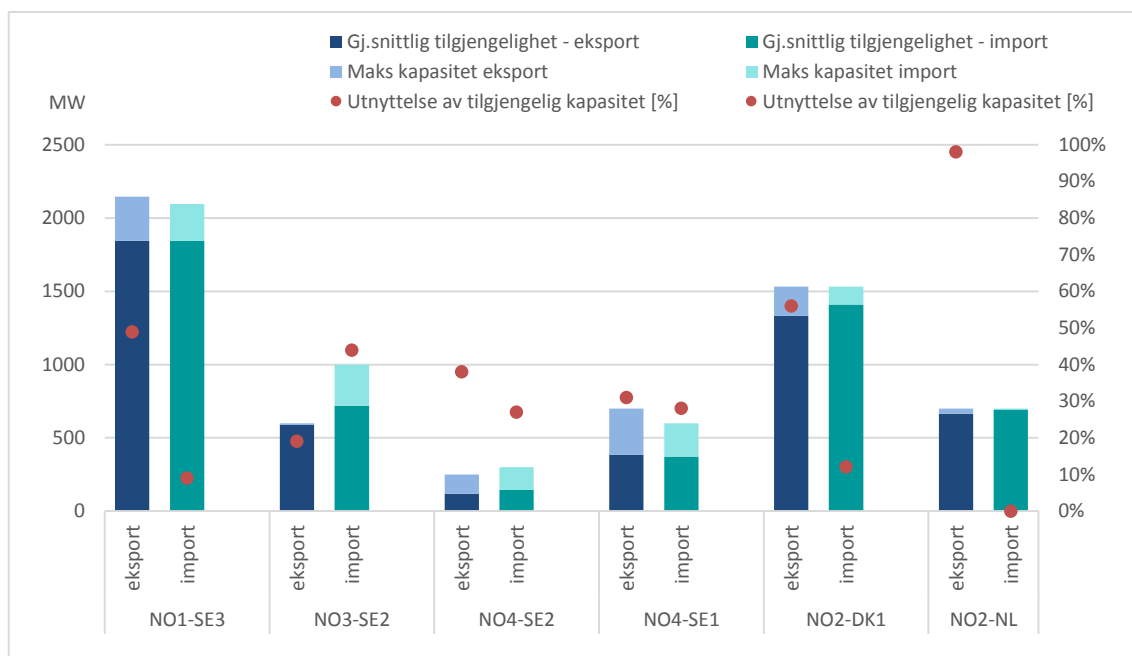
Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for både likestrømsforbindelser og vekselstrømsforbindelsene var for 2015 sett under ett om lag 77 % av teknisk maksimal kapasitet, både for eksport og import. Kapasitetens tilgjengelighet i gjennomsnitt per handelskorridor er gitt i Figur 10 og Tabell 2.

Varighetskurver for reduserte handelsgrenser mellom de ulike elspotområdene innad i Norge, og til Sverige, Danmark og Nederland er presentert i [1].

Nedenfor er årsak til reduserte handelsgrenser og tilgjengelighet for utenlandsforbindelsene i 2015 gitt i korte trekk. Oversikten er basert på [1].

- **NO2 - NL:** Utkoblet i august/september. Redusert i forbindelse med utkoblinger på Sørlandet.
- **NO2 - DK1:** Begrensninger i eksportkapasiteten i uke 1 - 8 som følge av høy last i Vestre Korridor (Sørlandet). Redusert grunnet feil på dansk side noen dager i mars. Det har vært flere perioder med revisjonsarbeid på en eller flere av polene. Redusert grunnet utkoblinger på Sørlandet gjennom sommerhalvåret.
- **NO1 - SE3:** Redusert grunnet feil på Halden-Skogsäter i januar og feil i Hasle i april. Hyppig redusert grunnet revisjonsarbeid fra april til oktober. Importkapasiteten redusert på grunn av snitt internt i Sverige.

- **NO3 - SE2:** Importkapasiteten fra SE2 redusert for å hindre handelstranstitt til NO3 via NO1. Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- **NO4 - SE1:** Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- **NO4 - SE2:** Hyppig redusert fra mars og ut året grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.



Figur 10: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2015, hentet fra Statnett [1].

Tabell 2: Kapasitetstilgjengelighet på utenlandsforbindelsene i 2015, hentet fra Statnett [1].

Handels- korridor	Import			Eksport		
	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gj.snitt [%]	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel maks. kapasitet [%]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gj.snitt [%]
NO1 - SE3	2 145	30 %	86 %	2 095	61 %	88 %
NO3 - SE2	600	98 %	98 %	1 000	21 %	72 %
NO4 - SE2	250	0 %	47 %	300	0 %	48 %
NO4 - SE1	700	0 %	55 %	600	0 %	62 %
NO2 - DK1	1 532	48 %	87 %	1 532	73 %	92 %
NO2 - NL	700	74 %	95 %	700	86 %	99 %

5 Driftsspenninger

I motsetning til frekvens påvirkes spenningen i hovedsak av lokale forhold. Alle nettselskap skal ha kontinuerlige målinger av bestemte spenningsparametere i et eller flere områder i høyspenningsnettet sitt¹⁵. For mindre selskap kan det være tilstrekkelig å ha ett måleapparat for å oppfylle kravet, mens større nettselskaper vil måtte ha flere måleapparater for å kunne registrere spenning i ulike karakteristiske områder i nettet sitt. I kapittel 13 er krav om rapportering av måledata beskrevet.

Den nominelle spenningen¹⁶ til en nettkomponent er den spenningen som komponenten er betegnet eller identifisert ved. Dette betyr ikke at komponentene til enhver tid vil driftes på den nominelle spenningen. Dersom spenningen over komponenter blir høyere enn hva de tåler vil dette kunne føre til skade på blant annet isolasjonen i komponentene. Nettkomponentene skal tåle spenninger som er høyere enn kontinuerlig maksimal driftsspenning. Hvor langvarige overspenninger en komponent vil tåle avhenger av varigheten og amplituden på overspenningen.

Systemansvarlig kan sette krav til nye anlegg eller endring av eksisterende anlegg i, eller tilknyttet regional- og sentralnettet¹⁷. I Statnetts veileder til funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) er det beskrevet krav til spenninger og varigheter som Statnett opererer nettet etter, og som systemansvarlig legger til grunn at utstyr må tåle uten å falle ut av nettet. I 300- og 420 kV nettet er normal driftsspenning henholdsvis 297 kV og 415 kV [18]. Nettet og tilknyttede anlegg skal kontinuerlig håndtere driftsspenninger opp til 300 kV og 420 kV. I begrensede perioder skal anlegget tåle høyere spenningsverdier.

For spenningsregulering kan systemansvarlig fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, i tillegg til at produksjonseenheter tilknyttet regional- og sentralnettet skal bidra med reaktiv effekt dersom det er teknisk mulig¹⁸. I kapittel 8 er kostnaden for denne tjenesten videre beskrevet.

Statnett har siden 2008 ført statistikk over antall minutter de stasjonære driftsspenningene har vært over eller under grenseverdier i stasjoner Statnett eier i sentralnettet. Statnett mottar varsel når spenningene går over 301 kV og 421 kV. Fordeling av antall varsler for spenninger over grenseverdiene i stasjoner i Statnetts region sør er gitt i Figur 11. Totalt var det i regionen 353 244 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

I region sør står Borgund stasjon for 33 % av spenningsvarslene. I følge Statnett er årsaken til at denne stasjonen så ofte overskrider grenseverdien at stasjonen forsynes radielt fra sentralnettet.

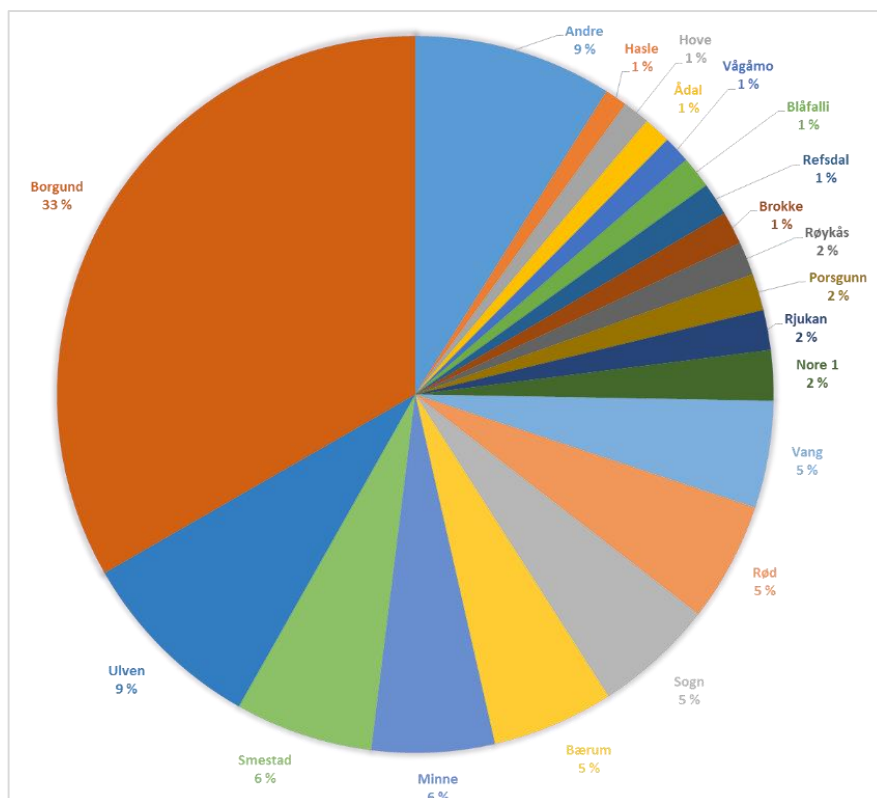
For de resterende stasjonsgruppene har Statnett oppgitt følgende årsaker til avvikene: Høye spenninger i Ulven skyldes avdekket målefeil på spenningstransformator. I Oslo har revisjoner medført at reaktive komponenter ikke har vært tilgjengelige til å kompensere for reaktivt bidrag fra kabelnettet. I Rød, Minne og Vang skyldes høye spenninger driftsforbud på reaktorer som følge av bryterhavari [1].

¹⁵ Jf. Leveringskvalitetsforskriften § 2A-2.

¹⁶ Definert i Leveringskvalitetsforskriften § 1-4 punkt 29, og Forskrift om elektriske forsyningsanlegg § 1-5

¹⁷ Jf. Systemansvarsforskriften § 14

¹⁸ Jf. systemansvarsforskriften § 15.



Figur 11: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 kV og 421 kV i Statnetts region Sør i 2015.
Kilde [1]

Det var i 2015 til sammen seks tilfeller der spenningen var over 305 kV eller 425 kV i mer enn tre minutter. Foruten stasjonene i Statnetts region Sør som er vist i Figur 11, oppsto det høy spenning ved overskudd av reaktiv effekt ved endring av last i separatområde, og feilinnstillinger ved produksjon av reaktiv effekt og autotrinnede trafoer.

I SMUPen¹⁹ skriver Statnett om arbeidet som er gjort for å forbedre driftsspenningen i sentralnettet. Aktuelle tiltak er å sette i drift kompenseringssanlegg, som reaktorer, kondensatorbatterier, fasekompensatorer eller statisk reaktiv kompensering (SVC). Andre tiltak er å samarbeide med industrikunder om reaktiv kompensering ved planlagt nedkjøring av stor last. Bruk av automatisk spenningskontroll (ASK) vil gi bedre automatisk styring av kompensatorene [19].

På Sørlandet blir driftsspenningen påvirket av eksport- og importflyt over NorNed- og Skagerakkablene. Spenningssituasjonen er spesielt sårbar om sommeren. Lavt forbruk og lav kortslutningsytelse i nettet medfører at små lastendringer gir større utslag på driftsspenningen.

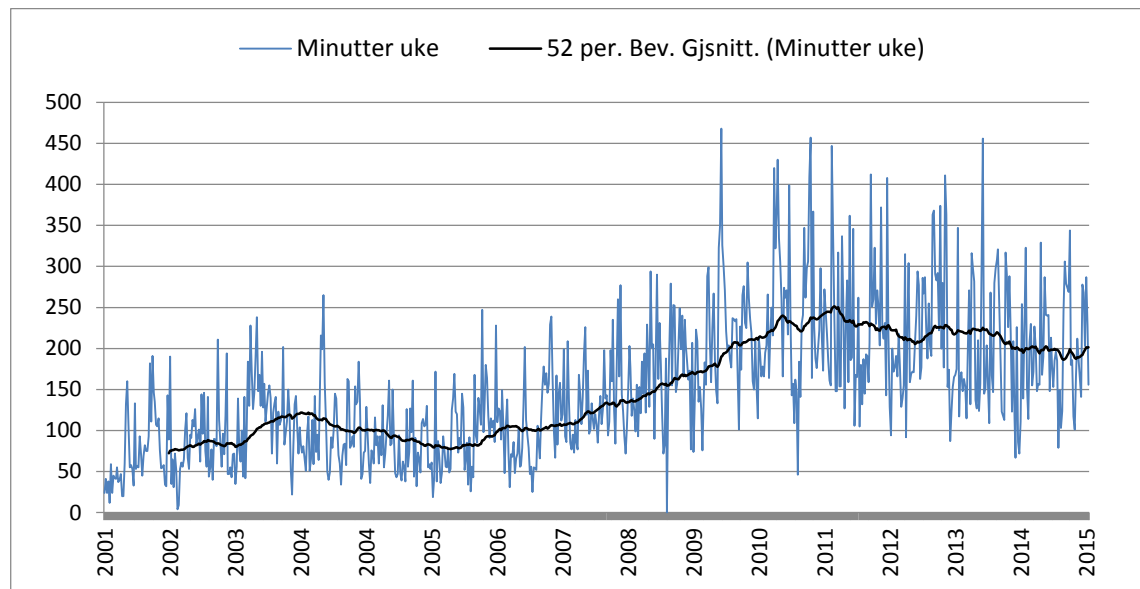
¹⁹ Statnetts Systemandriffs- og markedsutviklingsplan, sist utgitt i 2014.

6 Frekvenskvalitet

I kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk, det vil si at det alltid må produseres like mye effekt som det forbrukes. Systemets frekvens er et mål for denne balansen og sier noe om avvik mellom produksjon og forbruk, samt import eller eksport inn og ut av systemet. Ved mer produksjon og import enn forbruk og eksport stiger frekvensen, og omvendt ved mer forbruk enn produksjon. I henhold til nordisk systemdriftsavtale²⁰ skal frekvensen i det nordiske kraftsystemet normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz [20].

Frekvens utenfor det fastsatte intervallet i systemdriftsavtalen betegnes som frekvensavvik og frekvenskvaliteten måles ved å registrere antall minutter med frekvensavvik. Frekvensavvik medfører mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokker går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har den ønskede funksjonalitet [21].

Det er Statnett som systemansvarlig sin oppgave å sørge for frekvensreguleringen og sikre momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid²¹. De nordiske TSOene har i felleskap satt et måltallet for akseptabel frekvenskvalitet på 10 000 minutter per år [1].



Figur 12: Utvikling for frekvenskvaliteten (minutter per uke utenfor normalfrekvensbåndet) i perioden 2001 til 2015. Kilde [1]

Figur 12 viser utviklingen i antall minutter per uke med frekvens utenfor normalfrekvensbåndet i perioden 2001 – 2015. Som vist i figuren har antall minutter med frekvensavvik hatt en negativ utvikling siden 2005. Høyest frekvensavvik var det i 2011 med en topp på over 12 000 minutter utenfor normalfrekvensbåndet. De siste årene har frekvenskvaliteten forbedret seg, noe som i kan skyldes ulike tiltak Statnett og de andre nordiske TSOene har satt i gang for å bedre frekvenskvaliteten. I 2015 var det 10 616 minutter med frekvensavvik. Dette tilsvarer omtrent 7,4 døgn eller 2,0 % av tiden i 2015, noe som er på nivå med frekvensavviket i 2014.

Det er flere årsaker til økende frekvensavvik i det nordiske kraftsystemet fra år 2000. I årsrapport fra systemansvarlig peker Statnett på at hovedårsakene til det økte frekvensavviket er

²⁰ Nordisk systemdriftsavtale er en avtale mellom de nordiske TSOene (Energinet.dk, Fingrid Oyj, Statnett SF og Svenska Kraftnät) om driften av det sammenkoblede nordiske kraftsystemet. Se [19].

²¹ Jf. systemansvarsforskriften § 4 bokstav a).

avviklingen av nasjonal balanseregulering ved innføring av felles nordisk regulerkraftmarked, økt kabelkapasitet mot utlandet og dermed økt utveksling mellom det nordiske og omkringliggende systemer, økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling), økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nærmere maksimal overføringskapasitet og økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske og omkringliggende systemer. Noen av årsakene er drøftet i korte trekk under, og punktene er utdypende beskrevet av Statnett i [1].

Energimarkedet har timesoppløsning, og skal sørge for planlagt balanse for hver time samlet sett. Mens produksjon og import/eksport ofte kan ha store volumendringer ved timeskift, endres imidlertid forbruket i større grad løpende gjennom timen. Timesoppløsningen medfører dermed strukturelle ubalanser, som normalt er størst i perioden før og etter timeskift, og større om morgenen og ettermiddagen når endringer i forbruk, produksjon og utveksling med utlandet er størst. Flere utenlandskabler vil isolert sett øke de strukturelle ubalansene.

I dag er det restriksjoner på hvor fort flyten på kablene tilknyttet det nordiske synkronområdet kan endres og hvor lang tid som kan benyttes til endringen, såkalte rampingrestriksjoner. Endringen i flyten skjer i dag i løpet av 20 minutter, med 10 minutter på hver side av timeskift. Da det er utfordrende å sørge for at produksjonsendringene skjer helt i takt med endringene flyten over kablene, vil den relativt hurtige endringen i flyten på kablene bidra til økte ubalanser og dermed frekvensavvik. I følge Statnett er dagens regelverk for ramping utformet slik at hver ny kabelforbindelse øker utfordringene for det nordiske synkronområdet.

Økt overføringskapasitet ut av Norge betyr at produksjonen i større grad blir påvirket av produksjonsmønsteret også utenfor Norden. Ved høy utveksling av effekt mot utlandet øker også flaskehalsene innad i Norge. Statnett ser at det er en sammenheng mellom antall minutter med frekvensavvik per uke og lengde og varigheten av flaskehalsene. Dette kan skyldes at det kan bli krevende å håndtere både systembalansen og mange flaskehalser samtidig.

Utbyggingen av uregulerbar produksjon som vindkraft og småkraft påvirker også frekvenskvaliteten i systemet. Ved endringer i vindforhold vil for eksempel store mengder produksjon fra vindkraftverk i et område kunne endres på kort tid (15 - 30 min). I juni 2015 var det perioder hvor opptil 20 % av produksjonen i Norden er fra vind [22]. Fra 2006 til 2014 har det blitt installert 4 574 MW vindkraft i Sverige [23]. Det er viktig med gode prognoser for vindkraftproduksjonen for å unngå ubalanser og store reguleringsbehov. I Danmark er vindkraften noe mer forutsigbar, da Energinet.dk håndterer ubalanser hos vindkraft gjennom timesavregning og driftsplan med 5 minutter oppløsning, som kan oppdateres helt frem til driftstimen [24].

6.1 Tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

Statnett har rapportert om status for implementering av aktuelle tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten i [1]. Hovedpunktene er gjengitt under.

I 2013 ble det gjennomført to tiltak i Norden for å forbedre frekvenskvaliteten. I Sverige og Finland ble det innført krav til kvartersplaner på produksjon hvor det rampes mellom ulike timesverdier i de to kvarterene på hver side av timeskiftet.

Automatisk sekundærregulering²² (FRR-A) ble også implementert som en nordisk ordning i 2013. I 2014 økte man mengden innkjøpt FRR-A. Statnett skriver at det tilstrebes å effektiviserer anskaffelsen av reservene ved at det i større grad bør kjøpes inn reserver spesifikt i de timene behovet for FRR-A er forventet størst. Innkjøpsordningen som har vært har vist seg å gi uventet høye kostnader i enkelte av landene i Norden, og innkjøpet av FRR-A er stoppet fra årsskiftet 2016 inntil man har fått på plass en endelig nordisk ordning. TSOene i Norden har en tidsplan for å implementere felles nordiske markeds løsninger for FRR-A, hvor målet er at et nordisk kapasitetsmarked skal være klart i 2016/2017 og et aktiveringsmarked fra slutten av 2017. Den tekniske løsningen skal bygges videre på systemer som allerede eksisterer hos Statnett. Målet er økning av tilgjengeligheten på reguleringsressurser, forbedret frekvenskvalitet og reduksjon av kostnader [1].

De nordiske TSOene har siden 2014 arbeidet med et prosjekt for dempe frekvensoscillasjonene (svingninger i frekvensen) i det nordiske synkronsystemet. Prosjektet skal revidere og harmonisere kravene til hvordan kraftverkene leverer primærreserver (FCR-N og FCR-D) i Norden. I prosjektgjennomføringen er det også en referansegruppe som består av bl.a. kraftprodusenter, universiteter, leverandører av turbinregulatorer og bransjeorganisasjoner. Prosjektet jobber også med å fastsette et måltall for frekvenskvaliteten i Norden. Prosjektet vil resultere i tekniske krav og forslag til norsk implementering, og er forventet avsluttet i 2016 [25] [26].

Det er etablert et fellesprosjekt blant de nordiske TSOene for nærmere å vurdere innføring av finere tidsoppløsning i Norden. Målet til prosjektet er å utarbeide en anbefalt løsning for hvordan finere tidsoppløsning i balanseavregningen²³ kan implementeres i Norden, og hvilke markeder dette kan være relevant for [27].

²² Se kapittel 7 for beskrivelse av ulike systemtjenester og effektreserver.

²³ Balanseavregning er en sentral sammenstilling av planlagt forbruk, produksjon og bilateral handel, og virkelig forbruk og produksjon for alle selskap som handler med el-kraft i engrosmarkedet i Norge. Se www.statnett.no/Drift-og-marked/Kraftmarkedet/Balanseavregning/Nordisk-balanseavregning/

7 Bruk av systemtjenester og effektreserver

Den planlagte balansen mellom produksjon og forbruk fastsettes ved at markedene angir de priser og volum som på timesbasis gir en markedslikevekt. Det vil fremdeles oppstå ubalanser i løpet av driftstimen som følge av driftsforstyrrelser, rask endring i forbruk osv. For å sikre momentan balanse i drift og håndtere endringer i frekvensen har man utviklet ulike reservemarkeder som bidrar til å holde frekvensen på 50 Hz.

Systemansvarlig skal også håndtere flaskehalser i regional- og sentralnettet, samt forsikre seg om at spenningen holder seg innenfor hva komponentene tåler av termisk belastning. Til dette er systemansvarlig gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet gitt en rekke virkemidler for å kunne ivareta driften.

I dette kapitlet er systemansvarliges bruk av de ulike reservemarkedene, og systemtjenestene spesialregulering, produksjonstilpasning, systemvern og utveksling av reaktiv effekt presentert.

7.1 Primærreserver

Primærreserver er de første effektreservene som aktiveres når frekvensen endres som følge av ubalanser i systemet. Primærreserver kalles også FCR (Frequency Containment Reserves). Primærreguleringen foregår automatisk ved at kraftverk med turbinregulatorer hurtig regulerer opp eller ned produksjonen ved endring i frekvens. Når frekvensen beveger seg utenfor $50 \pm 0,1$ Hz aktiveres normaldriftsreservene (FCR-N) i kraftsystemet. Faller frekvensen under 49,9 Hz aktiveres driftsforstyrrelsesreservene (FCR-D) i kraftsystemet, og ved 49,5 Hz skal disse være fullt aktivert.

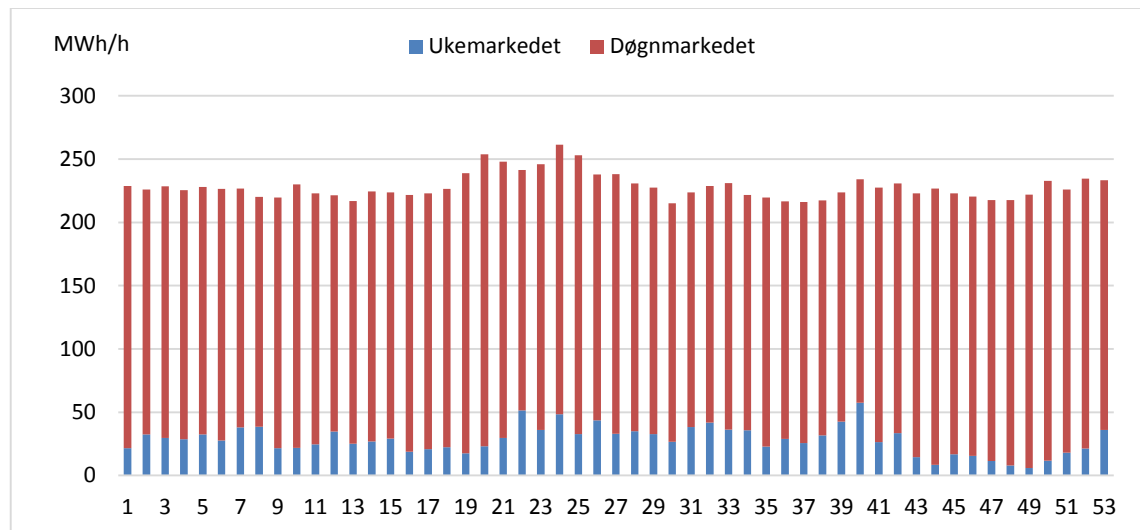
Det skal i utgangspunktet være nok FCR-D, slik at dimensjonerende feil²⁴ i kraftsystemet ikke fører til at frekvensen faller under 49,5 Hz. Ved en økende andel av tiden hvor frekvensen befinner seg i området 49,5 - 49,9 Hz, vil eksisterende FCR-D være bundet opp. Ved en ny feil i kraftsystemet vil det dermed ikke lenger være tilstrekkelig FCR-D til å håndtere denne. Minimumskrav til mengde primærreserver for å håndtere dimensjonerende feil i de ulike nordiske landene er gitt i henhold til nordisk systemdriftsavtale²⁵. Det handles primærreserver mellom landene i Norden.

Markedet for primærreservene består av et døgnmarked og et ukesmarked [5]. I tillegg er det krav til at alle kraftverk over 10 MVA som ikke deltar i den markedsbaserte leveransen av primærreserve må levere en minimumsleveranse ved en generell statikkinnstilling, som kalles grunnleveransen. Statikkinnstillingen bestemmer hvor mye pådraget på turbinen automatisk endres ved et gitt frekvensavvik. Aktørene som ikke deltar i døgn- eller ukesmarkedet får betalt en vedtatt sats for leveransen. Bakgrunnen for å fastsette et generelt krav til statikkinnstillinger er å sikre en geografisk fordeling av primærreserver i ulike deler av landet. Dette er spesielt viktig dersom områder kan falle i separatdrift. Markedet for primærreserver ble innført i 2008. Samtidig ble det generelle kravet til statikkinnstilling i Norge endret fra 6 % til 12 % [1]. Med

²⁴ Dimensjonerende feil er den feilen som medfører utfall av en hovedkomponent (produksjon, ledning, transformator, samleskinne, forbruk ect) og som har størst konsekvens på kraftsystemet av alle feilhendelser som har blitt tatt hensyn til [11]. Normalt er dimensjonerende utfall i Norge 1200 MW.

en lavere statikkinnstilling vil en liten endring i frekvens føre til en større endring i kraftverkets produksjon, og endringen vil bidra mer i gjenopprettelsen av balansen i systemet. Med en høyere generell statikkinnstilling blir endringen i pådrag mindre, og resultatet er at primærreservene utligner en mindre del av frekvensavviket. Sekundær- og tertiærreserver må da stå for en større del av gjenopprettelsen av nominell frekvens.

I Figur 13 er gjennomsnittlig innkjøp av primærreserver per time presentert per uke i 2015. Statnett gjør innkjøp av primærreserver basert på statistikk fra foregående og inneværende uke, forventet utvikling i forbruk, produksjon, eksport og planlagte generatorrevisjoner [1].



Figur 13: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver per uke i 2015. Kilde [1].

Behovet for innkjøp av primærreserver er normalt høyere på sommeren enn vinteren. Mange store kraftverk som vanligvis bidrar med regulerystelse er oftere ute til revisjon om sommeren enn ellers i året, fordi det er vanligvis lavere priser om sommeren enn om vinteren. Også i perioder med høye kraftpriser kan det være færre som ønsker å levere primærreserver, da dette krever at man holder igjen noe av produksjonskapasiteten for å kunne levere denne tjenesten.

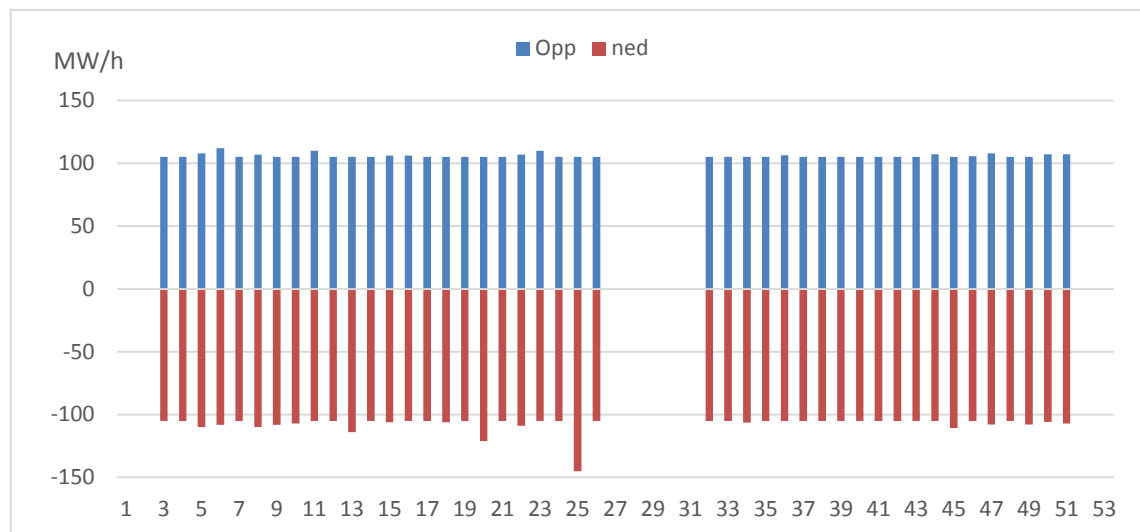
For å sikre tilstrekkelig med primærreserver vedtok Statnett å øke grunnleveransen sommertid til 6 % for aggregatene som ikke deltar i markedene [1].

7.2 Sekundærreserver

Sekundærreserver er automatiske reserver som skal avløse primærreservene ved å bringe frekvensen tilbake til normal verdi, slik at primærreservene blir frigjort til å håndtere ny endring i frekvens. Automatiske sekundærreserver kalles også Automatic Frequency Restoration Reserves (FRR-A) [6]. Som beskrevet i kapittel 6.1 ble systemet med automatiske sekundærreserver innført i Norden som en midlertidig ordning fra 2013. Det gjenstår fremdeles arbeid for å få på plass en permanent velfungerende nordisk markedsløsning for sekundærreserver.

Totalmengden innkjøpt sekundærreserver økte fra 2013 til 2014, og ble ytterligere økt i 2015. I 2014 ble det innkjøpt i overkant av 100 MW opp- og nedreguleringsreserver i snitt per time i starten på året, mens dette ble noe redusert vår og sommer, før mengden igjen økte i november og desember. I 2015 ble det innkjøpt i overkant av 100 MW opp- og nedreguleringsreserver i

snitt per time jevnt over hele året. For både 2014 og 2015 var det ikke innkjøp av sekundærreserver i ukene 52 - 2 rundt nyttår, og ukene 27 – 31 (34) på sensommeren. I Figur 9 er innkjøp av sekundærreserver for 2015 presentert.



Figur 14: Gjenomsnittlig timesinnkjøp av sekundærreserver per uke i 2015. Kilde [1].

De nordiske TSOene handler sekundærreserver mellom landene. I 2014 igangsatte Statnett og Svenska Kraftnät et pilotprosjekt hvor det ble reservert overføringskapasitet mellom Sverige og Norge for utveksling av sekundærreserver, kalt 'Hasle-piloten' [28].

7.3 Tertiærreserver (Regulerkraft)

Tertiærreserver (Regulerkraft) benyttes til å redusere ubalanser mellom forbruk og produksjon for å avlaste generatorene som har respondert med automatisk primær- eller sekundærregulering, og til å håndtere regionale flaskehalser. Tertiærreserver kalles også Manual Frequency Restoration Reserves (FRR-M) [7].

Norden har siden 2000 hatt et felles regulerkraftmarked (RKM). Gjennom nordisk systemdriftavtale er de ulike nordiske TSOene pliktig til å ha nok tilgjengelig regulerkraft til å kunne håndtere en dimensjonerende feil i sitt nettområde. Fra vinteren 2014 / 2015 justerte Statnett ned sitt krav til reguleringsreserve fra 2 000 MW til 1 700 MW. 1 200 MW av disse er minimumsmengden for å kunne håndtere dimensjonerende feil, og Statnett anskaffer i tillegg reguleringsreserver på 500 MW for å dekke ubalanser innad i Norge [7].

Både produksjon og forbruk kan anmelde pris for å regulere opp eller ned produksjon eller forbruk i RKM. Budene blir samlet i en felles nordisk budliste. Gitt at reguleringsbud er anvendelige, og ikke er utilgjengelige på grunn av en flaskehals i nettet, blir i hovedsak de rimeligste budene aktivert først.

Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM)

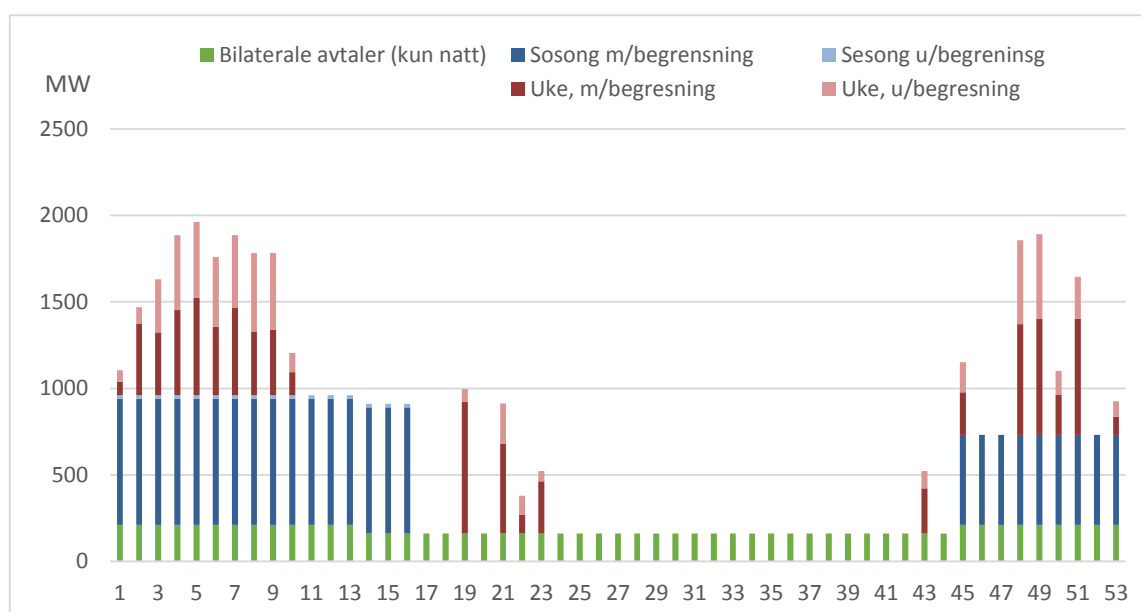
Det vil ikke alltid være tilstrekkelig mengde produksjon og forbruk som anmelder regulerkraft i RKM. Dette kan være situasjoner med høy eksport til utlandet, høyt forbruk innenlands og høye elspotpriser hvor produsenter vurderer det mer lønnsomt å produsere kraft enn å holde tilbake produksjonskapasitet for å tilby denne inn som oppreguleringsressurser i RK.

For at det skal være nok tilgjengelig regulerkraft til å balansere kraftsystemet, sikrer Statnett tilgang på reguleringsressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og gjennom bilaterale avtaler [7].

I RKOM får produsenter og forbrukere betalt for å garantere at de deltar i RKM. RKOM er delt i to ulike produkter, RKOM-med begrensinger hvor det kan være begrensinger i når eller hvor lenge reguleringsressursene er tilgjengelige, og RKOM-høykvalitet, som ikke skal ha begrensinger på når opsjonene kan aktiveres.

RKOM er delt i et RKOM-sesongmarked, hvor aktørene som ønsker forutsigbarhet tilbyr opsjon på å delta i RKM gjennom hele vintersesjonen (vanligvis uke 45 til 16), og et RKOM-ukemarked hvor aktørene tilbyr opsjon for å delta i RKM på ukesbasis.

I Figur 11 er Statnetts innkjøp i RKOM og bilaterale avtaler for 2015 presentert.



Figur 15: Kjøpte RK-opsjoner i RKOM, uke- og sesongmarked og bilaterale avtaler fordelt ukesvis for 2015. Figur basert på [1] og [7].

I 2015 var første gang det var behov for å sikre regulerkraftreserver i RKOM så sent som i juni måned. Behovet for RKOM er hovedsakelig november til mars, men innkjøpene fra 2015 viser at det også kan være behov for å sikre opsjoner på regulerkraft så sent som i mai/juni.

7.4 Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlisten som blir benyttet utenom prisrekkefølge. Flaskehalser i regional og sentralnettet som ikke håndteres ved bruk av elspotområder, skal systemansvarlig normalt håndtere ved bruk av regulerkraftmarkedet²⁶. Systemansvarlig dekker merkostnaden som oppstår ved spesialregulering, mens ordinære reguleringer inngår som del av balanseoppgjøret aktørene mellom.

Spesialregulering benyttes for eksempel ved overskuddsflaskehalser, dvs. når produksjonsønsket i et område er større enn den fysiske eksportkapasiteten ut av området. I

²⁶ Systemansvarsforskriften § 5

slike tilfeller nedregulerer Statnett anmeldt produksjon slik at faktisk produksjon tilsvarer summen av forbruk og eksportkapasitet. Tilsvarende benyttes spesialregulering når forbruket overstiger summen av anmeldt produksjon og importkapasitet. I tillegg blir det brukt noe spesialregulering som følge av spenningsproblemer, feilhåndtering i forbindelse med inn- og utkobling av linjer og lignende. Tabell 3 og Tabell 4 gir en oversikt over henholdsvis mengde spesialregulert produksjon i GWh og kostnad for spesialregulering fordelt på årsak i perioden 2007 – 2015.

Tabell 3: Mengde [GWh] spesialregulering i perioden 2007 – 2015. Kilde [1].

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Regulert kvantum opp	398	377	399	542	381	242	366	804	528
Regulert kvantum ned	1681	566	791	318	638	791	475	1 159	1 000
Totalt	2 079	943	1 190	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528

Tabell 4: Kostnader ved spesialregulering [MNOK] i perioden 2007 – 2015. Kilde [1].

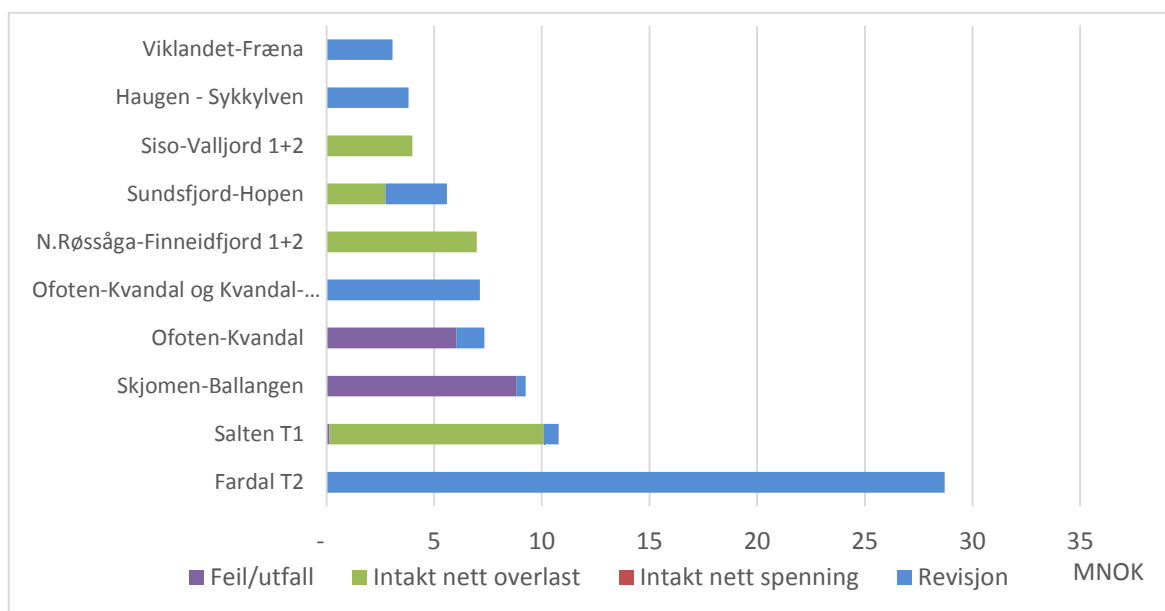
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Intakt nett, overlast	54	50	50	75	44	44	38	84	45
Intakt nett, spenning	5	6	8	28	-	2	1	4	2
Revisjoner	50	38	75	32	57	54	43	159	88
Feil/utfall	6	19	18	5	46	19	20	20	29
Annet	1	4	4	2	1	2	2	3	9
Totalt	116	117	155	142	148	121	104	270	173

Årsak til spesialregulering er delt inn i fire hovedtyper: intakt nett, revisjoner, feil/utfall og annet²⁷. Størstedelen av spesialreguleringskostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et begrenset tidsrom. Historisk er det derfor store variasjoner fra år til år når det gjelder samlet og områdevis bruk av spesialregulering.

Halvparten av spesialreguleringskostnadene for 2015 skyldes revisjoner. Spesialreguleringskostnaden for byggingen av ny 420 kV linje fra Ørskog til Sogndal var 35 MNOK i 2015. Til sammenligning var spesialreguleringskostnadene for samme linje 97 MNOK i 2014. Linjen er forventet ferdigstilt i 2016. Statnett forventer derfor at spesialreguleringskostnadene som følge av utkoblinger/revisjoner vi bli lavere de kommende årene. I forbindelse med byggingen av Ørskog - Sogndal ble det benyttet produksjonstilpasning i kombinasjon med spesialregulering. Produksjonstilpasning er nærmere beskrevet i kapittel 0.

Andre revisjoner som ga store spesialreguleringskostnader i 2015 var Ofoten - Hammerfest 15 MNOK og spenningsoppgradering av sentralnettet på Sør-Vestlandet, «Vestre Korridor», 2,4 MNOK.

²⁷ 'Annet' i denne sammenheng består av en sum av spesialreguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, spenningsforhold, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.



Figur 16: De ti dyreste spesialreguleringsårsakene i 2015. Kilde [1].

I Figur 16 er det gitt en oversikt over de ti dyreste enkeltårsakene til spesialregulering i 2015. Statnett har gitt en beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringskostnadene gitt i Figur 16 [1]:

- *Fardal T2*: Transformatoren ble koblet ut i juni og skapte en flaskehals på gjenværende transformator i Fardal, med behov for nedregulering. T2 ble koblet inn mot nye Sogndal stasjon i slutten av september.
- *Salten T1*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav / høy produksjon i Salten-nettet. Det har vært perioder med reguleringsbehov gjennom hele året.
- *Skjomen - Ballangen*: Linjen var ute i to uker i februar grunnet mastehavari. Ga anstrengt drift nord for Narvik med behov for oppregulering.
- *Ofoten - Kvandal*: Uvær 29. januar førte til mange utfall i nettet nord for Ofoten, deriblant Ofoten - Kvandal, og ga store behov for oppregulering. Linjen var også utkoblet i august/september.
- *Ofoten - Kvandal og Kvandal - Kanstadbotn*: Linjene var utkoblet i september/oktober og ga behov for oppregulering i nettet nord for Ofoten.
- *N. Røssåga - Finneidfjord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det har vært perioder med reguleringsbehov gjennom hele året, hovedsakelig oppregulering
- *Sundsfjord - Hopen*: Flaskehals ved intakt nett og revisjon. Oppstår som følge av lav/høy produksjon i Salten-nettet.
- *Siso - Valljord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav produksjon i Saltennettet. Det var behov for oppregulering i januar, april og mai.
- *Haugen - Sykkylven*: Utkobling av linjen gav en flaskehals på gjenværende 132kV - linje ut fra Haugen stasjon med behov for nedregulering. I 2015 var linjen var utkoblet første halvdel av januar.
- *Viklandet - Fræna*: Linjen var utkoblet i mai/juni. Dette gav en flaskehals inn til Mørenettet med behov for oppregulering.

7.5 Endring av produksjon gjennom driftstimen eller over timesskift

Energimarkedene sikrer at det er planlagt balanse for hver time samlet sett. Produksjon og flyt på likestrømskabler planlegges og endres etter timesoppløsningen i energimarkedene, mens energiforbruket endres løpende gjennom timene i døgnet. Dette fører til ubalanse mellom produksjon, utveksling og forbruk innad i timen, som fører til strukturelle ubalanser i kraftsystemet. Systemansvarlig har virkemidler for å utjevne endring i produksjon innad i timesskift eller over timesskift, for å sikre balanse.

Kvartersjustering (Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer)

Systemansvarlig kan kreve at produksjonsplanen endres i mindre sprang og angis med kvartersverdier dersom ønsket produksjonsendring er over en grense fastsatt av systemansvarlig²⁸.

Systemansvarliges krav til kvartersplaner er beskrevet i [29]. Statnett har satt krav til at dersom summen av produksjonsendring over et timesskift er større enn 200 MW må produsenten fordele produksjonsendringen symmetrisk i flere like trinn på hver side av timesskift. Dette kravet gjelder for all fleksibel kraftproduksjon og i sum produksjon per elspotområde.

Dersom produksjonsendringen er mellom 200 MW og 400 MW skal 1/3 av produksjonen kjøres opp eller ned et kvarter før timesskift, 1/3 ved timesskift, og 1/3 et kvarter etter timesskift. Hvis produksjonsendringen er større eller lik 400 MW skal produksjonsendringen deles opp i fire deler, hvor 1/4 av endringen skal gjøres 30 og 15 minutter før og etter timesskift.

Kravene til kvartersjustering ble endret sommeren 2015, i forbindelse med at Statnett innførte mulighet for produsentene å tilby produksjonsglatting. Gjeldende krav til kvartersjustering tilsvarende nå kravene til kvartersplaner som ble innført i Sverige og Finland fra 2013.

Kvartersjusteringen er ikke definert som et eget produkt i Statnetts driftssystem LARM, og Statnett kan derfor ikke rapportere om omfanget på kvartersjustering.

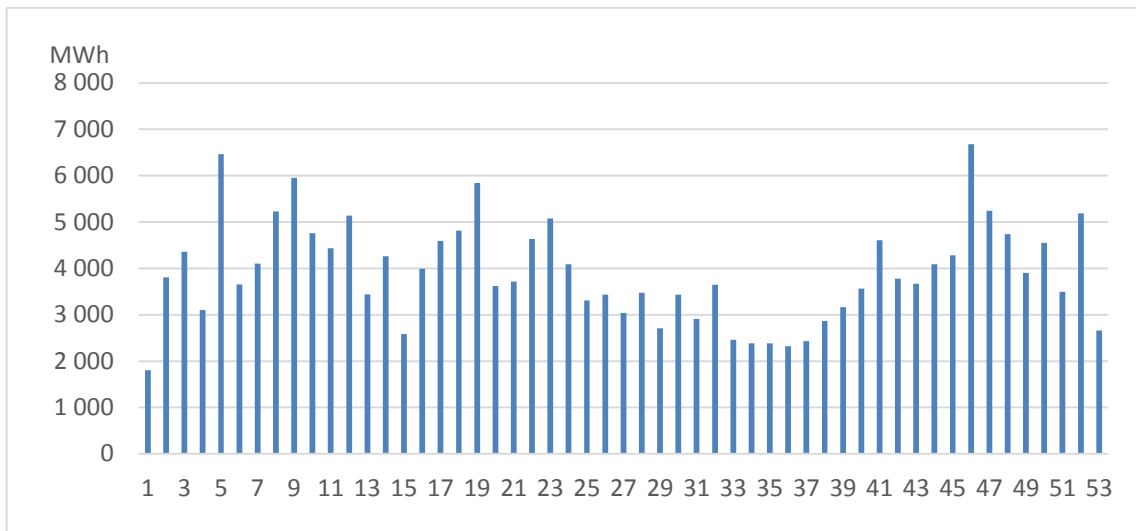
Lastfølging (Kvartersflytting)

Et annet virkemiddel for å utjevne strukturelle ubalanser er lastfølging (kvartersflytting). I forskriften om systemansvaret i kraftsystemet er systemansvarlig gitt muligheten til å framskynde eller utsette planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter²⁴.

Lastfølging vil si at systemansvarlig under drift bestiller fra produsentene framskyndingen av produksjonen et kvarter frem i tid, eller utsettes et kvarter. Dersom systemansvarlig ønsker at en produsent skal flytte produksjonen frem i tid informerer Statnetts landssentral aktøren om dette minimum 30 minutter før planlagt produksjonsendring [30]. Omfanget av kvartersflytting av produksjon for 2015 er presentert i Figur 17.

Systemansvarlig skal betale produsenten for denne tjenesten. Betalingen skal fastsettes med utgangspunkt i aktuelle markedspriser²⁶. I Statnetts årlige vedtak om betaling for systemtjenester er betaling for tjenesten beskrevet i [31].

²⁸ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 8, femte ledd



Figur 17: Omfang av kvartersflytting av produksjon per uke for 2015. Kilde [1].

Produksjonsglatting

Sommeren 2015 innførte Statnett muligheten for produsenter til å tilby produksjonsglatting. Produsenter som har døgnbemannet driftssentral, fleksibel kraftproduksjon og som jevnlig har produksjonsendringer over 200 MW per elspotområde per time kan delta. Systemansvarliges krav for ordningen er beskrevet i [32].

Ved produksjonsglatting blir produsentene som er med på ordningen fritatt for kravene ved kvartersjustering, men må i stedet sende inn sine planlagte produksjonsplaner kvelden før neste driftsdøgn. Statnett gjør så en analyse av behovet i systemet påfølgende dag for flytting eller justering av produksjonen, og sender en bestilling til produsentene for justeringer av produksjonsplanene i kvartersintervaller. Justeringene i produksjon vil da ikke nødvendigvis være symmetriske rundt timesskift, men tilpasset forventet endringer i produksjon, eller flyt over likestrømskablene [1].

Bakgrunnen for Statnetts innføring av produksjonsglatting var behovet for å justere kravene til produksjonsplaner ved store produksjonsendringer, for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC-kablene. Samtidig undersøker Statnett modeller for innføring av kontinuerlig ramping av HVDC-kablene for å redusere de strukturelle ubalansene i systemet.

Statnett rapporterer at produksjonsglatting har fungert etter hensikten ved at de strukturelle ubalansene har blitt redusert, men at man også har oppdaget noen svakheter. Statnett anser produksjonsglattingen som en midlertidig ordning inntil den kan avløses av en mer markedsbasert ordning. Kvartersoppløsning i noen eller alle energimarkedene kan være slike løsninger [1].

7.6 Produksjonstilpasning

Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å tilpasse sine produksjonsplaner til eventuelle begrensninger som har oppstått i nettet på grunn av revisjoner eller driftsforstyrrelser²⁹. Dette kalles produksjonstilpasning. I april 2014 utvidet Statnett sin praksis og produksjonstilpasning benyttes nå i områder med begrenset kapasitet i lengre tidsrom, i tillegg til ved separatområder eller områder med flaskehalsbegrensninger der det kun er én produsent eller der det kun er én produsent som vanligvis deltar i regulerkraftmarkedet.

Produsentene blir ikke kompensert for tapt produksjon når de er pålagt produksjonstilpasning. Statnett har ikke anslått hvor mye produksjonstilpasningen har kostet samfunnet/produsentene, da Statnett ikke har grunnlag for å vite hvor mye som ville blitt produsert dersom produksjonstilpasningen ikke ble pålagt.

Tabell 5: Oversikt over områdene med størst mengde produksjonsbegrensning. Volum produksjonstilpasning er angitt som redusert kapasitet til produksjon i forhold til maks installert produksjonskapasitet bak begrensende snitt. Kilde [1].

Nettområde	Volum produksjonstilpasning [MWh]	Antall timer
Indre Sogn	645 750	687
Sunnmøre og Sogn og Fjordane	405 096	1 048
Vinje	121 752	878
Salten	118 330	903
Odda	116 260	390
Østerdalen	66 096	216
Andre nettområder	246 622	3 076
Sum	1 719 906	7 198

Systemansvarlig fattet 97 vedtak om produksjonstilpasning i 2015. Oversikt over områdene med størst mengde produksjonsbegrensning er gitt i Tabell 5. Totalt produksjonstilpasset volum i 2015 utgjorde 1,7 TWh. Dette er ikke å anse som tapt produksjon, da det ikke er gitt at kraftverk måtte slippe vann forbi turbinene, eller at kraftverkene ville produsert full effekt under produksjonstilpasningen. Men volumet viser mengden produksjon som potensielt ikke kunne produseres i perioden under produksjonstilpasning. I Indre Sogn ble det pålagt produksjonstilpasning i til sammen 687 timer i september – november. Videre ble områdene Sunnmøre og Sogn og Fjordane berørt på grunn av planlagte utkoblinger på linjene Fardal – Høyanger, Fardal – Mel og Åskåra – Svelgen i til sammen 1 048 timer. Tabell 5 angir omfang av produksjonstilpasning i de ulike nettområder. Oversikt over de ulike pålagte produksjonstilpasningene er gitt i vedlegg 2.

²⁹ Systemansvarforskriften § 8 åttende ledd.

7.7 Systemvern

Systemvern er en samlebetegnelse på automatiske tiltak som styres av bestemte hendelser i nettet. Systemvern kan grovt sett deles i fire hovedgrupper: produksjonsfrakobling (PFK), belastningsfrakobling (BFK), nettsplitting og nødeffekt på HVDC-forbindelsene.

Systemvern er enten hendelses- eller frekvensstyrte. Førstnevnte responderer på bestemte hendelser i nettet, for eksempel utfall eller overlast av bestemte komponenter, mens sistnevnte responderer på lav frekvens i synkronområdet. Disse løser ut ved ulike grader av underfrekvens. Systemansvarlig anser alle systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens til å være hendelsesstyrt.

Produksjonsfrakobling benyttes for å øke overføringskapasiteten i definerte snitt. Ved at utvalgte kraftstasjoner automatisk kan kobles ut ved bryterfall eller kritisk overlast i nettet, kan overføringsgrensene settes høyere enn det som ville vært tilfelle uten systemvernet.

Belastningsfrakobling benyttes i tre tilfeller: (1) For å redusere konsekvensene av feil. I områder med begrenset nettkapasitet ved utfall av enkeltkomponenter benyttes belastningsfrakobling for å redusere konsekvensene av en feil i nettet. Denne typen systemvern reduserer de lokale konsekvensene ved en driftsforstyrrelse. (2) For å redusere konsekvensene av uønsket lav frekvens. Alle de nordiske landene bidrar med frekvensstyrt belastningsfrakobling for å hindre nettsammenbrudd ved mer omfattende feil enn det som er normalt å dimensjonere nettet for. 30 % av norsk forbruk er tilknyttet frekvensstyrt belastningsfrakobling. Første utkoblingstrinn er ved frekvens på 48,7 Hz. (3) For å øke overføringsgrensene i definerte snitt. Det er i hovedsak industrikunder som har installert slike systemvern. I de tilfeller det ikke er større forbrukskunder i området kan deler av alminnelig forsyning være midlertidig tilknyttet et slikt vern.

Statnett har interne kriterier som sier at de ikke skal basere seg på bruk av BFK når de planlegger nytt nett. Hendelsesstyrt systemvern som kobler ut sluttbrukere i distribusjonsnettet er kun tillatt som midlertidig løsning³⁰. Ved etablering av slike systemvern, skal systemansvarlig skriftlig rapportere dette til NVE sammen med en fremdriftsplan for avvikling av systemvernet. Hendelsesstyrte systemvern som kobler ut sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett er i dag etablert i Bergensområdet og i Akershus. Systemvernet i Bergensområdet vil avvikles når den planlagte forbindelsen Modalen – Mongstad – Kollsnes settes i drift. Systemvernet i Akershus vil avvikles når Frogner stasjon er ferdig bygget om og dimensjonert for de aktuelle kortslutningsstrømmer.

Nettsplittingsvern benyttes for å dele opp nettet ved kritisk overlast. Dette gjelder i hovedsak ved utfall av linjer. Nettsplittingsvern gjør at overføringskapasiteten i nettet kan settes høyere enn ellers.

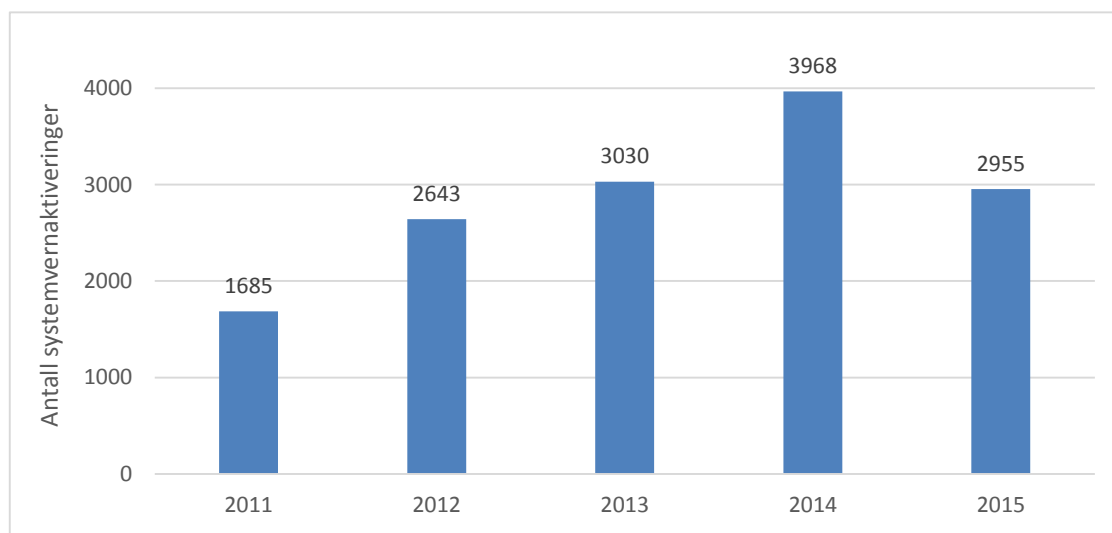
Nødeffekt på HVDC-forbindelsene er systemvern som reduserer overføring på utlandskabler ved overlast eller utfall på spesifikke linjer.

Innenfor de fire hovedkategoriene er det noen systemvern som nesten alltid står på, og noen der status er avhengig av lastflyten i nettet. Behovet varierer sterkt fra årstid til årstid og år til år, avhengig av om det aktuelle området har eksport eller import. For systemvern som løser ut ved utfall er det viktig at verninstillingene er riktig i forhold til den gjeldende kraftflyt. Dette skyldes at et vern som er designet for å øke eksporten ut av et område vil gjøre situasjonen verre dersom utløsning skjer i en importsituasjon. Systemvern som skal beskytte mot overlast kan i større

³⁰ Systemansvarsforskriften § 21

grad alltid være aktivert, fordi de ikke vil bli utløst uten overlast. Vernfunksjonen vil dermed alltid avlaste systemet og redusere overlasten.

De siste årene har det vært en økning i installasjon og bruk av systemvern. Systemansvarlig kan pålegge konsesjonær å aktivere eller deaktivere systemvern i regional- og sentralnettet³¹. Figur 18 viser antall systemvernaktiveringer systemansvarlig pålagt konsesjonærene fra 2011 til 2015.



Figur 18: Antall systemvernaktiveringer systemansvarlig har pålagt konsesjonærene i perioden 2011 – 2015.

I antall systemvernaktiveringer inngår aktivering, deaktivering og endring av innstillinger (for eksempel hvor mange generatorer som omfattes av systemvernet). Økningen i antall aktiveringer kan tilskrives en økning i antall installerte systemvern de siste årene, hurtige endringer i markedet (dvs. store endringer i kraftflyten) og utkoblinger av linjer i forbindelse med revisjoner med tilhørende behov for systemvernaktiveringer.

PFK er i 2015 blitt utløst i 11 tilfeller. Dette omfatter 28 aggregat med totalt ca. 4500 MW produksjon. Det er registrert to utløsninger av BFK i 2015, ca. 200 MW. Tabell 6 angir antall utløsninger av PFK og BFK i perioden 2011 – 2015.

Tabell 6: Antall utløsninger av BFK og PFK i perioden 2011 – 2015.

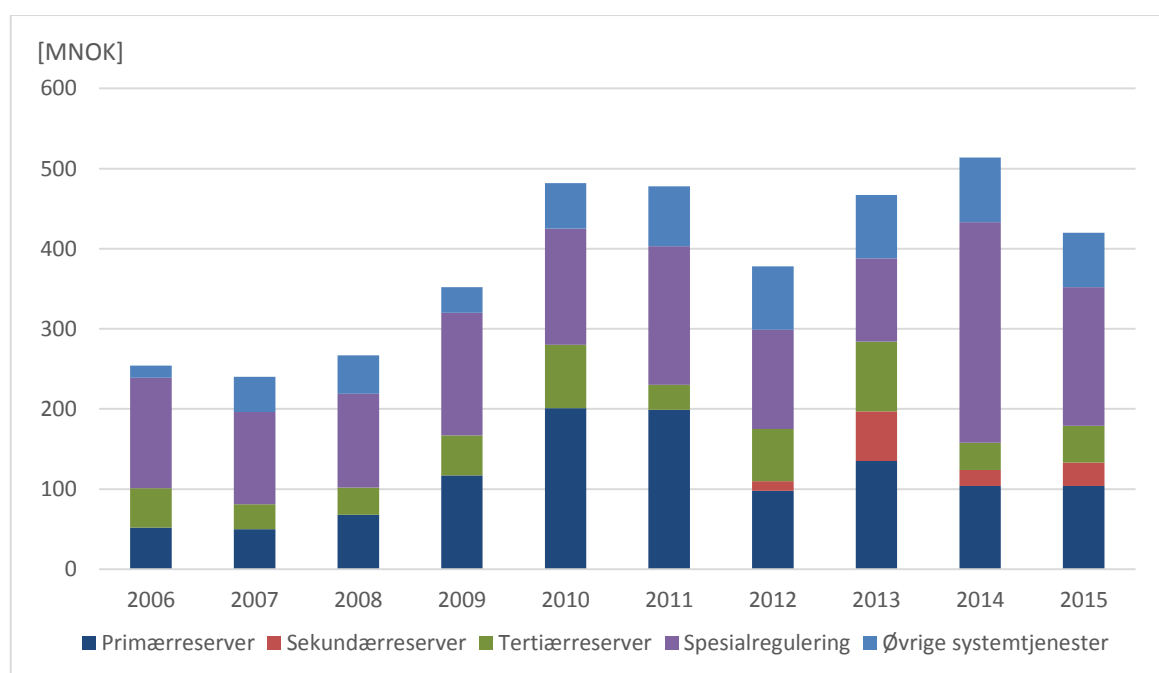
	Belastningsfrakobling (BFK)		Produksjonsfrakobling (PFK)		
	Antall utløsninger	[MW]	Antall utløsninger	[MW]	Antall aggregat
2011	3	600	4	1 500	6
2012	0	0	4	1 550	10
2013	0	0	7	3 800	17
2014	1	-	4	1 500	11
2015	2	200	11	4 500	28

Vedlegg 1 viser oversikt over omfanget av systemvern i det norske kraftsystemet, herunder hvilken funksjonalitet de har, når vernene benyttes, vilkår for utløsning og hvor ofte de blir brukt. Frekvensstyrt BFK inngår ikke i denne oversikten.

³¹ Jf. systemansvarsforskriften § 21 fjerde ledd.

8 Systemansvarskostnader

Systemansvarskostnadene økte fra 2005 til 2010, og har siden vært stabile med en foreløpig topp på 514 MNOK i 2014. Generelt varierer systemansvarskostnadene med den hydrologiske situasjonen hvert år, temperatur om vinteren, prisene i kraftmarkedet og omfanget av driftsforstyrrelser og revisjoner som krever spesielle tiltak. Statnett oppgir at økt antall utlandsforbindelser og redusert tilgang på store kraftverk med reguleringssevne i perioder har medført økte kostnader i perioden. I Figur 19 og Tabell 7 er det gitt oversikt over systemansvarskostnader for tjenester som systemansvarlig betaler for i perioden 2006 – 2015. I Figur 15 inngår systemvern, kvartersflytting av produksjon, energiopsjoner, reaktiv effekt, flytting av planlagte revisjoner og netto kjøp av balanse- og effektkraft i *øvrige systemtjenester*.



Figur 19: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2006 - 2015.

Kostnaden for primærreserver er størst i sommerhalvåret og påvirkes av den hydrologiske situasjonen. Tørrår med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. I dette tilfellet må systemansvarlig betale for å ha tilstrekkelig ledig kapasitet til å kunne regulere opp. Økt import og uregulerbar kraftproduksjon fra vindturbiner og elvekraftverk kan også gi økte kostnader for å sikre nok regulerytelse.

Systemansvarlig kan selge primærregulering til andre nordiske TSOer. Inntekten for dette vises i linjen for *salg* i Tabell 7.

Siden 2006 er kostnader for innkjøp av primærreserver de systemansvarskostnadene som har økt mest. Kostnadene har stabilisert seg rundt 100 MNOK per år etter en foreløpig topp i 2010 og 2011. Kostnaden i 2015 var 104 MNOK. De siste fire årene har det vært en sterkere hydrologisk situasjon, med høy magasinverkproduksjon også i sommerhalvåret, som har gjort at kostnadene har vært lavere i perioden 2012 – 2015 enn i 2010 – 2011 [1].

Sekundærregulering hadde først en prøveperiode i 2012, og ble så innført for fullt i 2013. For å effektivisere innkjøpet av sekundærreserver begynte man i 2014 å kjøpe inn reserver målrettet i

de timene hvor man har størst forbruksendringer. Selve prisen på sekundærreservene har vært stabil i perioden [1]. Dette vises igjen i reduserte kostnader for sekundærreserver i 2014 - 2015 i Figur 19.

Systemansvarliges kostnad for tertiærreserver er kostnaden for å forsikre seg å ha tilstrekkelig med reguleringsreserver tilgjengelig. Kostnaden for aktivering av bud i regulerkraftmarkedet inngår i balanseoppgjøret til aktørene og inngår dermed ikke i kostnad for tertiærreserver for systemansvarlig som det fremkommer av Figur 19 og Tabell 7. Som beskrevet i kapittel 7.3 benyttes RKOM for å sikre tilstrekkelig mengde regulerkraft i regulerkraftmarkedet. Kostnadene for tertiærreserver avhenger av forbruk, elspotpriser og eksport/import, spesielt i vinterhalvåret. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november – mars.

I sum gikk kostnadene for anskaffelse av tertiærressurser ned i 2014 og 2015, i forhold til årene 2012 og 2013. En stor del av årsaken til lave kostnader for tertiærreserver de to siste årene er at det var en mild vinter i både vintersesongen 2013/14 og 2014/15.

Det har kommet flere endringer fra vinteren 2014/15 som vil kunne ha påvirket behovet for og kostnadene til å sikre nok reguleringsressurser.

To endringer har vært med å redusere kostnadene til tertiærreserver. Kravet til tilgjengelige reguleringsressurser ble redusert fra 2000 MW til 1700 MW. Videre ble RKOM delt i to produkter; et produkt for ressurser uten begrensninger i når og hvordan ressursene kan benyttes, og et produkt med begrensninger. Målsettingen med endringen var å forbedre effektivitet og transparens, gitt Statnetts behov for å sikre et minimum omfang av ressurser uten begrensning i varighet og hviletid for løpende balansering. Statnett rapporterer at delingen av RKOM har redusert de totale kostnadene [1].

I desember 2014 ble Skagerrak 4 satt i drift, noe som har økt eksportkapasiteten. Dette, sammen med at man har innført en ny metodikk for å beregne kapasiteten fra Sør-Norge til Sverige, øker behovet for reguleringsressurser og prisen i RKOM [1].

Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder gir behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. Størstedelen av kostnadene kommer av enkelthendelser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. En mindre del av kostnadene skyldes frekvensregulering: store og raskt regulerbare enheter benyttes utenfor prisrekkefølge for å sikre den momentane kraftbalansen. Behovet for slike tiltak har vært økende de senere år.

I 2014 var det en sterk økning i kostnadene til spesialregulering. Årsaken til dette var i hovedsak at man hadde større utkoblinger i forbindelse med Ørskog – Sogndal-prosjektet kombinert med rask snøsmeltning som følge av høyere temperaturer enn normalt. I 2015 hadde man fremdeles høye kostnader til spesialregulering sammenlignet med årene 2012 og 2013, og som beskrevet i kapittel 7.4 var størstedelen av disse kostnadene også i 2015 knyttet til byggingen av Ørskog – Sogndal-linja.

Statnett forventer at kostnadene til spesialregulering vil være høye også de kommende årene på grunn av mange og langvarige utkoblinger i forbindelse med store byggeprosjekter, men at de ikke vil bli tilsvarende situasjonen i 2014. Statnett skriver at dagens budområdeinndeling også er robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering.

Tabell 7: Systemansvarskostnader i MNOK for perioden 2006 – 2015. Kilde [1].

Anskaffet systemtjeneste /reserve	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Primærreserver, herav	52	50	68	117	201	199	98	135	104	104
• <i>Grunnleveranse</i>		15	9	22	25	25	24	30	21	21
• <i>Marked</i>		41	66	98	190	200	84	147	103	130
• <i>Salg</i>		-7	-7	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48
Sekundærreserver							12	62	20	29
Tertiærreserver	49	31	34	50	79	31	65	87	34	46
Spesialregulering	138	115	117	153	145	173	124	104	275	173
Systemvern	8	10	11	4	6	4	9	13	9	13
Kvartersflytting av produksjon	8	5	10	5	19	10	9	9	5	4
Produksjonsglatting										6
Energiopsjoner	-	26	24	9	19	48	35	30	28	20
Reaktiv effekt	6	6	5	13	17	7	3	6	6	4
Omberamning av planlagte revisjoner	1	1	1	1	0	1	1	2	1	1
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	-8	-4	-3	0	-4	5	22	19	32	20
Sum	255	240	267	351	482	478	378	467	514	420

I Figur 19 er betaling for systemvern, kvartersflytting av produksjon, energiopsjoner, reaktiv effekt, flytting av planlagte revisjoner og netto kjøp av balanse- og effektkraft samlet under 'øvrige systemtjenester'. Disse kostnadene er presentert i Tabell 7. Kostnadene for de øvrige systemtjenestene varierer fra år til år.

I 2014 var det en økning i antall kvartersflyttinger i forhold til tidligere år, men pga. lave kraftpriser ble totalkostnaden for denne tjenesten redusert. Kostnaden for kvartersflytting ble ytterligere redusert i 2015. Samtidig innførte Statnett den frivillige ordningen med produksjonsglatting, som vil overta en del av behovet for kvartersflytting. Kostnaden til produksjonsglatting var 6,1 millioner kroner i 2015 som var første år tjenesten ble brukt.

Som beskrevet i kapittel 7.7 har antall systemvern økt de siste årene, og flere nye systemvern er i ferd med å bli satt i drift. Selv om kostnaden til systemvern er forventet å øke med et økt antall systemvern, er dette kostnader som i stor grad vil bli påvirket av i hvilket omfang systemvernene faktisk blir utløst som følge av feil og hendelser i nettet.

9 Områder med redusert driftssikkerhet

Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides. Med gitte grenser siktes det til overføringsgrenser og spenningsgrenser.

Dagens samfunn stiller høye krav til en sikker kraftforsyning. Et av virkemidlene for å oppnå dette er å planlegge nye nettanlegg og drifte nettet 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.

Selv om N-1-kriteriet benyttes i planleggingsøyemed i kraftnettet, er det 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 Kraftsystemutredning for sentralnettet 2015 [33] var det identifisert 364 enkeltkomponenter uten N-1. Dette er noe flere punkter enn det som ble identifisert i KSU for sentralnettet 2013 hvor det ble identifisert 308 punkter. 2013 var første gang en slik oversikt i KSU for sentralnettet. Statnett forklarer økningen fra 2013 til 2015 med følgende [33].

Vi har lagt til flere punkter fordi vi har gjort en grundigere gjennomgang enn sist. Derfor er det en del «nye» punkter som egentlig skulle vært med i 2013 også. I tillegg viser driftserfaring at det ikke er sikkert vi klarer overgangen til øydrift for områder som er ensidig forsynt. Derfor er nå Indre Sogn, Årdal og Odda lagt til som områder som kan miste forsyningen.

Oversikten over punkter uten N-1 i sentralnettet inkluderer blant annet ledninger og kabler, transformatorer og samleskinner der feil kan føre til avbrudd for sluttbrukere. Flere av de 364 punktene refererer til forbruk i samme område og det er 131 områder (noen av disse overlapper hverandre) som i større eller mindre grad kan få avbrudd på grunn av feil på en enkeltkomponent i sentralnettet. Av de 364 punktene er det 88 punkter som vil få N-1 etter at tiltak i Statnetts investeringsplan er gjennomført.

Store forskjeller 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 den overordnede oversikten. Det er ikke nødvendigvis en sammenheng mellom hvor mange timer i året et punkt mangler N-1-dekning og størrelsen på forbruket bak punktet og konsekvensen av forbruket mister strømmen. 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.

212 av punktene mangler N-1 i 100 % av tiden. Av disse er det 122 punkter hvor en kan gjøre tiltak i driften som innebærer at alt forbruk kan ha forsyningen tilbake innen 1 time. Av alle punkter uten N-1 er det 163 av punktene som kan ha forsyningen tilbake innen 1 time og 335 av punktene som kan ha forsyningen tilbake innen 2 timer. Av de øvrige 29 punktene hvor det vil ta lenger enn 2 timer å gjenopprette forsyningen er det 20 punkter som vil få N-1 etter at tiltak i Statnetts investeringsplan er gjennomført.

En tilsvarende oversikt over punkter i regionalnettet uten N-1 finnes i de regionale kraftsystemutredningene. Siste tilgjengelige versjon av regionale kraftsystemutredninger er fra

2014. For en sammenstilling av punkter uten N-1 i regionalnettet vises det derfor til fjorårets rapport om driften av kraftsystemet [14].

Statnetts driftspolicy innebærer at systemansvarlig drifter kraftsystemet etter N-1-kriteriet, så langt dette er mulig [34]. Gitt gjeldende nettstruktur, produksjon og forbruk i det norske kraftsystemet, er det tidsperioder hvor dette ikke lar seg gjøre eller hvor det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å opprettholde N-1-drift. Blant annet i perioder med mange driftstanser pga. vedlikehold eller ombygging av eksisterende nett, vil det ofte oppstå perioder hvor det ikke er mulig å opprettholde N-1-drift i områder hvor det normalt er N-1.

Det er redusert driftssikkerhet når N-1-kriteriet ikke lenger er oppfylt, i de tilfeller hvor det normalt skal være oppfylt. Statnett som systemansvarlig har virkemidler gjennom systemansvarsforskriften til å kunne endre koblingsbilder, redusere handelsgrenser mellom elspotområder, samt kreve opp- eller nedregulering av produksjon. Slike virkemidler kan bidra til å sikre drift etter N-1-kriteriet. Det er imidlertid ikke et krav fra myndighetene om at sentralnettet til enhver tid skal tilfredsstille N-1 i driften.

9.1 Utviklingen i antall timer med redusert driftssikkerhet

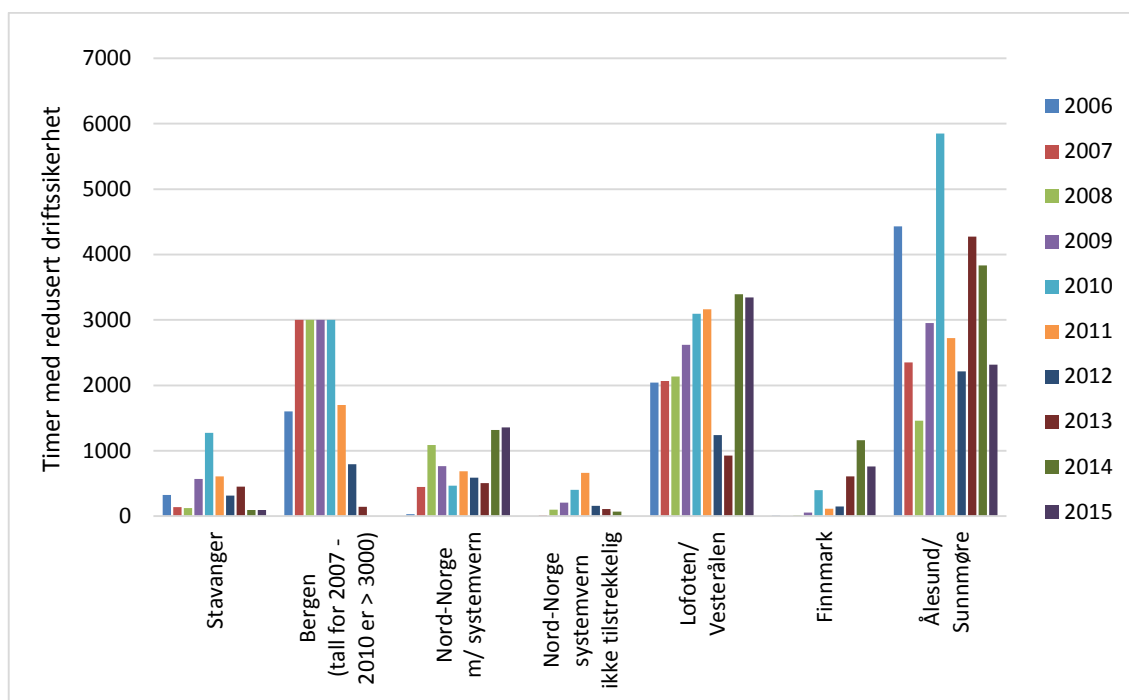
Systemansvarlig registrerer antall timer pr. år med redusert driftssikkerhet i det norske sentralnettet og hvilke områder som blir berørt³². De etterfølgende grafene viser områder med redusert driftssikkerhet, det vil si områder der N-1-kriteriet normalt skal være oppfylt. Grafene dekker kun linjer i sentralnettet, og ikke transformatorer til underliggende nett [1].

I registreringen definerer systemansvarlig redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer [35]:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil føre til avbrudd av forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftstans pga. vedlikehold av anleggene.
2. Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet pga. kaskade- eller følgeutfall.
3. Driftssituasjoner der N-1-grensene for snitt overskrides. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunkts-komponenter eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

Figur 20 viser utviklingen for perioden 2006 – 2014 for antall timer pr. år hvor N-1-kriteriet ikke er tilfredsstilt for de områdene av sentralnettet hvor Statnett har tilgjengelig tallgrunnlag.

³² Systemansvarlig har lagret målinger av flyt på linjer og transformatorer fra sommeren 2005. På slutten av 2008 ble også registreringer av bryterstatus lagret. Det vil si at informasjon om at linjer eller transformatorer har ligget ute, kun er tilgjengelig fra 2009, og oversikt over N-0 drift som følge av utkoblinger eller utfall er ikke tilgjengelig før dette året. Statistikkgrunnlaget for videre presentasjon er derfor begrenset til å omfatte intakt nett for årene 2006-2014, mens statistikk for driftssikkerhet ved utkoblinger eller oppdelinger kun omfatter årene 2009-2014.



Figur 20: Utvikling i antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet i perioden 2006 – 2015³³. Grunnlagsdata fra [1].

For alle områdene er forbruket avgjørende for antall timer redusert driftssikkerhet. Endringene fra år til år skyldes derfor i all hovedsak ulike hydrologiske og meteorologiske forhold, men også endring i mengde revisjoner og tidspunkt for gjennomføring påvirker driftssikkerheten.

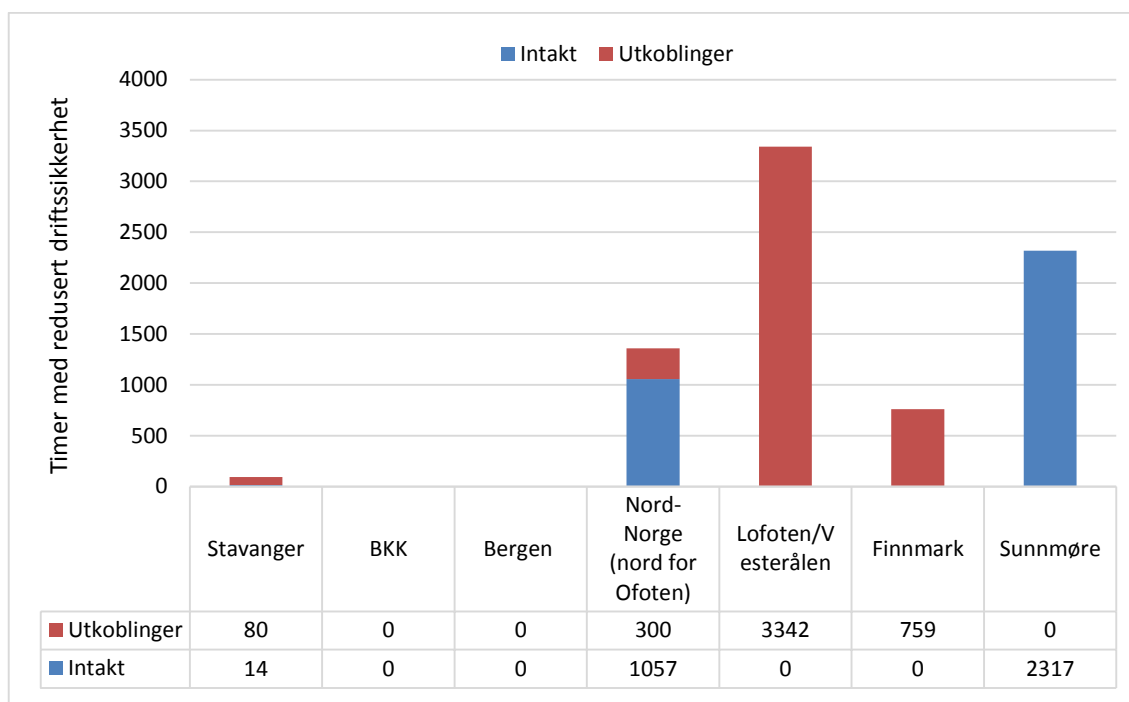
For Nord-Norge har ikke Statnett i 2015 data for antall timer systemvernet ikke er tilstrekkelig for å gi N-1 forsyning til øvrig forbruk i regionen. Statnett antar imidlertid at det har vært timer hvor dette er tilfelle også i 2015.

BKK-området hadde timer med redusert driftssikkerhet frem til 2013, men etter at 420 kV linjen Sima – Samnanger ble satt i drift i desember 2013 har ikke dette området hatt perioder uten N-1 i 2014 og Statnett har nå sluttet å registrere timer med redusert driftssikkerhet for dette området. Frem til den nye linjen Kollsnes – Mongstad – Modalen er bygget og idriftsatt vil imidlertid Bergensområdet fremdeles kunne ha timer med redusert driftssikkerhet i perioder med kaldt vær eller ved utkoblinger.

Midt-Norge er definert som eget elspotområde og alminnelig forsyning driftes etter N-1-kriteriet. For å sikre dette er det etablert systemvern som kobler ut Hydro Sunndalsøra ved gitte hendelser i sentralnettet. 420 kV forsyningen til Ormen Lange ligger med N-0 driftssikkerhet hele året.

Figur 21 nedenfor viser tall for 2015 fordelt på årsak. De enkelte områdene kommenteres ytterligere nedenfor. Oversikten er delt opp i timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett og ved utkoblinger. Ved redusert driftssikkerhet ved intakt nett er det ingen utkoblinger på grunn av feil eller revisjoner i nettet, men nettet kan likevel ikke driftes etter N-1-prinsippet. Ved redusert driftssikkerhet ved utkoblinger er ikke nettet lenger intakt og det gjenværende nettet kan ikke driftes etter N-1-prinsippet.

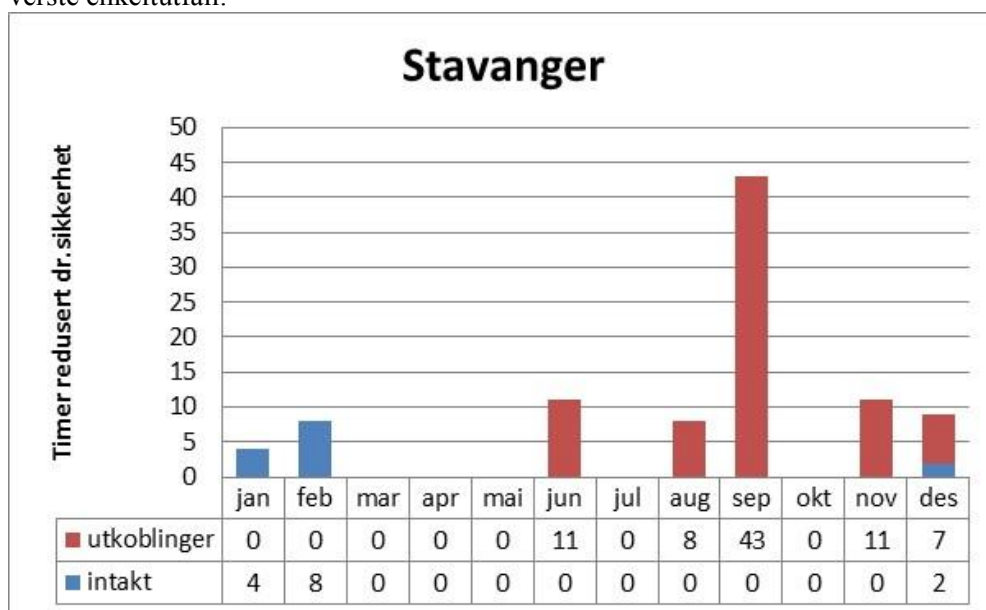
³³ Tall for Bergen 2007 – 2010 er ikke oppgitt eksakt, men oppgitt å være større enn 3000. Tallgrunnlag 2006 – 2009 gjelder kun ved intakt nett, mens tallgrunnlaget for 2009 – 2011 også inkluderer utkoblinger eller oppdelinger i nettet.



Figur 21: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for 2015 fordelt på årsak. Kilde [1]

Stavanger

Stavanger forsynes fra to 300 kV forbindelser og med maksimalt 200-250 MW lokal produksjon. Det har vært en økning i kraftoverføringsbehovet inn mot området, spesielt fra 2009. Overføringskapasitet for N-1 driftssikkerhet ble oppjustert fra 500 MW til 700 MW fra februar 2010 som følge av nytt installert kondensatorbatteri hos Lyse. Redusert driftssikkerhet ble om lag 50 % lavere i 2011 sammenlignet med 2010, og ble ytterligere forbedret i 2012. I perioder benyttes en spesiell kobling i 300 kV nettet som skal redusere konsekvensene av verste linjeutfall ved at noe av forbruket frakobles automatisk samtidig med linjeutfallet. Inntil 250 MW alminnelig forsyning frakobles for å hindre at hele Stavanger-området mørklegges ved verste enkeltutfall.



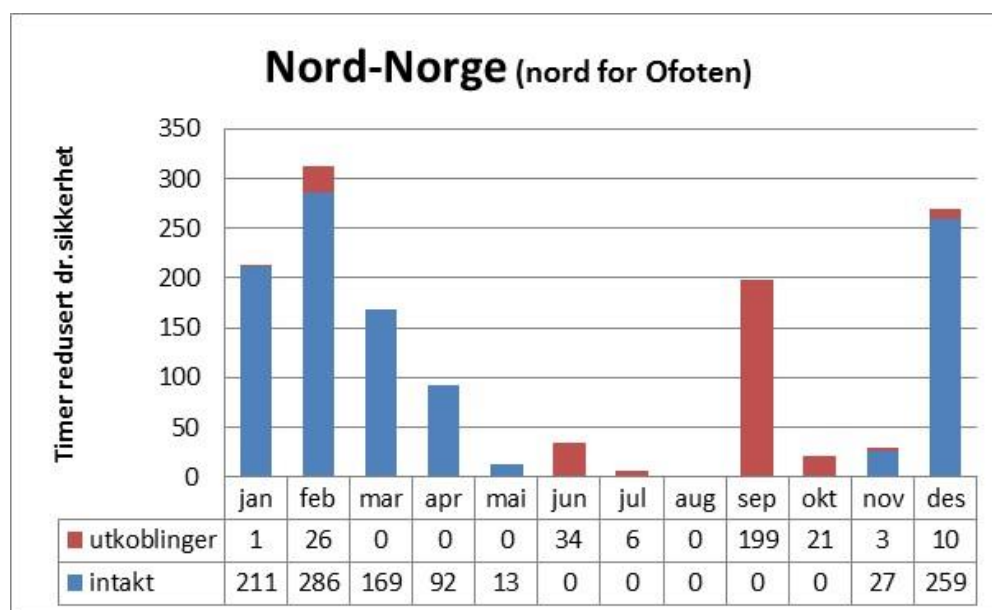
Figur 22: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Stavanger-området har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet (dvs. 700 MW). Kilde [1]

Registreringene for 2015 viser 14 timer redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er litt mindre enn i 2014 der det ble registrert 45 timer.

For Stavanger-området vil alle enkeltutkoblinger av 300 kV linjer inn til området (til sammen 4 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 80 timer med radiell N-0 drift. Totalt viser registreringene 94 timer med redusert driftssikkerhet i 2015. Dette er som i 2014, men en relativt stor reduksjon sammenlignet med 2013. Figuren under viser antall timer per måned i 2015 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overføringskapasitet (dvs. 700 MW).

Nord-Norge nord for Ofoten

Overføringskapasiteten til Nord-Norge, dvs. nordlige deler av Nordland, Troms og Finnmark, har vært relativt uendret de siste årene. Med intakt nett er det utfall av aktuelle 420 kV forbindelser som er mest kritisk, dersom det samtidig er stort underskudd i regionen. Statnett har installert et systemvern som automatisk frakobler inntil 105 MW ved Finnfjord smelteverk dersom en av 420 kV linjene skulle falle ut. Uttaket til Melkøya kan også frakobles av dette systemvernet. Dette skal aktiveres dersom Ofoten-, Narvik- eller Straumsmosnittet overskrider grenseverdiene. Da kan overføringen nordover økes uten at alminnelig forbruk faller ut ved feil i 420 kV nettet. Systemvern er ytterligere beskrevet i vedlegg 1.



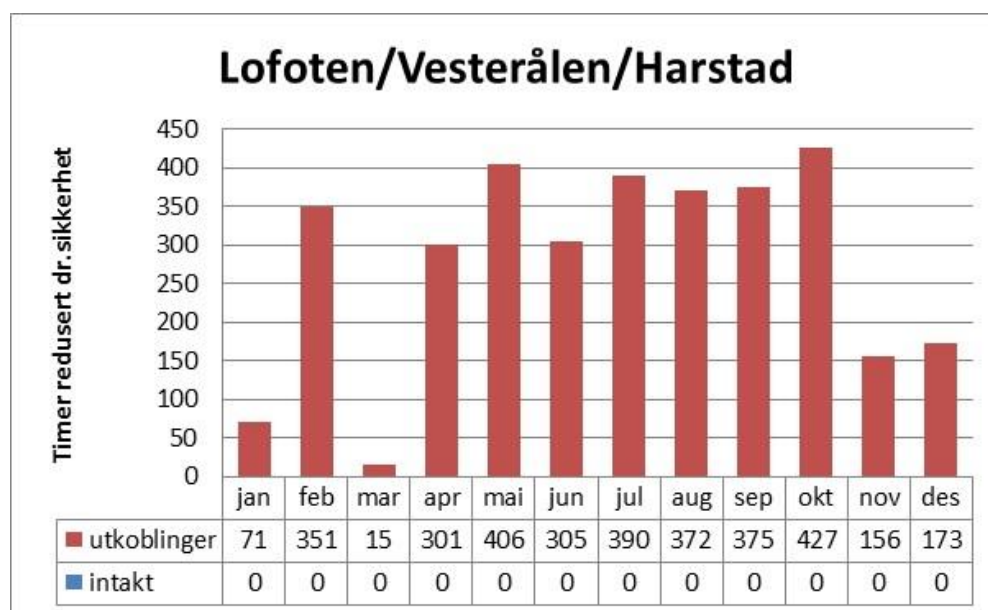
Figur 23: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Nord-Norge nord for Ofoten har vært så høy at systemvernet i Ofotensnittet måtte aktiveres. Kilde [1]

Figuren under viser at det i 2015 var 1057 timer der systemvernet måtte aktiveres i Ofotensnittet for å opprettholde driftssikkerhet for annet forbruk i regionen. Dette er litt lavere enn i 2014, men høyere enn i 2013. Pga. utfall eller planlagte utkoblinger har det vært 300 timer med redusert driftssikkerhet. Dette er høyere enn i tidligere år og har sammenheng med bygging av ny 420 kV forbindelse mellom Ofoten og Balsfjord. Denne forbindelsen inkludert oppgradering av tilhørende stasjoner er forventet ferdigstilt i 2017, men ledningen vil bli satt i prøvedrift i løpet av 2016. Det forventes da at antall timer der systemvernet må aktiveres blir kraftig redusert.

Lofoten, Vesterålen og Harstad

132 kV nettet nord i Nordland forsyner Vesterålen, Lofoten og Harstad by. Figur 24 viser antall timer der 132 kV linjene har hatt for liten kapasitet til å oppfylle N-1 driftssikkerhet. To av disse linjene inngår i sentralnettet. Nettet har vært uforandret de siste 5 årene og det er svært lite lokal produksjon. Det har imidlertid blitt idriftsatt SVC-anlegg i Sortland. Dette gir klar bedring av spenningsforhold. Grensen for akseptabel driftssikkerhet, der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået, har økt.

Figur 24 viser at det ved intakt nett i 2015 ikke har vært timer med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet. Utkoblinger/reparasjoner av 132 kV linjene medførte imidlertid 3342 timer med radiell N-0 forsyning. Dette er mye høyere enn vanlig og skyldes omfattende arbeid i 132 kV nettet.

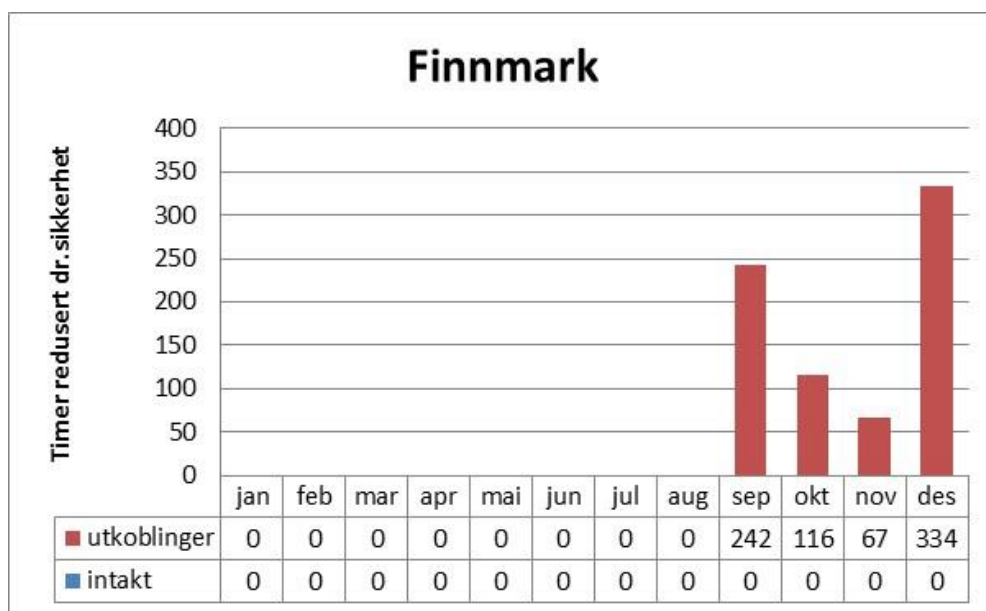


Figur 24: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Lofoten, Vesterålen og Harstad har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde [1]

Finnmark

I tillegg til Lofoten/Vesterålen/Harstad er det Finnmark som ofte har hatt redusert driftssikkerhet i Nord-Norge. 132 kV nettet i Finnmark er tilknyttet 420 kV nettet i Balsfjord, og det finske sentralnettet via Varangerbotn. Årsaken til tidvis redusert driftssikkerhet i Finnmark er generell lav kapasitet i nettet, store avstander som gir spenningsutfordringer og perioder med anlegg ute pga. revisjon eller feil. Nye registreringer for N-1 driftssikkerhet med intakt nett måles mot økt overføringskapasitet som følge av installasjon av SVC-anlegg og kondensatorbatterier i 132 kV nettet.

Figur 25 viser ingen timer med høyere underskudd enn dette i 2015. I 2014 ble det registrert 274 timer, men målt mot en lavere grense. I tillegg er det registrert 759 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er litt lavere enn i 2014.

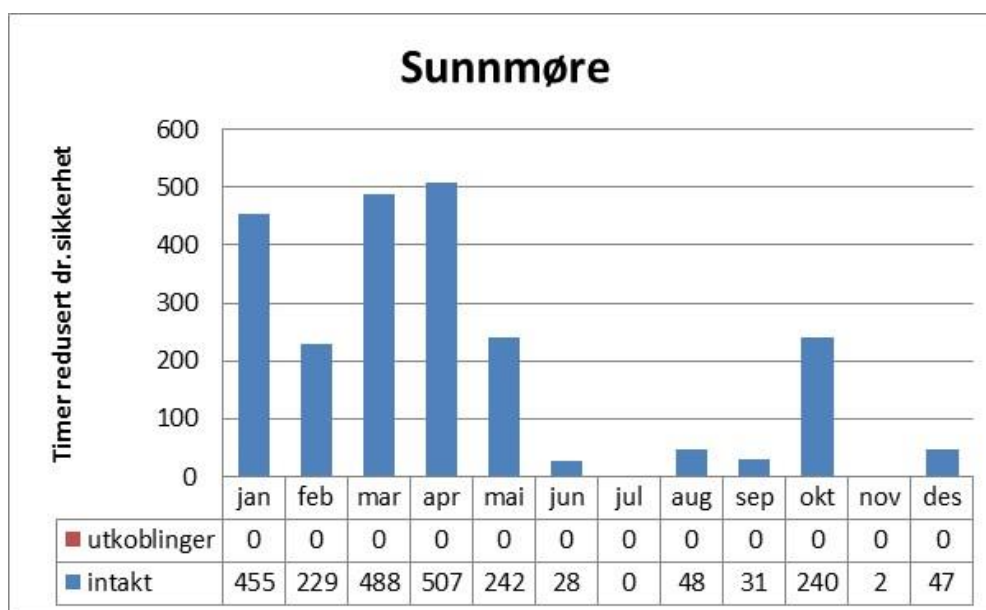


Figur 25: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Finnmark har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde [1]

Sunnmøre

En radiell 420 kV forbindelse forsyner Ålesund og Sunnmøre. I området er det relativt høy produksjon i Taffjord, en god del også i Tussa og i Åskåra. Redusert driftssikkerhet defineres med at kraftflyten fra Viklandet mot Ørskog er større enn 30 MW.

Figur 26 viser at det i 2317 timer ikke har vært tilfredsstillende driftssikkerhet selv med intakt 420 kV nett. Dette er ca. 1/4 av årets timer, men en god del lavere enn i 2014. I dette området forventes det relativt kort gjenoppsettingstid etter en eventuell feil i nettet. Forholdet forbedres betraktelig med idriftsettelse av Ørskog – Sogndal i løpet av 2016.

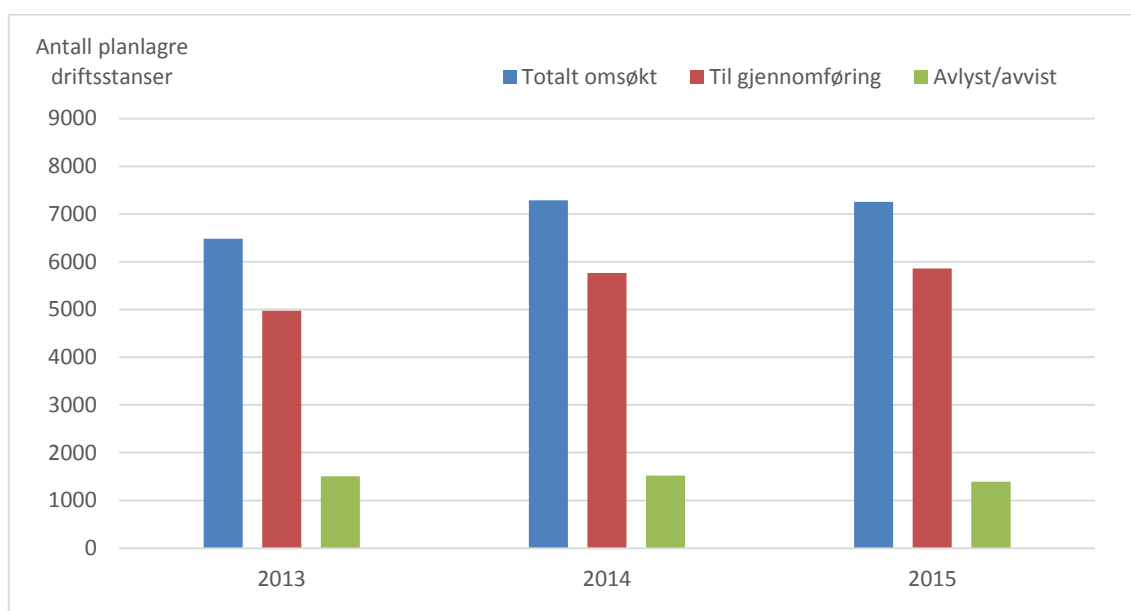


Figur 26: Antall timer per måned i 2015 der overføringen inn til Sunnmøre har vært høyere enn gjeldende N-1 kapasitet. Kilde: [1]

10 Planlagte driftsstanser

For å gi alle konsesjonærer mulighet til å ta komponenter ut til revisjon for å gjennomføre nødvendig vedlikehold, samordner Statnett planlagte driftsstanser i regional- eller sentralnett som kan få konsekvenser for andre konsesjonærer³⁴. Driftsstanser som får konsekvenser for andre konsesjonærer kan ikke iverksettes uten at den er godkjent av systemansvarlig.

Nettselskaper og kraftprodusenter skal melde inn sine behov for driftsstans, før 1. oktober hvert år. Statnett setter opp en årsplan, som skal være klar innen 1. januar hvert år. Innmeldinger som kommer etter fristen 1. oktober aksepteres, men meldingen må komme senest tre måneder før utkoblingstidspunktet for at klagebehandling skal være mulig. Innmeldinger som kommer senere enn tre måneder før utkoblingstidspunktet tillates kun ved systemkritiske vedtak³⁵, og konsesjonær må da ha en god begrunnelse for hvorfor tremånedersfristen ikke kunne overholdes. Systemkritiske vedtak gis i utgangspunktet kun for feilretting ved uforutsette hendelser. Figur 27 viser oversikt over antall søknader om driftsstans som har blitt meldt inn til Statnett de tre siste årene.



Figur 27: Antall planlagte driftsstanser behandlet av systemansvarlig. Kilde [1].

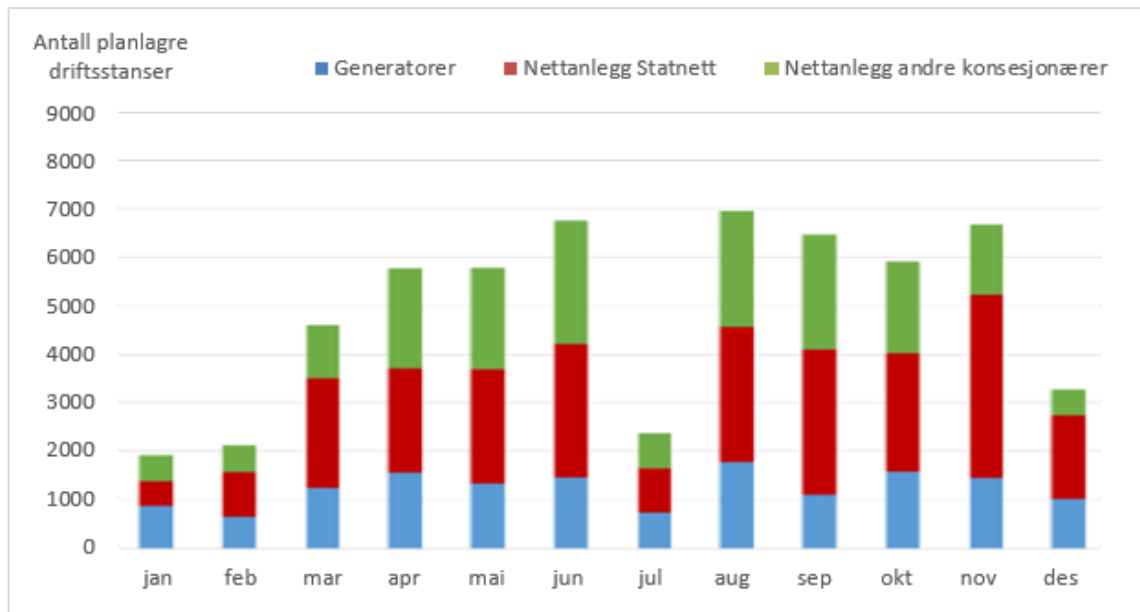
Statnett rapporterer at i 2015 ble 90 % av innmeldte driftsstanser ferdig behandlet av systemansvarlig innen tre uker. Å få rask tilbakemelding er viktig for selskapene som skal planlegge vedlikehold/revisjon, og øker sannsynligheten for at arbeidet gjennomføres. I 2015 ble det søkt om driftsstans på totalt 7250 anleggsdeler.

Nesten halvparten av omsøkte driftsstanser ble ifølge Statnett meldt inn mindre enn tre uker før utkoblingstidspunktet, og omtrent 40 % av disse er innmeldinger fra Statnett selv. Antall omsøkte driftsstanser som ble avvist av systemansvarlig sank fra 506 i 2014 til 376 i 2015. Av driftsstansene som ikke ble avvist ble 104 senere avlyst av systemansvarlig. Andre konsesjonærer avlyste totalt 912 vedtatte driftsstanser. Andelen avlysninger som kom fra konsesjonær økte noe i forhold til 2014. Det er ikke ønskelig med et høyt antall avlysninger ettersom avlysning av planlagte driftsstanser ofte kan medføre at kraftsystemet ikke blir utnyttet

³⁴ Jf. systemansvarsforskriften § 17.

³⁵ Jf. systemansvarsforskriften § 28 femte ledd.

optimalt. Økonomiske ulemper ved omprioritering av vedtatt driftsstans skal dekkes av den aktøren som initierer omprioriteringen.



Figur 28: Fordeling av gjennomførte planlagte driftsstanser over året 2015. Kilde [1].

Figur 28 viser fordelingen over året av gjennomførte driftsstanser i 2015. Det er ønskelig med en jevn fordeling av driftsstanser utover året. Fra oversikten ser man at det er et lavere antall planlagte driftsstanser vinterstid. Dette kan forklares med at kalde måneder med høy belastning av nettet kan gi ekstra utfordrende drift i omkoblingsperioden. Samtidig ser man at juli måned skiller seg ut sommerstid med under halvparten så mange utkoblinger som i juni og august. Sommerstid er ofte en periode med mye tordenvær, allikevel er det sannsynlig at den reduserte aktiviteten i hovedsak er knyttet til ferieavvikling.

Statnett rapporterer at systemet fungerer godt for arbeid som er planlagt i god tid, men det viser seg å være mye som dukker opp underveis i løpet av et år, selv innenfor tremånedersgrensen [1]. Behov for utkoblinger og vedlikehold kan dukke opp på kort varsel, blant annet som følge av driftsforstyrrelser.

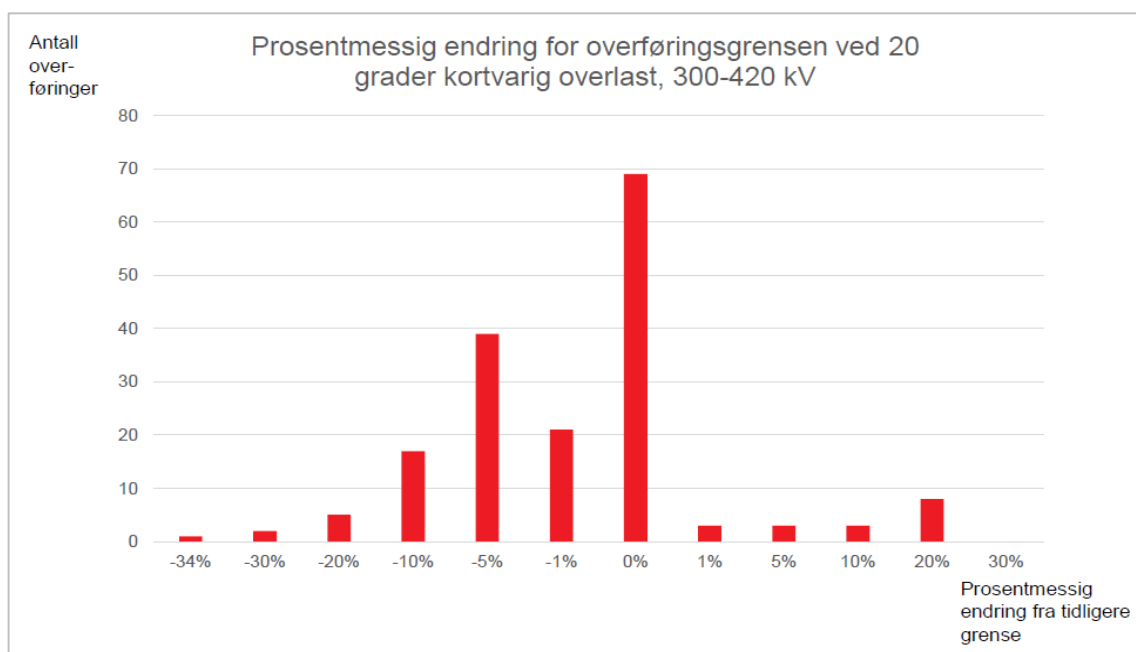
11 Nettkomponenter

11.1 Innsamling av komponentdata (Fosweb)

Konsesjonærer tilknyttet regional- eller sentralnettet, samt konsesjonærer for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettet skal rapporteres til systemansvarlig om nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg³⁶. Statnett har modernisert løsningen for oppdatering av kraftsystemdata med webportalen Fosweb. Statnett har gjennom årsrapporteringen fra systemansvarlig rapportert om status for utviklingen av Fosweb [1].

Siden juni 2014 har konsesjonærene arbeidet med å gjennomgå, komplettere og bekrefte tidligere innmeldte data på overføringsgrenser. Dette er i stor grad fullført og Statnett har fattet 128 vedtak om tilsammen 2477 overføringer i regional- og sentralnett.

Overføringsgrensene innrapportert fra konsesjonærene gjennom fosweb benyttes direkte i driftssentralsystemet til Statnett. Dette er data som gir grenser som brukes aktivt i driftssystemene til Statnett. Korrekte data om temperaturjusterte overføringsgrenser er dermed nødvendig for å sette riktig overføringskapasitet i nettet til enhver tid. I følge Statnett har innrapporteringen av anleggsdata gjennom fosweb økt forsyningssikkerheten nasjonalt [36].



Figur 29: Prosentvis endring for overføringsgrenser ved 20 grader kortvarig overlast, 300 - 420 kV etter bekreftelse fra konsesjonær i fosweb. Kilde [36].

Kvaliteten på dataene har blitt bedret ved at systemansvarlig som følge av mer automatiserte prosess har fått systemer til å kontrollere konsistens mellom dataene i større grad. Videre er det gjennom fosweb blitt entydig for både Statnett og konsesjonærene hvilke data som er gjeldende data. Konsesjonærene som har sendt inn overføringsgrenser har blitt mer bevisst på de innrapporterte dataene, og hvilke komponenter som er begrensende for overføringer. Dersom Statnett og konsesjonærene tidligere har operert med ulike verdier for begrensninger på komponenter har dette gjennom arbeidet i fosweb blitt tydeliggjort. Figur 29 viser endringen på overføringsgrenser i sentralnettet etter gjennomgangen av komponentdataene i fosweb. Tallene

³⁶ Systemansvarsforskriften § 14a

viser at man tidligere har kunne driftet linjene med både høyere og lavere kapasitet enn de gjeldende overføringsgrensene viser.

Oppdatering av transformatordata kompletterer både NVEs nasjonale oversikt over transformatorenes tilstand og Statnetts databehov. Transformatordataene ble lagt ut for bekreftelse i desember i 2014 og i mai 2016 var ca. 45 % av transformatorene bekreftet. At andelen ikke er høyere begrunner Statnett med to hovedårsaker:

1. Konesjonærene mangler enkelte parametere som er påkrevet, og kan derfor ikke melde inn data for transformatoren til systemansvarlig.
2. Manglende prioritering.

På punkt 1 planlegger Statnett å implementere en løsning som gir konsesjonær mulighet til å bekrefte ikke-komplette data hvis de har en rasjonell begrunnelse for hvorfor data ikke kan fremskaffes. På punkt 2 har Statnett satt inn ekstra ressurser på å følge opp konsesjonærene på telefon.

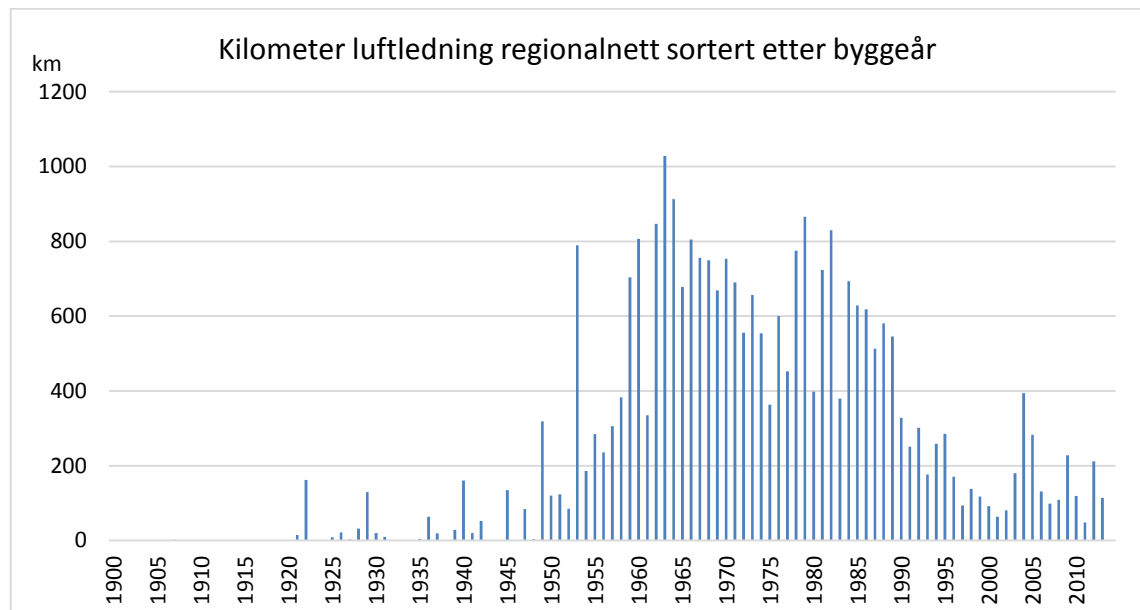
Statnett vil etter planen idriftsette løsning for produksjonsanlegg for vannkraft over 1 MW før sommeren 2016. Deretter vil Statnett legge til rette for oppdatering av anleggsdataene for luftlinje, kabel og overføring, kompenseringssanlegg og petersonspole, fram til første kvartal 2017. Fosweb skal etter planen utvikle funksjonalitet for å erstatte vedleggene i de regionale kraftsystemutredningene det neste året.

Statnett vil etter planen også tilrettelegge for at innrapporteringen av komponentdata til kraftsystemutredningene fra "KSU 2018" erstattes av rapportering i Fosweb. Med dette vil konsesjonærene få et sted mindre å rapportere komponentdata.

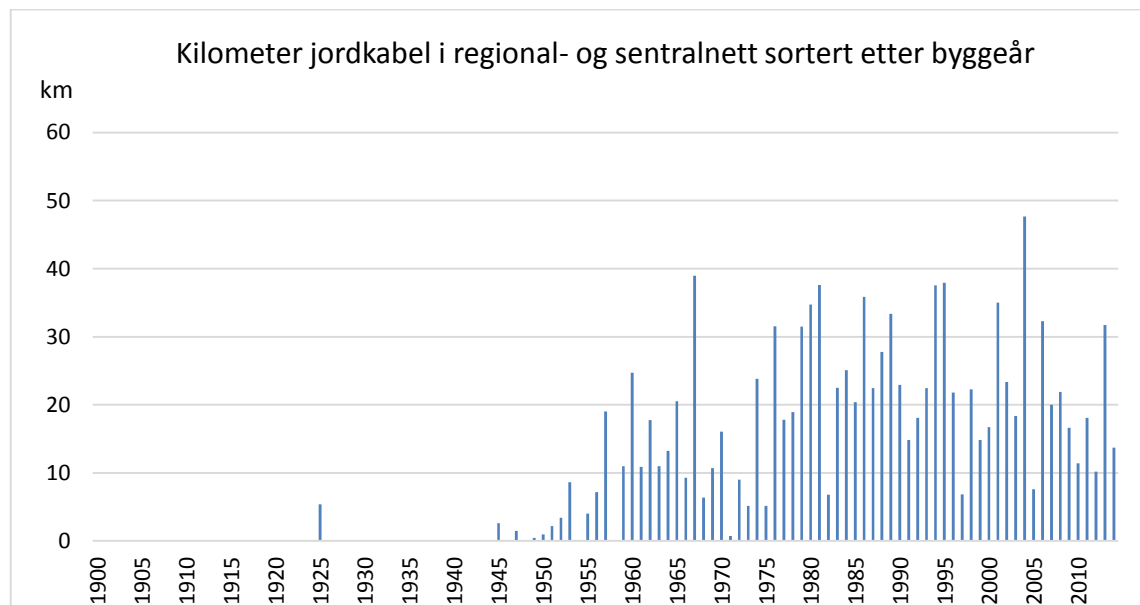
11.2 Aldersfordeling av komponenter i regional- og sentralnettet

Aldersfordelingen for komponenter i regional- og sentralnett er hentet fra NVEs database NetBas. NVE har krevd innrapportering av denne type data fra konsesjonærene siden ordningen med regional kraftsystemplanlegging startet i 1988, og databasen er derfor jevnlig oppdatert. Fra 2007 har konsesjonærene rapportert inn alle data for idriftsatte anlegg til Statnett.

Figur 30 viser aldersfordeling for luftledninger i regional- og sentralnettet. En stor del ble bygd på 60-tallet, og det er også en stor del fra 70- og 80-tallet. Selv om det er en stor del eldre ledninger, kan en del av disse være rehabilitert eller vedlikeholdt i perioden etter bygging, slik at standarden er bedre enn profilene skulle tilsi.



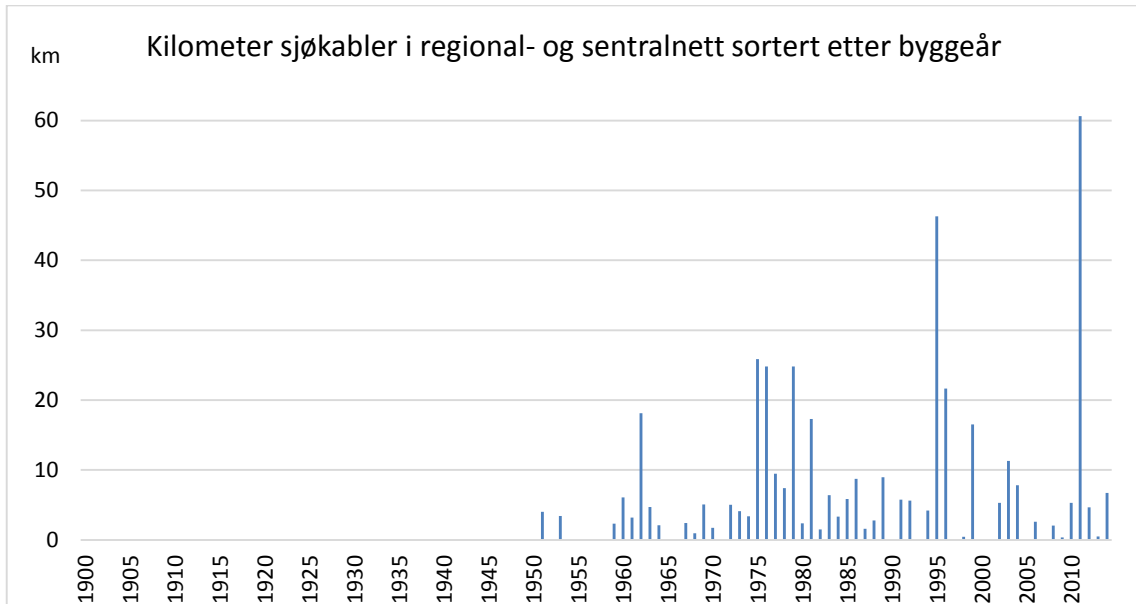
Figur 30: Antall kilometer luftlinje fordelt etter byggeår. Av i overkant av 29 000 km luftlinjer i databasen er 950 km uten byggeår.



Figur 31: Antall kilometer jordkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår.

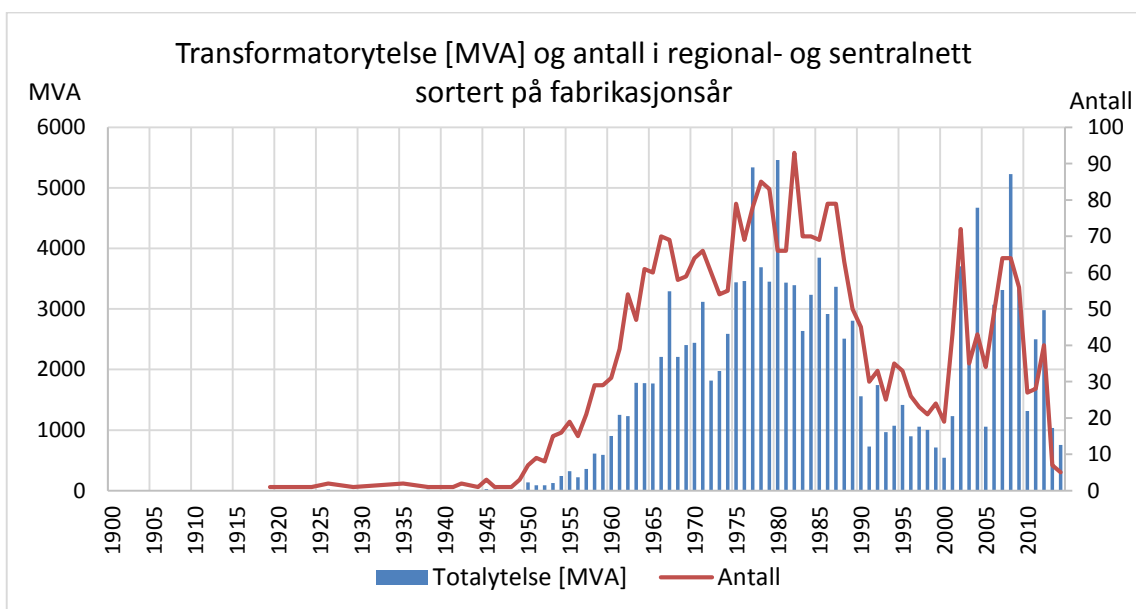
For jordkabel er det ikke tilsvarende forhold som for luftledning. Figur 31 viser aldersfordeling for jordkabler. Flere nettselskaper er i gang med å reinvestere kabler, og mange av de eldre kablene på 33 kV og 50 kV blir erstattet med nye 132 kV kabler.

Figur 32 viser aldersfordeling for sjøkabler i regionalnettet. Mellomlandsforbindelsene er ikke med i denne oversikten. Det er totalt 425 km sjøkabler i regional- og sentralnettet.



Figur 32: Antall kilometer sjøkabel i regional- og sentralnett sortert på byggeår

I Figur 33 er alle transformatorer i sentral- og regionalnettet inkludert. NVE har registrert fabrikkårsår for disse.



Figur 33: Antall transformatorer og transformatorytelse i MVA fordelt på fabrikkårsår.

Noen transformatorer vil være rehabilitert i form av tørking, regenerering av olje eller fullstendig ombygging. Slik rehabilitering vil øke levetiden, og faktisk alderssammensetning kan være noe nyere enn det som fremkommer her. NVE har i samarbeid med Statnett startet innsamling av flere data for transformatorer som historikk og resultat fra oljeanalyser for å kartlegge tilstanden for transformatorer.

Grafene med aldersfordeling av luftlinjer og transformatorer i regional- og sentralnettet viser at store deler av anleggene ble bygget i perioden 1960 – 1990. Selv om mange av anleggene tilsynelatende begynner å bli gamle, er det vanskelig å si noe konkret om tilstanden til anleggene kun ut fra opprinnelig byggeår. NVEs statistikk sier ikke noe om rehabilitering og vedlikehold av anleggene, slik at standarden kan være bedre enn aldersprofilene skulle tilsi. Energilovforskriften § 3-5 a) setter krav til drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg og NVE fører tilsyn med nettselskapenes overholdelse av bestemmelsen, se kapittel 13.

12 Arbeid med IKT-sikkerhet

12.1 IKT-sikkerhet i kraftsektoren

IKT-sikkerhet i kraftsektoren dreier seg om å sikre driftskontrollsystemer og administrative datasystemer mot feilfunksjon. Viktige parametere er integritet, tilgjengelighet og konfidensialitet. IT-angrep blir stadig mer omfattende og avanserte. Det er derfor viktig å beskytte systemene mot inntrengning og manipulering.

Truslene kommer i dag i stadig større grad fra kriminelle aktører og fremmede stater. Hensikten med angrep kan være pengeutpressing, demonstrasjon av makt og direkte overtagelse av styringssystemene med utkobling av samfunnsviktige funksjoner eller ødeleggelse av utstyr til følge.

Av denne grunn er det satt opp strenge krav til beskyttelse av de viktigste driftskontrollsystemene i energiforsyningen.

Sikring mot angrep er en oppgave som krever høy kompetanse og tilgang på moderne beskyttelsesmekanismer, både mot hacking og mot sosial manipulasjon. Beskyttelsen består både av motiverte medarbeidere som ikke reduserer sikkerheten i systemene, og effektive beskyttelsestiltak som antivirusprogrammer, oppdaterte brannmurer og lister over tillatte programmer og kommandoer.

12.2 Etablering av KraftCERT AS

KraftCERT AS (KraftCERT) ble stiftet 30.10.2014 av Statnett, Statkraft og Hafslund Nett etter initiativ fra NVE og Nasjonal sikkerhetsmyndighet (NSM) ved NorCERT. Selskapet skal bistå medlemmer innen kraftbransjen i Norge med håndtering og forebygging av angrep på selskapenes kritiske IKT-systemer. Bakgrunnen for dette er et alvorligere risikobilde som følge av stadig økende utfordringer med tanke på IKT-sikkerhet, og at trusselaktørene blir stadig mer ressurssterke.

KraftCERT analyserer datatrafikk for å avdekke IKT-angrep og forsøk på angrep og identifisere angripere og angrepsmetoder. KraftCERT varsler sine medlemmer om trusler som avdekkes, og forebyggende tiltak for å hindre angrep eller begrense skadeomfanget ved angrep vil bli vektlagt. Videre vil det også bli gitt bistand til medlemmer som opplever dataangrep.

NVE har vurdert det som hensiktsmessig at KraftCERT innlemmes i Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) og slik sett underlegges beredskapsforskriftens krav til KBO-enheter, men at det samtidig er hensiktsmessig å gi dispensasjon fra og presisere virkningen av bestemmelser om beredskap i energiloven og beredskapsforskriften for KraftCERT.

12.3 Nasjonal cyberøvelse ekom og kraft

2.-3. desember 2015 ble det arrangert en stor cyberøvelse for ekom- og kraftsektoren. Øvelsen var eid av Nasjonal kommunikasjonsmyndighet (Nkom), og ble planlagt i samarbeid med blant andre NVE, NSM og DSB. Det overordnede scenarioet var et massivt cyberangrep mot ekom-infrastruktur med påfølgende konsekvenser for blant annet kraftforsyningen.

Øvelsen involverte en rekke virksomheter av betydning for energiforsyningen og forsyningssikkerheten, inkludert: Samferdselsdepartementet (SD), Olje- og energidepartementet (OED), Nkom, NVE, NSM, DSB, ekomtilbydere, NorCERT, KraftCERT, kraftleverandører, Statkraft, Hafslund og NordPool Spot.

Øvelsen skulle bidra til å øke evnen til å håndtere intenderte cyberhendelser mot de kritiske infrastrukturene ekom og kraft, samt å øve virksomhetenes grensesnitt mot myndighetene og grensesnitt myndighetene imellom. Det ble lagt opp til å teste og øve myndigheter og tilbyderes/kraftselskapers evne til organisering, samhandling og koordinering samt bruk av egne og pålagte rutiner og planer for krisehåndtering.

12.4 Tilsyn med driftskontrollsystemer

Det ble gjennomført skriftlig kontroll av viktige elementer i beskyttelsen av driftskontrollsystemer i 2015. Det ble stilt spørsmål om beskyttelse av driftskontrollsystem³⁷ til 31 eiere av driftskontrollsystemer i klasse 2 og 3³⁸. Åtte av disse hadde ingen avvik. Spørsmålene dreide seg i hovedsak om automatisk overvåking, loggføring, analyse og varsling av hendelser i driftskontrollsystemet og om det øves på slike hendelser.

³⁷ Jf. Beredskapsforskriften, kapitel 7

³⁸ Anlegg eller annet som har vesentlig betydning for drift eller gjenoppretting av eller sikkerhet i produksjon, omforming, overføring eller fordeling av elektrisk energi eller fjernvarme benyttes klasse 1 til 3. Klasse 3 benyttes der betydningen for energiforsyningen er størst. Jf. Beredskapsforskriften 5-2

13 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet

NVEs hjemmelsgrunnlag til å gjennomføre tilsyn er gitt i energiloven § 10-1 og energilovforskriften §§ 9-2 og 9-3. I forbindelse med driften av kraftsystemet er det først og fremst tilsyn med bestemmelsene om beredskap, drift og vedlikehold, leveringskvalitet og systemansvar som er de mest relevante. Nedenfor skisseres kort noen erfaringer fra tilsyn innenfor nevnte områder. Ytterligere informasjon kan finnes i NVE rapport nr. 35-2016 «Årsrapport for tilsyn 2015» [37].

13.1 Beredskap og vedlikehold av elanlegg

Samfunnet er avhengig av sikker og stabil leveranse av elektrisitet. Gjennom forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen stilles det klare krav om at det skal arbeides systematisk med tiltak for å forebygge og håndtere ekstraordinære hendelser som kan skade eller hindre produksjon, overføring eller fordeling av elektrisk energi. Videre er det klare krav til anleggs- og områdekonsesjonærer i energilovforskriften § 3-5 a om drift, vedlikehold og modernisering av de elektriske anleggene. Tilsyn er viktig for å avdekke om kravene blir fulgt.

Uventede hendelser som teknisk havari, brann og uvær setter energiselskapene på prøve. I 2015 rammet fem ekstremvær Norge (Nina, Ole, Petra, Roar og Synne). De to første førte til omfattende strømbrydd. Ulike typer hendelser hos 68 virksomheter innen produksjon og nett ble fulgt opp av NVE i 2015. Noen av hendelsene blir fulgt opp med krav om utvidet rapportering for å klargjøre om krav i forskriftene er brutt.

Tilsynene har omfattet drift, vedlikehold og beredskapsmessige forhold med utgangspunkt i energiloven § 3-1 Konsesjon på anlegg og kapittel 9. Beredskap, energilovforskriften § 3-5 Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg, samt beredskapsforskriften kapitlene 2, 4, 5 og 7.

Det er gjennomført totalt 55 tilsyn ved besøk hos det enkelte selskap (revisjon), der møte med ledelsen i selskapet, gjennomgang av planverk og befaring av lokaler og sikringstiltak er vanlige aktiviteter. Ved enkelte typer tilsyn inngår også inspeksjon av anlegg. Tre av de stedlige tilsynene var samtidig med Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB).

Avvikene fra tilsynet viste i hovedsak samme resultat som tidligere år. Foruten mangelfulle ROS-analyser og etterfølgende tiltaksplaner, finner NVE en mangelfull systematisk tilnærming til sikkerhets- og beredskapsarbeidet. Dette viser at det er nødvendig å fortsatt fokusere på ROS-analyser og et helhetlig dokumentert beredskapsplanverk og beredskapsarbeid. Det ble konstatert 254 avvik og gitt 95 anmerkninger etter tilsynene, og det er utstedt 17 varsel om tvangsmulkt.

Videre ble det gjennomført om lag 90 skriftlige tilsyn i 2015. Skriftlig tilsyn med reparasjonsberedskap for sjøkabler ble påbegynt i desember 2014, mens den videre saksbehandlingen med vedtak om retting ble utført i 2015. Dette tilsynet avdekket omfattende mangel på reservemateriell for sjøkabelanlegg i regionalnettet, og har ført til at disse eierne nå har gått sammen om å bygge et lager for sjøkabel og annet reservemateriell.

I 2015 har NVE fulgt opp sårbarhet i kraftsystemet gjennom tilsyn med vedlikehold og reparasjonsberedskap for krafttransformatorer, både hos nettselskap og produsenter. Det har vært fokus på skogrydding, og det ble utviklet et nytt tilsynstema i 2015; tilsyn med

hovedkomponentene (stengeorgan, turbin, generator, transformator, kabelanlegg, turbinregulator og magnetisering med hjelpesystemer) i kraftstasjoner i klasse 2 og 3.

IKT-sikkerhet har fått stor oppmerksomhet i 2015. NVE har gjennomført skriftlig tilsyn med 31 selskap og i tillegg også fulgt opp enkelthendelser. Åtte av disse hadde ingen avvik. Spørsmålene dreide seg i hovedsak om automatisk overvåking, loggføring analyse og varsling av hendelser i driftskontrollsystemet og om det øves på slike hendelser. Avvikene skal lukkes i 2016. Det har ikke blitt gjennomført stedlige tilsyn med IKT-sikkerhet i 2015, men IKT-sikkerhet er et tema i de fleste revisjonene NVE gjennomfører hos selskapene.

NVE registrerer at beredskapsarbeidet får stor oppmerksomhet og prioritet. Dette er viktig med tanke på utfordringene rundt de stadig høyere forventningene til forsyningsikkerhet i samfunnet. NVE opplever at virksomheter som har hatt tilsyn, viser positivt engasjement og forståelse.

13.2 Leveringskvalitet

Tilsyn med leveringskvalitet omfatter bestemmelsene i leveringskvalitetsforskriften, samt § 22 i systemansvarsforskriften. Tema som inkluderes i revisjonene er dermed spenningskvalitet, registrering og rapportering av spenningskvalitet, leveringspålitelighet, registrering og rapportering av avbrudd, kundefølgende og feilanalyse og statistikk.

Det ble ikke gjennomført stedlige revisjoner med leveringskvalitet i 2015. I stedet har det blitt satt fokus på å ha kontroll med selskapenes etterlevelse av nye krav til rapportering av avbrudd som følge av feil i lavspenningsnettet og innrapportering av spenningskvalitetsdata.

Fra 2014 har det vært krav om at også avbrudd som skyldes hendelser i lavspenningsnettet (<1 kV) skal innrapporteres. Dataene for 2014 ble rapportert inn til NVE 1. mars 2015. 19 selskap hadde ikke rapportert avbrudd i lavspenningsnettet. Det var et høyt antall selskap som ikke hadde rapportert avbrudd i lavspenningsnettet. NVE har i løpet av 2015 fulgt opp hvert enkelt av selskapene som ikke hadde rapportert. 1. mars 2016 ble avbruddsdata for 2015 innrapportert. Selv om de fleste selskapene har rapportert avbrudd i lavspenningsnettet er det ikke ensbetydende med at alle avbrudd har blitt rapportert.

I 2016 ble det også gjennomført kontroll av innrapporterte avbruddsdata for 2015 fra 122 nettselskap.

Systemansvarlig samler inn data med feilanalyse av hendelser i distribusjons-, regional- og sentralnettet, samt i produksjonsanlegg tilknyttet regional- og sentralnettet. De siste årene har systemansvarlig satt fokus på at produsentene rapporterer feil i egne produksjonsanlegg og i 2015 var det 26 av 65 rapporteringspliktige produsenter som rapporterte om slike feil.

Leveringskvalitetsforskriften fastslår at alle nettselskap kontinuerlig skal måle spesifiserte spenningskvalitetsparametere i ett eller flere målepunkt i egne høyspenningsanlegg³⁹. Denne plikten ble innført fra og med 2006. Det har vært obligatorisk å registrere følgende spenningskvalitetsparametre: kortvarige underspenninger (spenningsdipper), kortvarige overspenninger og spenningssprang. Fra og med 2014 har det også vært obligatorisk å registrere korttids- og langtidsintensitet av flimmer, samt total harmonisk forvrengning (THD).

³⁹ Jf. Leveringskvalitetsforskriften § 2A-2.

Rapporteringsplikt av spenningskvalitetsmålinger ble innført fra og med 2014. Det skal rapporteres til NVE innen 1. februar hvert år. Etter første gangs rapportering mottok NVE spenningskvalitetsmålinger fra 251 målepunkter. For 2015 har NVE mottatt målinger fra 286 målepunkter. Målepunkter i 22 kV-nett utgjør omtrent 60 % av målepunktene. For året 2014 var det 127 rapporteringspliktige selskaper, og av disse mottok NVE målinger fra 97 selskaper, mens 30 selskaper ikke rapporterte målinger. For året 2015 var det 122 rapporteringspliktige selskaper, hvorav 92 rapporterte spenningskvalitetsmålinger, mens 30 ikke gjorde det. NVE ser at det i de første årene kan ha vært problemer for enkelte selskap å rapportere, men at det fra rapporteringen for kommende år vil bli fulgt opp strengere.

I 2015 fattet NVE vedtak i to klagesaker på leveringspålitelighet. I begge sakene vurderte NVE det til at klageren hadde opplevd et høyt antall avbrudd. Samtidig vurderte NVE det til at nettselskapenes planlagte tiltak for å bedre forsyningen til å være tilstrekkelige, og valgte å ikke pålegge selskapene å gjøre ytterligere tiltak.

13.3 Systemansvaret

Tilsyn med Statnetts utøvelse av systemansvaret omfatter bestemmelsene i energiloven § 6-1, energilovforskriften § 6-1, konsesjon for å utøve systemansvaret og systemansvarsforskriften.

I tillegg har NVE fortsatt med oppfølgingen av Statnetts arbeid med lukking av avvik som ble funnet ved revisjoner i 2011 og 2012.

I 2015 hadde NVE to halvårlige oppfølgingsmøter der Statnett gjorde rede for løpende drift og relevante forhold for utøvelsen av systemansvaret. Tema for møtene var håndtering av flaskehalser og nettkapasitet, energi- og effektknapphet i Norge og Norden, driftsforhold av betydning, driftsforstyrrelser, viktige endringer i driftskoblinger, systemtjenester og systemvern, systemansvarskostnader, flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap for HVDC-forbindelsene Danmark og Nederland, samt Statnetts internasjonale arbeid i Norden og ENTSO-E. Referatene fra oppfølgingsmøtene publiseres fortløpende på nve.no.

Det generelle inntrykket er at Statnett har god kontroll og god oversikt når det gjelder utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet, men NVE vurderer det som viktig å fortsette med tilsyn av Statnetts utøvelse av systemansvaret.

14 NVEs vurderinger og oppfølging

I dette kapitlet følger en samling av NVEs vurderinger og oppfølging av tema som er tatt opp i rapporten.

Energisikkerhet

Statnett la frem nye vurderinger av sannsynlighet for rasjonering i rapporten «SAKS 2015 – gjennomgang og behov for SAKS-tiltak», og konkluderte med at sannsynligheten for rasjonering i analyseårene 2016 og 2022 til å være svært lav, fordi flere omfattende ikke-korrelerte negative hendelser må inntreffe samtidig for at det skal oppstå behov for rasjonering.

NVE har gjort egne analyser som bekrefter funnene i Statnetts rapporter. NVE mener derfor energisikkerheten i Norge er god og vil trolig også være det i den nærmeste 5-årsperioden. På bakgrunn av dette stiller NVE seg bak Statnetts vurdering om at det ikke vil være behov for ordning med energiopsjoner for kommende vinter.

Driftsforstyrrelser og leveringspålitelighet innenlands

NVE følger opp alle større hendelser i kraftsystemet ved å kreve særskilt rapportering, utføre kontroll eller reise en tilsynssak. Dette kan være aktuelt når det er mistanke om brudd på beredskapsforskriftens krav.

Leveringspåliteligheten i Norge er god. Samtidig viser utviklingen i leveringspålitelighet de siste fem årene en nedadgående tendens. NVE kan ikke se en klar trend i utviklingen av årsak for driftsforstyrrelser. Det er viktig for den enkelte konsesjonær å være oppdatert og bevisst på årsakene innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensen av driftsforstyrrelser som oppstår. Ekstremvær og utfall av sentralnettslinjer i områder uten N-1 har stor påvirkning på statistikken.

Det er viktig med fortsatt oppmerksomhet på å øke kvaliteten i rapporteringen av driftsforstyrrelses- og avbruddsdataene, som blir innrapportert fra nettselskapene til systemansvarlig og NVE. Dataene benyttes både til den økonomiske reguleringen av nettselskapene, for å se utviklingen i den nasjonale leveringspåliteligheten og for å analysere utviklingen i årsaker til driftsforstyrrelser nasjonalt. Hos nettselskapene er det variasjon i hvor stor grad avbrudd registreres basert manuelle rutiner, og i hvor stor grad avbruddsregistreringen er etterprøvable. NVE mener det er viktig at nettselskaper tar i bruk kobling mellom digitale drifts- og nettsystemer for å øke kvaliteten på avbruddsdataene som blir registrert. NVE har derfor i 2016 satt ut et oppdrag for å gjøre en vurdering av feilkilder i registreringsprosessen hos nettselskapene, og en vurdering av best practice for avbruddsregistrering.

Nettselskapene har brukt FASIT programvare i 20 år for å rapportere feil og avbruddsdataene til NVE og systemansvarlig. FASIT er under vurdering og oppdatering årlig, likevel har det vært behov for mer omfattende fornyelse for å kunne ta i bruk mer moderne teknologi og løsninger. Prosjektet 'Neste Generasjon FASIT' vil ferdigstilles i 2016. NVE forventer at når den nye versjonen av FASIT-systemet implementeres fra 2018, så vil det bli en mer konsistent rapportering av blant annet feilårsak ved driftsforstyrrelser.

Egenberedskap

Leveringspålitelighet er regulert med direkte krav om gjenoppretting av forsyningen uten ugrunnet opphold, i tillegg gir KILE-ordningen nettselskapene incentiver til å redusere omfanget av avbrudd. Ingen nettselskap kan garantere en forsyning helt uten strømavbrudd av kortere eller lengre varighet. Punktanalysen av egenberedskapen som ble gjort i rapporten «Egenberedskap - En punktanalyse av nødstrømsberedskapen i utvalgte kommuner 2014» viste mangelfull egenberedskap hos enkelte samfunnsfunksjoner ved bortfall av strømforsyning.

Det ligger utenfor NVEs forvaltningsmessige oppgave å følge opp alle samfunnssektorer direkte. Rapporten er et faginnspill til sektormyndigheter som har et oppfølgingsansvar. Derfor har NVE som et ledd i oppfølgingen gitt ut denne rapporten for derigjennom å informere ansvarlige myndigheter. NVE håper også at rapporten kan danne grunnlag for drøftinger i de øvrige sektorer om krav til nødstrøm, og ikke minst hvilken samfunnsberedskap man ønsker å ha.

Utenlandsforbindelser

I 2015 har det ikke vært lengre perioder med nedetid på likestrømskablene på grunn av driftsforstyrrelser. Det har vært 10 driftsforstyrrelser på veksels- og likespenningsforbindelsene hvor gjenopprettningstiden har vart mer enn en time. Tilgjengeligheten på NorNed var i 2015 98 % etter perioder med redusert tilgjengelighet etter hendelser i 2011 og 2013.

NVE mener utenlandsforbindelsene er av stor samfunnsmessig betydning og at det generelt er viktig med høy tilgjengelighet på disse. Dette gjelder både likestrøms- og vekselstrømsforbindelsene. Forventet handelskapasitet på utenlandsforbindelser gjennom tappesesongen har betydning for kraftprodusenters disponering, og ved en svak hydrologisk balanse vil det kunne ha betydning for forsyningssikkerheten. Det vil likevel være avgjørende når i tappesesongen et utfall av en utenlandsforbindelse inntreffer. Feil på sjøkablene vurderes allikevel som meget alvorlige, da lang reparasjonstid og leveringstid kan øke sannsynligheten for langvarige avbrudd.

Frekvenskvalitet

I 2015 var det 10 616 minutter med frekvensavvik. Dette tilsvarer omtrent 7,4 døgn eller 2,0 % av tiden i 2015, noe som er på nivå med frekvensavviket i 2014. Statnett er bekymret for redusert frekvenskvalitet som følge av økt kabelkapasitet mot utlandet og dermed økt utveksling mellom det nordiske og omkringliggende systemer, samt økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske og omkringliggende systemer. Dette kan gjøre det mer krevende å håndtere systembalansen og mange flaskehalser samtidig. Statnett og de øvrige TSOene i Norden har iverksatt tiltak for å bedre frekvenskvaliteten og snu den negative utviklingen i årene før 2011. Disse tiltakene ser ut til å ha ønsket effekt.

Et av tiltakene som Statnett opplyser om at har hatt en positiv effekt er innføringen av automatiske sekundærreserver i Norden. Samtidig gjenstår det fremdeles arbeid for å få på plass en velfungerende nordisk markedsløsning for sekundærreserver.

NVE mener det er viktig å fortsatt ha oppmerksomhet rettet mot tiltak for å bedre frekvenskvaliteten. Med økt mengde uregulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet ut av synkronområdet vil man kunne oppleve større og hurtigere endringer i kraftsystemet. For å ivareta en tilfredsstillende frekvenskvalitet i det nordiske synkronsystemet er det viktig med fortsatt arbeid for å sikre god koordinering av og samarbeid om tiltak og virkemidler mellom de

nordiske systemoperatører. Samtidig må kostnaden for nye tiltak som for eksempel automatiske sekundærreserver (FRR-A) vurderes opp mot kostnad for alternative tiltak.

I 2015 innførte Statnett en ny frivillig systemtjeneste for å redusere de strukturelle ubalansene, kalt produksjonsglatting. Fra tidligere er det også krav til endring av kvartersplaner ved store produksjonsendringer (kvartersjustering) og systemansvarlig har mulighet til kjøpe kvartersflytting av produksjon.

I årsrapporteringen fra systemansvarlig fremgår det at mengden kvartersflyttet produksjon i 2015 var på 207 GWh. Statnett har ikke rapportert det samlede volumet av produksjon som har blitt kvartersjustert eller produksjonsglattet. NVE ser at de ulike typene utjevning av produksjonsendringer over timesskift kan bidra til å redusere de strukturelle ubalansene mellom produksjon, forbruk og utveksling i kraftsystemet. Samtidig mener NVE at det er viktig at Statnett ser de ulike virkemidlene for å bedre frekvensen i en sammenheng, og vurderer de ulike tiltakenes treffsikkerhet. For å kunne vurdere effekten av innføring av nye tiltak bør Statnett gjøre en vurdering rundt bruken og omfanget av kvartersjustering, kvartersflytting og produksjonsglatting, og vurdere kostnader og nytte for systemansvarlig og aktører ved de enkelte tiltak. NVE har også registrert at det har vært noe diskusjon rundt prosess for innføring og deltagelse i de nye tjenestene. NVE vil i 2016 vurdere om det kan være tiltak som sikrer en hensiktsmessig involvering fra bransje og reguleringsmyndighet ved fremtidige vesentlige endringer i Statnetts praksis, som har stor påvirkning på kraftsystemet eller aktørenes rettigheter og plikter.

NVE opplever at det i det norske kraftsystemet i dag anses å ha tilstrekkelig regulerytelse, men registrerer at det i fremtiden kan bli større behov for både manuelle og frekvensstyrte reserver. Behovet for reserver kan også i større grad enn i dag oppstå på sommerstid når produsenter velger å ha kraftverk ute til revisjon på grunn av lave kraftpriser, og/eller når større deler av forbruket dekkes av uregulerbar kraftproduksjon og import. På kort sikt vurderer NVE at det er et kostnadsspørsmål å ha nok regulerytelse til disposisjon også om sommeren. På lang sikt kan det derimot være et spørsmål om ressursene er tilgjengelige i kraftsystemet. NVE vil i dialog med Statnett følge med på utviklingen av tilgjengelige reguleringsressurser.

Spesialregulering, produksjonstilpasning og systemvern

Mengden spesialregulering var i 2014 og 2015 høy når man sammenligner med de ti foregående årene. Når Ørskog-Sogndal er ferdigbygget vil mengden spesialregulering trolig reduseres noe.

NVE mener det ikke er rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i regulert volum eller antall dager det benyttes. Derimot bør kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum.

Statnetts oversikt over bruk av produksjonstilpasning for 2015 viser at det er betydelig mengde med mulig produksjonskapasitet som blir produksjonstilpasset, spesielt i områdene Indre Sogn og Sunnmøre og Sogn og Fjordane. NVE anser produksjonstilpasning som et sterkt inngrep i aktørenes rett til å disponere egne ressurser, og forutsetter at Statnett i hvert tilfellet har vurdert alternative løsninger.

NVE legger til grunn at systemansvarlige i vurderingen av ulike virkemidler gjør en avveining mellom hensynet til å legge til rette for et effektivt kraftmarked og hensynet til tilfredsstillende leveringskvalitet. Hovedregelen er at flaskehalser som ikke håndteres gjennom å opprette

elspotområder normalt skal håndteres ved bruk av regulerkraftmarkedet⁴⁰. NVE mener at det i hver enkelt sak må gjøres en konkret vurdering av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av bruken av andre virkemidler enn markedsbaserte.

NVE registrerer at antall systemvern øker. NVE mener systemvern er et godt virkemiddel for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene ved driftsforstyrrelser. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved bruk av systemvern må veies opp mot kostnader for tiltak i kraftsystemet som gjør systemvern overflødige, herunder investeringer i økt overføringskapasitet. NVE mener det er viktig at systemansvarlig har et bevisst forhold til hvilke produksjons- og forbruksenheter som omfattes av automatisk frakopling.

Systemansvarliges bruk av virkemidler bør til enhver tid vurderes ut fra hva som gir den samlet sett mest optimale utnyttelsen av tilgjengelige ressurser, og som samtidig ivaretar hensynet til driftssikkerheten.

Utvikling i områder med redusert driftssikkerhet

For de fleste av områdene hvor Statnett i dag registrer antall timer med redusert driftssikkerhet er det nettanlegg under bygging som vil øke driftssikkerheten betraktelig. NVE mener likevel det er viktig at Statnett fortsetter å kartlegge og følge med på områder i sentralnettet som mangler N-1. 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.

NVE ser at driftssikkerheten kan utfordres de kommende årene. Det er omfattende nybygging og oppgradering av eksisterende nett som skal gjennomføres de neste årene, i tillegg til vedlikehold og ordinært revisjonsarbeid på eksisterende linjer. Dette kan føre til at nettet er sårbart for feil over lengre perioder. Dette stiller igjen krav til at revisjonskoordineringen systemansvarlig gjør for regional- og sentralnettet holder høy kvalitet og prøver å minimere tiden med redusert driftssikkerhet.

Oversikt fra systemansvarlig viser at det er få revisjoner i juli sammenlignet med månedene før og etter. NVE mener at systemansvarlig og aktørene i bransjen, dersom det er mulig, i større grad bør vurdere å ta i bruk juli til å gjennomføre revisjoner og driftsstanser, for å sikre en bedre utnyttelse av tidsrommet hvor revisjoner er mulig å gjennomføre.

NVE mener det ikke vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å endre koblingsbilder slik at det sikres N-1-drift selv om dette er mulig. NVE mener heller ikke det vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å kreve oppregulering av produksjonsressurser for å sikre N-1-drift, forutsatt tilstrekkelige og tilgjengelige produksjonsressurser. Dette er forhold som systemansvarlig må vurdere i den daglige driften.

Nettkomponenter

Fosweb er en del av Statnetts eFos-prosjekt som har til formål å forbedre og effektivisere innrapportering til systemansvarlig. Fosweb er en løsning hvor både systemansvarlig og de ulike konsesjonærene vil kunne innrapportere nye anleggsdata. Konsesjonærene blir i tillegg bedt om å bekrefte anleggsdataene som allerede ligger i Statnetts systemer.

Korrekte og fullstendige anleggsdata vil gi et bedre underlag for Statnett til å fastsette overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Videre vil innsamlingen av data om

⁴⁰ Jf. systemansvarsforskriften § 5

produksjonsenheter ned til 1 MW kunne gi systemansvarlig bedre oversikt over egenskapene til produksjonsenheter i distribusjonsnettet med tanke på gjenoppretting av driften under anstrengte driftssituasjoner eller driftsforstyrrelser.

Fosweb vil gi en komplett nasjonal oversikt over transformatorenes data og tilstand som NVE bruker for oppfølging og tilsyn. Statnetts behov for transformatordata blir også dekket.

NVE ser stor verdi i arbeidet som nå gjøres med effektiviseringen av innrapportering til systemansvarlig, og verifisering av anleggsdataene. Det er av stor betydning for driften av kraftsystemet, og utnyttelsen av nettinvesteringer å ha riktige og oppdaterte komponentdata. NVE vil følge med på arbeidet til Statnett med å fremskaffe oversikt over aktuelle driftsdata.

Gjennom Fosweb vil det bli mulig å rapportere komponentdata til kraftsystemutredningene, noe som vil redusere antall steder komponentdataene må innrapporteres og kontrolleres. Krav om rapportering for nye anlegg ligger allerede i fos §14a, men det må gjøres en engangsjobb for å sikre at Fosweb inneholder en komplett oversikt over komponenter i regional- og sentralnett. NVE sender derfor vedtak til systemansvarlig og anleggskonsesjonærer for å sikre at dette blir gjort.

NVE mener også at det er avgjørende at konsesjonærene prioriterer å oppdatere og korrigere aktuelle anleggsdeler. NVE vil vurdere å følge opp konsesjonærer enkeltvis dersom de ikke oppdaterer komponentdataene.

IKT sikkerhet

NVE vil følge utvikling av KraftCERTs medlemsmasse tett for å se hvilken dekning KraftCERT får i energiforsyningen etter rundt ett års drift. NVE erkjenner at det er behov for å videreutvikle etatens egen kompetanse på IKT-sikkerhet for å kunne jobbe bedre opp mot miljøer som KraftCERT, samt øke egen håndteringsevne i IKT-hendelser som kan få konsekvenser for energiforsyningen.

Nasjonal cyberøvelse for ekom og kraft 2015 (NCEK15) viste blant annet at de gjensidige avhengighetene mellom ekom og kraft kan få større konsekvenser i fremtiden med økt utnyttelse av automatiske måle- og styringssystemer (AMS). NVE skal i 2016 gå gjennom regelverk og veiledninger for å vurdere om disse bidrar til å håndtere fremtidens cybertrusler som direkte eller indirekte kan hindre forsyningssikkerheten. Erfaringene fra NCEK15 vil være en del av bakgrunns materialet i dette arbeidet for å sikre en helhetlig sikkerhetstankegang og arkitektur som skal være gjennomgående for driftskontrollsystemer, AMS, DMS og andre typer IKT-systemer og integrasjonen mellom systemer.

Referanser

- [1] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2015,» 2016.
- [2] NVE, «Forskrift 30. november 2004 nr. 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet».
- [3] NVE, «Forskrift 7. mai 2002 nr. 448 om systemansvaret i kraftsystemet».
- [4] NVE, EBLKompetanse, Statnett, Sintef Energiforskning, «Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet,» Utarbeidet av "Referansegruppe feil og avbrudd", 2001, www.fasit.no.
- [5] Statnett SF, «Vilkår for tilbud, aksept, rapportering og avregning i marked for FCR. Gjeldende fra 02.05.2016.,» www.statnett.no.
- [6] Statnett SF, «Sekundærreserver (FRR-A),» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/sekundarreserver/>, [25.04.2016].
- [7] Statnett SF, «Tertiærreserve (FRR-M),» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/RKOM1/>, [25.4.2016].
- [8] NVE, «Kraftsituasjonen 4. kvartal / året 2015,» <https://www.nve.no/Media/3434/4kvartal2015.pdf>.
- [9] NVE, «Avbruddstatistikk 2014,» NVE rapport nr 125-2015, NVE v/Eggum, Hansen, Nordeng, Ånestad og Fadum, 2015, www.nve.no.
- [10] Statnett SF, «Årsstatistikk 2014; Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoblinger i 1-22 kV-nettet,» Statnett v/Seksjon Feilanalyse, 2015.
- [11] Statnett SF, «Feilstatistikk,» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
- [12] Statnett SF, «Årsstatistikker 1-22 kV, Årsstatistikker 33-420 kV, (2006-2015),» <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Nedlastingssenter/Feilstatistikk/>.
- [13] NVE, «Endringer i forskrift 7. mai 2002 nr 448 om systemansvaret i kraftsystemet: Oppsummering av høringsuttalelser og endelig forskriftstekst,» NVE rapport nr. 67/2012, NVE v/ Brekke, Espegren og Rogstad, 2012, www.nve.no.
- [14] NVE, «Driften av kraftsystemet 2014,» NVE rapport nr 38/2014, NVE v/Aabakken, Sepúlveda, Mindeberg, Ånestad, Fadum, Gillund, Bartnes, Ulsberg, Arnesen, Malvik og Paulen, 2015, www.nve.no.
- [15] NVE, «Egenberedskap; En punktanalyse av nødstrømbereidskapen i utvalgte kommuner 2014,» NVE rapport nr 103-2015, NVE v/Steen, 2015, www.nve.no.
- [16] Statnett SF, «NordLink,» <http://statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/>, [26.4.2016].
- [17] Statnett SF, «North Sea Link,» <http://statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/>, [26.04.2016].
- [18] Statnett SF, «Veileder; Funksjonskrav i kraftsystemet,» (FIKS), 2012.
- [19] Statnett, «Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-20 - Tiltaksplan for sikker og effektiv drift av kraftsystemet,» 2014.
- [20] Energinet.dk, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät, «Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Nordisk systemdriftsavtale),» 2006, https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_Swedish_official_signed_version.pdf.
- [21] NVE, «Leveringskvalitet i kraftsystemet: Forslag til forskrift, NVE dokument nr. 3/2004, NVE v/ Trengereid, Brekke og Parelus,» 2004, www.nve.no.

- [22] Svenska Kraftnät, «Kontrollrummet - Produktion,» <http://www.svk.se/drift-av-stamnatet/kontrollrummet/>, [29.04.2016].
- [23] Energimyndigheten, «Vindkraftstatistik 2014,» www.energimyndigheten.se/, 2014.
- [24] NVE, «Møtereferat Oppfølgingsmøte med Systemansvarlig nr 2 2015.»
- [25] NVE, «Møtereferat Oppfølgingsmøte med Systemansvarlig nr 2 2014.»
- [26] Statnett SF, «Nordisk prosjekt for frekvensforbedring,» <http://www.statnett.no/Kundeportal/Kundeinformasjon/Nordisk-prosjekt-for-frekvensforbedring/> [28.4.2015].
- [27] Statnett SF, «Utvikling av energimarkedene,» Statnett v/ Barmsnes, Presentasjon Forum for Systemtjenester 2015.
- [28] Statnett SF, «Hasle-piloten,» <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/sekundarreserver/Hasle-piloten/> [10.06.2016].
- [29] Statnett SF, «Krav til kvartersplaner ved store produksjonsendringer. Nye krav til kvartersplaner gjeldende fra 1.9.2015.,» www.statnett.no.
- [30] Statnett SF, «Lastfølging,» <http://statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/Systemtjenester/Lastfolging/> [11.5.2016].
- [31] Statnett SF, «Vedtak om betaling for systemtjenester 2015, jf forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) § 27.,» Statnett ref: 12/01258-2.
- [32] Statnett SF, «Produksjonsglatting; Vilkår for deltakelse, håndtering og kompensasjon. Gjeldende fra 3.6.2015.,» www.statnett.no.
- [33] Statnett SF, «KSU for sentralnettet 2015,» 2015.
- [34] Statnett SF, «Praktisering av Systemansvaret - veileder til enkeltparagrafene,» www.statnett.no, 2015.
- [35] Statnett SF, «Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2014,» 2015, www.statnett.no.
- [36] Statnett SF, «Fosweb - Bedre kvalitet på kraftsystemdata,» Statnett v/ Kristensen, Presentasjon Drifteteknik forum - Region Nord 2015.
- [37] NVE, «Årsrapport for tilsyn 2015,» NVE rapport nr. 35-2016, NVE v/L' Abée-Lund og Nordang Solum, 2015, www.nve.no.

Vedlegg

Vedlegg 1:

Systemvern – oversikt over plassering, funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de brukes. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

Vedlegg 2:

Produksjonstilpasning – oversikt over bruk av produksjonstilpasning i 2015. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

Vedlegg 1: Oversikt over systemvern

Systemvern – oversikt over plassering, funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de brukes. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

Nord-Norge nord for Ofoten

Funksjoner:

Det er installert BFK på Finnfjordbotn smelteverk og på Statoils anlegg på Melkøya.

Når blir vernet brukt:

Vernet på Finnfjordbotn blir aktivert ved stort underskudd nord for Ofoten. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området.

Hva utløser verna:

Utløsning skjer ved utfall på 420 kV nettet nord for Ofoten. Da vil utkobling av BFK avlaste det parallelle 132 kV-nettet nordover.

Hvor ofte blir det brukt:

BFK Finnfjordbotn er i bruk ukentlig i vintersesongen. BFK Melkøya er kun i bruk dersom Melkøya trekker kraft fra nettet, og kun når Finnfjordbotn ikke gir tilstrekkelig virkning.

Nord-Norge sør for Ofoten

Funksjoner:

I Nord-Norge er det installert PFK på Kobbelv og Svartisen. I tillegg er det installert nettsplittingsvern som deler 420 kV-nettet mellom Kobbelv og Salten ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Porjus. I tillegg er det et nettsplittingsvern som kobler ut T5 i Rana og tilhørende produksjon i Rana.

Når blir vernet brukt:

Verna blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Norge ved stort overskudd.

Hva utløser verna:

Nettsplittingsvernet og PFK Kobbelv blir utløst ved utfall av 420 kV-linja mellom Ofoten og Sverige. Dette er for å forhindre overlast eller pendlinger på gjenværende ledninger. PFK Svartisen blir utløst ved utfall av 420 kV-linja fra Nedre Røssåga til Svartisen, 420kV-linja Kobbelv-Ofoten og ved overlast på 300 kV-linjene fra Tunnsjødal til Midt-Norge.

Hvor ofte blir det brukt

I perioder med overskudd er det i bruk daglig. Bruken følger kjøremønsteret til de store kraftverka i området, Svartisen og Kobbelv. Bruken varierer mye fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. Overlastverna som utløser PFK i Svartisen står alltid på når Svartisen er i drift. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk kun når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ikke er tilgjengelig.

Midt-Norge

Funksjoner:

I Midt-Norge er det installert BFK på Hydros anlegg på Sunndalsøra og på landanlegget til Ormen Lange ved Nyhamna.

Når blir vernet brukt:

BFK på Sunndalsøra øker importkapasiteten til Midt-Norge generelt og Møre og Romsdal spesielt. BFK på Nyhamna er alltid på.

Hva utløser verna

BFK på Sunndalsøra blir utløst ved utfall av 420kV nettet mellom Viklandet og Midskog, samt 300kV nettet mellom Aura og Klæbu. BFK på Nyhamna blir utløst ved utfall på 420kV nettet mellom Viklandet og Fræna.

Hvor ofte blir det brukt:

Bruken er svært avhengig av den hydrologiske situasjonen i Midt-Norge. Med stort importønske og høy last er vernet i bruk ukentlig, i hovedsak på natt og helg. Dette er først og fremst på vintertid. BFK på Nyhamna står alltid på for å unngå spenningsmessige og/eller termiske problemer i 132kV nettet ved utfall i 420kV nettet.

Vestlandet

Funksjoner:

På Vestlandet er det systemvern både til overskudds- og underskuddssituasjoner. Det er installert PFK på Tyin, Matre og Energiverk Mongstad. Det er også nettsplittingsvern og BFK i Bergensområdet.

Når blir vernet brukt:

PFK Tyin blir brukt for å øke eksportkapasiteten ut fra Nord-Vestlandet ved stort overskudd. Dette kan være overskudd i Sogn og Fjordane og i Bergensområdet. BFK i Bergensområdet blir brukt når det er underskudd i Bergensområdet alene eller sammen med Sogn og Fjordane. PFK i Bergensområdet blir brukt ved stort overskudd i 132 kV-nettet, oftest når kraftverket på Mongstad produserer.

Hva utløser verna:

PFK Tyin er knyttet til overlast på, eller utfall av, 300 kV Fardal-Aurland. Overlast kan oppstå når andre linjer ut fra området faller ut. BFK er knyttet til overlast på 300 kV-linjer inn til Bergen. Det er også vern som løser ut forbruk ved for lav spenning i Bergen.

Hvor ofte blir det brukt:

PFK Tyin blir brukt i perioder med svært høy produksjon i området. Dette er oftest på vår, sommer eller høst når det er høy snøsmelting eller mye nedbør. Småkraftproduksjonen i området er en vesentlig faktor for når vernet er i bruk. BFK Bergensområdet, som blir utløst ved overstrøm inn til selve Bergen, er i bruk hele vinteren. Dette er hovedsakelig knyttet til høyt forbruk.

Sørlandet

Funksjoner:

På Sørlandet er det systemvern på HVDC-kablene Skagerrak 3&4 og NorNed, PFK på Tonstad og et systemvern i 110kV nettet i Vest-Agder. Systemvernet i 110kV nettet består både av PFK på Skjerka kraftverk og en nettsplittingsfunksjon.

Når blir vernet brukt:

Vernet på Skagerrak blir brukt til å redusere eksporten ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved stor eksport og lav produksjon. Skagerrak 3 har også en funksjon som reduserer importen ved utfall i 300 kV eller 420 kV-nettet på Sørlandet ved høy import. PFK Tonstad blir også brukt til å koble bort produksjon ved utfall i nettet ved høy import, men blir kun brukt når vernet på Skagerrak 3&4 ikke er tilstrekkelig eller er ute av funksjon. Systemvernet på NorNed blir brukt ved høy eksport og samtidig revisjon på Tonstad, eller ved høy import og lav kortslutningsytelse i Feda. Systemvernet i 110kV nettet blir ved høy flyt på 300kV nettet mellom Kristiansand og Feda.

Hva utløser verna:

Utløsning av Skagerrak 3&4 skjer ved overlast på utvalgte linjer på Sørlandet. I tillegg utløses vernet på Skagerrak 3&4 ved utfall på 420 kV nettet mellom Holen og Kristiansand eller Arendal og Bamble. Denne funksjonen aktiveres ved behov. Utløsning av NorNed skjer ved utfall på Tonstad eller overlast mellom Tonstad og Feda. Systemvernet i 110kV nettet skjer ved overlast i nettet, typisk ved utfall på 300kV nettet.

Hvor ofte blir det brukt:

Vernet på Skagerrak 3&4 som utløses ved overlast står alltid på. Tonstad blir sjelden brukt fordi det ofte er uheldig å miste produksjon i området ved stor import. Vernet som reduserer utvekslingen på Skagerrak 3&4 ved utfall i 420kV nettet blir brukt ved stor eksport og lav produksjon, oftest ved utkoblinger i 300 kV-nettet. Denne funksjonen er en ekstra sikkerhet, men gir ingen ekstra nedkjøring på Skagerrak 3&4. Overlastvernet på NorNed står normalt på. Vernet som utløses ved utfall på Tonstad står på i perioder ved revisjon på Tonstad og i perioder når kortslutningsytelsen på Sørlandet er lav, typisk sommerstid. Systemvernet i 110kV nettet er sjelden i bruk.

Østlandet

Funksjoner:

På Østlandet er det PFK på flere kraftstasjoner knyttet til ulike funksjoner: Haslesnippet (mot Sverige, SE3), Flesakersnippet, 420kv Hallingdalssnippet, 300kV Hallingdalssnippet og 132kV Østnettet. Det er nettsplittingsfunksjon ved brudd i forbindelsen mellom Østlandet og Sverige og et nettsplittingsvern som i gitte situasjoner kan øke importkapasiteten fra Sverige til Østlandet. I tillegg er det installert BFK-vern i Frogner.

Når blir vernet brukt:

PFK-funksjon på Haslesnippet, Flesakersnippet og 420kV Hallingdalssnippet blir brukt for å øke eksportkapasiteten. PFK 300kV Hallingdalssnippet blir brukt ved høy flyt på 300kV-linjene fra Hallingdal inn mot Oslo. PFK i Østnettet blir brukt ved høy produksjon i 132kV nettet sør i Oppland og Hedmark. Nettsplittingsfunksjonen øker eksport- og importkapasitet når en av de to 420 kV-linjene fra Østlandet til Sverige er utkoblet. BFK i Frogner er i bruk ved høy flyt på 420/66 kV transformatorene.

Hva utløser verna:

Det er en rekke utfall og overlaster i 420-, 300 kV og 132 kV-nettet som utløser PFK på Østlandet. Nettsplitt Sør-Norge medfører at Sør-Norge sør for Dovre blir separert fra resten av det nordiske systemet dersom det oppstår en feil som medfører brudd i 420 kV-nettet fra Østlandet til Sverige. BFK i Frogner blir utløst ved utfall av en av 420/66 kV transformatorene.

Hvor ofte blir det brukt:

PFK-funksjonene på Hasle-, Flesaker- og 420kV Hallingdalssnittet blir hovedsakelig brukt ved høy eksport fra Østlandet til Sverige. Hvor ofte dette skjer, er avhengig av den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge. I overskuddsperioder er vernet i bruk daglig, i underskuddssituasjoner kan det gå måneder mellom hver gang. PFK-funksjon på 300kV Hallingdalssnittet er i bruk ved høyt forbruk i Oslo eller i revisjonssesongen. PFK i Østnettet styres av den hydrologiske situasjonen i området. Nettsplittingsvernet står alltid på som en ekstra sikkerhet for å redusere konsekvensene av en N-2 feil (to samtidige utfall) mellom Østlandet og Sverige. BFK i Frogner er i bruk vinterstid.

Vedlegg 2: Oversikt over bruk av produksjonstilpasning i 2015

Oversikt over bruk av produksjonstilpasning i 2015. Oversikten er i sin helhet hentet fra [1].

Dato	Driftsstans	Årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper	Antall timer	Totalt redusert MWh fra installert produksjon
08.01	Modalen-Refsdal-Hove-Fardal	Planlagt utkobling	Sogn og Nordhordaland	Vik	8	736
29.01	Husnes-Stord	Planlagt utkobling	Stord	Midtfjellet	1	112
03.02	Kvanndal-Kjela	Planlagt utkobling	Tokke	Vinje	8	480
02.03	Knardalstrand-Vrangfoss	Planlagt utkobling	Nome	Vrangfoss-MTE	2	30
06.-07.03	Mongstad-Seim	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	20	2000
09.-20.03	Valljord-Sjønstå	Planlagt utkobling	Salten	Sulitjelma	241	16870
11.03	Rollag-Flesaker 1 og 2	Planlagt utkobling	Nummedalen	BKP-Flesaker	16	224
10.03-13.03	Evanger-Voss	Planlagt utkobling	Hordaland	BKK	56	0
13.03	Røldal-Åsen	Utfall	Odda	Oksla, Tysso	24	7440
13.03	Knardalstrand-Vrangfoss	Planlagt utkobling	Nome	Vrangfoss-MTE	3	45
18.-26.03	Lyse-Tjodan	Planlagt utkobling	Lysebotn	Tjodan	200	22600
19.03	Røldal-Åsen	Planlagt utkobling	Odda	Oksla, Tysso	4	1240
21.03-23.04	Raudalen-Beitostølen	Planlagt utkobling	Beitostølen	Valdres	168	2856
23.03-26.03	Kvandal-Sildvik	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell vind	80	2720
07.04-10.04	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	65	4485
13.04	Tjørhom-Tonstad	Planlagt utkobling	Sirdal	Sira-Kvina	10	1200
13.04	Tafjord-Tafjord 2, 3 og 5	Planlagt utkobling	Tafjord	Tafjord	10	1450
13.04-17.04	Leirdøla T2	Planlagt utkobling	Luster	Leirdøla	100	12500
14.04-15.04	Tjørhom-Tonstad	Planlagt utkobling	Sirdal	Sira-Kvina	20	2400
16.04	Fortun-Herva	Planlagt utkobling	Luster	Herva	11	385
21.04-24.04	Balsfjord-Storsteiannes	Planlagt utkobling	Målselv og Balsfjord	Dividalen	92	1012
23.04	Fortun-Herva	Planlagt utkobling	Luster	Herva	11	385
27.07-30.04	Vågåmo-Skjåk	Planlagt utkobling	Ottadalen	Ø.Otta, Skjåk	79	16827
04.05-13.05	Åsen-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	Oksla, Tysso	232	70760
04.05-10.05	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukan-verkene	151	6795

Dato	Driftsstans	Årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper	Antall timer	Totalt redusert MWh fra installert produksjon
06.05	N.Vinstra-Fåberg	Planlagt utkobling	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen	9	2862
13.05	Evanger-Voss	Planlagt utkobling	Hordaland	BKK	16	0
18.05-12.06	Fauske-Hopen	Planlagt utkobling	Salten	Sulitjelma	607	78910
18.05-22.05	Mongstad-Seim og Matre-Myster	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	106	10600
01.06-05.06	Mår-Såheim	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukan-verkene	103	8961
08.06-19.06	Kjela T1	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	272	0
03.08-10.08	Åskåra-Svelgen		Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE	168	43848
22.06-23.06	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukan-verkene	34	1530
23.06	Steinsfoss T3	Planlagt utkobling	Vennesla og Iveland	Agder-Syd	7	616
06.07	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukan-verkene	7	315
13.07-14.07	Mongstad-Seim	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	32	1632
15.07	Ofoten-Båtsvann	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	5	155
08.08-09.08	Monehagen-Nelaug	Planlagt utkobling	Åmli	Agder-syd	31	279
10.08-12.08	Vemorktoppen-Vemork	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukan-verkene	47	9588
10.08-12.08	Ringerike-Tyristrand-Kaggefoss	Planlagt utkobling	Ringerike	BKP-Flesaker	75	1800
11.08	Midtfjellet T2	Planlagt utkobling	Fitjar	Midtfjellet	32	1024
11.08-16.08	Åsen-Oksla	Planlagt utkobling	Odda	Oksla	60	13200
11.08-30.08	Åskåra-Svelgen	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE	504	209664
17.08-27.08	Songa stasjon	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	208	28288
17.08-20.08	Kvandal-Straumsmo 1, 2 og Bardufoss-Straumsmo 1	Planlagt utkobling	Bardu	Innset/Straumsmo	100	7400
20.08	Heggenes-Hyggiande	Planlagt utkobling	Valdres	Valdres	2	238
24.08	Tokke-Vinje-Songa	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	9	2781
24.08-31.08	Knardalstrand-Eie	Planlagt utkobling	Lunde	Vangfoss-MTE	104	1560
24.08-28.08	Øvre Røssåga-Nedre Røssåga	Planlagt utkobling	Hemnes	Røssåga	103	2987
25.08	Nordheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	7	490

Dato	Driftsstans	Årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper	Antall timer	Totalt redusert MWh fra installert produksjon
31.08-18.09	Nesflaten-Kvanndal	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke, HER	2	210
31.08-08.09	Åbjøra-Heggnes	Planlagt utkobling	Valdres	Valdres	192	22848
31.08-04.09	N.Røssåga-Mosjøen	Planlagt utkobling	Hemnes	Røssåga	103	2987
31.08-04.09	Nore T9 og T5		Nore	Nore, Uvdal	103	20600
31.08-03.09	Fardal-Høyanger	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE, Statkraft, Sunnfjord, Tussa	96	27264
01.09-10.09	Samnanger-Norheimsund	Planlagt utkobling	Kvam	BKK, Bjølvo, Kvam	190	16150
04.09-15.09	Fardal-Mel	Planlagt utkobling	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	SFE	280	124320
07.09-15.09	Vinje ssk A og B	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	272	84048
07.09-08.09	Grana-Brattset-Litjfosse	Planlagt utkobling	Rennebu	KVO	49	2450
07.09-11.09	Siso 132kV stasjon	Planlagt utkobling	Salten	Siso, Sulitjelma	55	22550
08.09-10.09	Nordheim-Smøla	Planlagt utkobling	Smøla	Smøla	61	9516
08.09	Samnanger T1	Planlagt utkobling	Samnanger	BKK	5	510
09.09-11.09	Fortun-Leirdøla	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik	21	9870
14.09-15.09	Hersjøen-Heggsetfoss	Planlagt utkobling	Selbu	NTE	31	682
15.09	Borgund-Ølhusjøen	Planlagt utkobling	Lærdal	Borgund	7	1988
18.09	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	3	102
21.09-23.09	Modalen-Steinsland	Planlagt utkobling	Steinsland	BKK	56	8232
25.09	Tokke-Vinje	Planlagt utkobling	Vinje	Byrte, Lio	9	495
25.09-19.10	Leirdøla-Fardal og Ø.Årdal-Årdalstangen	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Leirdøla, Jostedal, Årøy, Fortun, Tyin, Naddvik	636	632820
29.09-01.10	Kristiansand T2	Planlagt utkobling	Vest-Agder	Øie	24	5160
30.09-01.10	Ofoten T1	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	22	198
01.10-02.10	Mongstad-Frøyset	Planlagt utkobling	Nordhordaland	BKK	31	3100
04.10-05.10	Tjodan-Lyse	Utfall	Tjodan	Tjodan	37	4181
06.10-10.10	Åsen-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	Tysso, Oksla	62	19220
12.10-18.10	Nesflaten-Kvanndal	Planlagt utkobling	Vinje	Tokke	2	210
16.10	Hergot-Sildvik	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	6	204

Dato	Driftsstans	Årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper	Antall timer	Totalt redusert MWh fra installert produksjon
19.10-23.10	Eidsborg-Lio	Planlagt utkobling	Vinje	Lio, Byrte	104	5720
20.10-28.10	Fåberg-Vang	Planlagt utkobling	Østerdalen	Rendalen	216	66096
26.10-27.10	Sundsborn-T_Sundsborn	Planlagt utkobling	Sundsborn	Sundsborn	48	5280
27.10	Nesflaten-Røldal	Planlagt utkobling	Odda	HER, Oksla, Tysso	8	4400
29.10	Mår-Moflåt	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkenne	8	120
04.11	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Planlagt utkobling	Kvam	Bjølvo	8	512
07.11-08.11	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	27	918
17.11-18.11	Ø.Årdal-Årdalstangen	Planlagt utkobling	Indre Sogn	Naddvik	30	3060
23.11-25.11	Matre-Myster	Planlagt utkobling	BKK	BKK	30	1110
24.11-26.11	Sunde-Skei	Planlagt utkobling	Jølster	Kjøsnesfjorden	57	4788
30.11	Kristiansand T2	Planlagt utkobling	Vest-Agder	Øie	4	860
01.12	Monehagen-Nelaug	Planlagt utkobling	Åmli	Agder-syd	6	516
02.12	Monehagen-Bøylefoss	Planlagt utkobling	Froland	Agder-syd, Bøylefoss	6	384
07.12	Årdalstangen-Naddvik	Planlagt utkobling	Naddvik	Naddvik	7	819
09.12	Såheim-Frøystul	Planlagt utkobling	Tinn	Rjukanverkenne	6	270
10.12	Vågåmo T1	Planlagt utkobling	Vågåmo	Ø.Otta, Skjåk	3	369
13.12	Sildvik-Kvandal	Planlagt utkobling	Narvik	Nygårdsfjell	8	272
14.12	Ofoten-Båtsvatn	Planlagt utkobling	Narvik	Skjomen	7	217



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no