



Driften av kraftsystemet 2011

Karstein Brekke (red.)

21
2012

R
A
P
P
O
R
T



Driften av kraftsystemet 2011

Rapport nr 21

Driften av kraftsystemet 2011

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Karstein Brekke

Forfattere: Karstein Brekke og Helge Ulsberg

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 0

Forsidefoto: Rune Stubrud

ISBN: 978-82-410-0806-1

ISSN: 1501-2832

Emneord: Kraftsystemet, systemansvaret, forsyningssikkerhet, systemvern, frekvensregulering, spesialregulering, reparasjonsberedskap

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

Telefon: 09575
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

22. juni 2012

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
1 Innledning	10
2 Driftsforstyrrelser innenlands	11
2.1 Aktuelle definisjoner	11
2.2 Driftsforstyrrelser 33-420 kV	12
2.3 Driftsforstyrrelser 1-22 kV	20
2.4 Større driftsforstyrrelser jan 2011 til mar 2012	23
2.5 Tvangsmessig utkobling av forbruk	26
2.6 Reparasjonsberedskap	26
3 Leveringskvalitet innenlands	28
3.1 Leveringspålitelighet	28
3.2 Spenningskvalitet	31
4 Driftsforstyrrelser utenlands	33
5 Leveringskvalitet utenlands	35
6 Utenlandsforbindelser	37
6.1 Driftsforstyrrelser og betydning for kraftsystemet	37
6.2 HVDC forbindelser mellom andre land	39
7 Frekvenskvalitet	41
8 Driftssikkerhet	44
8.1 Sentralnettet	44
8.2 Regionalnett	48
9 Bruk av systemvern	49
10 Bruk av spesialregulering	52
11 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet	56
11.1 Beredskap	56
11.2 Drift og vedlikehold	56
11.3 Leveringskvalitet	56
11.4 Systemansvaret	57
12 NVEs vurderinger	58
13 Referanser	60
14 Vedlegg	62
14.1 Vedlegg 1	63
14.2 Vedlegg 2 - u.off., jf offentliglova § 13 første ledd og beredskapsforskriften § 6-2 første ledd	65
14.3 Vedlegg 3 – u.off., jf offentliglova § 13 første ledd og beredskapsforskriften § 6-2 første ledd	69

Forord

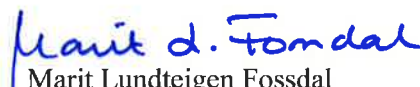
Forsyningssikkerhet er et tema som kontinuerlig er på dagsorden i samfunnet, og et tema som Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) kontinuerlig har fokus på. Denne rapporten omhandler mange elementer viktige for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, og for en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling. Denne rapporten om *driften av kraftsystemet 2011* er en leveranse som følge av tildelingsbrevet for 2012 fra Olje- og energidepartementet (OED) til NVE. Rapporten skal inneholde informasjon og analyser knyttet til tilstanden i kraftsystemet, herunder feil i viktige overføringsforbindelser innad i Norge og til utlandet. Dette følger av tildelingsbrevets kapittel 3.2.4 (*Fremme effektiv og sikker overføring og omsetning av energi og effektiv energibruk*) punkt 45 annet og tredje punktum.

NVE utarbeidet i 2011 tilsvarende informasjon i et notat 19. september 2011, oversendt OED som svar på en egen bestilling, 20. juni 2011. Denne rapporten er bygget opp etter tilsvarende struktur som nevnte notat samt noen mindre justeringer.

En del av innholdet i denne rapporten er basert på informasjon mottatt fra Statnett SF som systemansvarlig i det norske kraftsystemet, da spesielt gjennom rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2011 [12]. Systemansvarlig sin rapport utarbeides årlig etter enkeltvedtak fra NVE.

Oslo, 22. juni 2012


for Per Sanderud
vassdrags- og
energidirektør


Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Dette rapporten er utarbeidet som følge av tildelingsbrev for 2012 til Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fra Olje- og energidepartementet (OED), som pålegger NVE å utarbeide en årlig rapport om *driften av kraftsystemet*. Rapporten skal inneholde informasjon og analyser knyttet til tilstanden i kraftsystemet, herunder feil i viktige overføringsforbindelser innad i Norge og til utlandet.

Driftsforstyrrelser, leveringskvalitet, driftssikkerhet

Hendelser i 2011 påvirket statistikkene for driftsforstyrrelser og leveringspålitelighet. Det ble i 2011 registrert en økning i antall driftsforstyrrelser, i mengde ikke levert energi, samt i andel ikke levert energi som skyldes hendelser i 420 kV nettet. Dette skyldes i hovedsak ekstremværet Dagmar som rammet Norge i romjulen 2011. Mengde ikke levert energi hadde likevel, selv uten hensyn til tallene forbundet med Dagmar, en økning for 2011. Statistikken for øvrig viser at antall driftsforstyrrelser totalt i regional- og sentralnettet har variert de siste 20 år, men fra 1999 til 2010 var det en jevn nedgang i antall driftsforstyrrelser. Driftsforstyrrelser kan deles inn etter hvorvidt de forårsaker avbrudd eller ikke. Antall driftsforstyrrelser som ikke medfører avbrudd viser en klar nedadgående trend, mens antall driftsforstyrrelser som medfører avbrudd har vært relativt stabilt i perioden. Antall driftsforstyrrelser blir færre jo høyere man kommer i spenningsnivå, men den vesentligste andel av total mengde ikke levert energi til norske sluttbrukere skyldes hendelser i høyspenningsdistribusjonsnett. Enkelthendelser i regional- og sentralnettet kan av naturlige årsaker ha større nedslagsfelt enn enkelthendelser i distribusjonsnett, men fører sjeldnere til avbrudd for sluttbrukere enn hendelser i distribusjonsnett. Den nasjonale avbruddsstatistikken viser at den generelle leveringspåliteligheten for norske sluttbrukere har hatt en positiv trend frem til 2010, men som nevnt en endring for 2011.

Mer enn 50 % av driftsforstyrrelsene i regional- og sentralnettet i 2011 skyldes påvirkning fra omgivelsene til kraftsystemet. Omgivelser kan igjen deles inn i tordenvær, vind, snø/is, salt/forurensing, fugl/dyr, vegetasjon og annet. Av mengde driftsforstyrrelser som følge av omgivelser skyldes om lag 30 % tordenvær og 30 % vind. Den tredje største kategorien innenfor omgivelser er vegetasjon.

Antall feil pr anleggsdel er høyere for kraftledninger enn for kraftkabler. Reparasjonstid for kabler er imidlertid lengre enn for luftledninger. Feil i krafttransformatorer og sjøkabler og til dels jordkabel vurderes som mest alvorlige og vil kunne innebære langvarige utfall. Dette henger sammen med lang reparasjonstid, lang leveringstid, vanskelig tilgjengelighet for sjøkabler, komplisert transport for krafttransformatorer, utfordringer i forhold til effektivt beredskapslager mv.

For 2011 har Statnett registrert unormalt mange alvorlige feil i transformatoranlegg, hvorav noen av disse ikke skyldes vikt i selve transformatoren, men i tilknyttet anlegg. Feilene skyldes dels interne feil i transformatorene og dels feil i transformatorenes tilkoplingspunkter (muffer). Krafttransformatorer er et område NVE har fokus på, og NVE har i lengre tid jobbet for å etablere en nasjonal tilstandsdatabase for krafttransformatorer. Det er behov for å sikre myndighetene bedre oversikt over tilstanden for krafttransformatorer enn hva man har i dag. Krafttransformatorer er blant de viktigste komponentene i det norske kraftsystemet. De store transformatorer er som oftest spesielt tilpasset det anlegget de er en del av. De tar lang tid å produsere og kan derfor

normalt ikke erstattes på kort sikt dersom de får feil eller havarerer. Videre er de kostbare og det stilles spesielle krav til blant annet transport. For å utføre oppgaven med å etablere en nasjonal tilstandsdatabase for transformatorer, er det nødvendig for NVE å innhente informasjon om transformatorene. Det er påkrevet at eierne av transformatorene bidrar med informasjon. NVE har vurdert det som hensiktsmessig at arbeidet med å motta data fra anleggseierne, samt lagre, bearbeide og analysere data utføres av Statnett, som systemansvarlig for kraftsystemet i Norge og som en stor anleggseier. NVE har derfor fattet vedtak overfor Statnett vedrørende etablering av slik database, jf NVE 201102773-10. Statnett skal årlig oversende NVE innsamlede data om krafttransformatorer.

De større feilhendelsene som preget starten på 2011 medførte avbrudd og sonevis utkobling enkelte steder. Selv om avbruddsvarigheten for sluttbrukere ikke var like lang som utfallstiden for de feilbefengte komponentene, ble deler av nettet drevet med betydelig redusert forsyningssikkerhet under reparasjonstiden. Ved flere hendelser var det stor risiko for at følgefeil eller samtidig feil på andre komponenter i samme tidsrom kunne ført til omfattende mørkelegging av til dels store områder. Videre var det redusert driftssikkerhet i flere regioner i Sør-, Vest- og Nord-Norge. Utfall av en linje eller feil på kritiske nettkomponenter kunne her forårsake mørkelegging av store områder.

Ekstremværet *Dagmar* som rammet Norge i romjulen 2011, ga omfattende skader på kraftforsyning og teleinstallasjoner. Alle nettnivå ble rammet, sentral-, regional- samt høy- og lavspenningsdistribusjonsnett. Mange kraftstasjoner måtte stoppe på grunn av nettproblemer. Et betydelig antall sentralnettsforbindelser falt ut som følge av uværet, hovedsakelig på Vestlandet, og utfall av samband påvirket også Statnetts oversikt over hendelser. Total var over 570 000 nettkunder berørt av avbrudd som følge av Dagmar. Over 400 000 kunder var uten strømforsyning i mer enn én time, over 35 000 i mer enn 24 timer, og over 10 000 i mer enn 48 timer.

Videre ga utfall av transformator i Kvandal 31. oktober 2011 en langvarig anstrengt situasjon frem til 15. februar 2012, men uten konsekvenser for sluttbrukere. Som følge av større feilhendelser i 2012 ble blant annet Øvre Årdal strømløs 12. januar, Elverum ble strømløs 26. januar, Sortland 27. januar og Lillestrøm 17. april. Feil i regionalnettet i Halden 27. april medførte at Saugbruk stasjon falt ut.

Driftssikkerheten generelt i sentralnettet har vært bedre i 2011 enn i 2010 for de fleste sentralnettsområder. Antall timer med N-0 drift er redusert i 2011 sammenlignet med 2010 for BKK og Bergen, Ålesund/Sunnmøre, Finnmark, Stavanger og Kristiansand. Utover Finnmark har det imidlertid vært en økning i antall timer med N-0 drift for Nord-Norge generelt (som landsdel, ikke sum av delområder) og for Lofoten/Vesterålen. Til tross for en generell positiv utvikling i leveringskvaliteten er det grunn til å være noe bekymret for utviklingen når det gjelder frekvenskvalitet og antall timer hvor N-1 drift ikke kan opprettholdes for sentralnettspunkt. Statistikken for 2011 viser også at man ikke har garantier for at historiske trender fortsetter. For å sikre en fortsatt tilfredsstillende forsyningssikkerhet vil det være behov for økte investeringer i nettanlegg i årene som kommer.

Selskapene kan påvirke omfanget av og konsekvensene ved driftsforstyrrelser gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner, herunder traserydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap. Det ser ikke ut til å være en klar trend hva gjelder utvikling over tid når det gjelder årsak for driftsforstyrrelser. Det er viktig at den enkelte konsesjonær er oppdatert og bevisst på gjeldende årsaker innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensene av driftsforstyrrelser som oppstår. NVE mener at samfunnet må regne med at ekstremvær

som Dagmar vil forekomme. Det er ikke mulig å garantere en avbruddsfri strømforsyning. Det er like fullt viktig å gjøre investeringer og videreutvikle beredskapen i kraftforsyningen for best mulig å håndtere slike ekstraordinære situasjoner. Selskapene har et selvstendig ansvar for risikovurderinger og tiltak i forhold til alle former for ekstraordinære påkjenninger. Sluttbrukere som ikke kan klare seg uten strøm, bør gjennomgå egne krav til sikkerhet og back-up, slik som for eksempel nødstrøm i form av aggregater eller UPS¹.

Vedrørende stasjonære driftsspenninger i sentralnettet fører Statnett statistikk på overskridelser i egne stasjoner. I sentralnettet er alarmgrensene (høyeste/laveste tillatte grenser) for driftsspenning i Statnetts systemer satt til 430/405 kV og 310/280 kV for henholdsvis 420 kV nett og 300 kV nett. Det gis varsel ved henholdsvis 425/410 kV og 305/285 kV. Statnett har, blant andre tiltak, i løpet av 2011 installert fire nye reaktorer i sentralnettet for å redusere antall overskridelser. For å unngå spenningskollaps i Stavangerområdet er det installert systemvern. I 2011 var den stasjonære driftsspenningen i sentralnettet i Sør-Norge utenfor de nevnte alarmgrenser i 11 098 minutter. Rendalen alene representerte 5 715 minutter. I Mo i Rana og omkringliggende områder er nivå av flimmerintensitet utsatt i forbindelse med feil eller revisjoner i området når dette eventuelt medfører at samleskinnene i Svabo transformatorstasjon må kobles sammen.

Utenlandsforbindelser

De etablerte utenlandsforbindelsene er av stor samfunnsmessig betydning og det er meget viktig med høy tilgjengelighet på disse. Forventet handelskapasitet på utenlandsforbindelser gjennom tappesongen har betydning for kraftprodusenters disponering, og vil spesielt ved en svak hydrologisk balanse kunne ha stor betydning for forsyningssikkerheten. Inntreffer det en langvarig feil på en av forbindelsene i eller inn mot en svært anstrengt kraftsituasjon, vil det kunne få særskilte store konsekvenser for forsyningssikkerheten gjennom en vesentlig begrensning i importkapasiteten i en periode hvor det ellers ville vært tilnærmet full import.

Dersom den hydrologiske balansen er god, vil et utfall ha liten umiddelbar betydning for forsyningssikkerheten i Norge, uavhengig av når i tappesongen en eventuell feil inntreffer. De fleste feil på utenlandsforbindelsene vil heller ikke direkte medføre avbrudd for sluttbruker. Svært langvarige utfall vil imidlertid kunne få betydelige konsekvenser da den hydrologiske balansen kan endre seg betydelig fra ett år til et annet. For forsyningssikkerheten er tilgjengelig importkapasitet over tid av stor betydning. Det vesentligste av reduksjon i importkapasitet skyldes feil på selve utenlandsforbindelsene, herunder kabel, omformer eller transformator. Kun en svært begrenset andel skyldes flaskehalser i det norske eller andre lands kraftsystem. NVE legger vekt på at det skal være klare, entydige og kjente kriterier for fastsettelse av utvekslingskapasiteten. Det er stort fokus på å opprettholde god utnyttelse av utenlandsforbindelsene.

Frekvenskvalitet

NVE deler systemansvarlig sin bekymring vedrørende en negativ utvikling i frekvenskvalitet over flere år (avvik fra 50 Hz). NVE mener det er viktig å ha fokus på å

¹ UPS – uninterruptible power supply – avbruddsfri strømforsyning

kartlegge kildene til det økende frekvensavviket i tillegg til å utvikle avbøtende tiltak, og antar at automatiske sekundærreserver (LFC) ikke alene er et tilstrekkelig tiltak for å snu den negative trenden. Systemansvarlig planlegger innføring av automatiske sekundærreserver fra tredje kvartal 2012, øvrige nordiske systemansvarlige fra 2013. De nordiske systemansvarlige skal høsten 2012 gjennomføre en prosess for å komme frem til et felles måltall for frekvensavvik (dvs antall minutter utenfor det definerte båndet). Et måltall for frekvensavvik vil være drivende for mengden reserver som er nødvendig, og således også for relaterte kostnader. Fordelingen mellom mengde primær- og sekundærreserver blir også essensiell. NVE mener systemansvarlig må sørge for at det fastsettes et måltall som er vel begrunnet også i et samfunnsøkonomisk perspektiv. NVE har etterlyst en bedre redegjørelse fra systemansvarlig for hva den langsiktige trenden bør være, og vil følge dette opp gjennom tilsyn og oppfølgingsmøter med systemansvarlig.

Bruk av systemvern

Systemvern er av samfunnsmessig stor betydning. Omfanget og kostnadene ved bruk av systemvern skal være lavere enn kostnadene uten bruk av systemvern, eksempelvis ved reduksjon av konsekvenser som følge av driftsforstyrrelser, øke overføringskapasiteten etc. For eksempel kan investeringer i økt overføringskapasitet overflødiggjøre systemvern. NVE mener det er viktig at systemansvarlig til enhver tid har et bevisst forhold til hvilke produksjons- eller forbruksenheter som bør omfattes av automatisk frakobling, nå og i fremtiden. Dette er forhold som NVE har fulgt opp gjennom revisjon med Statnetts utøvelse av systemansvaret. NVE foreslår også noen endringer i bestemmelsene om systemvern, som sendes på høring sommeren 2012.

Bruk av spesialregulering

Det er store variasjoner i bruk av spesialregulering fra år til år, ettersom større revisjoner og enkelthendelser, sammen med den hydrologiske situasjonen, vil kunne ha stor betydning for omfanget av spesialreguleringer. Eksempelvis er fordelingen mellom kvantum spesialregulert opp versus ned omvendt for 2011 sammenlignet med 2010. Av det totale spesialregulerte kvantum i 2010 ble 37 % nedregulert, mens 63 % ble oppregulert. I 2011, derimot, ble 63 % nedregulert og 37 % oppregulert. Den omvendte fordelingen skyldes i stor grad ulike hydrologiske forhold i de to nevnte årene. Blant annet var det i 2011 flere perioder med stort produksjonsønske på Vestlandet som skapte flaskehalser og behov for nedregulering. Utkobling av forbindelsen Høylen-Lyse i uke 42 og 47, sammen med stort høy produksjon på Vestlandet, medførte store nedreguleringsvolum. Årsaken til den dyreste spesialreguleringsårsaken i 2011 var utfall av forbindelsen Ofoten-Kvanndal 28. januar og 16. februar. Det er brukt lite spesialregulering for å oppfylle N-1 drift i sentralnett. I 2011 ble dette virkemiddelet spesielt benyttet i forbindelse med at alle avgangene på Tegneby stasjon var utkoblet i uke 38, samtidig som forbindelsen Flesaker-Syilling var utkoblet. Det ble også spesialregulert opp for å holde N-1 drift inn til Bergensområdet i forbindelse med tre dagers utetid i februar for forbindelsen Mauranger-Samnanger. Spesialregulering er et virkemiddel som er ofte brukt, hvilket er i tråd med intensjonen til virkemiddelet. NVE anser det ikke rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i mengde regulert kvantum eller antall dager det er benyttet, men at kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid bør veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum.

Tiltak

Våren 2012 har NVE utarbeidet forslag til endringer i forskriftene om beredskap, leveringskvalitet, energiutredninger og systemansvaret, samt energilovforskriften. Forslag til endringer sendes på offentlig høring sommeren 2012, planlagt ikrafttreden er 1. januar 2013. Gjennom arbeidet med forskriftsendringene er det vurdert spesielt hvilke endringer som kan forbedre forsyningssikkerheten, og samtidig representere mer samfunnsmessig rasjonelle løsninger enn dagens. NVE mener forslag til endringer i nevnte forskrifter, sammen med gjeldende regelverk og virkemiddelapparat, vil bidra til å sikre en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i tiden som kommer. En viktig del av bidraget til økt forsyningssikkerhet vil likevel også være investeringer i nettanlegg.

NVE har prioritert oppfølging av reparasjonsberedskap i sine tilsyn og annen oppfølging med bransjen. Dette vil bli videreført, og også innbefatte oppfølging av det nordiske beredskapssamarbeidet mellom de systemansvarlige selskap. NVE vil også fortsatt drive aktivt tilsyn med leveringskvalitet, systemansvaret samt drift og vedlikehold i tiden fremover.

1 Innledning

Forsyningssikkerhet er et tema som kontinuerlig er på dagsorden i samfunnet, og et tema som NVE kontinuerlig har fokus på. Denne rapporten omhandler mange elementer viktige for forsyningssikkerheten i kraftsystemet, og for en samfunnsmessig rasjonell drift og utvikling.

NVE har våren 2012 blant annet utarbeidet forslag til endringer i forskriftene om beredskap, energiutredninger, leveringskvalitet og systemansvaret, samt energilovforskriften. Forslagene tar blant annet sikte på å bidra til mer samfunnsmessig rasjonell forsyningssikkerhet i det norske kraftsystemet. De foreslåtte endringene sendes på offentlig høring sommeren 2012, med planlagt iverksettelse 1. januar 2013.

Denne rapporten er bygget opp etter følgende struktur:

- Driftsforstyrrelser innenlands
- Leveringskvalitet innenlands
- Driftsforstyrrelser utenlands
- Leveringskvalitet utenlands
- Utenlandsforbindelser
- Frekvenskvalitet
- Driftssikkerhet
- Bruk av systemvern
- Bruk av spesialregulering
- Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet

NVE kommenterer de enkelte elementer under hvert punkt og gir i tillegg vurderinger til slutt vedrørende hvilke ytterligere tiltak som anses nødvendig for å sikre driftssikkerheten og forsyningssikkerheten bedre i tiden som kommer.

2 Driftsforstyrrelser innenlands

Dette kapitlet gir en kortfattet oversikt over driftsforstyrrelser innenlands. En driftsforstyrrelse er en utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet, og kan inneholde en eller flere feil. For mer utfyllende informasjon henvises til Statnetts egne driftsforstyrrelsesrapporter publisert via Statnetts internettsider, www.statnett.no.

Over tid har det vært endringer når det gjelder krav til rapportering og hva som beregnes av indikatorer, samt bruk av standardiserte metoder eller ikke. Endringer i rapporteringsrutiner inkludert innføring av standardiserte metoder for registrering, beregning og rapportering, kan påvirke statistikkene. I vedlegg 1 er det gitt en kortfattet historisk oversikt for regelverket for feilanalyse, samt rapportering av avbrudd, feil og driftsforstyrrelser siden energilovens ikrafttreden 1991. En slik historisk oversikt gir også et bilde av hvilke data som har vært tilgjengelig fra nå.

Kort kan nevnes at NVE har tilgjengelig data for varslede og ikke varslede avbrudd grunnet planlagte utkoblinger og driftsforstyrrelser i høyspenningsnettet fra 1995 og frem til i dag, dog begrenset til langvarige avbrudd i perioden 1995-2005. Statnett har tilgjengelig data for driftsforstyrrelser for de høyeste spenningsnivåer for mer enn 20 år, dog er dataene for ulike tidsepoker lagret i ulike datasystemer hvilket gir enkelte begrensninger (kommenteres under den enkelte figur). Blant annet er Statnetts data fra perioden før 1997 noe begrenset grunnet frivillig rapportering for anlegg med spenning under 110 kV, jf den nevnte historiske beskrivelsen i vedlegg.

2.1 Aktuelle definisjoner

Avbrudd er en tilstand karakterisert ved uteblitt levering av elektrisk energi til en eller flere sluttbrukere, hvor forsyningsspenningen er under 1 % av avtalt spenningsnivå. Avbruddene klassifiseres i langvarige avbrudd (> 3 min) og kortvarige avbrudd (≤ 3 min), jf leveringskvalitetsforskriften.

Blandet nett er nett som inneholder mindre enn 90 % luftledning og 90 % kabel (målt i antall km) i forhold til total nettlengde. Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring, jf leveringskvalitetsforskriften.

Driftsforstyrrelse er en utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet, jf systemansvarsforskriften.

Feil er en tilstand der en enhet har manglende eller nedsatt evne til å utføre en funksjon. Feil kan deles inn i varige feil, forbigående feil, gjentakende feil, fellesfeil, primærfeil og systemfeil. Feilårsak klassifiseres som utløsende-, bakenforliggende-, og medvirkende årsak, jf [1].

Kabelnett er nett som inneholder mer enn 90 % kabel (målt i antall km). Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring, jf leveringskvalitetsforskriften.

Luftnett er nett som inneholder mer enn 90 % luftledning (målt i antall km). Med nett menes i denne sammenheng anleggsdeler som beskyttes av samme effektbryter/sikring, jf leveringskvalitetsforskriften.

Utfall er en utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling som medfører at en enhet ikke transporterer eller leverer elektrisk energi, jf [1].

Utkobling er en manuell bryterkobling, jf [1].

Utløsning er et automatisk bryterfall eller sikringsbrudd, jf [1].

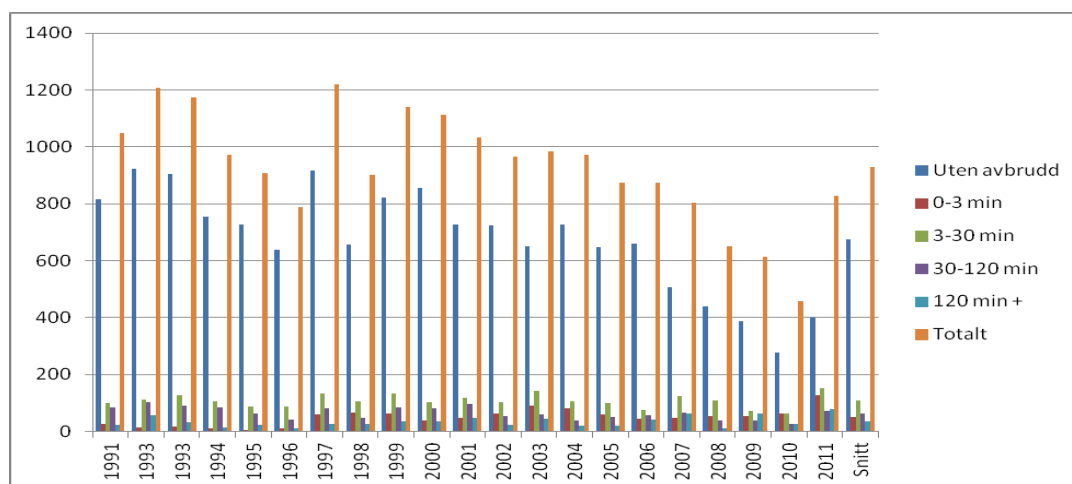
2.2 Driftsforstyrrelser 33-420 kV

Systemansvarsforskriften § 22 første ledd sier at: *”Konsesjonær skal analysere og rapportere til systemansvarlig alle driftsforstyrrelser i eget regional- og sentralnett, og i tilknyttede produksjonsenheter. Analysen skal omfatte nødvendige undersøkelser for å avklare hendelsesforløp, årsaker og konsekvenser, og om aktuelle vern og kontrollfunksjoner har fungert tilfredsstillende.”*

Som tidligere definert, kan én driftsforstyrrelse inneholde en eller flere feil. Driftsforstyrrelser kan medføre avbrudd i forsyningen til sluttbrukere, men ikke nødvendigvis. Dette avhenger i stor grad av nettstruktur, samt hvilke anleggsdeler driftsforstyrrelsen oppstår i. I regional- og sentralnettet drives nettet mange steder i en masket nettstruktur med tosidig mating eller automatiske omkoblingsmuligheter. I distribusjonsnett drives nettet i større grad radielt, og driftsforstyrrelser her vil derfor langt oftere medføre avbrudd. Tilgjengelig statistikk dekker driftsforstyrrelser, feil og avbrudd, men også feilårsak og anleggsdel med feil.

År	Uten	30-120				Totalt
	avbrudd	0-3 min	3-30 min	min	120 min +	
1991	816	26	100	83	24	1049
1993	924	14	112	101	56	1207
1993	906	17	128	90	32	1173
1994	756	12	107	83	14	972
1995	727	6	87	64	24	908
1996	637	12	87	40	11	787
1997	918	61	134	81	27	1221
1998	656	65	106	47	27	901
1999	823	64	132	84	36	1139
2000	857	39	103	80	34	1113
2001	727	46	117	95	48	1033
2002	723	63	103	52	24	965
2003	651	89	141	59	43	983
2004	727	80	106	39	21	973
2005	646	60	98	50	19	873
2006	659	43	76	55	42	875
2007	506	46	123	66	62	803
2008	439	52	109	38	12	650
2009	388	54	71	39	62	614
2010	277	63	64	27	26	457
2011	398	128	151	73	77	827
Snitt	674,3	49,5	107,4	64,1	34,3	929,7

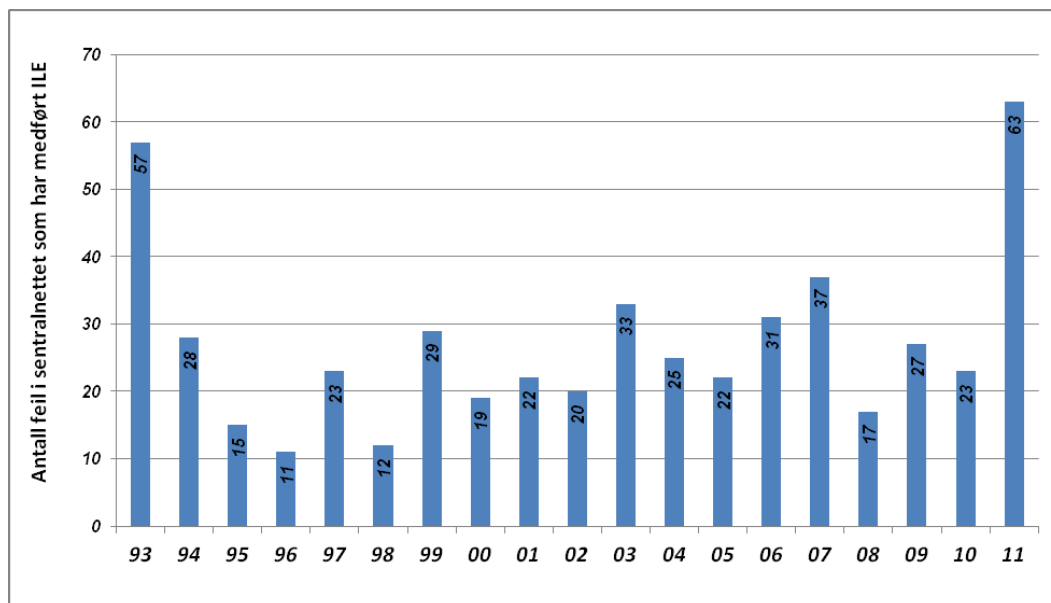
Tabell 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1991-2011 fordelt etter hvorvidt de har medført avbrudd samt evt lengde på avbrudd. Tabell laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett



Figur 1: Antall driftsforstyrrelser 33-420 kV i perioden 1991-2011 fordelt etter hvorvidt de har medført avbrudd samt evt lengde på avbrudd. Figur laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Spenningsnivå referert primærfeil	Driftsforstyrrelser			
	Antall		% av totalt antall	
	2011	Årsgj.snitt 2001-2011	2011	Årsgj.snitt 2001-2011
420 kV	87	68,7	10,5	9,0
Ingen avbrudd	71	65	9	8
Kortvarige avbrudd	2	0,5	0,2	0,1
Langvarige avbrudd	14	3,5	1,7	0,5
300-220 kV	123	131,0	14,9	17,1
Ingen avbrudd	109	117,4	13,2	15,3
Kortvarige avbrudd	6	2,5	0,7	0,3
Langvarige avbrudd	8	11,1	1,0	1,4
132 kV	242	210,0	29,3	27,4
Ingen avbrudd	133	147,3	16,1	19,2
Kortvarige avbrudd	19	13,7	2,3	1,8
Langvarige avbrudd	90	49,0	10,9	6,4
110-33 kV	375	357,9	45,3	46,6
Ingen avbrudd	87	186,5	10,5	24,3
Kortvarige avbrudd	100	50,7	12,1	6,6
Langvarige avbrudd	188	120,6	22,7	15,7
Sum	827	767,6	100,0	100,0

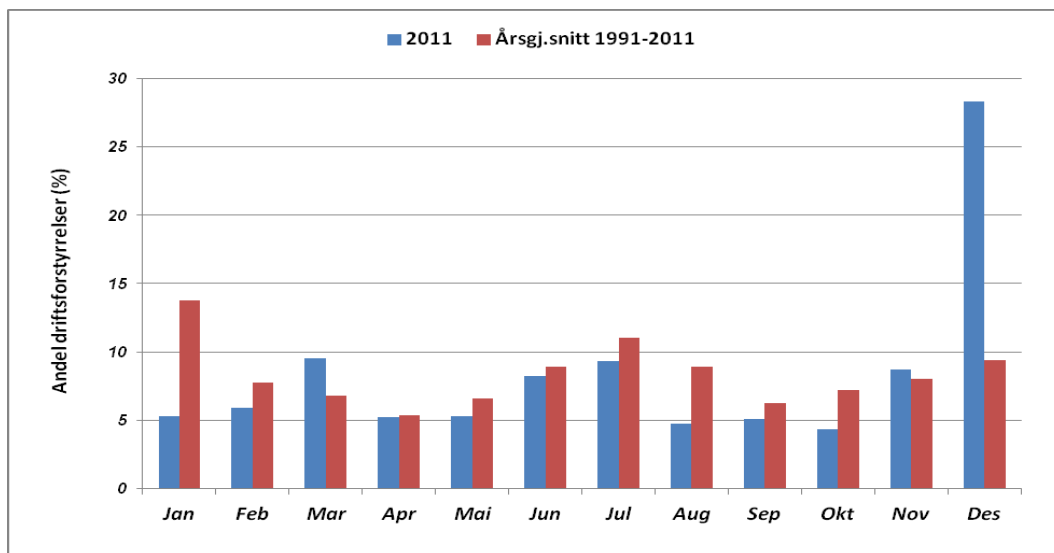
Tabell 2: Driftsforstyrrelser 33-420 kV fordelt etter spenningsnivå og hvorvidt de medfører kortvarige, langvarige eller ingen avbrudd, fra 2001-2011. Tabell laget av Statnett. Grunnlagstall mangler i forhold til tidligere år.



Figur 2: Antall feil i sentralnettet som har medført avbrudd i perioden 1993-2011. Tall for tidligere år er ikke tilgjengelig. Figur laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Antall driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet totalt har variert de siste 20 år, jf Figur 1. Fra 1999 til 2010 har det imidlertid vært en jevn nedgang i antall driftsforstyrrelser. Dette gjelder driftsforstyrrelser totalt samt driftsforstyrrelser som ikke medfører avbrudd. Når det gjelder antall driftsforstyrrelser som medfører avbrudd, har trenden vært noe mer stabil. NVE har tidligere kommentert denne utviklingen i antall driftsforstyrrelser som positiv, men presisert at den kun beskriver fortid og ikke fremtid. I 2011 ble det registrert en økning i antall driftsforstyrrelser sammenlignet med de senere år. Dette skyldes i hovedsak ekstremværet Dagmar som inntraff i romjulen. Dette kan også leses ut av figuren nedenfor som presenterer hvordan antall driftsforstyrrelser fordelte seg over året i løpet av 2011.

Antall driftsforstyrrelser blir færre jo høyere man kommer i spenningsnivå, jf Tabell 2. Antall feil i sentralnettet varierer fra år til år, og har ikke vist verken oppadgående eller nedadgående trend i perioden 1994-2010, dog en kraftig økning for 2011, også som følge av ekstremværet Dagmar. Merk at feil og driftsforstyrrelser ikke er det samme, og at sentralnettet inneholder noe, men ikke alt, anlegg med 132 kV spenningsnivå.



Figur 3: Antall driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet fordelt over året. Tall for tidligere år er ikke tilgjengelig. Figur laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Totalt antall driftsforstyrrelser for 2006 og 2007, avviker noe mellom Tabell 1 og Tabell 3. Statnett tilskriver dette overgangen mellom to registreringssystemer. Avviket er imidlertid ikke stort.

År	Omgivelser	Mennesker (personale)	Mennesker (andre)	Drifts-påkjenninger	Teknisk utstyr	Konstr./ montasje	Øvrige	Totalt
1995	311	137	24	7	291	109	29	908
1996	195	121	13	2	279	138	39	787
1997	500	153	14	6	366	81	101	1221
1998	250	154	21	19	262	92	103	901
1999	347	157	19	44	303	82	187	1139
2000	419	121	16	38	292	76	151	1113
2001	327	118	14	52	333	87	102	1033
2002	306	95	10	24	313	90	127	965
2003	348	103	15	47	245	76	149	983
2004	298	107	11	39	320	101	97	973
2005	208	114	19	54	275	83	120	873
2006	330	63	13	40	123	56	126	751
2007	179	60	20	34	139	45	241	718
2008	282	50	27	30	109	48	104	650
2009	244	58	28	33	90	29	132	614
2010	153	48	22	40	89	32	73	457
2011	462	57	21	41	131	31	84	827

Tabell 3: Årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV for årene 1995-2010. Tall for tidligere år er ikke tilgjengelig. Tabell laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

År	Tordenvær	Vind	Snø/is	Salt/ forurensing	Fugl/dyr	Vegetasjon	Annet	sum
1993	135	277	25	47	4	18	20	526
1994	194	114	26	5	14	20	15	388
1995	100	98	44	8	9	28	24	311
1996	83	45	36	0	3	9	19	195
1997	209	162	52	5	23	18	31	500
1998	93	44	32	18	18	19	26	250
1999	166	69	32	6	12	25	31	341
2000	194	104	45	6	7	26	35	417
2001	158	56	22	2	6	64	23	331
2002	202	26	29	1	5	21	22	306
2003	158	70	32	5	9	38	31	343
2004	168	47	29	2	10	17	25	298
2005	75	43	15	3	15	34	26	211
2006	177	110	34	9	14	25	26	395
2007	62	57	17	8	7	44	14	209
2008	149	47	14	8	4	46	14	282
2009	153	21	26	3	10	9	22	244
2010	65	22	16	7	7	9	27	153
2011	138	139	49	9	9	91	27	462

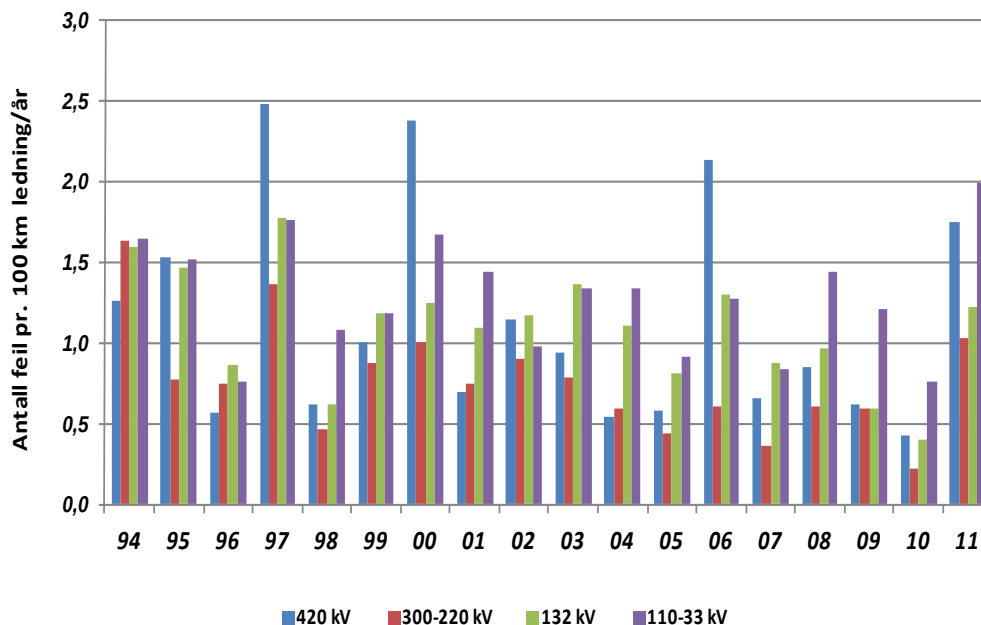
Tabell 4: Omgivelser som årsak til driftsforstyrrelser 33-420 kV inndelt i underkategorier for årene 1993-2010. Tall for tidligere år er ikke tilgjengelig. Tabell laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Mengde driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet som skyldes omgivelser, varierer mellom om lag 24 % og 44 % i årene 1995-2010, mens tallet for 2011 er om lag 56 %. Omgivelser kan igjen deles inn i tordenvær, vind, snø/is, salt/forurensing, fugl/dyr, vegetasjon og annet. Antall driftsforstyrrelser som skyldes snø/is er også kraftig økt for 2011 sammenlignet med de senere år. For tordenvær er det noen få år hvor antall driftsforstyrrelser er lave sammenlignet med øvrige år, mens for vind er det noen få år hvor antall driftsforstyrrelser er høyere sammenlignet med øvrige år. Antall driftsforstyrrelser som følge av vegetasjon har vært stabil, dog redusert i 2009 og 2010, og kraftig økt for 2011. Tordenvær er normalt den dominerende underliggende årsak innenfor omgivelser, men for 2011 er også vind i samme størrelsesorden, med ca 30 % hver. Teknisk utstyr har også vært stabil som årsak til driftsforstyrrelser, og forholdsvis høy sammenlignet med øvrige kategorier. Når det gjelder årsak teknisk utstyr er dette noe som selskapene kan påvirke gjennom effektivt vedlikehold og rasjonelle reinvesteringer.

Når det gjelder omgivelser kan ikke selskapene i like stor grad påvirke de omgivelsene som er til stede, men selskapene kan ved planlegging av nyanlegg søke å unngå utsatte områder. Der det ikke er mulig å redusere årsakene til risiko, kan mye gjøres gjennom effektivt vedlikehold, rasjonelle reinvesteringer og gode beredskapsplaner, for derigjennom å sørge for at negativ påvirkning på kraftsystemet fra omgivelsene får så liten konsekvens som mulig. Dette inkluderer traserydding, tilstrekkelig robust dimensjonering og tilfredsstillende beredskap. NVE kan ikke se en klar trend hva gjelder utvikling i årsak for driftsforstyrrelser. Det er viktig for den enkelte konsesjonær å være oppdatert og bevisst på gjeldende årsaker innenfor sitt område, for å kunne redusere omfanget og konsekvensene av driftsforstyrrelser som oppstår. Ekstremvær som eksempelvis Dagmar ser ut til å ha stor påvirkning på statistikken.

NVE er oppmerksom på at lyn kan være en hyppig årsak til feil i kraftforsyningen, og at det er viktig for kraftbransjen å ha god kunnskap om lynaktivitet og forventede endringer i denne fremover. Det vises i denne sammenhengen til NVE rapport nr 6/2011 [14]. Rapporten konkluderer med sannsynlighet for 25 % økning i lynfrekvens frem mot 2050 for landet sett under ett. Frem mot 2100 kan forventes en ytterligere økning i lynfrekvens i takt med økning i temperatur og nedbør. Rapporten peker også på behov for å ta høyde

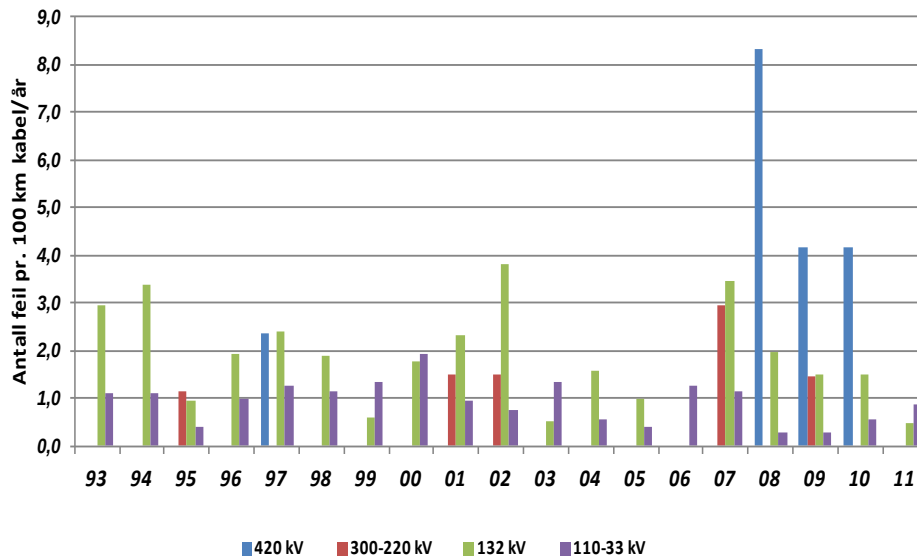
for større variasjoner mellom ulike årstider og geografiske områder. Gjennom beredskapsforskriftens krav om å gjennomføre risiko- og sårbarhetsanalyser for den enkelte virksomhet, forventer NVEs at selskapene legger denne eller tilsvarende studier til grunn for vurderinger av egne utfordringer.



Figur 4: Antall feil pr 100 km kraftledning 33-420 kV for årene 1994-2011 fordelt på spenningsnivå. Tall for tidligere år ikke tilgjengelig. Figur laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Mengde kraftledning i Norge er ca 10 575 km på spenningsnivåene 33-110 kV, 9758 km på 132 kV, 5205 km på 220-300 kV og 2872 km på 420 kV spenningsnivå.

Antall feil på kraftlinjer i regional- og sentralnettet varierer noe fra år til år for de ulike spenningsnivåene, men viser ingen klar trend, jf Figur 4. For 420 kV kraftledning viser statistikken topper for årene 1997, 2000, 2006 og 2011, sammenlignet med øvrige år. I 1997 skyldtes dette stor lynaktivitet i sommerperioden i Sør-Norge og Midt-Norge. I Sør-Norge inntraff også driftsforstyrrelser som skyldtes andre omgivelser, herunder vegetasjon. I 2000 var det perioder der været preget en del av forstyrrelsene, herunder islast og fasesammenslag ved vind i perioden januar til mars, lynaktivitet i sommerperioden og fasesammenslag ved vind i oktober. I 2006 ble det under en fem dager lang periode (17.-22.) januar registrert 33 fobigående kortslutning fase-jord eller fase-fase (fasesammenslag) under sterk vind, hovedsakelig i nord. I 2011 inntraff flere feil vinteren 2011, samt under ekstremværet Dagmar like i forkant av årets slutt. Konsekvensene som følge av enkeltfeil på dette spenningsnivået kan være store avhengig av hvor og når de inntreffer, slik at det uansett er viktig med kontinuerlig fokus på å minimere antall feil, selv om langt fra alle feil medfører avbrudd. NVE mener det fortsatt er viktig å fokusere på feilutviklingen for kraftledninger.



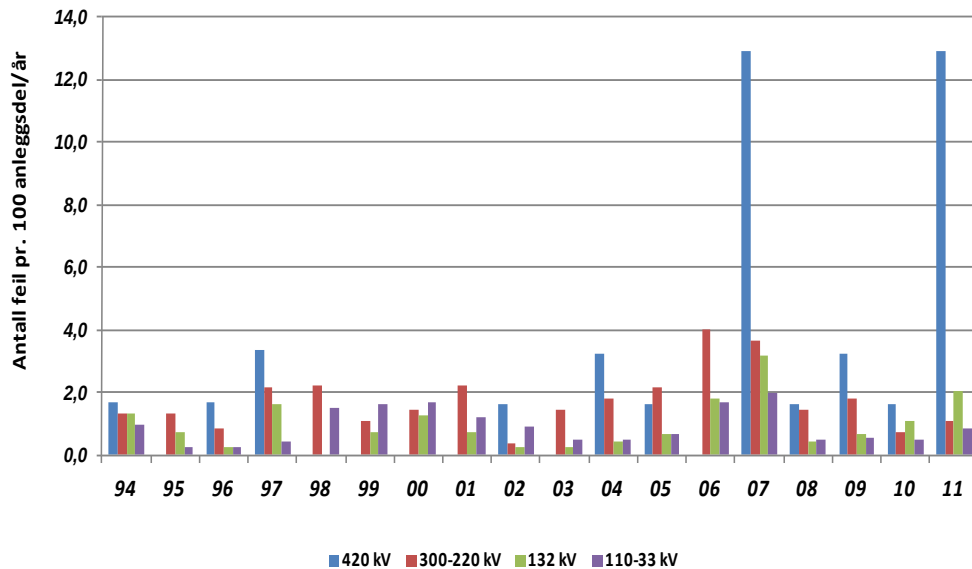
Figur 5: Antall feil pr 100 km kraftkabel 33-420 kV for årene 1994-2011 fordelt på spenningsnivå.
Tall for tidligere år ikke tilgjengelig. Figur laget av NVE, grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Mengde kraftkabel i Norge er ca 1212 km på spenningsnivåene 33-110 kV, 378 km på 132 kV, 74 km på 220-300 kV og 23 km på 420 kV spenningsnivå.

Antall feil på kraftkabler i regional- og sentralnettet er vist i Figur 5. Det eksisterer lite kabel på 420 kV og 300 kV nivå sammenlignet med øvrige spenningsnivåer, derav også færre feil. På grunn av dette er det statistiske grunnlaget egentlig for lite til å kunne fastlå noen trend i utviklingen. Antall feil på kraftkabler for det øvrige regional- og sentralnett virker noe stabil, men også her er det statistiske grunnlaget lite i forhold til å kunne fastlå en bestemt trend.

Feil på 420 kV kraftkabel i 2008 skyldtes påtvungen utkobling av ledning Hasle-Rød på grunn av lavt oljetrykk etter at varmgang i sjøkabel hadde ført til kritisk trykkstigning i oljetanker, og medførte lekkasje i kabelavslutninger. I 2009 er feilene relatert utkobling av ledning Sylling-Tegneby på grunn av frakoblingssignal fra kabelmuffehus i Filtvedt og utfall av ledning Rød-Hasle for feil på innskutt kabel. I 2010 var feil relatert brann i 420 kV kablene for T3 i Holen. Ingen av de nevnte feilene medførte avbrudd.

Antall feil pr anleggsdel er høyere for kraftledninger enn for kraftkabler. Total lengde kraftledning installert er også mye større enn total lengde kraftkabel. Feil på kabler innebærer imidlertid vesentlig lengre reparasjonstid enn ved feil på kraftledninger.



Figur 6: Antall feil pr 100 krafttransformatorer for årene 1994-2010 fordelt på spenningsnivå.
Tall for tidligere år ikke tilgjengelig. Grunnlagsdata fremskaffet av Statnett

Antall krafttransformatorer i Norge er ca 1638 på spenningsnivåene 33-110 kV, 791 på 132 kV, 253 på 220-300 kV og 81 på 420 kV spenningsnivå.

Antall feil for krafttransformatorer hadde topp i 2007 og 2011, da for 420 kV spenningsnivå, jf Figur 6. Grunnlagstallet for 420 kV var kun 63 stykk i 2007, og antall driftsforstyrrelser var 8. I 2011 var antallet krafttransformatorer 81 stykk og antall driftsforstyrrelser var 8. For 2011 er det registrert unormalt mange alvorlige feil i transformatoranlegg, hvorav noen av disse ikke skyldes svikt i selve transformatoren, men i tilknyttet anlegg. Feilene skyldes dels interne feil i transformatorene og dels feil i transformatorenes tilkoplingspunkter (muffer). Det er uklart om feilårsaken er relatert til dimensjonering, aldring eller om transformatorene kan ha blitt utsatt for unormale spenningspåkjenninger. Statnett vurderer tiltak for å avdekke utviklende feil på et tidlig stadium. Statnett har nå i senere tid oppdaget at for 2007 er de fleste feil ikke i selve transformatoren, men dette er ikke korrigert i figuren.

Krafttransformatorer er et område NVE har fokus på, og NVE har i lengre tid jobbet for å etablere en nasjonal tilstandsdatabase for krafttransformatorer. Det er behov for å sikre myndighetene bedre oversikt over tilstanden for krafttransformatorer enn hva man har i dag. Krafttransformatorer er blant de viktigste komponentene i det norske kraftsystemet. De store transformatorer er som oftest spesielt tilpasset det anlegget de er en del av. De tar vanligvis forholdsvis lang tid å produsere og kan derfor normalt ikke erstattes på kort sikt dersom de får feil eller havarerer. Videre er de kostbare og det stiller spesielle krav til transport mv. For å utføre oppgaven med å etablere en nasjonal tilstandsdatabase for transformatorer, er det nødvendig for NVE å innhente informasjon om transformatorene. Det er påkrevet at eierne av transformatorene bidrar med informasjon. NVE har vurdert det som hensiktsmessig at arbeidet med å motta data fra anleggseierne, samt lagre, bearbeide og analysere data utføres av Statnett, som systemansvarlig for kraftsystemet i Norge og som en stor anleggseier. NVE har derfor fattet vedtak overført Statnett vedr etablering av slik database, jf NVE 201102773-10. Statnett skal årlig oversende NVE innsamlede data om krafttransformatorer.

Feil i krafttransformatorer og sjøkabler og til dels jordkabel vurderes som mest alvorlige og vil kunne innebære langvarige utfall. Dette henger sammen med lang reparasjonstid, lange leveringstider, vanskelig tilgjengelighet for sjøkabler, komplisert transport for krafttransformatorer, utfordringer i forhold til effektivt beredskapslager mv.

2.3 Driftsforstyrrelser 1-22 kV

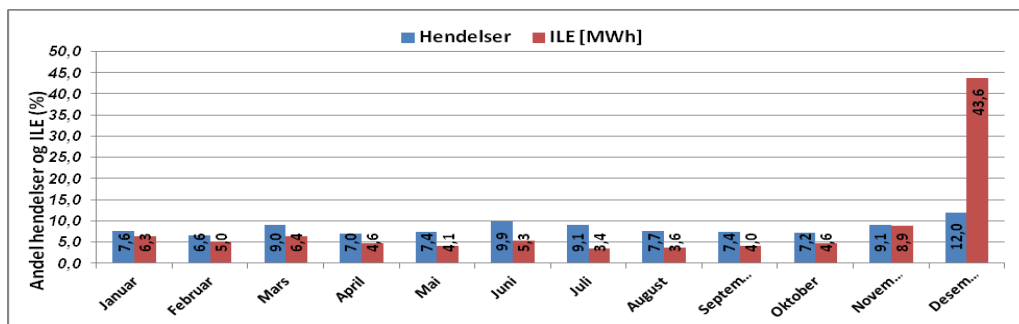
Systemansvarsforskriften § 22 fjerde ledd sier at: *”Konsesjonær skal analysere og årlig rapportere til systemansvarlig alle driftsforstyrrelser i eget høyspenningsdistribusjonsnett.”*.

Slik rapportering til systemansvarlig trådte i kraft 1.1.2007. Før dette eksisterte en frivillig ordning for driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett, [3].

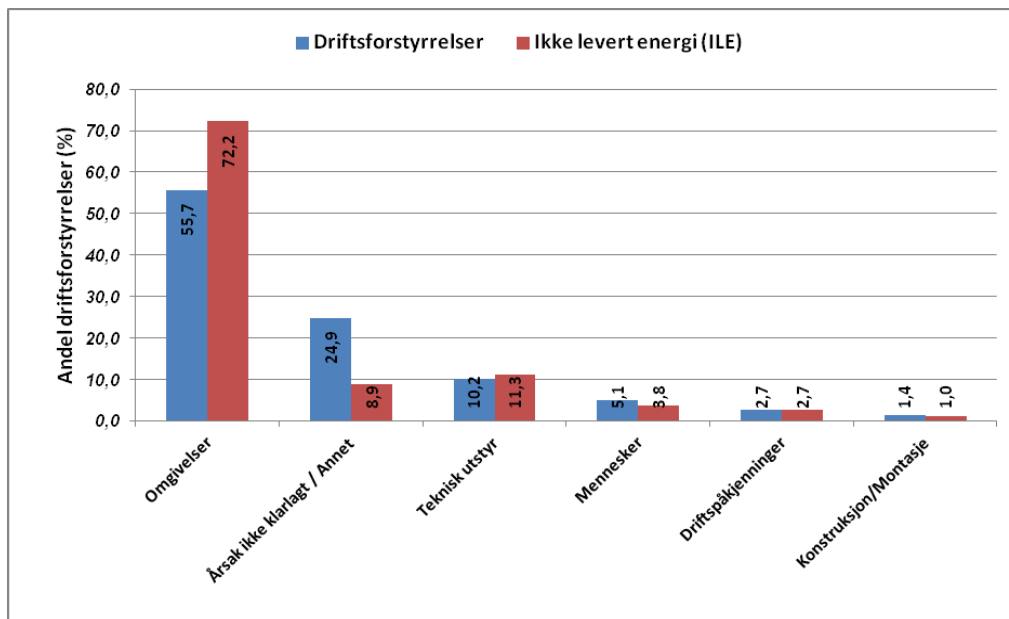
NVEs avbruddsstatistikk viser at i de fleste år er årsak til den vesentligste mengde ikke levert energi, hendelser i høyspenningsdistribusjonsnett (1-22kV), jf Figur 16. Nevnte figur viser at i årene 2001-2010 skyldes 70-85 % av mengden ikke levert energi, årsaker i distribusjonsnett. Bildet ser noe annet ut i 2011, hovedsakelig som følge av ekstremværet Dagmar. Fokus på alle nettnivå er derfor viktig. Dette følger naturlig av forskjeller i mengde nett og den strukturforskjellen som er pekt på ovenfor. NVE eller Statnett har ikke tilgjengelig data for hendelser i lavspenningsdistribusjonsnett. Enkelthendelser i regional- og sentralnettet kan dog i større grad medføre mye større konsekvenser i forhold til enkelthendelser i distribusjonsnett. NVE sender imidlertid sommeren 2012 forslag til endringer i leveringskvalitetsforskriften på høring, som også inkluderer forslag til rapporteringsplikt for avbrudd som følge av driftsforstyrrelser eller planlagte utkoblinger i lavspenningsnettet, jf [19].

	Antall hendelser		Ikke levert energi (ILE)	
	Antall	%	MWh	%
Driftsforstyrrelser	13456	49,99	15993,82	80,48
Ingen avbrudd	332	1,24	0,00	0,00
Kortvarige Avbrudd	3955	14,69	44,68	0,22
Langvarige Avbrudd	9169	34,06	15949,14	80,26
Planlagte utkoblinger	13456	49,99	3877,88	19,51
Kortvarige Avbrudd	743	2,76	10,55	0,05
Langvarige Avbrudd	12713	47,23	3867,33	19,46
Annet	6	0,02	0,12	0,00
Alle hendelser	26918	100	19871,814	100

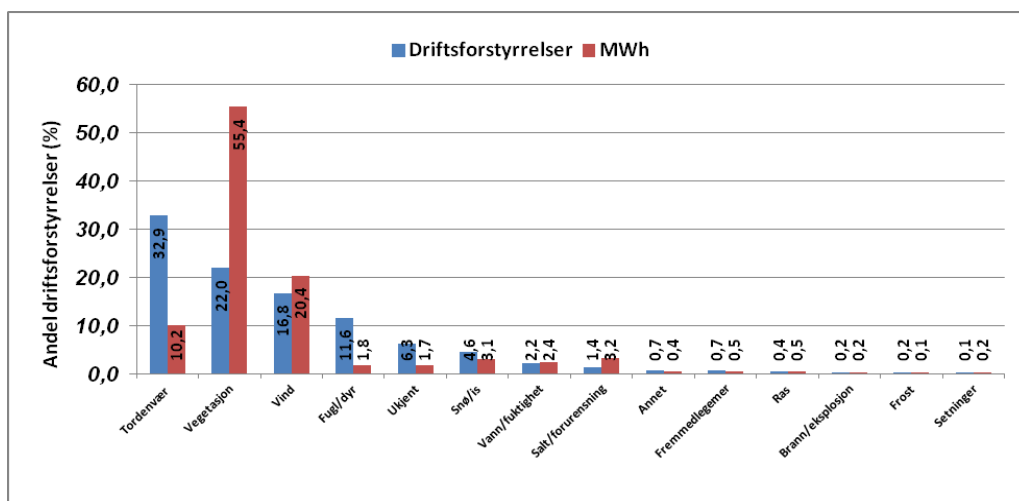
Tabell 5: Driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i høyspenningsdistribusjonsnett, fordelt på hvorvidt de medfører ingen, kortvarige eller langvarige avbrudd. Tabell fremskaffet av Statnett



Figur 7: Fordeling av sum driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i høyspenningsdistribusjonsnett pr måned for 2011. Figur fremskaffet av Statnett

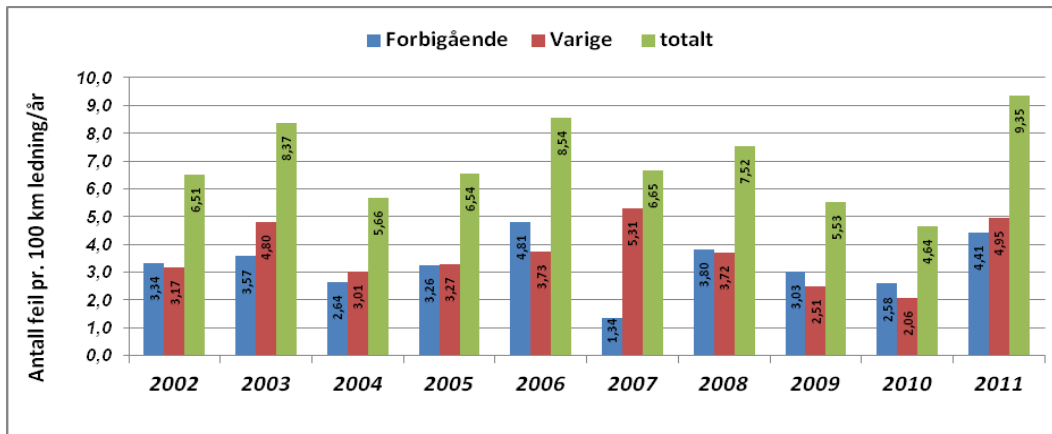


Figur 8: Driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett for 2011, fordelt på årsak. Figur fremskaffet av Statnett

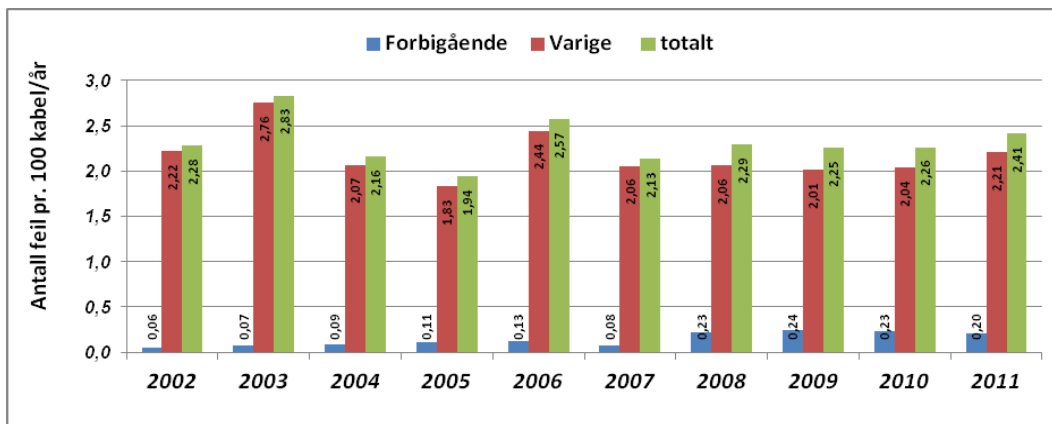


Figur 9: Driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett for 2011, årsak "omgivelser" fordelt på underkategorier. Figur fremskaffet av Statnett

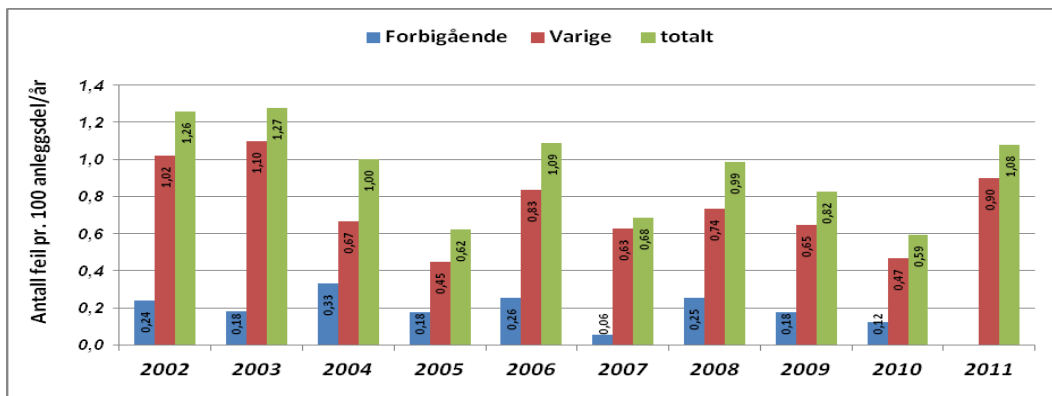
Omgivelser er den klar største årsak til driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett. Innenfor kategorien omgivelser representerer tordenvær den største feilårsak når det gjelder antall driftsforstyrrelser, mens vegetasjon representerer den største når det gjelder mengde ikke levert energi.



Figur 10: Feil på luftlinje i høyspenningsdistribusjonsnett for 2011. Figur fremskaffet av Statnett



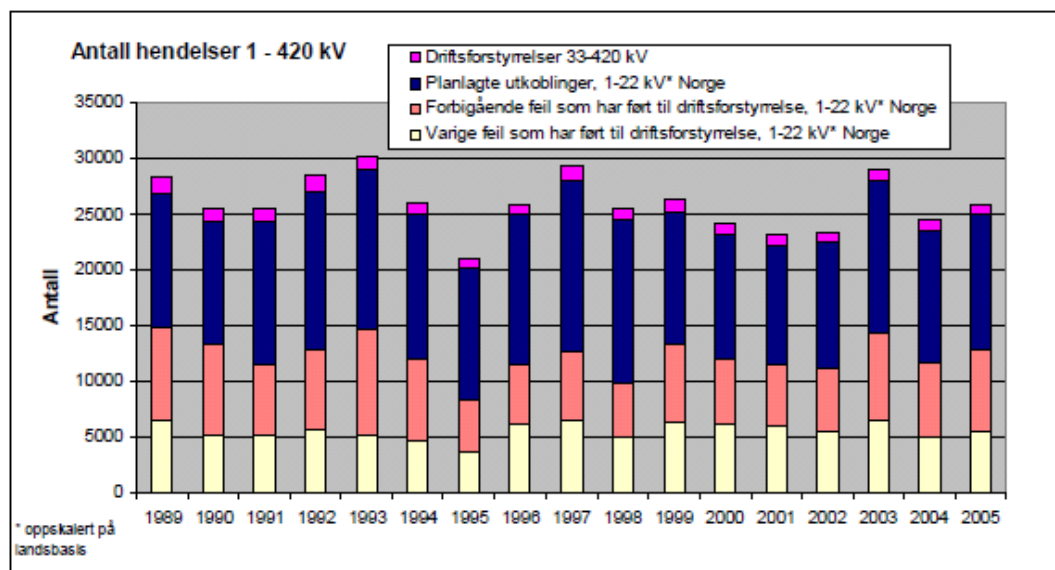
Figur 11: Feil på kabel i høyspenningsdistribusjonsnett for 2011. Figur fremskaffet av Statnett



Figur 12: Feil på fordelingstransformator i høyspenningsdistribusjonsnett for 2011. Figur fremskaffet av Statnett

Antall feil relatert til mengde anleggsdel ser ut til å være noenlunde stabil. Dette med unntak av feil for luftlinjer som har en topp for 2011, da sannsynligvis som følge av ekstremværet Dagmar på slutten av året.

I 2006 presenterte SINTEF Energi en rapport med driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger med opprinnelse i høyspenningsnettet [3]. Rapporten var et resultat av et prosjekt finansiert av NVE, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) og Energi Norge. Rapporten inneholder overordnet statistikk fra 1989 til 2005. I Figur 13 nedenfor er det presentert antall driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger i perioden 1989-2005 for ulike spenningsnivå. Denne figuren viser det store relative forholdet mellom antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnett versus regional- og sentralnettet over tid. Antall driftsforstyrrelser i distribusjonsnett viser ikke en klar oppad- eller nedadgående trend. I [2] er presentert ytterligere statistikk for høyspenningsdistribusjonsnett for de siste 10 år.



Figur 13: Driftsforstyrrelser og planlagte utkoblinger for alle høyspenningsnivå i perioden 1989-2005, [3]

2.4 Større driftsforstyrrelser jan 2011 til mar 2012

Teksten i dette kapittelet er i stor grad hentet fra systemansvarlig sin rapport om kraftsystemet i Norge 2011, [12]. Omtale av Dagmar er i hovedsak hentet fra NVEs rapport nr 3/2012 om første inntrykk etter ekstremværet Dagmar julen 2011, [16].

2011 Tertial 1:

I første tertial var det flere perioder med sterk vind. På vestlandet førte dette til en rekke kortvarige driftsforstyrrelser, i hovedsak uten avbrudd for sluttbrukere.

Ved to tilfeller i januar og februar falt ledningen Ofoten-Kvandal som følge av sterk vind. I kombinasjon med andre samtidige feil medførte disse utfallene effektunderskudd og kortvarig sonevis utkobling av forbruk. For å dekke alminnelig forbruk i området ble det i korte perioder levert strøm fra Statoils gasskraftverk på Melkøya.

I mars havarerte to master på ledningen Kvandal-Kanstadbotn, hvilket medførte en kortvarig mørklegging av nordlige deler av Nordland og sørlige deler av Troms.

Forbruk med redusert tariff nord for Ofoten ble jevnlig utkoplet for å avhjelpe underskuddsproblemene i Nord-Norge dette tertialet, både ved intakt nett og under feilsituasjoner.

Også i Sør-Norge medførte utfall behov for sonevis utkopling av forbruk. 25. januar ble deler av 66 kV-nettet på Romerike mørklagt i to timer etter at en jordkabel ble gravd over i nærheten av Gardermoen. I Frogner falt to av tre transformatorer mellom sentralnettet og 66 kV som en følgefeil, kun minutter etter hendelsen på Gardermoen. Påfølgende dag gjorde kaldt vær og høy last det umulig å forsyne Romerike via gjenværende transformatorer, og det ble nødvendig å gjennomføre sonevis utkopling av forbruk i sju timer på formiddagen. Skadene på en transformator i Frogner var så omfattende at denne måtte skiftes ut. På grunn av lastforholdene og den sårbare forsyningssituasjonen gikk det litt over to måneder før en erstatningstransformator kunne settes i drift. I store deler av denne perioden lå Romerike med N-0-drift.

Østfold ble rammet av en omfattende driftsforstyrrelse i februar, da snø og islast fra innstrekket til Hasle falt ned på samleskinnen slik at det oppsto kortslutning. Følgefeil medførte utkopling av ca 490 MW forbruk, og forsyningsavbrudd i inntil én og en halv time.

Av feil uten utfall, men med høye spesialreguleringskostnader nevnes:

- Mauranger-Samnanger: Tre dagers utetid i februar som følge av ising på ledningen førte til at det ble spesialregulert opp for å holde N-1 inn til Bergensområdet.
- Salten-Svartisen: Ledningen falt flere ganger på grunn av sterk vind i februar og mars. Kostnadene henger sammen med utfordringer knyttet til gjeninnkopling.

2011 Tertial 2:

Utfall av Viklandet-Ørskog ga kortvarig mørklegging av nettet mellom Ørskog og Åskåra, inkludert Ålesund by, 7. april.

18. april falt NorNed for feil. Feilstedet ble lokalisert til selve kabelen, anslagsvis 300 meter fra den nederlandske kysten. Reparasjonsarbeidet gikk denne gangen raskere enn antatt, hovedsakelig på grunn av gunstige værforhold. Forbindelsen ble gjeninnkoplet og stilt til rådighet for markedet 5. juni.

26. mai ble Høyanger stasjon kortvarig mørklagt på grunn av en feil under innkopling av en transformator. Årsaken til hendelsen var en misforståelse mellom de involverte driftssentralene.

Feil på Kristiansand T2 for den største spesialreguleringsposten i dette tertialet. En sprengningsskade på oljegruben forårsaket to ukers utetid i juli, under stort overskudd i Agder Netts 110 kV-nett, hvor det måtte reguleres ned.

2011 Tertial 3:

Utfall av 132 kV Svabo-Langvatn ga kortvarig mørklegging av Helgeland nord for Mo i Rana samt Salten-området inkludert Bodø og Fauske, 19. september.

Flere utfall av prosessanlegg for olje og gass i månedsskiftet november/desember. Alle tilfeller oppsto som følge av enkeltutfall i intakte nett, og viser dermed prosessindustriens sårbarhet for raske spenningsvariasjoner.

Ekstremværet *Dagmar* rammet Norge i romjulen 2011 og ga omfattende skader på kraftforsyning og teleinstallasjoner. Hovedårsaken til skadene var trefall på ledninger i distribusjonsnett. Det oppstod også problemer i sentral- og regionalnettet, og mange

kraftstasjoner måtte stoppe på grunn av nettproblemer. Et betydelig antall *sentralnettsforbindelser* falt ut som følge av uværet, hovedsakelig på Vestlandet. Utfall av samband påvirket Statnetts oversikt over hendelser. I de tilfellene årsaken til utfall er kjent, har Statnett identifisert trefall mot linje og trær utenfor ryddebeltet som har blåst på linjen, kraftig vind og brann, samt looper som har løsnet, som viktige årsaker. I *regional- og distribusjonsnett* ser den vesentligste årsak ut til å være trefall og trær mot linjer for regional- og høyspenningsdistribusjonsnett. I tillegg har sammenslag av ledninger, saltdev, ras samt lyn forårsaket utfall. På kysten medførte salt som la seg på isolatorer og transformatorer midlertidige feil. Det er også rapportert om feil i transformatoranlegg og samleskinneanlegg som følge av vind. Ekstremværet medførte også omfattende feil i lavspenningsnettet, hvor det i Møre og Romsdal alene ble meldt om 900 slike feil. Den viktigste årsak til lavspenningsfeil er rapportert å være trefall over luftledning. Total var over 570 000 nettkunder berørt av avbrudd som følge av Dagmar. Over 400 000 kunder var uten strømforsyning i mer enn én time, over 35 000 i mer enn 24 timer, og over 10 000 i mer enn 48 timer.

Nettkunder berørt av *Dagmar* inkludert også *sentralnettskunder*, herunder var gassanlegget Ormen Lange på Nyhamna helt eller delvis utkoblet i nærmere tre døgn. Andre store sentralnettskunder som ble rammet, var Statoil Kolsnes, Elkem Thamshavn, Norsk Hydro Produksjon i henholdsvis Øvre Årdal og Årdalstangen, Hydro Sunndal, i tillegg til nettselskapene BKK, SFE, Tussa nett (om lag 5 timer), Tafjord kraft (om lag 5 timer) og NEAS. Hustadmarmor er kunde på Istad Nett sitt regionalnett, men ble også rammet av feilene i sentralnettet. Det henvises til [16] for ytterligere informasjon.

Den største spesialreguleringsposten for feil/utfall kan tilskrives havariet på transformator T5 i Rana. Disse kostnadene kan knyttes til både spenningsstabilitet og overskuddsproblemer lokalt i Rana.

2012 Hittil:

Havariet av Kvandal T2 31.10.2011 ga en langvarig svært anstrengt situasjon nord for Ofoten helt fram til 15. februar, men uten konsekvenser eller utfall for sluttbruker.

To ledninger har vært tatt av snøras, uten forbruksavbrudd (så langt):

- Mel-Myklebustdalen: 25-febr – begynnelsen av april
- Aura-Viklandet mast 1 og 2: mandag 2. april – ute fortsatt (pr 30. april)

Følgende feil har hatt konsekvenser for sluttbruker:

- Torsdag 12.01 Fardal Hove + ssk rensk i Fardal. Utfall av hele Øvre Årdal.
- Torsdag 26.01 Utfall av trafoer i Vang. Elverum strømløs.
- Fredag 27.01. Utfall av Sortland trafo. Sortland strømløs.
- Tirsdag 17.04. Stasjonsfeil Røykås. Lillestrøm mørklagt.

Fredag 27.04. Feil i Halden 50 kV. Saugbruk ute.

2.5 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Jf systemansvarsforskriften § 13 første ledd skal ”Konsesjonær [...]utarbeide planer for å håndtere tvangsmessig utkobling av forbruk. Planene skal forelegges systemansvarlig for vedtak. Jf annet og tredje ledd kan systemansvarlig ved effektknapphet eller ved driftsforstyrrelser, pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk, da med bakgrunn i planer utarbeidet etter første ledd. Dette virkemiddelet er viktig da det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å gardere seg mot alle tenkelige hendelser for å unngå et avbrudd. Tvangsmessig utkobling av forbruk er ment som et "siste skanse-tiltak", og det forutsettes at frivillige og markedsmessige løsninger allerede er utnyttet. Slik utkobling har så langt kun funnet sted ved driftsforstyrrelser. I 2011 ble dette virkemiddelet gjennomført ved 10² systemkritiske vedtak, fordelt på 26. januar³, 28. januar⁴, 17. februar⁵, 2. mars⁶ samt 6. desember⁷. Til sammenligning ble dette virkemiddelet kun benyttet tre ganger i 2010⁸ og én gang i 2009⁹.

NVE gjennomførte revisjon med Statnetts utøvelse av systemansvaret 21. desember 2011, hvor tvangsmessig utkobling av forbruk var et av flere tema. Under revisjonen ble det avdekket 8 avvik og 7 anmerkninger hvorav 3 avvik og 2 anmerkninger var relatert bestemmelsene om tvangsmessig utkobling av forbruk, jf revisjonsrapport datert 30. januar 2012, ref 201106623-7. Statnett har nå lukket avvikene som ble gitt relatert tvangsmessig utkobling av forbruk. Blant annet har systemansvarlig nå vedtatt planer for tvangsmessig utkobling av forbruk overfor alle relevante konsesjonærer i Norge, og det er etablert bedre varslings- og informasjonsrutiner fra systemansvarlig til NVE når det gjelder bruk av dette virkemiddelet.

2.6 Reparasjonsberedskap

Våren 2010 nedsatte NVE prosjektet *Reparasjonsberedskap i sentral- og regionalnettet og tilknyttede kraftstasjoner*. Prosjektet hadde bransjedeltagelse med representanter fra Statnett, EB Nett, Hafslund Nett, Ymber, Lyse, BKK og Eidsiva. I prosjektrapporten pekes det på den avgjørende betydning sikker kraftforsyning har for et moderne samfunn. I rapporten er det foreslått kriterier for god reparasjonsberedskap og gitt uttrykk for de forventninger som med rimelighet kan stilles fra samfunnet. Det ble utarbeidet en rekke forslag angående planlegging og forberedelser, beredskapsmaterieell, kabler og transformatorer, driftssentraler og samband, øvelser og varsling samt tilgang på eksterne ressurser. Forslagene er sendt på høring til alle enheter i kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) og til kraftforsyningens distriktssjefer med svarfrist våren 2012.

² Ni systemkritiske vedtak som medførte utkobling, samt et vedtak som krevde utkobling hvis belastningen på en gitt transformator overskred en gitt verdi, hvilket ikke inntraff

³ Hafslund 35 MW, samt vedtak om betinget utkobling

⁴ Aronnes 45 MW og Tromsø 50 MW

⁵ Andøy Energi 4 MW, Narvik Energi 10 MW, Hålogaland Kraft 20 MW og Trollfjord Kraft 3,5 MW

⁶ Hålogaland 30 MW

⁷ Fygle 37 MW

⁸ Lofotkraft 1. februar med 15 MW samt Falconbridge 4. og 6. februar med 11 MW hver av dagene

⁹ Lofotkraft 29. desember 7 MW

Våren 2012 utarbeidet NVE forslag til ny beredskapsforskrift etter endring av energilovens kapittel 9 *Beredskap*. Flere av forslagene til god reparasjonsberedskap er reflektert i forskriftsforslaget. Det legges stor vekt på sikker tilgang på alle ressurser som behøves i en ekstraordinær situasjon, og at gjenoppretting skal skje så snart som mulig, jf [23].

Det er samarbeidet med bransjens organisasjon *Sjøkabelberedskap* for å lage veiledning om sjøkabelberedskap. Et forslag vil bli sendt på høring og deretter tatt inn i veiledningen til beredskapsforskriften. Hovedinnholdet i veiledningen bygger på forslag fra arbeidet med reparasjonsberedskap. Det stilles krav til å inngå avtaler som sikrer tilgang på kompetanse og personell for å reparere oljeisolerte sjøkabler, reserveutstyr som kabellengder og skjøter, og avtaler med skip som kan ta opp og legge ut kabel. Dette er et sårbart område med lange reparasjonstider og liten tilgang på kompetanse.

I forbindelse med ekstremværet *Dagmar* som rammet Norge i romjulen 2011, se kapittel 2.4, ble om lag 2 700 personer mobilisert for å gjenopprette strømforsyningen. Viktige oppfølgingspunkter, som også vurderes i NVEs revisjon av beredskapsforskriften, er nettselskapenes beredskapsplaner og tilgang på ressurser, gjennomgang av kriteriene for skogrydding og nødstrøm til mobilnettets basestasjoner. Det er videre nødvendig med en gjennomgang av samfunnets egenberedskap ved omfattende strømbrydd.

Den nordiske elberedskapsorganisasjonen NordBER har utarbeidet risiko- og sårbarhetsanalyser, beredskapsplaner og planer for reparasjonsberedskap for det nordiske transmisjonsnett, og for hendelser av et slikt omfang at det rammer flere land, eller som det enkelte land ikke kan håndtere uten bistand utenfra. I NordBER deltar elberedskapsmyndigheter og systemansvarlige virksomheter fra de fem nordiske land.

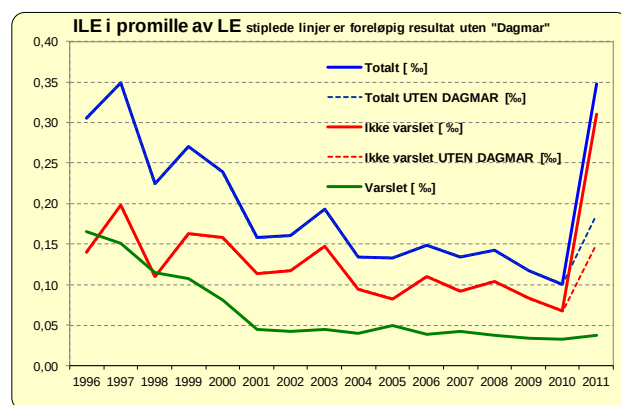
NVE planlegger og gjennomfører regionale samvirkeøvelser med blant andre vei- og telesektorene for å øve scenarioer med omfattende hendelser på grunn av flom skred, ras, storm etc. I 2013 gjennomføres "Øvelse Østlandet" i stor skala.

3 Leveringskvalitet innenlands

Leveringskvalitet er definert som kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier. Leveringskvalitet er et samlebegrep som inkluderer leveringspålidelighet, spenningskvalitet og kunderelasjoner. Leveringspålidelighet defineres som kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker, og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen. Leveringspålideligheten beskriver elektrisitetens tilgjengelighet. Spenningskvalitet defineres som kvalitet på spenning i henhold til gitte kriterier. Spenningskvaliteten beskriver elektrisitetens anvendelighet når det ikke er avbrudd. Leveringskvalitet er i hovedsak regulert gjennom leveringskvalitetsforskriften, men også forskriftene om beredskap, systemansvar og kontroll av nettvirksomhet vil blant andre ha betydning.

3.1 Leveringspålidelighet

NVE utarbeider årlig avbruddstatistikk basert på innrapporterte data fra selskapene. Kortvarige avbrudd er avbrudd med varighet til og med 3 minutter, mens langvarige avbrudd er avbrudd med varighet lengre enn 3 minutter. Nedenfor presenteres historisk utvikling av ikke levert energi for landet som helhet. For 2011 presenteres tallene både inkludert og ekskludert avbrudd som følge av ekstremværet Dagmar i romjulen. Man ser tydelig at ekstremværet Dagmar har en betydelig innvirkning på avbruddstatistikken. Dog ser vi og at selv uten Dagmar er det en økning i mengde ikke levert energi relativt til mengde levert energi, for 2011. Den utviklende trend for mengden ikke levert energi som følge av varslede avbrudd holder seg noenlunde stabil.

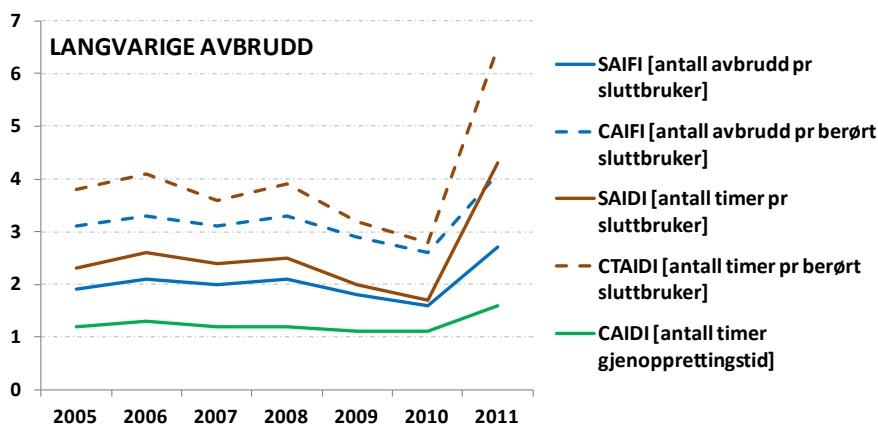


Figur 14: Ikke levert energi relativt til mengde levert energi i det norske kraftsystemet for årene 1996-2011

Trenden for ikke levert energi relatert levert energi viser den historiske utviklingen av leveringspålideligheten i det norske kraftsystemet, og gir således indikasjoner på tilstanden. Den generelle leveringspålideligheten har hatt en positiv utvikling siden NVE startet arbeidet med å utarbeide nasjonale statistikker. Statistikken viser likevel kun historiske verdier, og gir ikke nødvendigvis informasjon om den videre utviklingen. Dette kan man blant annet se av endringen fra 2010 til 2011, selv uten ekstremværet Dagmar. NVE mener likevel at ikke levert energi relativt til mengde levert energi er en god indikator hva gjelder leveringspålidelighets utvikling samt som en av flere indikatorer som kan bidra til å beskrive tilstanden til kraftsystemet. Sett bort fra konsekvensene av

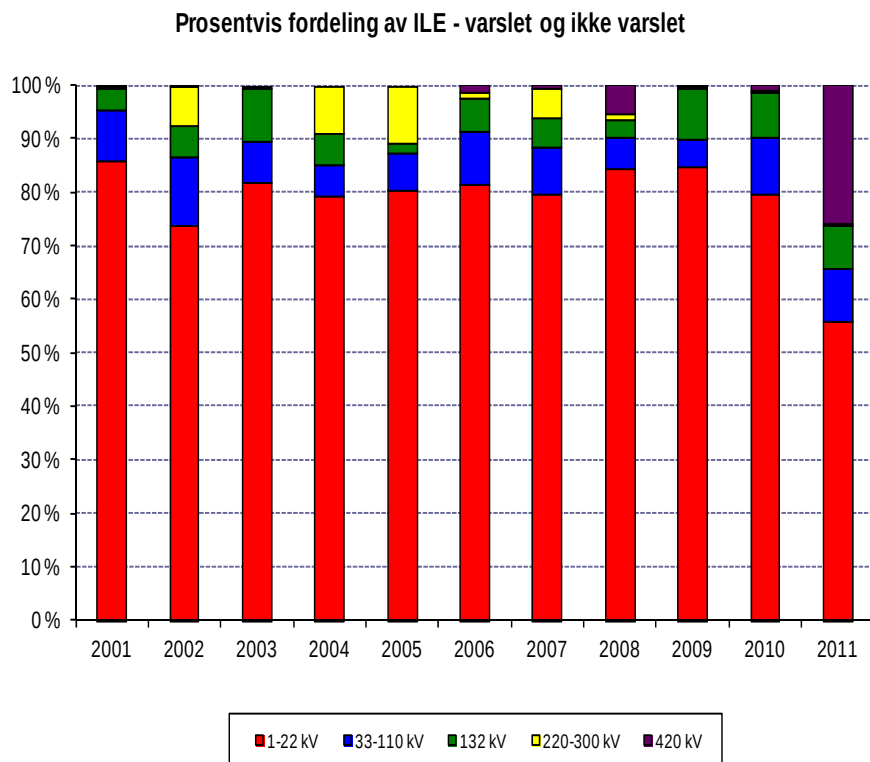
ekstremværet Dagmar, mener NVE det er en generell god utvikling i leveringspåliteligheten i det norske kraftsystemet.

Mengden ikke levert energi kan være utfordrende å ha et forhold til. Nedenfor presenteres derfor utviklingen i andre avbruddsindikatorer som referer til antall og varighet av avbrudd pr sluttbruker. SAIDI tilsvarende gjennomsnittlig avbruddsvarighet pr sluttbruker. CAIDI tilsvarende gjennomsnittlig gjenopprettingstid pr avbrudd. SAIFI tilsvarende gjennomsnittlig antall avbrudd pr sluttbruker. Indeksene inkluderer både varslede og ikke varslede avbrudd. Med unntak for 2011, viser indikatorene en liten forbedring for hyppighet og varighet av avbrudd, mens gjennomsnittlig varighet pr avbrudd (gjenopprettingstid) holdes noenlunde stabil gjennom den observerte perioden.

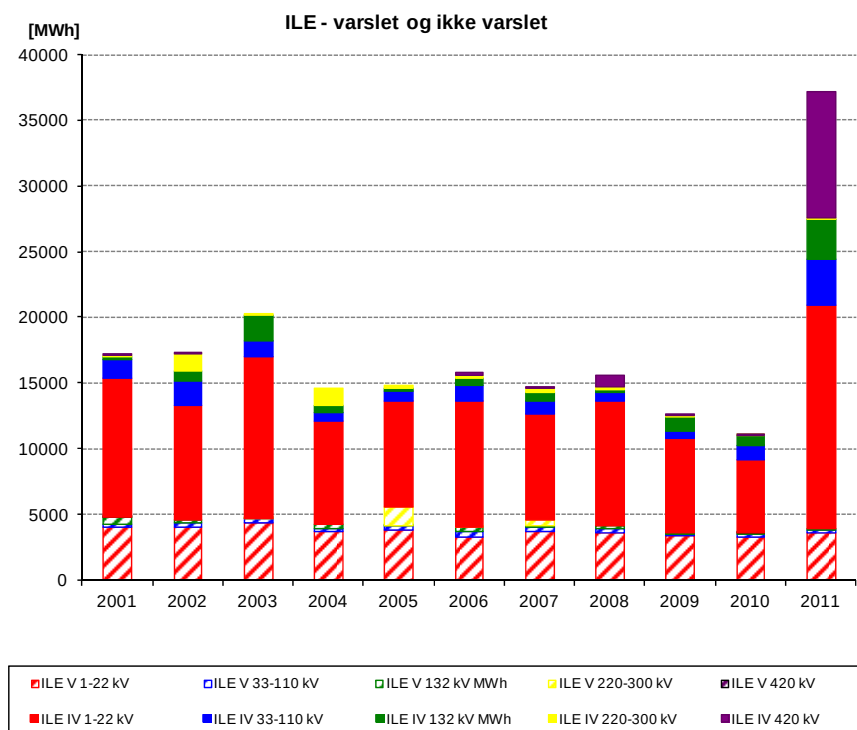


Figur 15: Avbruddsindikatorer i det norske kraftsystemet for årene 2005-2011. Det eksisterer ikke tall for disse indikatorene før 2005

NVEs avbruddsstatistikk viser at for perioden 2001-2010 skyldes den vesentligste (70-85 %) mengde ikke levert energi hendelser i høyspenningsdistribusjonsnett, altså anlegg med spenning over 1 kV til og med 22 kV, jf Figur 16. I Figur 17 er tilsvarende fordeling vist med absolutte tall. Den større mengden ikke levert energi som følge av hendelser i distribusjonsnett følger naturlig av forskjeller i mengde nett og den strukturforskjellen som er pekt på tidligere. Fokus på alle nettnivå er derfor viktig. NVE eller Statnett har ikke tilgjengelig data for hendelser i lavspenningsdistribusjonsnett. Enkelthendelser i regional- og sentralnettet kan dog i større grad medføre mye større konsekvenser i forhold til enkelthendelser i distribusjonsnett. For 2011 er det imidlertid kun om lag 56 % av mengde ikke levert energi som skyldes hendelser i høyspenningsdistribusjonsnett, mens om lag 25 % skyldes hendelser i 420 kV nettet. Dette har i stor grad sammenheng med ekstremværet Dagmar, men skyldes også feilhendelser februar og mars vinteren 2011. Total mengde ikke levert for 2011 var 201 777 kWh for kortvarige avbrudd og 37 165 905 kWh for langvarige avbrudd.



Figur 16: Ikke levert energi prosentvis fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001-2011



Figur 17: Ikke levert energi fordelt på spenningsnivå hvor driftsforstyrrelse eller planlagt utkobling inntreffer i det norske kraftsystemet for årene 2001-2011

3.2 Spenningskvalitet

Spenningskvalitet beskriver elektrisitetens anvendelighet når det ikke er avbrudd. Spenningskvalitet deles normalt inn i spennings frekvens, langsomme spenningsvariasjoner, kortvarige over og underspenninger, spenningssprang, flimmerintensitet, spenningsusymmetri, overharmoniske spenninger, interharmoniske spenninger, signalspenning overlagret forsyningsspenningen samt transiente overspenninger. Det henvises til leveringskvalitetsforskriften og dens forarbeider, herunder NVE dokument nr 3/2004 [17], for ytterligere detaljer. Spennings frekvens behandles spesielt i kapittel 7 i denne rapporten.

Leveringskvalitetsforskriften fastslår blant annet at alle nettselskap kontinuerlig skal måle spesifiserte spenningskvalitetsparametere i ulike karakteristiske nettanlegg. Samme forskrift stiller også krav til at det utføres nødvendige målinger ved henvendelser som gjelder misnøye ved leveringskvaliteten, når det ikke er en åpenbar årsak til misnøyen. Videre skal nettselskapene utføre målinger på oppfordring i henhold til visse kriterier.

Statistikk for ulike spenningskvalitetsparametere er viktig for at nettselskapene skal kunne ivareta sin informasjonsplikt overfor kundene, at kundene blir i stand til å foreta nødvendige tiltak for å beskytte seg mot forventede avvik, og i spesielle tilfeller fungere som underlag i klagesaker. Enkelte spenningskvalitetsparametere opptrer stokastisk over året, det er derfor nødvendig med kontinuerlige målinger over tid for å kunne danne seg et bilde av nivået. Det er så langt stokastiske spenningskvalitetsparametere NVE har satt krav til kontinuerlig måling av.

Gitt landets nettselskaper innebærer dagens krav at det allerede er installert flere hundre spenningskvalitetsmålere i det norske kraftsystemet. NVE har så langt ikke krevd innrapportering av resultatene fra disse registreringene. NVE har i dag god oversikt over leveringspåliteligheten i kraftsystemet, men i liten grad oversikt over den reelle spenningskvaliteten i kraftsystemet, selv om man gjennom tilsyn med nettselskapene og antall klagesaker som kommer til NVE, har et inntrykk av at spenningskvaliteten generelt er god og innenfor de spesifiserte grenseverdier i forskriften. NVE mener derfor det vil være meget nyttig å fremskaffe generell oversikt over nivå av spenningskvalitet i det norske kraftsystemet, herunder både for spenningshendelser og for kontinuerlige fenomener. Et forskningsprosjekt initiert av NVE for å vurdere blant annet ulike rapporteringsløsninger, ble avsluttet i 2011. Våren 2012 utarbeidet NVE forslag til endringer i leveringskvalitetsforskriften. Forslag til endringer inkluderer krav til rapportering av spenningskvalitetsdata, jf NVE dokument nr 3/2012 [19].

Utover dette er Mo Industripark i mange år pålagt å oversende NVE ukentlige verdier av flimmerintensitet målt på samleskinne A og B i Svabo transformatorstasjon. De nevnte samleskinner driftes normalt delt. Etter installering av forvarming av skrot hos Celsa Armeringsstål høsten 2008, er nivået av flimmerintensitet i området kraftig forbedret. Nivået er likevel utsatt i forbindelse med feil eller revisjoner i området, da spesielt i de tilfeller hvor samleskinnene i Svabo transformatorstasjon må kobles sammen. NVE mener det er flere viktige tiltak som kontinuerlig må vurderes i slike tilfeller, herunder eventuell tilpasning av driften til Celsa i forhold til variasjoner i kortslutningsytelsen i

området og optimalisering av samordning av driftsstanser i området, jf NVEs brev til Olje- og energi departementet 12. mai 2011, ref NVE 200100713-229.

Når det gjelder stasjonære driftsspenninger i sentralnettet fører Statnett statistikk på overskridelser i egne stasjoner. I sentralnettet er alarmgrensene (høyeste/laveste tillatte grenser) for driftsspenning i Statnetts systemer satt til 430/405 kV og 310/280 kV for henholdsvis 420 kV nett og 300 kV nett. Det gis varsel ved henholdsvis 425/410 kV og 305/285 kV. Statnett har, blant andre tiltak, i løpet av 2011 installert fire nye reaktorer i sentralnettet for å redusere antall overskridelser. For å unngå spenningskollaps i Stavangerområdet er det installert systemvern. Problemstillingen ivaretas av Statnetts regionsentraler. I 2011 var den stasjonære driftsspenningen i sentralnettet i Sør-Norge utenfor de nevnte alarmgrenser i 11 098 minutter. Rendalen alene representerte 5715 minutter.

Kristiansand og Fortun stasjoner har hatt flest overskridelser. Driftsspenningen i Fortun påvirkes av lastreduksjoner hos Hydro Årdal. Dette medfører økt reaktiv flyt over transformatoren og spenningen stiger. Statnett som systemansvarlig har inngått avtale med Hydro om et samarbeid der Hydros driftssentral på Rjukan sørger for reaktiv kompensering på Tyin kraftverk ved planlagte nedkjøringer av Hydro sine smelteovner i Øvre Årdal. Systemansvarlig anslår imidlertid at tiltaket vil kreve noe tid før det virker optimalt. Spenningen i Kristiansand påvirkes av utvekslingen på HVDC kablene til Danmark, og til en viss grad også av flyten på kabelen til Nederland. Det er spesielt timer med store endringer i utveksling som medfører spenningsoverskridelser. Generelt på Sørlandet påvirkes driftsspenningen av utvekslingen til Danmark og til Nederland. Flest overskridelser er det i sommerhalvåret. Da kan det oppstå situasjoner med import på kablene, lavt forbruk og få roterende generatorer. Dette resulterer i lav kortslutningsytelse i Sørlandsnettet, og små endringer gir store utslag på driftsspenningen. Driftsspenningene i Stor-Oslo (Frogner, Hasle og Ringerike) påvirkes i stor grad av utvekslingen mot Sverige, spesielt i perioder med høyt forbruk i området.

NVE mener det er viktig å ha fokus på at driftsspenningene i kraftsystemet holdes innenfor sine grenser, og vil følge dette videre opp overfor systemansvarlig.

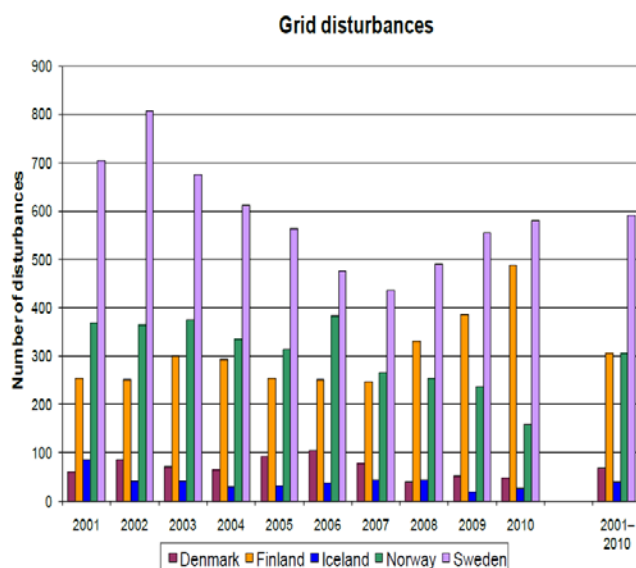
4 Driftsforstyrrelser utenlands

Sammenligning av antall driftsforstyrrelser, antall feil, antall avbrudd, varighet av avbrudd, ikke levert energi, etc, med data fra andre land innebærer utfordringer som følge av ulike registrerings- og rapporteringssystemer, ulik nettstruktur, ulike formål for bruk av elektrisitet etc. Sammenligne norske trender med utenlandske trender kan være en bedre metode.

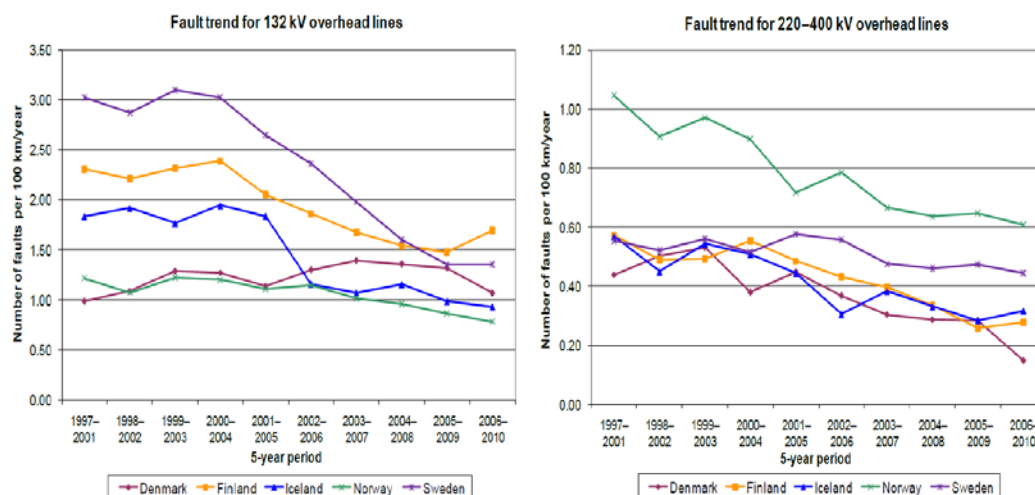
ENTSO-E Regional Group Nordic utarbeider årlig statistikk for driftsforstyrrelser og feil. Siste versjon som er offentlig tilgjengelig ble publisert i 2011, og er tilgjengelig via www.entsoe.eu, [4]. Statnett har deltatt i arbeidet med utarbeidelse av denne rapporten. Nevnte rapport fra 2011 innleder med:

“This report is an overview of the Danish, Finnish, Icelandic, Norwegian and Swedish transmission grid disturbance statistics for the year 2010. Although Iceland does not belong to the ENTSO-E Regional Group Nordic, it is included in this report. In addition, the disturbance data of the whole Denmark is included in this report, although only the grid of eastern Denmark belongs to the synchronous Nordic grid. Transmission System Operators providing the statistical data are Energinet.dk in Denmark, Fingrid Oyj in Finland, Landsnet in Iceland, Statnett SF in Norway and Svenska Kraftnät in Sweden.”

Rapporten er begrenset til driftsforstyrrelser i anlegg med spenningsnivå 100-420 kV. Rapporten dekker blant annet driftsforstyrrelser og ikke levert energi som følge av disse, feil og utfall av komponenter. Rapporten fremhever at antall driftsforstyrrelser ikke kan benyttes direkte for sammenligningsformål mellom land, grunnet store forskjeller i nettstruktur etc.



Figur 18: Driftsforstyrrelser i anlegg med spenningsnivå fra 100 kV og opp for de nordiske land, for perioden 2000-2010. Kilde: ENTSO-E



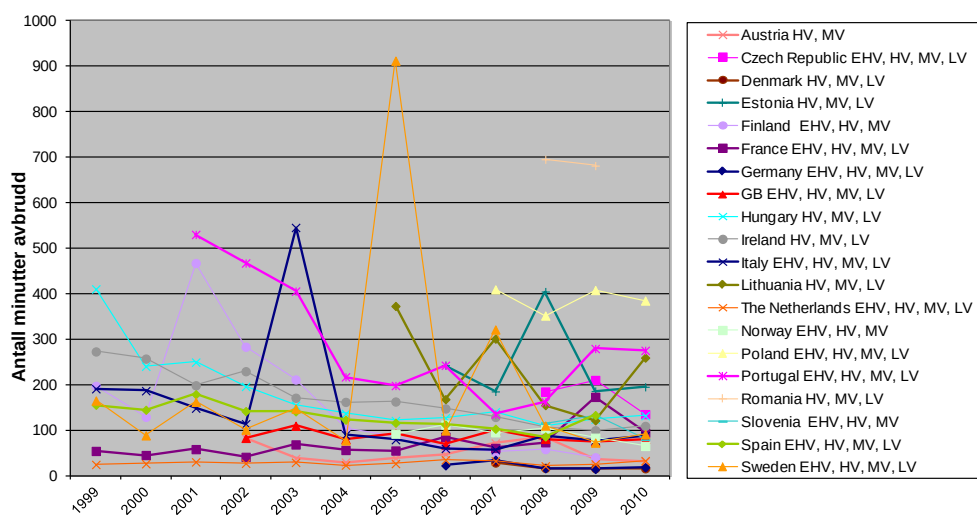
Figur 19: Feilhyppighet på kraftledninger i nordiske land, for spenningsnivå hhv 132 kV og 220-420 kV. Verdiene representerer glidende femårs gjennomsnitt i perioden 1997-2010. Kilde: ENTSO-E

Sverige er det land som har hatt den tydeligste nedadgående trenden i perioden 2002-2007. Norge har generelt hatt en nedadgående trend for antall driftsforstyrrelser, mens Sverige og Finland har hatt en økning i antall driftsforstyrrelser i perioden 2007-2010.

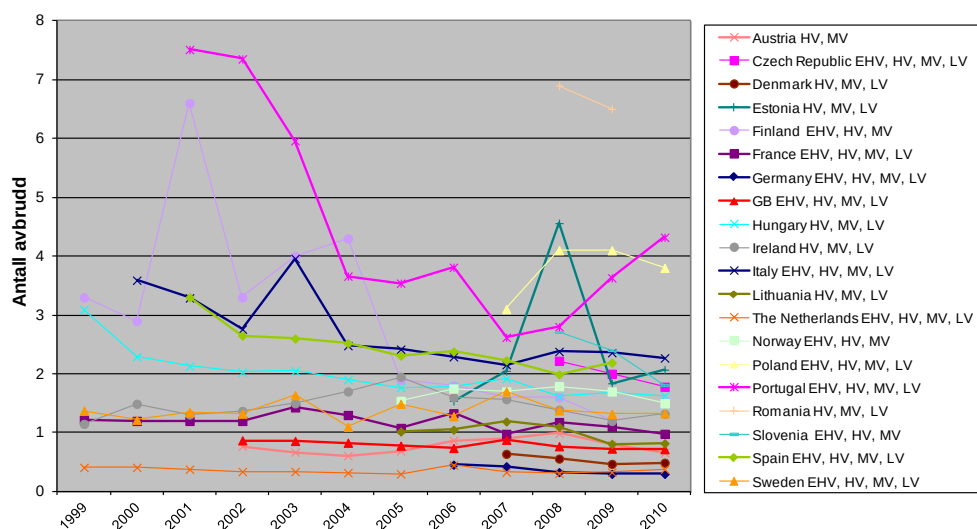
Det henvises for øvrig til den nevnte rapporten for øvrige statistikker.

5 Leveringskvalitet utenlands

The Council of European Energy Regulators (CEER), hvor NVE er medlem, produserer regelmessig rapporter med de ulike lands regulering av leveringskvalitet og faktiske data, [5]. Første rapport kom i 2001, deretter i 2003, 2005, 2008 og i 2011 (publisert april 2012). Rapportene dekker leveringspålitelighet, spenningskvalitet og kunderelasjoner. Rapportene er tilgjengelig via CEERs nettsider, www.energy-regulators.eu.



Figur 20: Utvikling i gjennomsnittlig avbruddsvarighet, ikke varslet, for noen europeiske land, jf [5]



Figur 21: Utvikling i gjennomsnittlig avbruddshyppighet, ikke varslet, for noen europeiske land, jf [5]

UNPLANNED INTERRUPTIONS	Minutes lost per customer per year (1999-2010)											
Country	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Denmark HV, MV, LV									29,55	17,79	17,26	16,95
Finland EHV, HV, MV	198,00	130,00	468,00	284,00	212,00	105,00	87,00	64,00	53,00	59,00	41,00	
Norway EHV, HV, MV							93,00	113,00	96,00	104,00	84,00	66,00
Sweden EHV, HV, MV, LV	165,80	89,20	162,90	101,80	148,10	78,10	912,60	100,00	321,90	110,80	73,30	91,90

Tabell 6: Tallverdier for gjennomsnittlig avbruddsvarighet, ikke varslet, nordiske land, jf [5]

Statistikkene i [5] omfatter blant annet avbrudd for alle spenningsnivå. Ulike land har ulike registrerings- og rapporteringssystemer, og benytter ulike indikatorer for leveringspålitelighet. To indikatorer som benyttes av flest land er gjennomsnittlig avbruddsvarighet og avbruddshyppighet per sluttbruker, hvor man tar hensyn til alle sluttbrukere i rapporteringsområdet. Selv om man i Norge startet registrering av avbruddsdata i 1995, innførte man de nevnte indekser først fra 2005, dette gjenspeiles også i statistikken ovenfor. Av nevnte figur kan man se trenden for de fleste land. Det henvises til ovennevnte rapport for ytterligere detaljer.

6 Utenlandsforbindelser

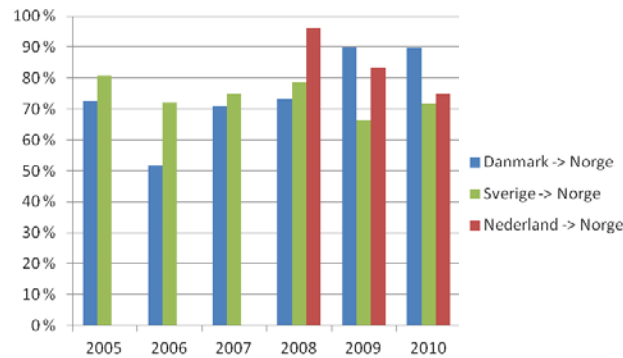
6.1 Driftsforstyrrelser og betydning for kraftsystemet

Mellom Norge og utlandet eksisterer forbindelser med både vekselspanning (AC) og likespenning (DC). Vekselspanningsforbindelsene til utlandet går hovedsaklig til Sverige, dog også til Finland. Det er også en vekselspanningsforbindelse til Russland for import av kraft fra kraftverket Boris-Gleb, uten at Norge er tilknyttet det russiske synkrone kraftsystemet. Vekselspanningsforbindelsene til Sverige og Finland er forbindelser innad i det nordiske synkrone kraftsystemet. Likespenningsforbindelsene til utlandet er kabelforbindelsene til Danmark (Jylland) og Nederland.

NVE mener utenlandsforbindelsene er av stor samfunnsmessig betydning og at det generelt er meget viktig med høy tilgjengelighet på disse, både AC og DC forbindelsene. 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 inntreffer. Dersom det skjer tidlig i sesongen har markedet mer tid til å tilpasse seg den nye kapasiteten. Inntreffer det i eller inn mot en SAKS (svært anstrengt kraftsituasjon) vil det medføre en vesentlig begrensning i importkapasiteten i en periode hvor det ellers ville vært tilnærmet full import. Dersom den hydrologiske balansen er god, vil et utfall ha liten betydning for forsyningssikkerheten i Norge, uavhengig av når i tappesesongen feilen inntreffer. Svært langvarige utfall vil imidlertid kunne få betydelige konsekvenser da den hydrologiske balansen kan endre seg betydelig fra ett år til et annet. De fleste feil på utenlandsforbindelsene vil imidlertid ikke direkte medføre avbrudd for sluttbruker. For forsyningssikkerheten er det importkapasitet som er av betydning. I Tabell 7 presenteres tilgjengelige importkapasiteter i 2011 for hver av utenlandsforbindelsene til Sverige, Danmark og Nederland, samt markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet og den respektive tidsandel med flaskehals i markedet. Tilgjengelig importkapasitet for årene 2005-2010 er vist i Figur 22. I sistnevnte figur er prosentvis tilgjengelig importkapasitet fra Sverige oppgitt samlet. Merk at tilgjengeligheten ikke bare er avhengig av om selve forbindelsen er i drift eller ikke. Det kan også være flaskehalser i det norske eller andre lands kraftsystem som begrenser kapasiteten. Det vesentligste av reduksjon i importkapasitet skyldes feil på selve utenlandsforbindelsene, herunder kabel, omformer eller transformator.

Handels-korridor	Maks. kapasitet [MW]	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennom-snitt i perioden [%]	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet [%] ⁶	Tidsandel med flaskehals i markedet [%]
SE-NO1	2095	67 %	22 %	20 %
SE-NO3	1000	89 %	38 %	15 %
SE-NO4	700	91 %	19 %	6 %
DK1-NO2	1000	91 %	30 %	1 %
NL-NO2	700	86 %	28 %	22 %

Tabell 7: Importkapasitet i 2011 for Norges utenlandsforbindelser



Figur 22: Tilgjengelig importkapasitet for utenlandsforbindelsene i tidsrommet 2005-2010

Den største og viktigste AC-forbindelsen til utlandet er Hasle-forbindelsen til Sverige, med en normal overføringskapasitet på ca 2100 MW om ikke andre snitt i Sverige eller Norge begrenser kapasiteten. AC forbindelser til utlandet er ordinære anleggsdeler som krysser riksgrensen, og byr ikke på ekstraordinære utfordringer hva gjelder drift, vedlikehold, beredskap etc i tilsvarende grad som DC forbindelsene til utlandet kan gjøre.

Systemansvarlig har for NVE laget en oversikt over driftsforstyrrelser for AC forbindelsene (sentralnettsnivå) til utlandet. Oversikten dekker perioden 1967-2011, og er presentert i vedlegg 2.

Tilgjengelighet på DC forbindelsene i driftsfasen måles og følges opp i henhold til internasjonal standard "Cigre`s protocol for reporting the operational performance of HVDC transmission systems 14- 97 (Wg 04) ". Statistikken viser, ifølge Statnett:

Skagerrak 1 + 2:

Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 95,77 % for perioden 1976 – 2011.

Anlegget ble idriftssatt uten mekanisk beskyttelse av kabelanlegget og uten reservetransformator. Det er registrert totalt 8 kabelfeil, som har medført lengre avbrudd på forbindelsen. Statnett har i driftsfasen iverksatt mekanisk beskyttelsestiltak for sjøkabelanlegget.

Skagerrak 3:

Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 84,75 % for perioden 1993 – 2011.

Anlegget ble idriftssatt med mekanisk beskyttelse av kabelanlegget men uten reservetransformator. Det er ikke registrert kabelfeil, men det har vært flere transformatorfeil både på norsk og dansk side som har medført lange avbrudd på forbindelsen. Tilgjengeligheten er sterkt påvirket av transformatorutfallene. Totalt er det registrert fire slike hendelser i nevnte periode. I etterkant av hendelsene er det anskaffet reservetransformatorer.

NorNed:

Gjennomsnittlig tilgjengelighet på 83,43 % for perioden 2008 – 2011.

Anlegget ble idriftsatt med mekanisk beskyttelse av kabelanlegget og med reservetransformator. Anlegget har hatt flere feil siden idriftsettelsen. Det er imidlertid 4 større hendelser som dominerer utetiden av forbindelsen. Disse er:

- 11.4.2009 Brann i kabelmuffe i Eemshaven på AC siden (34 døgn)
- 6.2.2009 Kortslutning i DC landkabel Eemshaven, (18 døgn)
- 29.1.2010. Feil på sjøkabel, (85 døgn)
- 18.4.2011. Feil på sjøkabel (47 døgn)

NorNed er lengre enn kablene til Danmark, og kan således være mer utsatt for feil. Det anses likevel å ha vært mange feil på denne forbindelsen gitt den korte tiden den har vært idriftsatt. Når det gjelder utfall av Skagerak 3 skyldes dette i hovedsak feil i transformatorer både på dansk og norsk side.

Statnett har tidligere gjennomført risiko- og sårbarhetsanalyse av sjøkabelanleggene og av omformerstasjonene. Basert på resultater fra risikovurderingen har Statnett etablert og iverksatt tiltak for å sikre kabelforbindelsene. Erfaringer fra eksisterende kabelforbindelser har fortløpende blitt inkludert i design av nye likestrømsforbindelser. Statnett mener påliteligheten i stor grad avhenger av valg som gjøres tidlig i prosjektfasen, og at dette er viktig å ta hensyn til ved pågående og fremtidige prosjekter.

Sjøkablene til utlandet er regulert av energilovens bestemmelser så langt disse rekker, det vil si frem til grunnlinjen og ikke på norsk sjøterritorium. NVE kan derfor ikke med hjemmel i energiloven kreve beredskapstiltak lenger enn til grunnlinjen. Omformeranleggene er klassifisert i klasse 2 med tilhørende krav om beskyttende sikring. Det er også vedtatt beskyttelsestiltak for selve kabelanleggene mellom omformerstasjonene og grunnlinjen. Grunnen til at anleggene ikke er i klasse 3, var at de ikke hadde særlig beredskapsmessig betydning da anleggene ble bygd. Dette er forhold som må vurderes på nytt.

6.2 HVDC forbindelser mellom andre land

CIGRÉ (International Council on Large Electric Systems, www.cigre.org) produserer regelmessig rapporter vedr statistikk for påliteligheten til HVDC forbindelser mellom land ulike steder i verden; "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 20xx-20xx".

Sist tilgjengelig rapport er fra 2010 og inneholder tall for årene 2007 og 2008. Tallene i nevnte rapport fra 2010 viser stor spredning på tilgjengelighet for de ulike forbindelsene, med variasjon fra 74,8 % til 99,6 % og 81,0 til 99,5 for hhv 2007 og 2008, med unntak av Skagerrak 3, jf [6]. Jf omtalen ovenfor har Skagerrak 3 vært utilgjengelig i lange perioder grunnet transformatorfeil både på norsk og dansk side.

Nedenfor presenteres tilgjengelighet og utfallstid for noen utvalgte forbindelser. I denne sammenstillingen er det fokusert på forbindelser i og rundt Norden, som har tilsvarende lengder, spenningsnivå og overføringskapasitet som forbindelsene fra Norge. Det er imidlertid vanskelig å gjøre en vitenskaplig sammenligning basert på Tabell 8 og Tabell 9, da kjennskap til de eksakte årsaker til utfall av forbindelsene mellom andre land

mangler. For *Baltic cable* og *Fennoskan* mangler også data for noen av årene. Likevel ser man at total utfallstid varierer stort mellom de enkelte år for alle forbindelsene. Det viktigste er likevel å kunne trekke lærdom av de utfordringer også andre land har når det gjelder HVDC kabler, se også merknader til forbindelsene fra Norge ovenfor.

	Skagerak 1 og 2 <i>I drift: 1976/77</i> 550 MW 300 kV 127,3 km	Skagerak 3 <i>I drift: 1993</i> 500 MW 300 kV 127,5 km	Baltic cable <i>I drift: 1994</i> 600 MW 450 kV 250 km	SwePol <i>I drift: 2000</i> 600 MW 450 kV 245 km	Fennoskan <i>I drift: 1990</i> 500 MW 400 kV 233 km
1997	91,3	97,9	97,1	x	97,9
1998	98,1	97,6	96,4	x	98,1
1999	96,4	97,2	x	x	98,4
2000	98	97,9	x	x	97,9
2001	98,2	98,2	x	93,1	97,8
2002	99,8	97,3	x	70,8	98,6
2003	98,2	56,5	x	97,6	80,6
2004	97	98,7	x	95,9	98,9
2005	98,9	58,5	98,2	88,3	75,3
2006	98,2	15,5	97,2	98,3	88,2
2007	96,4	64,9	x	98,4	86,1
2008	97,8	49,6	x	98,7	95,9

Tabell 8: Tilgjenglighet for noen utvalgte HVDC forbindelser, jf [6], [7], [8], [9], [10] og [11]. Tallene i denne tabellen angir prosentvis mengde energi som kunne vært transportert, dersom det ikke hadde vært noen utfall i omformerstasjon eller DC-kabel. X er angitt for de årene det ikke er data tilgjengelig

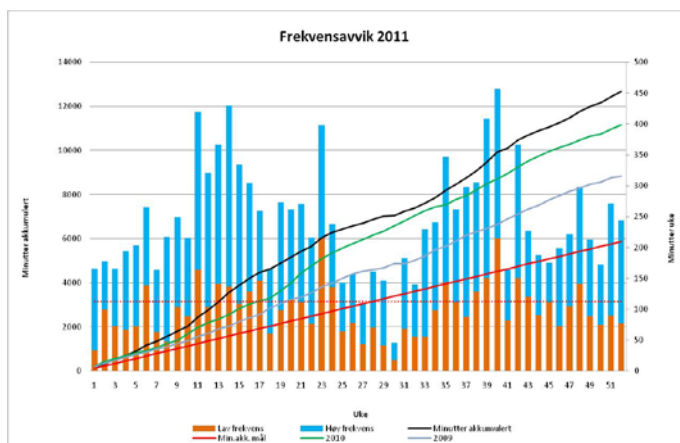
	Skagerak 1 og 2 <i>I drift: 1976/77</i> 550 MW 300 kV 127,3 km	Skagerak 3 <i>I drift: 1993</i> 500 MW 300 kV 127,5 km	Baltic cable <i>I drift: 1994</i> 600 MW 450 kV 250 km	SwePol <i>I drift: 2000</i> 600 MW 450 kV 245 km	Fennoskan <i>I drift: 1990</i> 500 MW 400 kV 233 km
1997	487	4,3	121	X	54,2
1998	0	3,8	198,8	X	34,5
1999	36,5	18,6	x	X	3,3
2000	16,3	4	x	X	56,8
2001	1,8	0	x	209,9	52,7
2002	909,1	4,8	x	2223,7	6,9
2003	16,5	3803,3	x	24,5	1695
2004	54,7	8,6	x	4	3,3
2005	60,3	3664,1	53,4	393,7	2096
2006	1	7400	133,4	3,6	904,3
2007	7,7	3008,8	x	2,4	1080,1
2008	16,2	4360,5	X	6,7	139,2

Tabell 9: Total utfallstid [timer] som følge av uønskete hendelser for noen utvalgte HVDC forbindelser, jf [6], [7], [8], [9], [10] og [11]. Tallene i denne tabellen inkluderer også feil i omformerstasjon og DC-kabel. X er angitt for de årene det ikke er data tilgjengelig

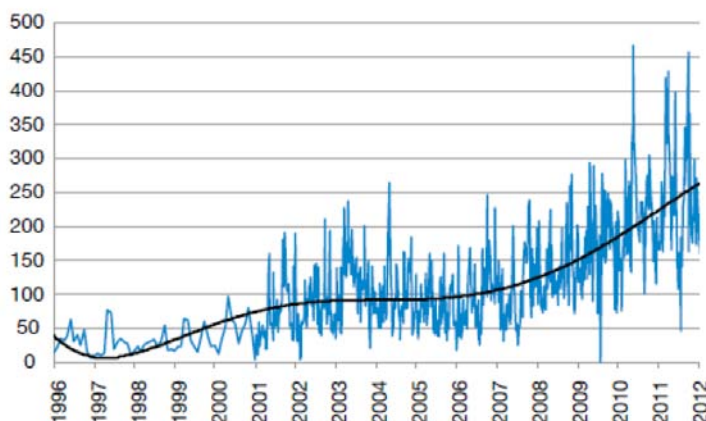
7 Frekvenskvalitet

Statnett som systemansvarlig skal "sørge for frekvensreguleringen og sikre momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid", jf systemansvarsforskriften § 4 bokstav a). Systemansvarlig har også en resultatforpliktelse og skal "sørge for at spenningens frekvens og tidsavvik normalt holdes innenfor bestemmelser i nordisk systemdriftsavtale", jf leveringskvalitetsforskriften § 3-2 første ledd. Systemets frekvens er et mål for balansen mellom den til enhver tid gjeldende produksjon og forbruk. Ved mer produksjon enn forbruk, stiger frekvensen, og omvendt ved mer forbruk enn produksjon.

I henhold til nordisk systemdriftsavtale skal frekvensen i det nordiske kraftsystemet normalt holdes innenfor $50 \pm 0,1$ Hz. Frekvens utenfor dette intervallet betegnes som frekvensavvik, og måles i minutter pr uke, måned, år eller lignende. I følge Statnett har det vært et felles mål for de nordiske systemansvarlige siden 2009 at antall minutter med frekvensavvik ikke skal overstige 6000 pr år. I 2010 var antall minutter utenfor angitt frekvensbånd om lag 13 000, og tendensen de siste årene er at frekvenskvaliteten er blitt dårligere år for år. De nordiske systemansvarlige har nå kortsiktig endret sitt måltall til maksimalt 10 000 minutter utenfor det aktuelle frekvensbåndet pr år. Figur 23 viser hvordan frekvenskvaliteten fordeler seg over året 2011, mens Figur 24 viser hvordan frekvenskvaliteten har utviklet seg fra 1996 og frem til i dag.



Figur 23: Frekvenskvalitet pr uke i uke 2011. Antall minutter hvor frekvensen er utenfor $50 \pm 0,1$ Hz



Figur 24: Frekvenskvalitet perioden 1996-2011. Gjennomsnittlig antall minutter pr måned hvor frekvensen er utenfor $50 \pm 0,1$ Hz

Konsekvenser:

Frekvenskvalitet kan ha betydning for forsyningssikkerheten i forbindelse med underfrekvens. Normaldriftsreservene i kraftsystemet aktiveres ved frekvensendringer for å hindre at frekvensen beveger seg utenfor båndet $50 \pm 0,1$ Hz. Faller frekvensen under 49,9 Hz aktiveres driftsforstyrrelsesreservene i kraftsystemet, og ved 49,5 Hz er disse fullt aktivert. Driftsforstyrrelsesreservene er i utgangspunktet dimensjonert slik at dimensjonerende feil i kraftsystemet ikke medfører en reduksjon i frekvensen til under 49,5 Hz. Ved økende andel av tiden hvor frekvensen befinner seg i området 49,5–49,9 Hz, vil det også være en økende andel av tiden hvor eksisterende driftsforstyrrelsesreserver er bundet opp, og ikke lenger vil være i stand til å håndtere en eventuell ny feil i kraftsystemet. Sistnevnte vil kunne medføre at frekvensen faller til et nivå hvor frekvensstyrte belastningsfrakoblingsvern vil begynne å koble ut forbruk.

Mer perifert kan frekvensavvik medføre mekaniske belastninger på generator- og turbinakslinger, at elektriske klokke går feil, at elektriske motorer opererer med feil hastighet og at harmoniske filtre ikke har den ønskede funksjonalitet, jf [17].

Årsak:

Det er flere årsaker til økende frekvensavvik i det nordiske kraftsystemet. Statnett peker spesielt på avvikling av nasjonal balanseregulering ved innføring av felles nordisk regulerkraftmarked i 2000, økt kabelkapasitet og dermed økt utveksling mellom det nordiske og omkringliggende systemer, økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling), økte ubalanser i driftstimen, økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nærmere maksimal overføringskapasitet og økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske og omkringliggende systemer. Disse årsakene er nærmere utredet av Statnett i [12].

Tiltak:

De nordiske systemansvarlige har besluttet flere tiltak for å bøte på den reduserte frekvenskvaliteten, herunder bedre planlegging av balanseringen av systemet for å redusere den forutsigbare momentane effektubalansen. Dette innebærer blant annet forbedrede prognoseverktøy og produksjonsplaner med kvartersoppløsning. I Norge har man hatt spesielle krav til kvartersplaner på produksjon i mange år og krav til kvartersplaner skal nå innføres i Sverige og Finland fra 2013. Danmark har allerede effektplaner med 5-minutts oppløsning. Andre tiltak som er innført er felles gate closure for produksjonsplaner (45 minutter før driftstimen) og rampingrestriksjoner for HVDC-forbindelser.

På lengre sikt har Statnett i noe tid varslet at en finere tidsoppløsning i energimarkedet kan bli nødvendig. Statnett har startet et prosjekt hvor dagens administrative ordninger vil bli vurdert mot kortere tidsoppløsning først og fremst i intradag og balansemarkedet.

Bedre automatisk reguleringsevne i Norden er viktig. De nordiske systemansvarlige er enige om å implementere fra 2013 en nordisk løsning for automatisk sekundærregulering (LFC) som raskt regulerer ut den resterende ubalansen. De nordiske systemansvarlige er enige om å ha 100 MW tilgjengelig kapasitet som mål for perioden frem til sommeren 2013. Deretter vil pilotfasen evalueres før beslutninger om videre utvikling tas. Statnett gjennomførte i vinter en anbudsrunde blant norske produsenter, og er nå i anskaffelsesfasen hva gjelder inngåelse av kontrakter for evne til å levere kapasitetsbud

fra tredje kvartal i inneværende år. Statnett planlegger dermed å starte med automatisk sekundærregulering fra tredje kvartal 2012.

Oppfølging:

NVE deler Statnetts bekymring vedrørende en negativ utvikling i frekvenskvalitet over flere år. NVE mener det er viktig å ha fokus på å kartlegge kildene til det økende frekvensavviket i tillegg til å utvikle avbøtende tiltak. NVE antar at automatiske sekundærreserver ikke alene er et tilstrekkelig tiltak for å snu den negative trenden, og har tidligere overfor Statnett fremhevet behovet for at alternative tiltak vurderes. NVE følger opp denne saken gjennom brev, egne informasjonsmøter med systemansvarlig, gjennom de ordinære oppfølgingsmøtene NVE har med systemansvarlig samt gjennom krav til innhold i årlig rapportering fra systemansvarlig.

I en tidligere redegjørelse fra Statnett og de nordiske systemansvarlige legges det opp til et nytt måltall for maksimalt frekvensavvik i det nordiske kraftsystemet på 1420 min/år. NVE har klargjort overfor Statnett at det ikke er tilstrekkelig sannsynliggjort at dette er et optimalt nivå. Et måltall for frekvensavvik vil være drivende for mengden reserver som er nødvendig, og således også for relaterte kostnader. NVE mener systemansvarlig må sørge for at det fastsettes et måltall som er vel begrunnet også i et samfunnsøkonomisk perspektiv. NVE har etterlyst en bedre redegjørelse fra systemansvarlig for hva den langsiktige trenden bør være, og vil følge dette opp gjennom tilsyn og oppfølgingsmøter med systemansvarlig. Statnett har informert om at det er planlagt en prosess høsten 2012 for å komme frem til et felles nordisk måltall, hvor det også vil gjøres avveininger i forhold til pågående arbeid i ENTSO-E, herunder pågående utarbeidelse av network code on Load-Frequency Control and Reserves. Fordelingen mellom mengde primær- og sekundærreserver blir også essensiell.

8 Driftssikkerhet

8.1 Sentralnettet

Statnett skriver i sitt dokument om praktisering av systemansvaret [13] at de som systemansvarlig drifter kraftsystemet etter N-1 kriteriet, så langt dette er mulig. Gitt gjeldende nettstruktur, produksjon og forbruk i det norske kraftsystemet, er det likevel tidsperioder hvor det ikke lar seg gjøre eller hvor det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å opprettholde N-1 drift. Å drifte nettet etter N-1 kriteriet innebærer at feil på en komponent ikke skal medføre avbrudd i forsyningen til sluttbruker. Man betegner det som redusert driftssikkerhet når N-1 kriteriet ikke lenger er oppfylt, hvor det normalt skal være oppfylt. Statnett som systemansvarlig har virkemidler gjennom systemansvarsforskriften til å kunne endre koblingsbilder, jf § 16, samt kreve oppregulering av produksjon, jf § 12. Slike virkemidler kan bidra til å sikre drift etter N-1 kriteriet. Det er imidlertid ikke et krav om at sentralnettet til enhver tid skal tilfredsstillе N-1 i driften.

Eksempelvis har systemansvarlig angitt at de endret koblingsbilder forut for ekstremværet Dagmar i romjulen 2011, med tanke på å redusere sårbarheten i de ulike områdene, jf systemansvarsforskriften § 16. Systemansvarlig forsøkte da å drifte nettet etter N-1 også i områder som normalt driftes som N-0. Produksjonen i lokalområder ble tilpasset slik at eventuelle utfall ikke ville medføre mørklegging. Systemansvarlig ba konsesjonærer i alle områder om å kjøre et svakt overskudd for å tåle utfall i sentralnettet. Alle i Mørenettet ble lagt på N-1 drift, med unntak av Tussa, hvor dette ikke var mulig. Alt nett var innkoblet. Det var tosidig mating av Tafjordnettet, men hvor begge linjene delvis går i samme trasé. Dette førte til at Tafjordnettet ble isolert fra synkront nett, og måtte kjøre egen øydrift. NVE stiller spørsmål ved om tosidig mating, hvor begge linjer delvis ligger i samme trasé, kan anses som N-1 drift, og spesielt under ekstremvær som Dagmar. Tussanettet kan bare kjøres i radialdrift.

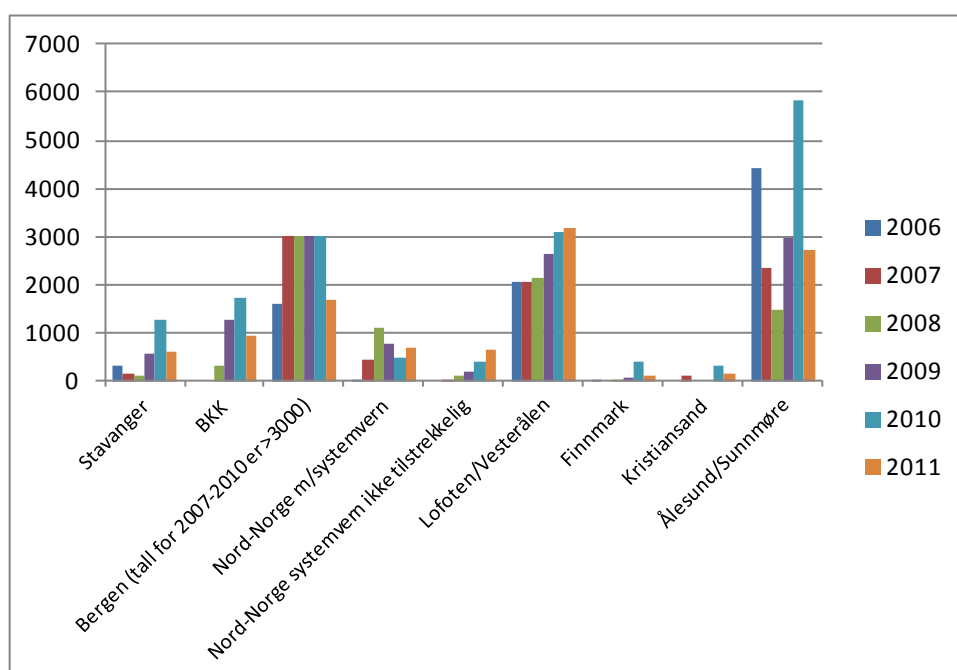
NVE mener det ikke vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å endre koblingsbilder slik at det sikres N-1 drift selv om tilstrekkelig nettstruktur er tilgjengelig. NVE mener heller ikke det vil være samfunnsmessig rasjonelt i hvert tilfelle å kreve oppregulering av produksjonsressurser for å sikre N-1 drift, forutsatt tilstrekkelige og tilgjengelige produksjonsressurser. Det er imidlertid viktig at systemansvarlig gjør de nødvendige vurderinger i forhold til hvilke koblingsbilder det er mest samfunnsmessig rasjonelt å benytte, og at det så langt som mulig benyttes forhåndsdefinerte koblingsbilder. Det er likeledes viktig at systemansvarlig kontinuerlig gjør de nødvendige vurderinger for når det kan være samfunnsmessig rasjonelt å benytte oppreguleringsressurser for å sikre N-1 drift.

NVE fatter vedtak hvert år om egen rapportering fra systemansvarlig. På denne bakgrunn foretar systemansvarlig kontinuerlig registrering av antall timer med redusert driftssikkerhet i det norske sentralnettet, jf [12] og [24]. I registreringen definerer systemansvarlig redusert driftssikkerhet ved følgende driftsformer:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil mørklegge det forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans pga vedlikehold av anleggene.

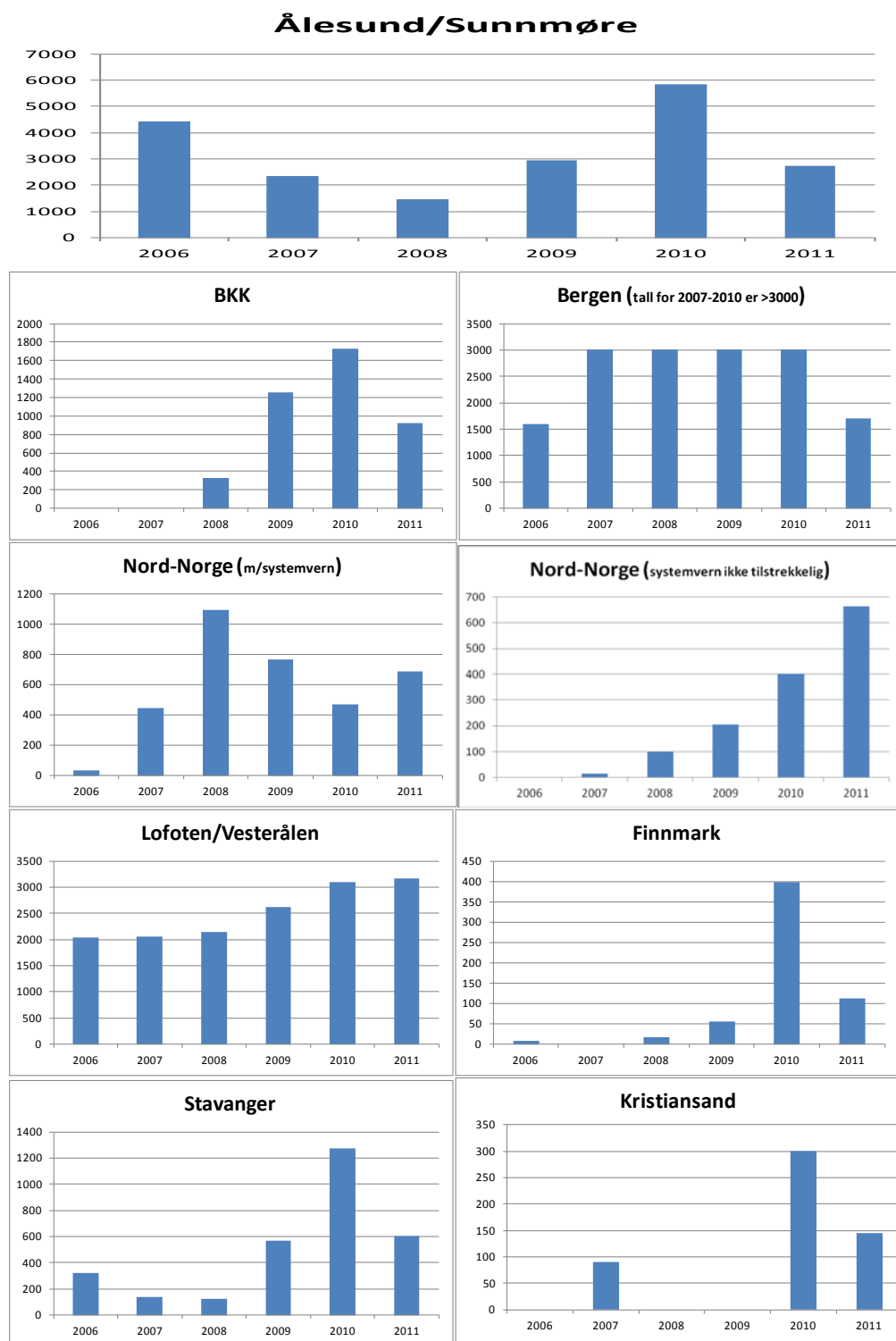
2. Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet pga kaskade- eller følgeutfall.
3. Driftssituasjoner der vi overskrider N-1 grensene for snitt. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunktskomponenter eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

Det er noen begrensninger i statistikkgrunnlaget, jf [24]. 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 2006-2011, mens statistikk for driftssikkerhet ved utkoblinger eller oppdelinger kun omfatter årene 2009-2011.



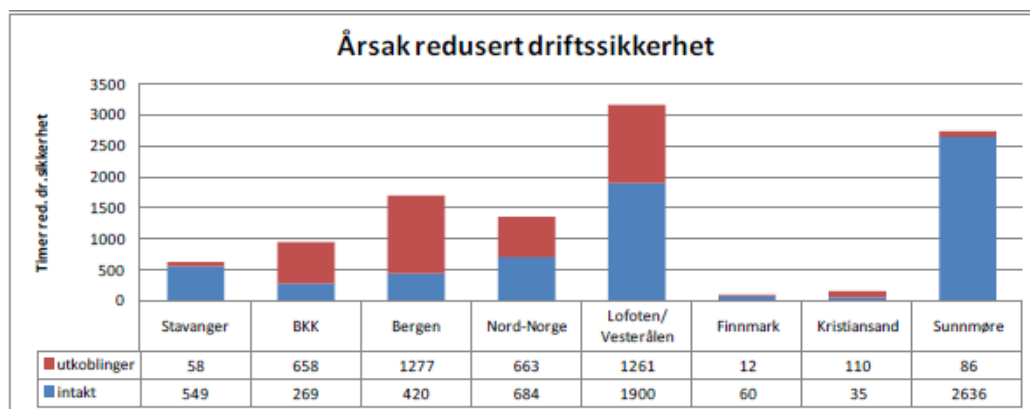
Figur 25: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet i perioden 2006-2011¹⁰.
Figur laget av NVE, grunnlagsdata hentet fra [12] og [24]

¹⁰ 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 26: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet pr område i perioden 2006-2011¹¹.
Figur laget av NVE, grunnlagsdata hentet fra [12] og [24]

¹¹ 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 27: Antall timer med redusert driftssikkerhet i sentralnettet for 2011 fordelt på årsak

Kommentarer til resultatene

BKK-området:

Inn til BKK-området har det vært mulig å opprettholde N-1 driftssikkerhet ved inntakt nett i årene 2006-2009. Vinteren 2010 medførte nivået på forbruk og produksjon at dette ikke lenger var mulig. Systemansvarlig har iverksatt tiltak for å forsyne området best mulig, herunder etablert systemvern. I 2011 medførte utkobling av forbindelsen Samnanger-Mauranger i forbindelse med bygging av Sima-Samnanger, mange timer med ensidig forsyning til området. Likevel er antall timer med redusert driftssikkerhet kraftig redusert i 2011 sammenlignet med 2010.

Bergen:

Innenfor BKK- området finner man blant annet Bergen. Forbindelsene inn til Bergen har hatt en økning i antall timer med N-0 drift fra ca 1 600 timer i 2006 til over 3 000 timer for hvert av årene 2007-2010. For 2011 ble antall timer med redusert driftssikkerhet redusert til i underkant av 1 700 timer. For 2011 er antall timer ved intakt nett hovedsakelig registrert i januar og desember, mens tallene som følge av utkoblinger hovedsaklig er registrert fra april til oktober. Sistnevnte skyldes mye utkobling av Evanger-Dale-Arna i forbindelse med opprustning av 300 kV nettet.

Nord-Norge:

Med intakt nett er det utfall av aktuelle 420 kV forbindelser som er mest kritisk, dersom det samtidig er stort underskudd i regionen. Systemansvarlig har installert systemvern som kobler bort Finnfjord Smelteverk med sine om lag 105 MW, ved feil på en spesifikk 420 kV forbindelse. Systemansvarlig krever aktivisering av systemvernet i de tilfeller hvor Ofoten-snittet overskrider 270 MW. Dette gjør at kraftoverføringen nordover kan økes uten risiko for utfall av alminnelig forsyning ved feil i 420 kV nettet. Lofoten/Vesterålen er et område under Nord-Norge. Nord-Norge inkludert Lofoten/Vesterålen har større antall timer med redusert driftssikkerhet i 2011 sammenlignet med 2010. Dette skyldes i hovedsak lange perioder med redusert driftssikkerhet på grunn av reparasjon av skader som oppsto vinteren 2011. Finnmark, som også er et område i Nord-Norge, har fortsatt perioder med redusert driftssikkerhet, men mindre enn i 2010.

Stavanger:

Det har vært en økning i kraftoverføringsbehovet inn mot Stavanger, spesielt fra 2009. Kapasitetsgrensen inn mot Stavanger ble oppjustert fra 500 MW til 700 MW fra februar

2010 som følge av nytt installert kondensatorbatteri hos Lyse. Redusert driftssikkerhet er blitt om lag 50 % lavere i 2011 sammenlignet med 2010.

Kristiansand:

Utfall av transformator er verste enkelthendelse for forsyning av forbruket. De aktuelle registreringer har likevel vist at dette utgjør en liten risikofaktor. I 2010 medførte kulden stor forbruksøkning, og sammen med lav produksjon på hele Sørlandet førte dette til 300 timer med redusert driftssikkerhet. I 2011 ble det fortsatt registrert timer med redusert driftssikkerhet, men med 145 timer representerer dette likevel mindre enn halvparten av antall timer i 2010.

Ålesund/ Sunnmøre:

En 420 kV forbindelse forsyner Ålesund og Sunnmøre, et område med produksjon i Tafjord, Tussa og Åskåra. Redusert driftssikkerhet defineres med at kraftflyten fra Viklandet mot Ørskog er større enn 30 MW. Som figurene visere har det vært relativt mange timer, men variasjoner fra år til år. Systemansvarlig har ikke undersøkt årsaken til den kraftige økningen i 2010, men anslår at dette avspeiler mindre produksjon og mer ujevn kjøring over døgnet. Antall timer med redusert driftssikkerhet er mer enn halvvvert i 2011 sammenlignet med 2010.

Øvrige områder:

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. Systemvernet var aktivert 152 timer i 2011 for å sikre N-1 forsyning til øvrig forbruk. I 2010 ble systemvernet aktivert i 29 timer ved intakt sentralnett, og 95 timer på grunn av planlagte driftsstanser. I 2009 var systemvernet imidlertid kun aktivert i til sammen 6 timer. 420 kV forsyningen til Ormen Lange ligger med N-0 driftssikkerhet hele året.

Det foreligger ikke tilsvarende tallgrunnlag for øvrige områder i sentralnettet.

8.2 Regionalnett

Deler av regionalnettene driftes sammenkoblet, mens andre deler driftes radielle. Det vil ikke være samfunnsmessig rasjonelt ensidig å fokusere på N-1 drift i regionalnettet. Dette er imidlertid noe som bør vurderes i forbindelse med planlegging. NVE foreslår derfor i en høring om ny forskrift om energikutredninger at de utredningsansvarlige selskapene i forbindelse med utarbeidelse av kraftsystemutredninger skal omtale alle områder med manglende N-1 forsyning i hele eller deler av året, jf [20]. For sentralnettet skal alle punkter vurderes ut fra hvorvidt de har momentan reserve ved utfall av en enkeltkomponent, mens vurderingen for regionalnettet inkluderer muligheter for å gjenopprette forsyning etter omkoblinger ved utfall av en komponent. For alle punkter uten N-1 i dag skal det beskrives hvilke tiltak som er nødvendig for å oppnå N-1. Det skal også gjøres en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av tiltakene. NVE anser denne oversikten som viktig del av arbeidet med å kartlegge og vurdere dagens nivå av forsyningssikkerhet og synliggjøre behovet for og kostnadene ved å øke forsyningssikkerheten. Det vises forøvrig til høring av ny forskrift om energikutredninger, NVE dokument nr 4/2012 [20].

9 Bruk av systemvern

Jf § 21 i systemansvarsforskriften kan systemansvarlig ”kreve installasjon og drift av utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet (systemvern). Systemansvarlig skal betale for kostnadene ved slike pålegg.” ”Konsesjonær kan ikke idriftsette, aktivere eller deaktivere systemvern uten etter vedtak av systemansvarlig.”

I det norske sentralnettet er det mange systemvern som grovt sett kan deles i fire hovedgrupper:

1. Produksjonsfrakobling (PFK)
2. Belastningsfrakobling (BFK)
3. Nettsplitting
4. HVDC-vern

Innenfor hver av disse kategoriene er det noen vern som nesten alltid står på og noen der status er avhengig av lastflyten i nettet. Behovet varierer også sterkt fra årstid til årstid og fra år til år, avhengig av om det aktuelle området har eksport eller import av kraft. De seneste årene har det imidlertid vært en økning i installasjon og bruk av systemvern. I 2011 påla systemansvarlig 1685 systemvernaktiveringer.

For de fleste systemvern er nytten først og fremst knyttet til økt utvekslingskapasitet, men for noen vern, spesielt BFK, er vernene i hovedsak knyttet til drifts- og forsyningsikkerhet. Dette kan være i områder der det ikke finnes andre muligheter fordi produksjonskapasiteten ikke er tilstrekkelig, eller det kan være knyttet til å øke importen for å spare vann i magasinene i områder med fare for energimangel. Statnett har interne kriterier som sier at de ikke skal basere seg på bruk av BFK når de planlegger nytt nett. Systemvern skal være et virkemiddel i driften.

Kriteriet for utløsning av systemvern kan være knyttet til utfall av gitte komponenter, eller overlast på komponenter. For systemvern knyttet til utfall er det viktig at status er riktig i forhold til den til enhver tid gjeldende kraftflyt. Dette er operatørens ansvar. Systemvern knyttet til overlast kan i mye større grad alltid stå på, fordi de ikke vil bli utløst uten overlast og vernfunksjonen vil alltid avlaste systemet og redusere overlasten. Status på vern som er knyttet til utfall må i mye større grad overvåkes og vurderes, fordi et vern som er designet for å kunne øke eksporten ut av et område vil gjøre situasjonen verre dersom utløsning skjer i en importsituasjon.

I 2011 er PFK blitt utløst i fire tilfeller. Dette omfattet 6 aggregater som ble utløst med totalt ca 1 500 MW. Dette medførte en kostnad for systemansvarlig på 3,3 MNOK. Til sammenligning var tilsvarende kostnad i 2010 6,3 MNOK. BFK ble utløst tre ganger i 2011, og ca 600 MW forbruk ble koblet ut.

Vedlegg 3 viser oversikt over omfanget av systemvern i det norske kraftsystemet, herunder fysisk plassering, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de blir brukt.

NVE gjennomførte 21. desember 2011 revisjon med Statnetts utøvelse av systemansvaret hvor bestemmelsene om systemvern var et av temaene som ble revidert. Under nevnte revisjon fant NVE 8 avvik og 7 anmerkninger, hvorav 2 avvik og 3 anmerkninger var

relatert systemvern, jf revisjonsrapport datert 30. januar 2012, ref NVE 201106623-7. De to avvikene relatert systemvern var at systemansvarlig ikke har fattet vedtak om betaling for kostnadene ved henholdsvis hendelsesstyrte og frekvensstyrte systemvern, som påkrevet i henhold til systemansvarsforskriften § 27, jf § 21 første ledd. Etter at systemansvarlig hadde blitt gitt anledning å kommentere de avvik og anmerkninger statuert i revisjonsrapporten, fattet NVE 24. april 2012 vedtak overfor systemansvarlig hvor det ble gitt frist om at vedtak om betaling må treffes innen 1. september 2012. Fremdriftsplan skulle vært oversendt innen 1. juni. Systemansvarlig har imidlertid påklaget tidsfristen.

Av de tre anmerkningene relatert systemvern var de to av dem knyttet til mangel på konsistente kriterier for prioritering mellom ulike objekter ved innføring eller opprettholdelse av hendelsesstyrt eller frekvensstyrt BFK. NVE finner dette svært uheldig, men har ikke informasjon om at slike manglende kriterier så langt har medført et ineffektivt utvalg av utkoblingsobjekter. Hendelsesstyrt BFK skal installeres når dette er samfunnsmessig rasjonelt sammenlignet med eventuelle andre tiltak. NVE mener det skal velges objekter som er de mest gunstige sett fra et samfunnsmessig perspektiv, dvs de som har lavest kostnader ved å bli koblet ut. Det forutsettes da at objekter som sammenlignes har tilstrekkelig teknisk yteevne til å fylle det opprinnelige behovet for installasjon av systemvern. Det er ikke tydelig for NVE om systemansvarlig har benyttet sammenlignbare og effektive kriterier ved de valg som tidligere er gjort for utvalg av objekter som nå omfattes av hendelsesstyrte eller frekvensstyrte BFK. NVE anbefalte systemansvarlig i sin revisjonsrapport å gjøre seg bevisst på hvilke typer forbruk som er omfattet av hendelsesstyrt og frekvensstyrt BFK, samt at det vurderes om nåværende plassering er optimal fra et samfunnsmessig perspektiv. Den tredje anmerkningen om systemvern var relatert risiko for at utkoblingsobjekt omfattet av hendelsesstyrt BFK, og som får betalt ved utkobling, også blir inkludert i KILE-regnskapet, hvilket den ikke skal.

Systemvern er av samfunnsmessig rasjonell betydning. Kostnadene med bruk av systemvern er ment å være lavere enn kostnadene uten bruk av systemvern, eksempelvis ved reduksjon av konsekvenser som følge av driftsforstyrrelser, øke overføringskapasiteten etc. Det er derfor ikke et mål i seg selv, etter NVEs vurdering, ensidig å fokusere på å redusere kostnadene ved bruk av systemvern. Kostnadene ved bruk av visse typer systemvern kan imidlertid veies opp mot kostnader for tiltak i kraftsystemet for at systemvern kan gjøres overflødig noen steder, herunder ved investeringer i økt overføringskapasitet. NVE mener det er viktig at systemansvarlig til enhver tid har et bevisst forhold til hvilke produksjons- eller forbruksenheter som omfattes av automatisk frakobling, nå og i fremtiden.

NVE adresserer i en pågående revisjon av systemansvarsforskriften problemstillinger funnet ved ovennevnte revisjon, herunder spesielt uklarheter rundt hva det skal betales for i forbindelse med systemvern, jf NVE dokument nr 6/2012 [22]. Videre mener NVE at hendelsesstyrt systemvern som medfører utkobling av sluttbrukere, ikke skal kunne brukes på permanent basis for sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett. Ved etablering av slike systemvern for sluttbrukere tilknyttet regional- eller sentralnettet, vil disse sluttbrukerne være i direkte dialog med systemansvarlig vedrørende de konsekvenser et slikt systemvern vil innebære, herunder kostnader ved aktivering og utløsning av vernet. Dette gjør at systemansvarlig vil kunne treffe vedtak om eventuelle systemvern på et velfundert grunnlag, jf første ledd, spesielt i de tilfeller hvor det gjøres vurderinger mellom alternative forbruksenheter. Sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett vil ikke være

i den samme direkte kontakt med systemansvarlig, og systemansvarlig vil ikke ha samme kjennskap til de økonomiske ulempene for disse sluttbrukerne. Sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett vil heller ikke bli kompensert ved aktivering og utløsning av systemvern i tilsvarende grad som sluttbrukere tilknyttet regional- eller sentralnettet. NVE vil derfor i forbindelse med nevnte revisjon av systemansvarsforskriften foreslå noen endringer om dette, jf NVE dokument nr 6/2012 [22]. NVE mener de foreslåtte endringer i forskrift vil medføre bedre forsyningssikkerhet for sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett.

10 Bruk av spesialregulering

Jf § 11 første ledd i systemansvarsforskriften skal systemansvarlig ”drive og utvikle et regulerkraftmarked for i driftstimen å håndtere avvik fra planlagt produksjon og forventet forbruk, samt andre uønskede forhold i kraftsystemet.” Videre skal systemansvarlig normalt håndtere øvrige flaskehalser i regional- og sentralnettet ved bruk av regulerkraftmarkedet, jf § 5 tredje ledd. Merkostnaden ved å fravike normal rekkefølge for effektuering av regulerkraft skal dekkes av systemansvarlig.

Spesialregulering er opp- eller nedreguleringsbud fra regulerkraftlisten som blir benyttet utenom prisrekkefølge, for å håndtere flaskehalser internt i elspotområder eller feilsituasjoner. Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet bli ordinære reguleringer, mens bud som blir brukt for å avlaste flaskehalser internt i elspotområder, eller til å håndtere feilsituasjoner, vil bli spesialreguleringer. Systemansvarlig dekker merkostnaden som oppstår ved spesialregulering mens ordinære reguleringer inngår som en del av balanseoppgjøret aktørene imellom. Merkostnaden ved spesialregulering beregner systemansvarlig som differansen mellom kostnaden ved budet betegnet spesialregulering (pay-as-bid), og gjeldende regulerkraftpris.

Normalt blir flaskehalser på grensen mellom elspotområdene håndtert gjennom kapasitetsfastsettelsen i elspotmarkedet, mens flaskehalser internt i elspotområdene blir håndtert ved spesialregulering. Flaskehalser mellom elspotområdene kan medføre ulike regulerkraftpriser i ulike elspotområder. Nedregulering som spesialregulering blir brukt ved overskuddsflaskehalser, dvs når produksjonsønsket i et område er for stort i forhold til den fysiske eksportkapasiteten ut av området. Oppregulering som spesialregulering blir brukt når produksjonen i et område er for liten i forhold til importkapasiteten. Et område i denne sammenheng er ikke et elspotområde.

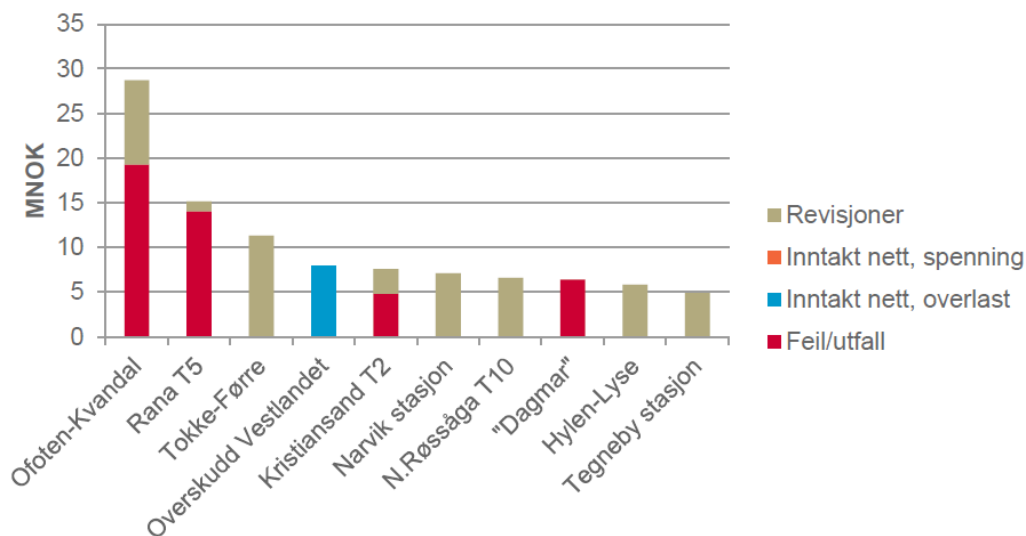
I tillegg blir det brukt noe spesialregulering eksempelvis som følge av spenningsproblemer, feilhåndtering, i forbindelse med inn- og utkobling av linjer etc. Større revisjoner og enkelthendelser vil sammen med den hydrologiske situasjonen kunne ha stor betydning for omfanget av spesialreguleringer. Historisk er det derfor store variasjoner fra år til år når det gjelder samlet og områdevis bruk av spesialregulering.

	2007	2008	2009	2010	2011
Regulert kvantum ned	1681	566	791	318	638
Regulert kvantum opp	398	377	399	542	381
Totalt	2079	943	1190	860	1019

Tabell 10: Mengde spesialregulering brukt i årene 2007-2011. Kilde: [12]

Arsak	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Intakt nett, overlast	13	6	15	44	36	54	50	50	75	44
Intakt nett, spenning	-	-	-	-	17	5	6	8	28	-
Revisjoner	21	23	26	57	48	50	38	75	32	57
Feil/utfall	11	2	23	46	35	6	19	18	5	46
Annet	-	-	-	1	2	1	4	4	2	1
Totalt	45	33	74	147	138	115	117	154	143	147

Tabell 11: Kostnader ved spesialregulering i MNOK for årene 2002-2011. Kilde: [12]



Figur 28: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene i 2010. Kilde: [12]

Langvarige og kostnadskrevende spesialreguleringer i 2011

Ofoten-Kvandal:

To separate utfall av ledningen - 28. januar og 16. februar. Høy last i Nord-Norge nord for Ofoten krevde betydelige mengder oppregulering for å unngå overlast på gjenværende linjer inn til området. Reparasjon av linjen samt revisjon senere på året har også bidratt til høye kostnader.

Rana T5:

Havari på Rana T5 i oktober. Dette ga problemer med flimmer og spenningsstabilitet, samt over-/underskuddsbegrensninger i regionalnettet.

Tokke-Førre:

Utkobling av linjen for revisjon i uke 39 og 40 samtidig som det var høy eksport på NorNed og Skagerrak, men lite kjøring på Sørlandet. Dette skapte en flaskehals med behov for mye oppregulering på Sørlandet og også noe motkjøp fra utlandet.

Overskudd Vestlandet:

Flere perioder med stort produksjonsønske på Vestlandet har skapt lokale flaskehalser og behov for nedregulering. Nettet har også vært delt i perioder for å redusere kostnadene, samt avhjelpe driften.

Kristiansand T2:

Transformatoren var ute to uker i juli grunnet sprengningsskade på oljegruben. Grunnet et stort produksjonsoverskudd i denne perioden ble det en flaskehals i 110 kV-nettet. I september ble transformatoren koblet ut for revisjon med tilsvarende behov for nedregulering.

Narvik stasjon:

Ombygging av Narvik stasjon medførte flere linjeutkoblinger i løpet av vår, sommer og høst. Største kostnader i juni da det var stor produksjon i området.

Nedre Røssåga T10:

Transformatoren ble byttet ut i august/september. Kostnadene knytter seg hovedsakelig til nedregulering grunnet høy flyt fra NO4 til Sverige.

Dagmar:

Ekstremværet Dagmar forårsaket linjeutfall over store deler av Sør-Norge, og særlig på Nord-Vestlandet.

Hylen-Lyse:

Linjen har vært utkoblet uke 42 og 47 i forbindelse med bygging av Saurdal-Sauda. Samtidig høy produksjon på Vestlandet gjorde det nødvendig med store nedreguleringsvolum.

Tegneby stasjon:

I uke 38 var alle avganger på 420kV Tegneby stasjon utkoblet. Samtidig var 300kV Flesaker-Syilling utkoblet. Dette medførte krevende drift med behov for nedregulering i NO1 og oppregulering i NO2 for å opprettholde N-1 kriteriet.

Tabell 10 viser stort kvantum for spesialregulering for 2007 (2079 GWh) sammenlignet med de øvrige år. 2010 representerer det året i denne femårsperioden med det laveste kvantum benyttet for spesialregulering (860 GWh). Det er imidlertid store variasjoner historisk fra år til år, ettersom større revisjoner og enkelthendelser, sammen med den hydrologiske situasjonen, vil kunne ha stor betydning for omfanget av spesialreguleringer.

Det er brukt lite spesialregulering for å oppfylle N-1 drift i sentralnettet. I 2011 ble dette virkemiddelet spesielt benyttet i forbindelse med at alle avgangene på Tegneby stasjon var utkoblet i uke 38, samtidig som forbindelsen Flesaker-Syilling var utkoblet. Det ble også spesialregulert opp for å holde N-1 drift inn til Bergensområdet i forbindelse med tre dagers utetid i februar for forbindelsen Mauranger-Samnanger. Det har også tidligere år vært benyttet noe spesialregulering for å oppfylle N-1 drift og da spesielt i svært tørre år. Dette har imidlertid i liten grad påvirket det store bildet. For noen områder er det heller ikke mulig å påvirke forsyningssikkerheten med spesialregulering, dette gjelder for eksempel Stavangerområdet hvor det innenfor de begrensede snitt kun er forbrukskunder.

En interessant observasjon er imidlertid forskjellen mellom 2010 og 2011 når det gjelder fordelingen mellom mengde kvantum spesialregulert opp versus ned. Av det totale spesialregulerte kvantum i 2010 ble 37 % nedregulert, mens 63 % ble oppregulert. I 2011, derimot, ble 63 % nedregulert og 37 % oppregulert. Det totale kvantum spesialregulert i 2010 og 2011 var henholdsvis 860 og 1019 GWh. Den omvendte fordelingen mellom opp- og nedregulering skyldes i stor grad ulike hydrologiske forhold i de to nevnte årene. Blant annet var det i 2011 flere perioder med stort produksjonsønske på Vestlandet som skapte flaskehalser og behov for nedregulering. Utkobling av forbindelsen Hylen-Lyse i uke 42 og 47, sammen med stort høy produksjon på Vestlandet, medførte store nedreguleringsvolum. Årsaken til den dyreste spesialreguleringsårsaken i 2011 var utfall av forbindelsen Ofoten-Kvanndal 28. januar og 16. februar, jf Figur 28.

Spesialregulering er et virkemiddel som er ofte brukt, hvilket er i tråd med intensjonen til virkemiddelet. Mengde (GWh) spesialregulering i 2011 var i størrelsesorden som i 2009, men omtrent halvparten av mengden i 2007. I 2008 og 2010 var mengden noe lavere. Likevel viser Tabell 11 en forholdsvis stabil utgift, dog noe lavere i 2007 og 2008. I 2011 var kostnaden 147 MNOK. NVE anser det ikke rasjonelt å fokusere ensidig på å minimere spesialregulering, verken i mengde regulert kvantum eller antall dager det benyttes, men at kostnadene ved bruk av spesialregulering over tid bør veies opp mot kostnadene forbundet med eventuelle tiltak for å redusere deler av det spesialregulerte kvantum.

NVE gjennomførte 30. mai 2012 revisjon med Statnetts utøvelse av systemansvaret, denne gangen med fokus på temaene regulerkraftmarkedet, regulerkraftopsjonsmarkedet og spesialregulering, jf NVE 201203367. Revisjonsrapport er under utarbeidelse.

11 Erfaringer fra NVEs tilsynsvirksomhet

NVEs hjemmelsgrunnlag til å gjennomføre tilsyn er gitt i energiloven § 10-1 og energilovforskriften §§ 9-2 og 9-3. I forhold til driften av kraftsystemet er det først og fremst tilsyn med bestemmelser 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 2/2012 årsrapport for tilsyn 2011 [15].

11.1 Beredskap

Tilsyn med beredskap omfatter bestemmelsene i beredskapsforskriften. I 2011 ble det gjennomført 38 beredskapstilsyn og registrert 244 avvik. Tilsynene er fordelt på temaene reparasjonsberedskap, store driftskontrollsystemer, sikring av viktige anlegg, samt beredskapsplaner, -analyser og øvelser. Blant de største selskapene som ble kontrollert, finner vi Statnett, Hafslund Nett, BKK Nett, Agder Energi Nett, Hydro Energi, NTE Nett og Skagerak Nett. For øvrig er det spredning på geografi og størrelse, blant annet prioritert ut fra utsatt geografi eller samfunnsmessig betydning.

Typiske funn er at tilgangen på eksterne ressurser ikke er kontraktsfestet, mangelfull sikring av driftskontrollsystemer mot uautorisert tilgang og skadelig programvare, mangelfull fysisk sikring av viktige anlegg, samt utilstrekkelige risiko- og sårbarhetsanalyser. Flest avvik er innenfor temaene driftskontroll og sikring.

11.2 Drift og vedlikehold

Tilsyn med drift- og vedlikehold omfatter bestemmelsen i energilovforskriften § 3-5 bokstav a), samt enkelte bestemmelser i systemansvarsforskriften og leveringskvalitetsforskriften. I 2011 ble det gjennomført 10 revisjoner. Det ble funnet 9 avvik og 6 anmerkninger. Generelt er det et meget positivt inntrykk av selskapenes holdning til og praktiske håndtering av drift og vedlikehold av regionalnettet. Distribusjonsnett er i begrenset grad inkludert utover at en del av de generelle spørsmålene om selskapenes regionalnett også er blitt stilt om selskapenes distribusjonsnett.

Typiske funn er mangelfulle reléplaner og mangelfull kontroll av vernutstyr, mangelfull utarbeidelse av oversikt over overføringsgrenser for egne anlegg, eller manglende redegjørelse for slik, manglende søknad til systemansvarlig ved tilknytning av nye eller endringer i eksisterende anlegg. Ett selskap kunne ikke fremlegge noen konsesjonsdokumenter.

11.3 Leveringskvalitet

Tilsyn med leveringskvalitet omfatter bestemmelsene i leveringskvalitetsforskriften, herunder om leveringspålitelighet og spenningskvalitet, samt § 22 i systemansvarsforskriften om feilanalyse og statistikk. Det ble gjennomført 4 revisjoner i 2011. Revisjonene resulterte i til sammen 30 avvik og 19 anmerkninger. I tillegg ble det gjennomført kontroll av innrapporterte avbruddsdata fra 134 selskaper.

Typiske funn er manglende opplysning fra selskapene om at saker om uenighet kan bringes inn for NVE for behandling, avvik i forhold til regelverket om kundebehandling, manglende registrering og rapportering ved avbrudd for umålt eller provisorisk forbruk, og manglende rapportering ved kortvarige avbrudd, manglende registrering av spenningskvalitet samt avvik i forhold til krav til instrumentkalibrering, sporbarhet og måleutstyrs nøyaktighet.

11.4 Systemansvaret

Tilsyn med Statnetts utøvelse av systemansvarlig omfatter bestemmelsene i energiloven § 6-1, energilovforskriften § 6-1, konsesjon for å utøve systemansvaret og systemansvarsforskriften. NVE gjennomførte revisjon med Statnetts utøvelse av systemansvaret 21. desember 2011, samt 30. mai 2012. Neste revisjon er planlagt i oktober 2012.

Revisjonen 21. desember 2011 omfattet bestemmelser om tvangsmessig utkobling av forbruk, planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet, samordning av driftsstanser samt systemvern. Det generelle inntrykket fra denne revisjonen er at Statnett har god kontroll og god oversikt når det gjelder utøvelse av systemansvaret i det norske kraftsystemet. Revisjonen avdekket likevel enkelte forbedringsbehov, og det ble funnet 8 avvik og 7 anmerkninger.

Revisjonen 30. mai 2012 omfattet bestemmelser om regulerkraftmarkedet, regulerkraftopsjonsmarkedet og spesialregulering. Revisjonsrapporten er per tid under utarbeidelse.

Utover dette har NVE faste oppfølgingsmøter med systemansvarlig rundt relevante tema, herunder systemansvarskostnader, flaskehalsinntekter vs kostnader for overføringstap for HVDC forbindelsene til Danmark og Nederland, håndtering av flaskehalser og nettkapasitet, energi- og effektknapphet i Norge og Norden, erfaringer med intradag handel, driftsforhold av betydning, driftsforstyrrelser, viktige endringer i driftskoblinger etc, systemtjenester og systemvern samt Statnetts arbeid i ENTSO-E.

Videre fatter NVE vedtak årlig om rapportering fra Statnett som systemansvarlig innenfor relevante områder, se eksempelvis NVEs vedtak 9. februar 2012, ref NVE 200701599-16, samt rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge for 2011, [12].

12NVEs vurderinger

NVEs aksjoner direkte knyttet til enkeltområder er kommentert innenfor de respektive kapitler ovenfor. Nedenfor gis noen generelle vurderinger.

Blant gjeldende virkemidler for å håndtere driftsforstyrrelser kan nevnes spesielt systemansvarsforskriften § 12 (Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser) samt § 13 (Tvangsmessig utkobling av forbruk). Ved bruk av § 13 gir KILE-ordningen incentiver til valg av forbruksenhet som representerer de laveste kostnadene og til at varigheten minimeres. Andre virkemidler som systemansvarlig kan ta i bruk er blant andre fastsetting av nytt koblingsbilde, samordning og avlysning av driftsstanser for å minimere konsekvenser ved driftsforstyrrelser som kan oppstå under revisjoner, bruk av systemvern, spesialregulering mv. Videre stiller leveringskvalitetsforskriften § 2-1 (Utbedring) første ledd krav om at full forsyning skal gjenopprettes uten ugrunnet opphold etter avbrudd eller redusert leveringskapasitet. Dette gjelder uavhengig av incentiver gjennom KILE-ordningen. Hva som er å anse som uten ugrunnet opphold for gjenoppretting etter ulike avbrudd, vil naturligvis variere fra sak til sak. Det er hjemmel til å ilegge overtredelsesgebyr dersom NVE i etterkant kommer til at gjenopprettingen har tatt for lang tid. Videre kan NVE med hjemmel i leveringskvalitetsforskriften § 3-1 (Leveringspålitelighet) pålegge de som omfattes av forskriften (dvs alle aktører tilknyttet kraftsystemet) å gjennomføre tiltak for å redusere omfanget eller konsekvensene av kortvarige og langvarige avbrudd. Forarbeidende for denne bestemmelsen sier blant annet: *”En forutsetning for at bestemmelsen skal komme til anvendelse er at nettkundene eller nettselskap kan dokumentere og påvise at et tiltak er samfunnsmessig rasjonelt. Utredningskostnader skal bekostes av initiativtager. Bestemmelsen gir ikke NVE en plikt til å foreta slike utredninger, men bestemmelsen vil gi NVE en mulighet til på eget initiativ å kunne foreta dette. NVE kan etter eget initiativ igangsette utredninger, eksempelvis ved å pålegge nettselskap dette, og deretter gi aktuelle pålegg for gjennomføring.”* Det var et bevisst valg under utarbeidelse av leveringskvalitetsforskriften at man ikke innførte absolutte krav til avbruddshyppighet eller avbruddsvarighet som skal gjelde alle tilknytningspunkter, da dette ikke er samfunnsmessig rasjonelt. Dette er nærmere beskrevet i forarbeidende til nevnte forskrift, NVE dokumentene nr 3/2004 [17] og 13/2004 [18].

NVE har tidligere annonsert at man skal vurdere mulige endringer i gjeldende regelverk med det mål å forbedre forsyningssikkerheten innenfor de rammene som følger av energilovens formålsbestemmelse. Dette har særlig vært begrunnet i de store feilhendelsene som har preget tidligere vintersesonger. NVE har imidlertid også sagt tidligere at det foreløpig er et åpent spørsmål hvorvidt det er behov for nye krav til forsyningssikkerhet eller om dagens regelverk og virkemiddelapparat er tilstrekkelig så lenge man faktisk tar i bruk de muligheter som er tilgjengelig. Våren 2012 har NVE utarbeidet forslag til endringer i forskriftene om beredskap [23], leveringskvalitet [19], energiutredninger [20] og systemansvaret [22], samt energilovforskriften [21]. Forslag til endringer sendes på offentlig høring sommeren 2012, planlagt ikrafttreden er 1. januar 2013. Gjennom arbeidet med forskriftsendringene er det vurdert spesielt hvilke endringer som kan forbedre forsyningssikkerheten, og samtidig representere mer samfunnsmessig rasjonelle løsninger enn dagens. Det henvises til de relevante høringsdokumenter for ytterligere informasjon om de foreslåtte forskriftsendringene, jf [19], [20], [21], [22] og [23].

NVE vil også videre ha en tett oppfølging av Statnetts utøvelse av systemansvaret gjennom blant annet oppfølgingsmøter og revisjoner, videre vil revisjoner med øvrige selskaper vedrørende bestemmelser i forskriftene om systemansvar, leveringskvalitet,

beredskap samt energilovforskriften vedrørende drift- og vedlikehold, være viktige oppfølgingspunkter. Se for øvrig kommentarer til de enkelte punkter i denne rapporten.

NVE mener at samfunnet må regne med at ekstremvær som Dagmar vil forekomme. Det er ikke mulig å garantere en avbruddssikker strømforsyning. Det er like fullt viktig å gjøre investeringer og videreutvikle beredskapen i kraftforsyningen for best mulig å håndtere slike ekstraordinære situasjoner. Selskapene har et selvstendig ansvar for risikovurderinger og tiltak i forhold til alle former for ekstraordinære påkjenninger. Sluttbrukere som ikke kan klare seg uten strøm, bør gjennomgå egne krav til sikkerhet og back-up, slik som for eksempel nødstrøm i form av aggregater eller UPS¹².

¹² UPS – uninterruptible power supply – avbruddsfri strømforsyning

13Referanser

- [1] Statnett, **Årsstatistikk 2010 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet**, www.statnett.no
- [2] Statnett, **Årsstatistikk 2010 Driftsforstyrrelser og feil i 1-22 kV nettet**, www.statnett.no
- [3] SINTEF Energiforskning AS, **Analyser av feil og avbrudd i kraftnettet 1989-2005**, ref TR A6451, SINTEF v/ Kjølle, Mogstad og Samdal, 2006, SINTEF Energiforskning AS
- [4] ENTSO-E Regional Group Nordic, **Grid Disturbance and Fault Statistics**, www.entsoe.eu
- [5] Council of European Energy Regulators (CEER), **5th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2011**, www.energy-regulators.eu
- [6] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2007-2008**, ref B4-119, Bennett, Dahliwal og Leirbukt, 2010, CIGRÉ
- [7] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005-2006**, ref B4-119, Vancers, Christofersen, Leirbukt og Bennett, 2008, CIGRÉ
- [8] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2003-2004**, ref B4-119, Vancers, Christofersen, Leirbukt og Bennett, 2006, CIGRÉ
- [9] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2001-2002**, ref B4-119, Vancers, Christofersen, Leirbukt og Bennett, 2004, CIGRÉ
- [10] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1999-2000**, ref B4-119, Vancers, Christofersen, Leirbukt og Bennett, 2002, CIGRÉ
- [11] CIGRÉ, **A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 1997-1998**, ref B4-119, Christofersen, Vancers, Elahi, og Bennett, 2000, CIGRÉ
- [12] Statnett, **Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2011**, 2012, www.statnett.no
- [13] Statnett, **Statnetts praktisering av systemansvaret 2012**, 2012, www.statnett.no

- [14] NVE, **Lynstudien, Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen**, NVE rapport nr 6/2011, Meteorologisk institutt v/ Midtbø, Haugen og Ødegaard Køltzow, 2011, www.nve.no
- [15] NVE, **Årsrapport for tilsyn 2011**, NVE rapport nr 2/2012, NVE v/ Arnesen, Rystad og Rogstad, 2012, www.nve.no
- [16] NVE, **Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar julen 2011**, NVE rapport nr 3/2012, NVE v/ Malvik, Brekke, Espegren, Skapalen og Sivertsen, 2012 www.nve.no
- [17] NVE, **Leveringskvalitet i kraftsystemet: Forslag til forskrift**, NVE dokument nr 3/2004, NVE v/ Trengereid, Brekke og Parelius, 2004, www.nve.no
- [18] NVE, **Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet: Endelig forskriftstekst og merknader til innkomne høringskommentarer**, NVE dokument nr 13/2004, NVE v/ Brekke, Trengereid og Lier, 2004, www.nve.no
- [19] NVE, **Høringsdokument: Forskrift om endring av forskrift 30. november 2004 nr 1557 om leveringskvalitet i kraftsystemet**, NVE dokument nr 3/2012, NVE v/ Sveaas Fadum og Brekke, 2012, www.nve.no
- [20] NVE, **Høringsdokument: Forslag til ny forskrift om energiutredninger**, NVE dokument nr 4/2012, NVE v/ Kvamme og Endresen Haukeli, 2012, www.nve.no
- [21] NVE, **Høringsdokument: Forskrift om endring av forskrift 7. desember 1990 nr 959 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften)**, NVE dokument nr 5/2012, NVE v/ Arnesen, Espegren, Ravndal Risnes og Rogstad, 2012, www.nve.no
- [22] NVE, **Høringsdokument: Forskrift om endring av forskrift 7. mai 2002 nr 448 om systemansvaret i kraftsystemet**, NVE dokument nr 6/2012, NVE v/ Brekke og Espegren, 2012, www.nve.no
- [23] NVE, **Høringsdokument: Forslag til revidering av regelverket for beredskap i energiforsyningen og forslag til forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften)**, NVE dokument nr x/2012, NVE v/ Malvik, Rogstad, Arnulf, Ulsberg, Sønsteby, Skapalen, Steen, Høegh og Gjengstø, 2012, www.nve.no
- [24] Statnett, **Rapport: Områder med redusert driftssikkerhet i sentralnettet**, Statnett v/ Tellefsen og Breidablikk, 2011, www.statnett.no

14Vedlegg

Vedlegg 1:

Historikk vedr krav til feilanalyse, rapportering av avbrudd og driftsforstyrrelser

Vedlegg 2: - u.off., jf offentleglova § 13 første ledd og beredskapsforskriften § 6-2 første ledd

Oversikt over driftsforstyrrelser for AC forbindelsene mellom Norge og utlandet (sentralnettsnivå). Oversikten dekker perioden 1967-2011

Vedlegg 3: - u.off., jf offentleglova § 13 første ledd og beredskapsforskriften § 6-2 første ledd

Systemvern – oversikt over fysisk plassering, funksjoner, når vernene benyttes, hva som utløser dem samt hvor ofte de brukes.

14.1 Vedlegg 1

Historikk vedr krav til feilanalyse, rapportering av avbrudd og driftsforstyrrelser

Historikk knyttet til NVEs regelverk for feilanalyse, samt rapportering av avbrudd, feil og driftsforstyrrelser kan i korte trekke oppsummeres som følger:

I 1991 trådte energiloven i kraft hvis formål er å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Ved vurdering av samfunnsmessig rasjonalitet og samfunnsøkonomisk optimalisering er samfunnets kostnader ved avbrudd i forsyningen et viktig element. Krav om informasjon om forventet leveringskvalitet ble innført. Forskningsresultater om sluttbrukeres kostnader forbundet med avbrudd forelå på bakgrunn av en nasjonal spørreundersøkelse.

I 1995 ble det innført obligatorisk rapportering av spesifiserte nøkkeltall for langvarige avbrudd, jf rundskriv til nettselskapene 2.12.1994. Det ble innført et standardisert registrerings- og rapporteringssystem for feil og avbrudd i kraftsystemet. Systemet som har en egen kravspesifikasjon fikk navnet FASIT (feil og avbruddsstatistikk i totalnettet), og omfatter blant annet en felles terminologi, strukturering og klassifisering av data og felles opptellingsregler. Rapportering av nøkkeltall for avbrudd skal alltid følge gjeldende kravspesifikasjon for FASIT. Krav til registrering og rapportering ble avgrenset til å gjelde langvarige avbrudd som følge av hendelser i høyspenningsnettet. Sluttbrukere ble rapportert som én sluttbrukergruppe.

Obligatorisk rapportering til systemansvarlig av avbrudd og driftsforstyrrelser i nettanlegg med spenning fra og med 110 kV ble innført 1.1.1995, jf retningslinjer for systemansvaret i kraftsystemet datert desember 1994.

I 1997 ble den obligatoriske rapportering til systemansvarlig av feil og driftsforstyrrelser utvidet til å gjelde nettanlegg med spenning fra og med 33 kV til og med 420 kV, jf retningslinjer for systemansvaret datert mai 1997.

NVE innførte samme år inntektsrammeregulering av nettselskapene. Dette ga nettselskapene sterke incentiver til å redusere sine kostnader. Det ble derfor viktig å utvikle et regelverk for å hindre at selskapenes effektivisering skulle føre til utilfredsstillende leveringskvalitet.

I 2000 ble regelverket for avbruddsrapportering revidert og samtidig forskriftsfestet ved at endringer i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer ble iverksatt 1.januar. Den viktigste endringen i regelverket var innføring av standardisert metode for å beregne ikke levert energi (ILE). Sluttbrukere ble kategorisert i 26 sluttbrukergrupper. Inndeling av avbruddsdata relatert spenningsnivå hvor hendelsen inntreffer ble innført.

I 2001 innførte NVE kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE). KILE-ordningen er en incentivregulering som gir nettselskapene økonomisk motivasjon til riktig ressursallokering innenfor de rammer og vilkår som ellers er gitt av myndighetene. KILE-ordningen er ikke en kompensasjonsordning for sluttbrukere, men gir nettselskapene incentiver til å bygge, drive og utvikle nettet med en samfunnsøkonomisk optimal leveringspålitelighet. KILE-ordningen innebærer at nettselskapene internaliserer sluttbrukernes kostnader for avbrudd i sine bedriftsøkonomiske analyser. For å kunne innføre KILE-ordningen i den form den ble innført, var det helt nødvendig å ha tilgjengelig et statistisk underlag for

leveringspåliteligheten i det norske kraftsystemet, jf innføring av avbruddsrapportering fra og med 1995. Ved innføringen av KILE-ordningen ble sluttbrukere delt i to ulike kundegrupper hva gjelder spesifikke avbruddskostnader (KILE-satser). De spesifikke avbruddskostnadene var med bakgrunn i forskningsresultater basert på en nasjonal spørreundersøkelse som forelå 1991.

I 2002 ble rapportering til systemansvarlig av feil, driftsforstyrrelser og resultater fra feilanalyse i nettanlegg med spenning fra og med 33 kV til og med 420 kV, forskriftsfestet ved innføring av forskrift om systemansvaret iverksatt 17.5.2002. I samme forskrift fra samme tidspunkt ble det innført krav til feilanalyse for konsesjonærer i eget distribusjonsnett.

Driftsforstyrrelser som medførte redusert leveringskapasitet for sluttbrukere tariffert i regional- og sentralnettet, skulle fra nå registreres som avbrudd, jf endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, iverksatt 1.1.2002.

I 2003 ble KILE-ordningen endret ved at sluttbrukere ble inndelt i seks ulike kundegrupper hva gjelder KILE-satser. Bakgrunnen for dette var resultater fra en ny nasjonal spørreundersøkelse som forelå i 2002. Antall sluttbrukergrupper ble utvidet til 27.

I 2005 ble forskrift om leveringskvalitet iverksatt. Det ble innført obligatorisk registrering av spesifiserte nøkkeltall for kortvarige avbrudd.

I 2006 ble regelverket for avbruddsrapportering flyttet fra forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer til forskrift om leveringskvalitet. Kortvarige avbrudd skulle fra nå av registreres i FASIT etter tilsvarende mal som for langvarige avbrudd, og rapporteres til NVE.

I 2007 ble det foretatt noen endringer i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet hva gjelder feilanalyse. Konsesjonærer skal nå utføre feilanalyse av alle driftsforstyrrelser i eget høyspenningsdistribusjonsnett og rapportere disse til systemansvarlig.

KILE-satser for kundegruppene er justert fra og med 1.januar 2007, jf forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

Fra og med 2009 skal årlig inntektsramme kvalitetsjusteres som følge av avbruddskostnader for tilknyttede sluttbrukere for både kortvarige og langvarige avbrudd.

KILE er fra og med 2009 beregnet på grunnlag av avbrutt effekt og spesifiserte kostnadsfunksjoner for de ulike kundegruppene.

Fra og med 2009 er det innført 36 sluttbrukergrupper, samt 2 undergrupper.

I tiden før de obligatoriske kravene ble innført ble statistikk utarbeidet på bakgrunn av frivillige ordninger og inngåtte avtaler mellom partene i kraftsystemet. Historikk relatert registrering av feil og avbrudd før energiloven og de etterfølgende spesifikke kravene trådte i kraft er gitt i [3].

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slapgård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (s.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

