

# SAMARBEIDSFORUM TSO/DSO

## Lærdommer etter strømbrudd i UK 9. august

**Møtedato:** 13.12.2019

---

### ***Innledning***

9. august 2019 opplevde Storbritannia en større systemfeil. Lynnedslag førte til frakobling av ca. 1880 MW produksjon, som resulterte i frekvensfall og tilhørende automatisk utkobling av forbruk tilsvarende 5% av totalforbruket. Hendelsen medførte massiv kritikk mot National Grid, og satte søkelys på dimensjoneringen for å håndtere feil og hva slags forbruk som ble koblet ut.

Statnett ønsker å orientere om feilhendelsen i UK i samarbeidsforum TSO/DSO da den belyser risiko i kraftsystemet og synliggjør hvordan løsninger og prosesser på alle nettnivå påvirker risiko for større hendelser i kraftsystemet.

Til orientering ble saken drøftet i Markeds- og driftsforum 27.11.2019 (MDF-sak 2019-04-07).

## **1. Feilhendelse i Storbritannia**

9. august 2019, kl. 16:52, ble det britiske transmisjonsnettet rammet av et lynnedslag. Lynnedslaget i seg selv forårsaket ingen skade utover kortvarig utfall av en linje, men som en konsekvens av utfallet falt også to kraftverk ut umiddelbart etter; én vindpark på 737 MW samt 244 MW termisk kraftproduksjon. I tillegg mistet man ca. 500 MW kraftproduksjon, i hovedsak sol, som var koblet til underliggende distribusjonsnett, samt noe mer termisk produksjon (ca. 400 MW) i de påfølgende sekundene. Totalt mistet man 1878 MW produksjon i forbindelse med hendelsen. Dette er langt over dimensjonerende feil på 1000 MW i det britiske kraftsystemet.

Tilgjengelig mengde automatiske reserver ble aktivert i henhold til plan. Mengden reserver var ikke nok til å få frekvensen tilbake innenfor normalbåndet. Som en konsekvens av dette ble det aktivert automatisk frekvensstyrt belastningsfrakobling (BFK), og ca. 1 million kunder mistet forsyningen. Dette hadde store konsekvenser både for privatpersoner og næringslivet, spesielt i området rundt London.

Frekvensen var normal, nær 50,0 Hz, da feilen inntraff, noe som bidro til at frekvensfallet ikke ble større. Fra feilen inntraff til last ble frakoblet gikk det 16 sekunder. Dette understreker viktigheten av god planlegging, og riktig dimensjonering av reservene i kraftsystemet, da operatørene ikke har mulighet til å iverksette manuelle tiltak når større hendelser av denne typen inntreffer.

Storbritannia er dimensjonert til å håndtere enkeltutfall på inntil 1000 MW. I dette tilfellet manglet de ca. 880 MW for å unngå automatisk forbruksfrakobling. 5% av totalforbruket ble derfor kontrollert frakoblet på automatikk for å redde det resterende systemet. Noe kritisk last ble frakoblet, herunder sykehus, Newcastle Airport og jernbane. Dette hadde store konsekvenser for samfunnet, da spesielt togene brukte lang tid på å komme i normal drift etter hendelsen. Det ble etter feilhendelsen stilt spørsmål om forbruk som er tilkoblet BFK, samt det finnes nok automatiske reserver i systemet for å håndtere feil.

Utkobling av nett som følge av lynnedslag er ikke mulig å sikre seg mot. I dette tilfellet var det utfallet av kraftproduksjonen som følge av raske endringer i frekvens og spenning som gjorde at konsekvensene ble så store.

## **2. Norske/nordiske forhold og viktige læringspunkter**

Norge og Norden har ikke opplevd situasjoner der frekvensen i det nordiske synkronområdet er kommet så lavt at forbruk automatisk blir koblet ut.

Man vi har hatt alvorlige situasjoner i det nordiske systemet, med utfall ut over dimensjonerende feil i et delsystem, hvor resultatet har blitt lav frekvens, men ikke under 49 Hz. Et eksempel på dette er en feil på Sjøland 8.10.2019 hvor totalt 1095 MW produksjon falt ut pga. spenningsendring. Dette gav lav frekvens i synkronområdet (49,72 Hz) og overlaster på snitt i Sverige. Et annet eksempel er utfall av Kvilldal kraftverk (1200 MW) 6.11.2019 som ga frekvens på 49,67 Hz. Vi har også hatt regionale feil i Norge med BFK-utløsning, sist i Finnmark i sommer, der frekvensen lokalt varierte i området 48-53 Hz.

Driftsforstyrrelsesreserve er en automatisk reserve som aktiveres ved feilhendelser og frekvens utenfor båndet (49,9-49,5 Hz). Dimensjoneringen for feilhendelser er basert på største enkeltfeil i Norden, p.t. 1400 MW. Hver TSO er forpliktet til å bidra med et predefinert volum av denne reservetypen. Dimensjonering av reserver i Norden følger samme oppsett som i Storbritannia, og er i tråd med de europeiske driftskodene. Statnett kjøper automatiske reserver.

### **Risikobildet i Norge og Norden**

Det er viktig å dra lærdom av hendelsen i Storbritannia, samt se på sannsynligheten for at noe tilsvarende kan inntreffe i Norden og Norge. Kraftsystemene i Norden og Storbritannia er relativt like i størrelse. Det nordiske systemet er dimensjonert til å håndtere en enkelthendelse (såkalt N-1 feil) på inntil 1400 MW, som er betydelig større enn Storbritannia som er dimensjonert for 1000 MW. Dersom vi blir rammet av flere feil som til sammen er større enn 1400 MW, vil også vi i utgangspunktet være i en driftssituasjon som kan føre til automatisk forbruksfrakobling. Det er store sesongvariasjoner i det nordiske kraftsystemet når det gjelder driftssituasjon og sårbarheten ved feil. Vi er typisk mer sårbare i lavlastperioder med høy import, og stor produksjon fra vind- og solenergi. Konsekvensen av en feil er også avhengig av frekvensen i det tidspunktet feilen oppstår. Endringer som påvirker balansering, dimensjonering eller reserver generelt, må besluttes på nordisk nivå.

Nye og store HVDC-forbindelser ut av synkronsystemet øker sannsynligheten for høy import, og tilhørende lav produksjon i Norden. I slike situasjoner har systemet mindre evne til å motstå en feil, og følgelig kunne "bremse" frekvensfallet (såkalt inertia). I tillegg fører høy import og lav egenproduksjon til mindre reservetilgang. Sannsynligheten for N-2 feil anses som økende med flere store HVDC forbindelser.

Økt mengde fornybar produksjon, herunder særlig vind, som forventes å øke fra dagens nivå på ca. 15 GW til 30 GW innen 2023 i Norden, gir økt risiko i systemet. Vindkraftens evne til å levere reserver er dårligere enn konvensjonelle enheter. I tillegg er det en risiko knyttet til vindparkenes leveringsevne i feilsituasjoner, som vist i tilfellet i Storbritannia.

Når det gjelder konvensjonelle produksjonsenheter, er det stor sannsynlighet for at ikke alle enheter vil levere reserver som ønsket. I tillegg er det usikkerhet knyttet til kraftverkernes evne til å forbli synkronisert med systemet gjennom en feilsituasjon. Hendelsen i Storbritannia viser at flere kraftverk falt ut i forbindelse med feilen. Mye tyder på at vern og kontrollanlegg knyttet til produksjonsenheter ikke var riktig satt opp. Statnett stiller krav til alle anlegg som tilknyttes kraftsystemet. I dag har vi lite kontroll med hvorvidt kravene er oppfylt, med unntak av de erfaringene vi får ved feil. Vi har hatt regionale feil hvor småkraft ikke har bidratt til å opprettholde driften og områder er mørklagt. Vi har derfor i områder hvor "øydriфт" er sannsynlig, lagt ned ressurser i å "tune" produksjonsanleggene til å kunne håndtere overgang til separatudrift.

### **Frekvensstyrt belastningsfrakobling i Norge**

Alle de nordiske land bidrar med frekvens belastningsfrakobling (BFK) som er et siste virkemiddel for å sikre oss mot sammenbrudd i kraftsystemet ved hendelser større enn dimensjonerende feil. Per i dag er omtrent 30 % av norsk forbruk tilknyttet slikt vern mellom 48,7 Hz og 47,7 Hz. Frekvensverne er plassert på avganger anbefalt av nettselskapene under gjennomgang i 2013. Statnett har ikke detaljoversikt over hva som kobles ut, kun hvilke avganger i hvilke transformatorstasjoner. Europeisk regelverk og ny nordisk plan for frekvensstyrt systemvern gjør at Statnett nå gjennomgår norske BFK-planer. Dette koordineres nordisk, og Statnett vil vedta krav til vern og hvor mye som skal kobles ut på ulike frekvenser hos nettselskapene.

### **Tiltak for å redusere risiko**

Som beskrevet, er det en risiko for at Norden kan havne i en lignende situasjon som i Storbritannia. Vi jobber derfor med en rekke risikoreduserende tiltak og de viktigste er:

- a. Gjennomgang av produksjonsenheters tekniske egenskap til å holde seg synkronisert gjennom store systemfeil.
- b. Balansering i vanlig drift må holdes innenfor båndet (49,9 – 50,1 Hz), slik at all driftsforstyrrelsesreserve er tilgjengelig til å håndtere en eventuell feil. Forbedring av frekvenskvaliteten vil kreve større volum av automatiske reserver og økt automatisering.
- c. Øke mengden av automatiske reserver for å kunne håndtere feil større enn 1400 MW (altså øke dimensjonerende feil). Dette er en kostnad som må dekkes gjennom tariffen. Reservekrav må avtales nordisk og diskuteres nå i prosjektet ny nordisk balanseringsmodell (NBM).
- d. Prekvalifisering og overvåking av produksjonsenheter for å sikre at de leverer reserverer i henhold til ønsket volum og kvalitet. I forbindelse med de nye markedsløsningene som planlegges vil en prekvalifiseringsløsning innføres.
- e. Redusere dimensjonerende feil for å redusere risiko. Tiltaket kan iverksettes i operativ drift, ved å regulere ned største produksjonsenhet, men har en kostnad i energimarkedet, fordi andre, dyrere, mindre produksjonsenheter da må levere energi.
- f. Raskere reserver i systemet for å unngå at det første frekvensfallet ved feil blir for stort i situasjoner med lav inertia.

Den offentlige granskningsrapporten fra hendelsen i UK peker på tilsvarende momenter som i punktlisten ovenfor, og legger særlig vekt på de punktene a) og f) som viktige lærdommer fra hendelsen. Det er likevel viktig å poengtere at til tross for at det gjennomføres mange tiltak, vil risikoen knyttet til større systemhendelser ikke forsvinne helt.

### 3. Betydning for TSO/DSO

Norge er et desentralisert kraftsystem og mer enn 40 % av installert kapasitet i MW er tilknyttet regional- og lokalt distribusjonsnett. Det finnes om lag 1200 vannkraftverk mellom 0-10 MW. Hver og en av disse kraftverkene har mindre betydning for systemsikkerheten, men samlet omfatter de nærmere 3500 MW. Ser man dette i sammenheng med bruk av frekvensvern, vil utkoblinger på "feil" frekvenser kunne gi store konsekvenser for systemet. Dagens dimensjonerende utfall vil gi kunne frekvenstransiente som nærmer seg, og kanskje passerer, 49 Hz i enkelte driftssituasjoner (tid på døgn, år, eksport/import). I nettopp dette området (48,5-49,5 Hz) har frekvensvern vært benyttet hyppig i de minste kraftverkene. Selv om det er mange avhengigheter, er det tydelig at utfall av store mengder småkraft i sum kan bli svært avgjørende, sett sammen med at dimensjonerende utfall er på 1400 MW.

Systemansvarlig fatter per i dag vedtak og følger opp funksjonalitet for produksjonsanlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Områdekonsesjonær skal informere systemansvarlig om nye anlegg og endringer i eksisterende produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnett hvis de er av vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller transmisjonsnett<sup>1</sup>. Nye europeiske krav, som enda ikke er innført i norsk lov, vil stille tekniske krav for produksjonsanlegg ned til 0,1 kW. De europeiske reglene vil gjelde nye anlegg, men store deler av vårt fremtidige produksjonsapparat er allerede idriftsatt. Nettselskapene og systemansvarlig må være oppmerksomme på kraftverkenes funksjonalitet og tekniske forhold i dialog med kunder på alle nettnivå.

Videre oppfølging av funksjonalitet og installasjon av frekvensvern er sammen med tilgang til frekvensreserver sentrale tema for å ivareta systemsikkerheten. Systemsikkerheten forutsetter at nettselskapene og systemansvarlig samarbeider om å lage gode prosesser for å sikre at dette hensynet ivaretas i fremtiden.

---

<sup>1</sup> Retningslinjer for foreslått praksis og funksjonskrav til høring <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/horinger-og-konsultasjoner/horing-om-retningslinjer-for-utovelsen-av-systemansvaret/>