

OED
postmottak@oed.dep.no

Høring av tilknytningskodene

Energi Norge mener det blir feil om distribusjonsnettselskapene skal miste muligheten til utforme krav for tilknytninger i distribusjonssystemet. En utvikling der TSO tar denne rollen vil undergrave distribusjonsselskapenes ansvar og roller og bidra til å sentralisere ansvaret for håndteringen av lokale driftsutfordringer i distribusjonsnettet. Ved utforming av de tekniske krav, eksempelvis "Fault Ride Through" kravene, er det viktig å legge til rette for smidige tilpasningsmuligheter og utnytte den nasjonale tilpasningsmuligheten maksimalt. Dette for å sikre at samfunnsøkonomiske vurderinger i de ulike tilfellene kan tillegges vekt og for å unngå uheldige og utilsiktede økonomiske konsekvenser for samfunnet og aktørene. Det må ikke åpnes opp for at krav kan gis tilbakevirkende kraft når NC-RfG implementeres i norsk regelverk. Det er avgjørende at regelverket utformes slik at systemets behov dekkes gjennom investeringer drevet frem av markedsløsninger og at kostnadene dekkes av de som har behovene.

Vi viser til OEDs høringsbrev av 21.12.2015, vedrørende høring av tilknytningskodene.

Olje- og energidepartementet viser til de tre nye forordninger som regulerer krav til nettilknytning av kraftprodusenter (RfG – "Network Code on Requirements for Generators"), nettilknytning av forbruk (DCC – "Network Code on Demand Connection") og krav til nettilknytning av HVDC-systemer og produksjonsparker tilknyttet via likestrømsledninger (HVDC – "Network Code on High Voltage Direct Current Connections"). Alle tre er nå til gjennomgang i Rådet og EU-Parlamentet før de anses endelig vedtatt og kan tre i kraft i EU.

I henhold til midlertidige retningslinjer for forvaltningen av Norges deltakelse i EØS- og Schengen-samarbeidet pkt. 4.2, er tilknytningskodene sendt på høring i Norge før en foreløpig norsk posisjon foreligger i saken.

Departementet ber i denne omgang særlig om innspill til den endelige formuleringen av NC-RfG artikkel 7 nr. 9, og om innspill til fault-ride-through-kravene i regelverket.

Departementet viser for øvrig til Statnetts implementeringsprosjekt, etter oppdragsbrev fra NVE. 5. februar 2015 "Gjennomgang av europeiske nettkoder om nettilknytning med tanke på praktisk gjennomføring i Norge".

Departementet ber om innspill innen 31. januar 2016. Energi Norge har fått bekreftet utsatt frist til 2.2.2016 for vårt innspill.

Innledningsvis vil vi vise til departementets tidligere høring av utkastet til tilknytningskoder med frist 15. mai 2015 og våre innspill til departementet datert 02.06.2015. I den videre behandlingen av tilknytningskodene vil mye av tilpasningsarbeidet ligge i Statnetts oppdrag fra NVE, hvor Energi Norge har flere representanter i de ulike referansegruppene. Vi forutsetter derfor at selve implementeringsforslagene vil utvikles i dette arbeidet. Vi ønsker allikevel å kommentere særskilt på de områder departementet ber om i det følgende.

Endelige formuleringen av RfG artikkel 7 nr. 9

9. Where the requirements under this Regulation are to be established by a relevant system operator that is not a TSO, Member States may provide that instead the TSO be responsible for establishing the relevant requirements.

Bestemmelsen slik den er formulert, åpner opp for nasjonal tilpasning knyttet til rolle- og ansvarsfordelingen mellom DSO og TSO når det gjelder fastsettelse relevante krav. Tilsvarende formulering er også er tatt inn i NC-DCC (artikkel 6 nr. 9) og NC-HVDC (artikkel 5 nr. 9), men på ulike steder i dokumentene.

Utformingen av tilknytningskrav vil avhenge av hvor i systemet tilknytningen er og hvilke behov som finnes i de ulike delene av nettet. Det er derfor avgjørende at behovene på de ulike nettnivåene sees i sammenheng med de krav som stilles. I distribusjonsnettet er det distribusjonsnettselskapene som ser de fysiske utfordringene og behovene. Det er derfor avgjørende at krav for anlegg tilknyttet distribusjonsnett håndteres av den aktuelle DSO/nettselskap. Dette gjelder ikke bare for NC-RfG men også for de øvrige tilknytningskodene, og det bør derfor være samsvar mellom kodene på dette punktet.

Vi ønsker derfor ikke at denne bestemmelsen benyttes i Norge ettersom det vil åpne opp for at distribusjonsnettselskapene vil kunne miste muligheten til utforme kravene i henhold til distribusjonssystemets behov. I tillegg vil det bidra til å sentralisere ansvaret for håndteringen av lokale driftsutfordringer i distribusjonsnettet til Statnett, som ikke har nødvendig innsikt i lokale forhold.

Fault-ride-Through-kravene i regelverket

"Fault Ride Through", FRT- kravene, oppfattes som en utfordring (også i dagens veiledning i FIKS), spesielt for vannkraftgeneratorer som ikke er knyttet opp mot sentralnettet. H-faktoren, som er et uttrykk for tregghetskonstanten, ligger for høytrykks vannkraftgeneratorer i området 2.5-3. Lavtrykksgeneratorer ligger typisk under 1.0 og gjerne ned mot 0.6. I eksempelvis Lysebotn 2 med høytrykks francisturbiner med tilknytning til 132 kV regionalnett mot Sandnes/Stavanger området, hvor opptransformering til 300kV skjer i Stokkeland transformatorstasjon, innebar FRT-kravene, dersom de skulle oppfylles, en tregghetskonstant på om lag 7, og følgelig krav om å montere svinghjul på turbinene med betydelige kostnadsøkninger for prosjektet. I praksis har derfor Statnett måtte dispensere fra veiledningen i FIKS. I den framtidige normale driften mot sentralnettet i Lyse stasjon er dette ikke problematisk. Dersom tilkoplingen av produksjonsanlegg skjer over lange produksjonsradialer eller regionalnett < 145 kV, vil det etter vårt syn ikke være verken praktisk eller økonomisk mulig å overholde kravene i dagens FIKS ref. kap. 3.7.

I forbindelse med mindre ytelsesøkninger og oppgraderinger er det svært få muligheter for å gjøre noe med de forhold som kan påvirke FRT. Det å montere svinghjul på eksisterende aggregater for å tilfredsstille kravene er trolig ikke teknisk gjennomførbart. I de tilfeller hvor det er teknisk mulig å øke svingmassen på eksisterende aggregater, er kostnaden med å innføre svingmasse normalt så stor at de fleste oppgraderinger trolig blir ulønnsomme og derfor ikke vil gjennomføres. I ytterste konsekvens kan derfor FRT kravene medføre at mindre ytelsesøkninger og forbedret virkningsgrad på aggregatene blir ulønnsomme der hvor eksisterende aggregat ikke tilfredsstiller nye krav. For elvekraftverk er kravene

også problematiske og kan virke sterkt fordyrende, ikke minst dersom det skal være mulig å stille skjærpede krav fra systemansvarlig i etterkant.

FRT-kravene er først og fremst myntet på å sikre at tilknyttede produksjonsenheter forblir tilknyttet nettet ved forbigående feil i overliggende sentralnett og at produksjonsenheter i underliggende nett skal understøtte overliggende nett i slike feilsituasjoner. I følge FIKS skal aggregater ≥ 100 MVA med peltonturbin og som har betydning for drift av nettet, ha såkalt elektrisk brems. Dersom det blir feil med tilhørende utfall av et peltonaggregat uten elektrisk brems, er typisk utløpstid opptil 45 min. I praksis betyr det at peltonaggregater er startklare først omkring 1 time etter utfallet. Dersom elektrisk brems er montert og benyttes, vil stopptidene være ned mot 5-10 minutter og aggregatene startklare innen 20 – 30 minutter. Når Statnett velger å kreve elektrisk brems for viktige, større aggregater med peltonturbin henger dette trolig sammen med ønsket om å få aggregatene raskt i drift etter utfall. Det er derfor viktig å se dette i sammenheng med FRT-kravene og sikre at det foretas grundige kost-/nyttevurderinger av de ulike tiltakene, før eventuelle vedtak eller regler vedtas.

Så langt vi kan se, berører NC-RfG ikke krav om elektrisk brems, noe vi antar skyldes at kodene tar utgangspunkt i europeiske forhold, hvor termiske verk dominerer, og hvor oppstart etter stans av anleggene vil være meget tidkrevende. I et system med lite fleksible reserver og begrenset volum driftsforstyrrelsesreserver er det forståelig at FRT kravene må være strenge for å hindre system-sammenbrudd (kaskadering) ved feil. Driftsmessig har systemansvarlig mye mer å spille på i det norske systemet. Dette bør prinsipielt reflekteres i at NC-RfG kravene ikke trenger å være fullt så strenge som på kontinentet. Norske vannkraftanlegg har korte oppstartstider og langt kortere enn de termiske anlegg på kontinentet, som FRT-kravene er utarbeidet for. Om kravene, slik de nå er utformet, i det hele tatt er relevante for norske forhold bør derfor diskuteres.

NC-RfG kravene for større generatorer (type C og D) jfr artikkel 15.4 c synes først og fremst relevant for maskede nett. I henhold til dagens FIKS 3.7 «Fault-ride-through» for produksjonsanlegg, er så langt vi forstår de veiledende kravene generelle uavhengig av nett-type. Det fremgår ikke klart av NC-RfG hvordan skillet mellom de ulike typer generatorer skal forstås sett i sammenheng med nasjonale behov og konsekvenser for flyt mellom land. Det vil etter vårt syn være naturlig å forstå bestemmelsene knyttet til type A-C først og fremst ut i fra nasjonale forhold og behov, mens større generatorer (type D) er mer relevante i en europeisk kontekst. Det er i den sammenheng interessant å registrere at type D i de land vi er (og i fremtiden vil bli) knyttet til via kabler er definert som anlegg på høyere ytelsesnivå enn Norge (hhv. 75 vs. 30 MW).

I NC-RfG er det ikke spesifisert at det nødvendigvis (men skisseres som en mulighet) skal være generiske verdier slik som Statnett har i dagens FIKS, men at kravene kan tilpasses individuelt i hvert enkelt tilfelle. Spennings- og tidsgrensene i NC-RfG kravene er ikke eksplisitt angitt i FRT profilene, men snarere oppgitt som intervaller som de nasjonale verdiene må ligge innenfor. Dette åpner for en nasjonal tilpasning av kravene, med stor grad av tilpasningsmulighet innenfor de gitte rammene. Det er heller ikke eksplisitt sagt at det skal settes definitive krav av TSO.

Reglene om unntak fra EU forordningen tilsier at det kan bli vanskelig å få unntak fra kravene i ettertid. Spesifikke og uforventede krav kan derfor medføre en betydelig og unødvendig merkostnad og føre til at investeringer og oppgraderinger ikke blir lønnsomme. De nevnte utfordringene må derfor tas høyde for når NC-RfG skal implementeres i norsk regelverk. Det er etter vårt syn viktig å legge til rette for smidige tilpasningsmuligheter slik at samfunnsøkonomiske vurderinger i de ulike tilfellene kan tillegges vekt og at vi slik unngår krav med uheldige økonomiske konsekvenser. Det blir derfor viktig at regelverksutformingen, som nå foretas av Statnett på vegne av NVE, åpner for tilstrekkelige tilpasningsmuligheter, gjennom å utnytte den nasjonale tilpasningsmuligheten maksimalt, og legger til rette for en fastsettelse av krav i hvert enkelte tilfelle i nær dialog med berørte aktører og lokale netteiere.

Vår forståelse er at kodene delvis kan åpne for at de kan gis med tilbakevirkende kraft. Dette er svært uheldig ettersom investeringsrisikoen øker betydelig, blir svært kostnadsdrivende og skaper stor økonomisk usikkerhet for aktørene. Energi Norge har tidligere fremmet syn på dette i ulike høringer knyttet til forskrift om systemansvaret og §14. Etter vår oppfatning må det ikke åpnes opp for en at krav kan gis tilbakevirkende kraft når NC-RfG implementeres i norsk regelverk. Likeledes er det viktig at krav som fremsettes ved oppgradering og effektøkning av eldre anlegg ikke utløser FRT-kravet der dette medfører at ellers fornuftige investeringer ikke gjennomføres.

Implementering av NC-RfG i norsk lov åpner for at Statnett, avhengig av utformingen av regelverket, kan pålegge og kreve ytelser fra produsentene, som kortslutter de markedsbaserte virkemidlene som er lagt til grunn for investeringer og drift av produksjonsanlegg. Etter vår oppfatning er det derfor avgjørende at regelverket utformes på en slik måte at systemets behov dekkes gjennom investeringer drevet frem av markedsløsninger og at kostnadene dekkes av de som har behovene. Dersom aktører besitter aggregater som har spesiell betydning for nettdriften, og hvor det kan være økonomisk fornuftig å installere tilleggsutstyr eller foreta spesielle modifikasjoner ut fra et overordnet systemdriftsperspektiv, må det være Statnett som bekoster slikt tilleggsutstyr eller tilsvarende systemtjenester, ikke aktørene.

Uten å vite hva den endelig utforming av regelverket blir, er det vanskelig å ta stilling til hvor utfordrende NC-RfG-kravene er. Dette er et naturlig oppfølgingsarbeid i Statnetts arbeid med forslag til implementering. Det er nødvendig å utføre analyser med konkrete eksempler ut fra de nye kravene for å se hvordan disse slår ut. Detaljene for hvordan dette vil slå ut i praksis og i hvilket omfang det blir problematisk må analyseres nærmere i samråd med aktørene og deltakerne i referansegruppen for NC-RfG.

Vennlig hilsen
Energi Norge



Einar Westre
Direktør nett og marked



Hans Olav Ween
Næringspolitisk rådgiver - Kraftsystemer