

Notat

Sak

Statnetts forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordning for tilknytning av produksjon (NC-RfG)

Dokumentet sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat

Saksbehandler/Adm. enhet:

Hans Olav Ween/DUF

Jon Nerbø Ødegård/DUF

Sign

Ansvarlig/Adm. enhet:

Hans Olav Ween / DUF

Sign:

Til orientering:

Dokument ID: 15/00250-12

Deltakere i referansegruppen for NC-RfG

Dato: 20.12.2017

Sammendrag

Dette dokumentet er Statnetts leveranse til NVE knyttet til Statnetts gjennomgang av forordning for produksjonsanlegg (NC-RfG). Statnett fikk i brev, datert 5.2.2015, i oppdrag fra NVE å starte opp et arbeid med å utarbeide et forslag til praktisk gjennomføring av tilknytningskodene, Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (HVDC), i Norge. Forordningen for produksjon regulerer administrative og tekniske krav til funksjonalitet i nye produksjonsanlegg, herunder godkjenningsprosedyrer, kravetterlevelse og unntaksbestemmelser. Unntaksvis kan eksisterende produksjon underlegges forordningens krav. Intensjonen med bestemmelsene er å sikre likebehandling, legge til rette for like konkurransevilkår, kostnadseffektivitet og sikker drift.

I forbindelse med arbeidet er det etablert en referansegruppe med representanter fra nettselskaper, produsenter, bransjeorganisasjoner, standardiseringsorganisasjoner og DSB. NVE har deltatt som observatør. Det er avholdt 11 møter i referansegruppen. Statnett har gjennom arbeidet fremlagt sine forslag og vurderinger av forordningene i referansegruppemøtene.

Arbeidet med forordningene har pågått siden 2014. Dette arbeidet har i hovedsak bestått av en fortolkning av regelverket, vurdering i forhold til eksisterende regelverk, sammenlikninger med andre land, utarbeidelse av våre anbefalinger til NVE, innhenting av synspunkter fra referansegruppens medlemmer og forberedelser til referansegruppemøter. Statnett har hatt god nytte av diskusjonene i referansegruppene. Innspill og kommentarer fra møtene er samlet i referater fra møtene og gjort tilgjengelig for NVE under arbeidets gang.

De tekniske funksjonskravene som reguleres i forordningene er krav til:

- Frekvensregulering og stabilitet i samkjøringsdrift og separatdrift.
- Robusthet og egenskaper for gjenoppbygging.

- Spanningsregulering og evne til å levere reaktiv effekt.
- Fault ride through-egenskaper, og anleggenes evne til å holdes tilkoblet ved forbigående feil.
- Svartstartegenskaper.
- Vern, kontroll og informasjonsutveksling.

Forordningen har i tillegg en rekke krav knyttet til prosessuelle og juridiske aspekter.

- Regulering av hvordan aktuell systemoperatør sikrer etterlevelse av fastsatte krav, herunder simuleringer og prøver av funksjonalitetsegenskaper i anlegget.
- Prosedyrer for godkjenning av anlegg før idriftsettelse.
- Unntaksbestemmelser og krav om kost-nytte analyse ved slike unntak.
- Begrenset muligheten til å stille krav til eksisterende anlegg. Forordningen skal i hovedsak gjelde for nye tilknytninger, men den åpner samtidig for at eksisterende anlegg, under gitte betingelser, kan underlegges forordningen.
- Tydeliggjøring av rettigheter og forpliktelser, prinsippene for reguleringen, tidsfrister for å sikre fremdriften i implementeringen av regelverket, samt regulering av aktørenes klagemulighet.

Tilknytningsforordningen legger opp til en ny reguleringstilnærming for nye anlegg ved at disse reguleres gjennom avtaler mellom aktuell netteier og eier av anlegg som skal tilknyttes. I dag reguleres funksjonskrav for nye og endringer i eksisterende anlegg gjennom forvaltningsvedtak fra systemansvarlig. Forordningene vil sette krav til netteier om oppfølging og verifisering av kravetterlevelse gjennom forhåndsdefinerte prosedyrer for idriftsettelse. Prosedyren skal sikre at TSO/DSO er kjent med at nytt anlegg tilknyttes nettet før idriftsettelse, at de tekniske funksjonskrav er avtalt, samt at enheten overholder de tekniske funksjonskravene. Statnett anbefaler å følge reguleringens avtalebaserte løsning. For å sikre en helhetlig og harmonisert tilnærming og forenkle arbeidet med operasjonaliseringen av regelverket anbefaler Statnett at systemansvarlig gis en koordinerende rolle i å utvikle bindende veiledning og standardiserte metoder og avtaler for hvordan regelverket skal operasjonaliseres. Videre anbefaler vi at myndighetene benytter forordningenes regelverk, §7.9, til å gi systemansvarlig hjemmel til å fastlegge funksjonskravene i den ovennevnte veiledningen, i dialog med aktørene og bransjen.

Representantene fra selskaper organisert i Energi Norge har i en samlet uttalelse imøtegått Statnetts anbefalinger på ovennevnte område. De deler Statnetts syn vedrørende behovet for en felles veiledning for operasjonaliseringen av regeleverket, men mener at ansvaret og selve utførelsen bør skje i regi av NVE, ikke systemansvarlig.

Statnett anbefaler at fremtidens regulering også må sikre en hensiktsmessig regulering av eksisterende anlegg, slik at funksjonaliteten i det eksisterende systemet ikke svekkes over tid. Dersom dette ikke kan sikres på en god måte gjennom implementeringen av tilknytningskoden, bør dette sikres gjennom hensiktsmessige tilpasninger i forskrift om systemansvaret. En avtalebasert regulering, også for endringer i eksisterende anlegg, vil bli mer krevende enn dagens løsning. Det er etter Statnetts vurdering behov for bestemmelser for å håndtere situasjoner der enighet om avtaler ikke oppnås eller markedsmakt søkes utnyttet.

Energi Norges representanter mener at dagens bestemmelser i fos, som er i strid med NC-RfG eller andre bestemmelser hjemlet i grensehandelsforordningen, ikke kan videreføres. De oppfatter at Statnett argumentere for en avvikende regulering, som stiller ytterligere krav til norske produksjonsanlegg ut over det som følger av forordningens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under NC-RfG.

Disse representanter kan ikke se at det juridisk sett er nødvendig med avvikende regulering for å

oppnå forsyningssikkerhetsformål. Norske myndigheter vil således etter deres vurdering ikke ha anledning til å vedta avvikende regelverk fra NC-RfG knyttet til eksisterende anlegg. Myndighetene må etter deres vurdering basere seg på å bruke det generelle unntaket for "vesentlig endring" og individuell vurdering basert på ordlyden i § 4.1.a og b. Denne fremgangsmåten er videre etter disse representanters syn ikke anvendbar i Norge, ettersom dagens tilknytningskontrakter normalt sett ikke beskriver funksjonskrav til enkeltanlegg.

Disse representanter mener videre at alle slike unntak må underlegges en kost-/nytteanalyse før krav i NC-RfG helt eller delvis kan gjøres gjeldende, og at det må gjennomføres kost-/nytteanalyser ved enhver anvendelse av NC- RfG-krav på eksisterende produksjonsanlegg.

Etter Statnetts vurdering må kravene til frekvensregulering sees i sammenheng med det utviklingsarbeidet som er igangsatt knyttet til løsninger for mer effektiv bruk av markeder for frekvensregulering. Hensikten med de generelle funksjonskravene gitt av forordningen er å sikre riktig funksjonalitet utenfor rammene gitt av markedet. Her er særlig tre temaer i fokus; stabilitet (ingen negativ påvirkning på synkronsystemet), frekvensregulering ved større hendelser utenfor markedsdesign, og egenskaper for separatdrift. Sistnevnte er i dag et generelt krav, men anbefales av Statnett å bli behovsvurdert. For øvrig er forordningen mangelfull når det kommer til å definere separatdriftsegenskaper. Statnett anbefaler at nødvendige virkemidler for å sikre dette etableres, enten gjennom EØS tilpasninger av forordningsteksten eller gjennom å opprettholde og eventuelt utvide dagens regulering gjennom forskrift om systemansvaret.

Energi Norges representanter reiser spørsmål ved FSM krav til innsving etter 1 % last endring, samt kravet til en spesifikk statikk størrelse. Gitt at Norconsult beregninger stemmer, oppfattes Statnetts anbefalinger akseptable for nye kraftverk, men ikke for eksisterende installasjoner. Representantene er kritisk til at FCR-D skal aktiveres selv når man ikke har tilslag i markedet. FCR-D er et markedskrav som krever prekvalifisering og disse representanter mener derfor at det ikke kan brukes som ekstra krav til LFSM. Videre mener disse representanter at det er nødvendig med en egen behovsvurdering i form av kost-/nytteanalyser, som beskrevet i §§ 38 og 39, i hvert enkelt tilfelle ved krav til separatdriftsegenskaper for overgang til separatdrift for nye type C og D-anlegg.

Statnett anbefaler at kravet til Fault Ride Through (FRT) egenskaper, dvs. evnen en enhet har til å holdes tilkoblet ved forbigående feil, gjøres generell for alle produksjonsenheter tilknyttet over eller lik 110 kV. Dette innebærer en lempning av dagens krav for anlegg tilknyttet 132 kV-spenningsnivå. Våre vurderinger viser at eksisterende krav er utfordrende/umulig å oppfylle, og at alternative tiltak vil kunne være mer kostnadseffektive.

Statnett anbefaler å benytte forordningenes bestemmelser til å regulere svartstartegenskaper i aktuelle anlegg. Forordningene åpner for en avtalebasert løsning hvor anlegg helt ned til 10 MW kan benyttes og tilpasses systemets behov. Dette er spesielt viktig med hensyn på å sikre fordeling av egenskapene i utsatte separatdriftsområder og for å sikre funksjonaliteten i relevante anlegg. Dagens regulering, gitt av beredskapsforskriften, er ikke egnet til å ivareta disse hensynene. Vi anbefaler at det utarbeides ordninger for å håndtere utfordringer knyttet utøvelse av markedsrett ved inngåelse av slike avtaler.

Representantene fra Energi Norge understreker at det er de lokale nettselskapene som er best egnet til å vurdere behovet for evne til svartstart i underliggende nett, samt viktigheten av å koordinere forordningens krav til svartstart med dagens regulering i beredskapsforskriften.

Tilbakemeldingene for øvrig fra referansegruppens deltakere har langt på vei støttet Statnetts synspunkter og forslag, samt bidratt til en bedre forståelse av kravene. Forslagene som oversendes NVE er derfor uten vesentlige uenigheter mellom Statnett og bransjen, med unntak av de områder som allerede er beskrevet.

Innledning

Statnett fikk i brev, datert 5.2.2015, i oppdrag fra NVE å starte opp et arbeid med å utarbeide et forslag til praktisk gjennomføring av tilknytningskodene, Requirements for Generators (RfG), Demand Connection Code (DCC) og High Voltage Direct Current Connections (HVDC), i Norge [1]. Ved utarbeidelse av forslaget ble Statnett bedt om å involvere relevante aktører i bransjen gjennom å opprette en eller flere referansegrupper for arbeidet [2]. Følgende referansegruppe ble opprettet for NC-RfG:

Selskap	Navn	Tilhørighet
NTE Nett	Johan Hernes	Nett
Eidsiva Nett	Arne Roar Nygård	Nett
Statkraft	Geir Aalvik	Produksjon
SKL produksjon	Nils Hetleflåt	Produksjon
Skagerrak Energi	Geir Kaasa	Produksjon/Beredskap/Nett
Agder Energi Vannkraft	Trygve Døble	Produksjon
Hydro	Lars Lone	Produksjon
Statkraft	Espen Hagstrøm	Vind
Energi Norge (fom. April 2017)	Anders Sivertsgård	Bransjeorganisasjon
Smartgrid senteret	Kjell Sand	IKT/Nett
Småkraftforeninga	Svein Halveg	Småkraft
REN	André Indrearn	Tilknytning/Småkraft
DSB	Kjetil Solberg	Standardisering
Defo	Arvid Bekjorden	Bransjeorganisasjon
NVE	Astrid Ånestad	Myndighet - Observatør
NEK	Lars Ihler	Standardisering
Norwea	Richard Ogiewa	Bransjeorganisasjon/Produksjon

Det er avholdt 11 møter i referansegruppen. To av disse som todagersmøter og ett som telefonmøte. Det foreligger referater fra alle møtene i gruppen. Disse er ikke lagt ved dette notatet, men er gjort tilgjengelig for NVE i løpet av prosessen. Av referatene fremgår det hva som har vært diskutert og referansegruppens ulike innspill.

NVE har bedt om en systematisk gjennomgang av krav i de nevnte forordningene, oversikt over endringer forordningene vil medføre sammenliknet med gjeldende praksis i Norge i dag, og forslag til norsk praksis/krav der det i forordningen åpnes for nasjonale tilpasninger. Der forordningen åpner for nasjonale tilpasninger, mener NVE det er naturlig å ta utgangspunkt i dagens regelverk og praktisering. Videre har NVE bedt om en kartlegging av hvilke aktører i Norge som pålegges de ulike ansvarsoppgaver og plikter som følger av tilknytningskoden. Der det er relevant ønsker NVE at Statnett kartlegger behovet for avklaringer rundt beslutningsprosesser og forslag til norsk praksis. Prinsipielle forhold som trenger avklaring for å sikre fremdrift i arbeidet kan bringes inn til NVE underveis.

Leveransen til NVE skal være et forslag fra Statnett. Det innebærer at det ikke trenger å være konsensus i referansegruppen om forslaget. Imidlertid ber NVE om at det går fram av leveransen på hvilke punkter referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag og en begrunnelse om hvorfor Statnett likevel har landet på det forslaget de gjør.

Dette dokumentet gjennomgår forordningen "Network Code for Requirements for Generators" [3], NC-RfG, og er Statnetts tolkning og anbefaling til implementering av NC-RfG. Dette innebærer at hver enkelt paragraf er blitt fortolket for å fastslå hvilken funksjonalitet som dekkes, samt for å bestemme

verdier for de ikke uttømmende paragrafene ("non-exhaustive"). Det inngår ikke i arbeidet å gi en fullstendig vurdering av funksjonalitet, som ikke er ivarettatt av forordningen. Omfanget av NC-RfG inkluderer tekniske funksjonskrav med grenseoverskridende innvirkning og hensyn, som berører markedsintegrasjon [4]. NC-RfG erstatter således ikke nødvendig nasjonal regulering av funksjonalitet, som ikke har grensekryssende innvirkning. Statnett legger til grunn at funksjonalitet som ikke ivaretas gjennom NC-RfG vil ivaretas gjennom annen nasjonal regulering.

Forordningen gjennomgår paragraf for paragraf med Statnetts tolkning av forordningsteksten, formål og bakgrunn for bestemmelsene, sammenlikning med eksisterende regelverk, Statnetts anbefaling og punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag. Sentralt i Statnetts arbeid er ENTSO-En's veiledningsdokumenter, se vedlegg 1, gjeldende regelverk i Norge og diskusjonene og innspillene fra referansegruppen.

Statnetts tolkning av forordningsteksten er ment, som en hjelp for å forstå forordningen. Selve oversettelse, som skal inn i norsk lovgivning, vil slik vi forstår bli foretatt av Utenriksdepartementet.

I innspurten av arbeidet har de representanter som tilhører selskaper organisert i Energi Norge (Statkraft, Skagerrak Energi, Agder Energi Vannkraft, Eidsiva Nett, SKL Produksjon, NTE Nett, Hydro), samlet sine innspill til arbeidet i en felles uttalelse. Disse kommentarene er tatt inn innledningsvis og under de ulike paragrafene.

Innledende kommentarer fra representanter organisert i Energi Norge

Energi Norges representanter i referansegruppen ønsker innledningsvis å presisere sin rolle i arbeidet.

Det understrekes at synspunkter under arbeidets gang eller innspill til Statnetts tekstforslag står for representantenes egen regning. Selskapene representantene er ansatt i er ikke bundet av avgitte synspunkter eller innspill til Statnetts tekstforslag. Dette skyldes blant annet at det ikke har vært mulig å belyse og forankre alle konsekvenser av NC-RfG eller Statnetts forslag internt i selskapene. Øvrige medlemmer i Energi Norge kan heller ikke være bundet av synspunkter eller innspill til Statnetts tekstforslag gitt av Energi Norges representanter i referansegruppen. Det presiseres også at eventuelle innspill fra disse representantene av praktiske årsaker ikke er gitt til Statnetts endelige tekstforslag. Dette er ikke ment som kritikk av Statnett, det er en naturlig følge av at Statnetts endelige forslag må forankres internt før oversendelse til NVE. Det antas likevel at de versjonene som er fremlagt underveis og som det er gitt kommentarer til, i stor grad reflekterer Statnetts endelige forslag.

Tilknytningskodene, herunder NC-RfG, regulerer tekniske krav, primært til nye anlegg, av hensyn til kraftsystemets funksjonalitet både ved normal drift og uønskede hendelser. Regelverk om kraftsystemets funksjonalitet er også beskrevet i andre nettkoder, herunder SO-GL, EB-GL, og ER-GL. Fortolkningen av disse kodene og avgrensing mot NC-RfG er per i dag ikke fullt ut klarlagt. Større klarhet i regelverk basert på øvrige nettkoder og andre forhold vil kunne medføre at synspunkter avgitt i løpet av det nåværende arbeidet med NC-RfG ikke står seg over tid.

Energi Norges representanter forutsetter at selve implementeringen av NC-RfG i norsk rett vil følge normal lovgivningsprosess, med tilhørende bred høringsprosess. Når denne høringsprosessen gjennomføres er forhåpentligvis implementering av NC-RfG i andre land og konkretisering av tilgrensende nettkoder mer kjent. Nettkodene er nødvendige virkemidler for å legge til rette for et indre energimarked i EU/EØS. Energi Norges representanter understreker at implementering av NC-RfG etter deres syn ikke kan praktiseres strengere i Norge enn i andre land.

Avslutningsvis i denne merknaden ønsker Energi Norges representanter i arbeidsgruppen å legge til at man er godt fornøyd med den prosessen Statnett har gjennomført i arbeidet med NC-RfG. Prosessen har vært åpen, involverende og Statnett har vist evne til fleksibilitet ved å ta hensyn til synspunkter fra referansegruppen, for eksempel når det gjelder fortolkning av FRT-krav.

Hvordan lese notatet

Notatet er bygget opp på følgende måte. Enkeltparagrafer eller grupper av paragrafer, som tematisk henger sammen, beskrives i forordningens originaltekst. Så følger Statnetts fortolkning av forordningsteksten med en påfølgende beskrivelse av formålet og bakgrunn for bestemmelsen. I henvisninger til de ulike paragrafer, ledd, bokstav og underpunkt benyttes følgende notasjon, §"nummer"."ledd"."bokstav"."punkt", eksempelvis §15.2.d.iv.

Så følger Statnetts anbefaling, sammenlikning med eksisterende regelverk, sammenlikning med andre land (der Statnett har funnet slik informasjon). Videre følger en vurdering av behovet for å koordinere med andre interessenter. Et eget kapittel er viet referansegruppens syn på Statnetts fortolkning og anbefalinger. Her har vi skrevet inn innspill fra godkjente referater fra referansegruppemøtene og senere konkrete innspill fra de ulike deltakere, herunder et samlet innspill fra representantene organisert i Energi Norge. Avslutningsvis er det gitt en oversikt på tabellform av gyldigheten av bestemmelsen for ulike anleggs kategorier.

Statnetts bakgrunnsbeskrivelse, anbefalinger, sammenlikninger med eksisterende regelverk og andre land inneholder flere figurer og tabeller. For ikke å skape uryddighet i figur og tabell nummerering i forhold til figurer og tabeller gitt av selve forordningsteksten, er de øvrige tabeller og figurer nummerert med egen nummerering. Tabeller og figurer som inneholder Statnetts anbefalinger er nummerert som figur A n.n og tabell A n.n. Tabeller og figurer benyttet som illustrasjoner er nummerert som figur I n.n og tabell I n.n.

Innholdsfortegnelse

Del I – Generelle regler	10
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 1	10
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 2	11
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 3	23
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 4	26
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 5	36
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 6	41
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 7	44
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 8	51
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 9	52
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 10	54
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 11	56
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 12	57
Del II – Krav	60
Kapittel 1 – Generelle krav.....	60
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 13	60
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 14	81
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 15	107
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 16	156
Kapittel 2 – Krav til synkrone produksjonsheter	173
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 17	173
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 18	178
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 19	187
Kapittel 3 – Krav til kraftparkenheter	193
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 20	193
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 21	204
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 22	221
Kapittel 4 – Krav til offshore kraftparkenheter	222
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 23	222
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 24	225
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 25	226
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 26	231
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 27	233
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 28	234
Del III – Driftstillatelsesprosedyrer for tilknytning	235

Kapittel 1 – Tilknytning av nye produksjonsenheter	235
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 29 - 37	235
Kapittel 2 – Kost-/nytteanalyser	247
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 38 - 39	247
Del IV - Kravetterlevelse.....	254
Kapittel 1 – Overvåkning av kravetterlevelse.....	254
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 40 - 43	254
Kapittel 2 – Prøving av kravetterlevelse for synkrone produksjonsenheter	264
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 44 - 46	264
Kapittel 3 – Prøving av kravetterlevelse av kraftparkenheter	272
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 47 - 49	272
Kapittel 4 – Prøving av kravetterlevelse for offshore kraftparkenheter.....	281
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 50	281
Kapittel 5 – Simulering av kravetterlevelse for synkrone produksjonsenheter.....	283
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 51 - 53	283
Kapittel 6 - Simulering av kravetterlevelse for kraftparkenheter.....	290
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 54 - 56	290
Kapittel 7 - Simulering av kravetterlevelse for offshore kraftparkenheter	296
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 57	296
Kapittel 8 – Ikke-bindende veiledning og overvåkning av implementering	298
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 58 - 59	298
Del V - Unntak.....	301
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 60 - 65	301
Del VI – Overgangsløsninger for teknologi under utvikling.....	311
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 66 - 70	311
Del VII – Avsluttende bestemmelser.....	317
Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 71 - 72	317
Referanser	320
ENTSO-E Implementation Guideline Document (IGD)	322
Relevante standarder og normer.....	323
Sammenligning mellom krav til verifiserende prøver/simuleringer dagens regelverk (FIKS) og tilsvarende krav i ny EU-forordning (NC-RfG)	325

DEL I – GENERELLE REGLER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 1

Engelsk forordningstekst

Article 1

Subject matter

This Regulation establishes a network code which lays down the requirements for grid connection of power generating facilities, namely synchronous power generating modules, power park modules and offshore power park modules, to the interconnected system. It, therefore, helps to ensure fair conditions of competition in the internal electricity market, to ensure system security and the integration of renewable electricity sources, and to facilitate Union-wide trade in electricity.

This regulation also lays down the obligations for ensuring that system operators make appropriate use of the power generating facilities' capabilities in a transparent and non-discriminatory manner to provide a level playing field throughout the Union.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 1

Formål

Denne forordningen etablerer et tilknytningsregelverk som fastsetter krav for tilknytning av produksjonsanlegg, nærmere bestemt synkrone produksjonsenheter, kraftparkmoduler og havbaserte kraftparkmoduler, til kraftsystemet. Den skal bidra til å sikre rettferdige betingelser for konkurranse i det indre energimarkedet, sikre forsyningssikkerhet og integrasjon av fornybare energikilder, samt legge til rette for europeisk elektrisitetshandel.

Denne forordningen fastsetter også forpliktelser for å sikre at systemansvarlig/aktuell systemoperatør hensiktsmessig anvender produksjonsanleggs egenskaper på en transparent og ikke-diskriminerende måte, og bidra til like konkurransevilkår på europeisk nivå.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen beskriver formålet med forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen til bestemmelsen er gitt av eldirektiv 3 [5] og framework guidelines for grid connection [6].

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen kommentarer eller innspill til selve formålet ved forordningen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Formålet har klare paralleller til formålet med forskrift om systemansvaret gitt av energiloven [7] knyttet til regulering av funksjonskrav til produksjon.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ingen sammenlikning med andre land på dette punktet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for særskilt koordinering av formålet med forordningen.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter støtter formålet med forordningen, og har forøvrig ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Formålet er dekkende for hele forordningen.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 2

Engelsk forordningstekst

Article 2

Definitions

For the purposes of this Regulation, the definitions in Article 2 of Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council (1), Article 2 of Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 (2) Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013 (3) and Article 2 of Directive 2009/72/EC shall apply. In addition, the following definitions shall apply:

- 1. 'entity' means a regulatory authority, other national authority, system operator or other public or private body appointed under national law.*
- 2. 'synchronous area' means an area covered by synchronously interconnected TSOs, such as the synchronous areas of Continental Europe, Great Britain, Ireland-Northern Ireland and Nordic and the power systems of Lithuania, Latvia and Estonia, together referred to as 'Baltic' which are part of a wider synchronous area;*
- 3. 'voltage' means the difference in electrical potential between two points measured as the root-mean-square value of the positive sequence phase-to-phase voltages at fundamental*

frequency;

4. *'apparent power' means the product of voltage and current at fundamental frequency, and the square root of three in the case of three-phase systems, usually expressed in kilovolt-amperes ('kVA') or megavolt-amperes ('MVA');*
5. *'power-generating module' means either a synchronous power-generating module or a power park module;*
6. *'power-generating facility' means a facility that converts primary energy into electrical energy and which consists of one or more power-generating modules connected to a network at one or more connection points;*
7. *'power-generating facility owner' means a natural or legal entity owning a power-generating facility;*
8. *'main generating plant' means one or more of the principal items of equipment required to convert the primary source of energy into electricity;*
9. *'synchronous power-generating module' means an indivisible set of installations which can generate electrical energy such that the frequency of the generated voltage, the generator speed and the frequency of network voltage are in a constant ratio and thus in synchronism;*
10. *'power-generating module document' or 'PGMD' means a document provided by the power-generating facility owner to the relevant system operator for a type B or C power-generating module which confirms that the power-generating module's compliance with the technical criteria set out in this Regulation has been demonstrated and provides the necessary data and statements, including a statement of compliance;*
11. *'relevant TSO' means the TSO in whose control area a power-generating module, a demand facility, a distribution system or a HVDC system is or will be connected to the network at any voltage level;*
12. *'network' means a plant and apparatus connected together in order to transmit or distribute electricity;*
13. *'relevant system operator' means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or will be connected;*
14. *'connection agreement' means a contract between the relevant system operator and either the power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner, which includes the relevant site and specific technical requirements for the power-generating facility, demand facility, distribution system, distribution system connection or HVDC system;*
15. *'connection point' means the interface at which the power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is connected to a transmission system, offshore network, distribution system, including closed distribution systems, or HVDC system, as identified in the connection agreement;*
16. *'maximum capacity' or 'Pmax' means the maximum continuous active power which a power-generating module can produce, less any demand associated solely with facilitating*

the operation of that power-generating module and not fed into the network as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner;

17. *'power park module' or 'PPM' means a unit or ensemble of units generating electricity, which is either non-synchronously connected to the network or connected through power electronics, and that also has a single connection point to a transmission system, distribution system including closed distribution system or HVDC system;*
18. *'offshore power park module' means a power park module located offshore with an offshore connection point;*
19. *'synchronous compensation operation' means the operation of an alternator without prime mover to regulate voltage dynamically by production or absorption of reactive power;*
20. *'active power' means the real component of the apparent power at fundamental frequency, expressed in watts or multiples thereof such as kilowatts ('kW') or megawatts ('MW');*
21. *'pump-storage' means a hydro unit in which water can be raised by means of pumps and stored to be used for the generation of electrical energy;*
22. *'frequency' means the electric frequency of the system expressed in hertz that can be measured in all parts of the synchronous area under the assumption of a consistent value for the system in the time frame of seconds, with only minor differences between different measurement locations. Its nominal value is 50Hz;*
23. *'droop' means the ratio of a steady-state change of frequency to the resulting steady-state change in active power output, expressed in percentage terms. The change in frequency is expressed as a ratio to nominal frequency and the change in active power expressed as a ratio to maximum capacity or actual active power at the moment the relevant threshold is reached;*
24. *'minimum regulating level' means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, down to which the power- generating module can control active power;*
25. *'setpoint' means the target value for any parameter typically used in control schemes;*
26. *'instruction' means any command, within its authority, given by a system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner in order to perform an action;*
27. *'secured fault' means a fault which is successfully cleared according to the system operator's planning criteria;*
28. *'reactive power' means the imaginary component of the apparent power at fundamental frequency, usually expressed in kilovar ('kVAr') or megavar ('MVar');*
29. *'fault-ride-through' means the capability of electrical devices to be able to remain connected to the network and operate through periods of low voltage at the connection point caused by secured faults;*

30. *'alternator' means a device that converts mechanical energy into electrical energy by means of a rotating magnetic field;*
31. *'current' means the rate at which electric charge flows which is measured by the root-mean-square value of the positive sequence of the phase current at fundamental frequency;*
32. *'stator' means the portion of a rotating machine which includes the stationary magnetic parts with their associated windings;*
33. *'inertia' means the property of a rotating rigid body, such as the rotor of an alternator, such that it maintains its state of uniform rotational motion and angular momentum unless an external torque is applied;*
34. *'synthetic inertia' means the facility provided by a power park module or HVDC system to replace the effect of inertia of a synchronous power-generating module to a prescribed level of performance;*
35. *'frequency control' means the capability of a power-generating module or HVDC system to adjust its active power output in response to a measured deviation of system frequency from a setpoint, in order to maintain stable system frequency;*
36. *'frequency sensitive mode' or 'FSM' means the operating mode of a power-generating module or HVDC system in which the active power output changes in response to a change in system frequency, in such a way that it assists with the recovery to target frequency;*
37. *'limited frequency sensitive mode — overfrequency' or 'LFSM-O' means a power-generating module or HVDC system operating mode which will result in active power output reduction in response to a change in system frequency above a certain value;*
38. *'limited frequency sensitive mode — underfrequency' 'LFSM-U' means a power-generating module or HVDC system operating mode which will result in active power output increase in response to a change in system frequency below a certain value;*
39. *'frequency response deadband' means an interval used intentionally to make the frequency control unresponsive;*
40. *'frequency response insensitivity' means the inherent feature of the control system specified as the minimum magnitude of change in the frequency or input signal that results in a change of output power or output signal;*
41. *'P-Q-capability diagram' means a diagram describing the reactive power capability of a power-generating module in the context of varying active power at the connection point;*
42. *'steady-state stability' means the ability of a network or a synchronous power-generating module to revert and maintain stable operation following a minor disturbance;*
43. *'island operation' means the independent operation of a whole network or part of a network that is isolated after being disconnected from the interconnected system, having at least one power-generating module or HVDC system supplying power to this network and controlling the frequency and voltage;*
44. *'houseload operation' means the operation which ensures that power-generating facilities are able to continue to supply their in-house loads in the event of network failures resulting*

in power-generating modules being disconnected from the network and tripped onto their auxiliary supplies;

45. *'black start capability' means the capability of recovery of a power-generating module from a total shutdown through a dedicated auxiliary power source without any electrical energy supply external to the power-generating facility;*
46. *'authorised certifier' means an entity that issues equipment certificates and power-generating module documents and whose accreditation is given by the national affiliate of the European cooperation for Accreditation ('EA'), established in accordance with Regulation (EC) No 765/2008 of the European Parliament and of the Council (1);*
47. *'equipment certificate' means a document issued by an authorised certifier for equipment used by a power- generating module, demand unit, distribution system, demand facility or HVDC system. The equipment certificate defines the scope of its validity at a national or other level at which a specific value is selected from the range allowed at a European level. For the purpose of replacing specific parts of the compliance process, the equipment certificate may include models that have been verified against actual test results;*
48. *'excitation control system' means a feedback control system that includes the synchronous machine and its excitation system;*
49. *'U-Q/Pmax-profile' means a profile representing the reactive power capability of a power-generating module or HVDC converter station in the context of varying voltage at the connection point;*
50. *'minimum stable operating level' means the minimum active power, as specified in the connection agreement or as agreed between the relevant system operator and the power-generating facility owner, at which the power- generating module can be operated stably for an unlimited time;*
51. *'overexcitation limiter' means a control device within the AVR which prevents the rotor of an alternator from overloading by limiting the excitation current;*
52. *'underexcitation limiter' means a control device within the AVR, the purpose of which is to prevent the alternator from losing synchronism due to lack of excitation;*
53. *'automatic voltage regulator' or 'AVR' means the continuously acting automatic equipment controlling the terminal voltage of a synchronous power-generating module by comparing the actual terminal voltage with a reference value and controlling the output of an excitation control system;*
54. *'power system stabiliser' or 'PSS' means an additional functionality of the AVR of a synchronous power-generating module whose purpose is to damp power oscillations;*
55. *'fast fault current' means a current injected by a power park module or HVDC system during and after a voltage deviation caused by an electrical fault with the aim of identifying a fault by network protection systems at the initial stage of the fault, supporting system voltage retention at a later stage of the fault and system voltage restoration after fault clearance;*
56. *'power factor' means the ratio of the absolute value of active power to apparent power;*

57. *'slope' means the ratio of the change in voltage, based on reference 1 pu voltage, to a change in reactive power in- feed from zero to maximum reactive power, based on maximum reactive power;*
58. *'offshore grid connection system' means the complete interconnection between an offshore connection point and the onshore system at the onshore grid interconnection point;*
59. *'onshore grid interconnection point' means the point at which the offshore grid connection system is connected to the onshore network of the relevant system operator;*
60. *'installation document' means a simple structured document containing information about a type A power- generating module or a demand unit, with demand response connected below 1 000 V, and confirming its compliance with the relevant requirements;*
61. *'statement of compliance' means a document provided by the power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner to the system operator stating the current status of compliance with the relevant specifications and requirements;*
62. *'final operational notification' or 'FON' means a notification issued by the relevant system operator to a power- generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner who complies with the relevant specifications and requirements, allowing them to operate respectively a power- generating module, demand facility, distribution system or HVDC system by using the grid connection;*
63. *'energisation operational notification' or 'EON' means a notification issued by the relevant system operator to a power-generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner prior to energisation of its internal network;*
64. *'interim operational notification' or 'ION' means a notification issued by the relevant system operator to a power- generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner which allows them to operate respectively a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system by using the grid connection for a limited period of time and to initiate compliance tests to ensure compliance with the relevant specifications and requirements;*
65. *'limited operational notification' or 'LON' means a notification issued by the relevant system operator to a power- generating facility owner, demand facility owner, distribution system operator or HVDC system owner who had previously attained FON status but is temporarily subject to either a significant modification or loss of capability resulting in non-compliance with the relevant specifications and requirements.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 2

Definisjoner

For denne forordningen skal definisjonene i §2 i Direktiv 2012/27/EU,¹ § 2 of Regulation (EC) No 714/2009, Article 2 of Commission Regulation No [000/2014 – CACM], Article 2 of Commission Regulation (EU) No 543/2013² and Article 2 of Directive 2009/72/EC gjelde.

I tillegg skal følgende definisjoner gjelde:

1. 'enhet' er en regulatorisk myndighet, annen nasjonal myndighet, systemansvarlig eller annet offentlig eller privat organ oppnevnt i henhold til nasjonal lovgivning.
2. 'synkronområde' betyr et avgrenset kraftsystem der spenningens frekvens er den samme i alle punkt i kraftsystemet, og der TSOenes transmisjonsnett kobler kraftsystemet sammen. Eksempler på dette er synkronområdene Kontinental-Europa, Storbritannia, Irland-Nord-Irland eller Norden, samt kraftsystemet i Litauen, Latvia og Estland, som refereres til som Baltikum og er en del av et større synkronområde;
3. 'spenning' er forskjellen i elektrisk potensial mellom to punkter målt som effektivverdien (RMS) av positiv sekvens fase-til-fase spenning ved synkronområdets frekvens;
4. 'tilsynelatende effekt' er produktet av spenning og strøm ved synkronområdets frekvens, og kvadratroten av tre for trefase-systemer, vanligvis uttrykt i kilovoltampere ('kVA') eller megavoltampere ('MVA');
5. 'produksjonsenhet' er enten en synkron produksjonsenhet eller en kraftparkmodul;
6. 'produksjonsanlegg' er et anlegg som omgjør primær energi til elektrisk energi, og som består av én eller flere produksjonsenheter tilknyttet et kraftnett via ett eller flere tilknytningspunkter;
7. 'produksjonsanleggets eier' er den juridiske enheten som eier produksjonsanlegget eller har konsesjon etter energiloven for å bygge, drive og eie et produksjonsanlegg;
8. 'hoveddelen av produksjonsanlegget' er én eller flere av de viktigste delene av utstyret som kreves for å omdanne den primære energikilden til elektrisitet;
9. 'synkron produksjonsenhet' betegner et udelelig sett av installasjoner som kan generere elektrisk energi slik at frekvensen på den genererte spenningen, generatorhastigheten og nettverksfrekvensen er konstante i forhold til hverandre og dermed i synkronisme;
10. 'produksjonsenhetsdokument' er et dokument som produksjonsanleggets eier sender til aktuell systemoperatør for produksjonsenheter av type B eller C, som bekrefter at produksjonsenhets etterlevelse av de tekniske kravene fastsatt i denne forordningen er påvist. Dokumentet inneholder de nødvendige data og erklæringer, inkludert en erklæring om kravetterlevelse;

¹ Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC (OJ L 315, 13.11.2012, p.1).

² Commission Regulation (EU) No 543/2013 of 14 June 2013 on submission and publication of data in electricity markets and amending Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council (OJ L 163, 15.6.2013, p. 1).

11. 'aktuell TSO/systemansvarlig' er den systemansvarlige for det kontrollområdet/landet hvor en produksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonssystem eller et likestrømsystem er eller skal tilknyttes nettet ved et hvilket som helst spenningsnivå;
12. 'kraftnett' er transformatorstasjoner, linjer, kabler og utstyr koblet sammen med det formål å overføre eller distribuere elektrisitet;
13. 'aktuell systemoperatør' betegner enten transmisjonssystemoperatøren eller distribusjonssystemoperatøren for systemet der en produksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonssystem eller et høyspent likestrømsystem er, eller skal, tilknyttes;
14. 'tilknytningsavtale' er en kontrakt mellom aktuell systemoperatør og enten produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, distribusjonssystemoperatør eller eier av et høyspent likestrømsystem, som omtaler det relevante anlegget og inkluderer aktuelle tekniske krav for produksjonsanlegget, forbruksanlegget, det tilknyttede distribusjonssystemet eller høyspent likestrømsystemet;
15. 'tilknytningspunkt' er grensesnittet hvor produksjonsenheten, forbruksanlegget, distribusjonssystemet eller det høyspente likestrømsystemet er tilknyttet et transmisjonssystem, et havbasert kraftsystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem, som definert i tilknytningsavtalen;
16. 'merkeeffekt' eller 'Pmax' er den maksimale kontinuerlige aktive effekten en produksjonsenhet kan produsere og som leveres inn på kraftnettet. Merkeeffekten skal være fratrukket forbruk knyttet til å opprettholde driften av den aktuelle produksjonsenheten og som ikke leveres inn på nettet som spesifisert i tilknytningsavtalen, eller som avtalt mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier;
17. 'kraftparkmodul' er en enhet eller en samling av enheter som produserer elektrisitet, som enten er ikke-synkront tilknyttet nettet eller tilknyttet ved hjelp av kraftelektronikk, og som har ett enkelt tilknytningspunkt til et transmisjonssystem, et distribusjonssystem, inkludert lukkede distribusjonssystemer, eller et høyspent likestrømsystem;
18. 'havbasert kraftparkmodul' er en kraftparkmodul lokalisert til havs, med et tilknytningspunkt til havs;
19. 'fasekompensatordrift' er drift av en generator uten en primær energikilde som driver, for å regulere spenningen dynamisk ved å produsere eller forbruke reaktiv effekt;
20. 'aktiv effekt' er den reelle komponenten av den tilsynelatende effekten ved synkronområdets frekvens, uttrykt i watt eller multipler av watt slik som kilowatt ('kW') eller megawatt ('MW');
21. 'pumpekraftverk' er et vannkraftverk der vannet kan heves ved hjelp av pumper, og lagres for senere å bli brukt for å produsere elektrisk energi;
22. 'frekvens' er den elektriske frekvensen i et system, uttrykt i hertz, som kan måles i alle deler av synkronområdet under antagelsen av at verdien er sammenfallende for synkronområdet innenfor en tidsramme på sekunder, med bare mindre forskjeller mellom ulike målesteder. Dens nominelle verdi er 50 Hz.
23. 'frekvensstatikk' er forholdet mellom en stasjonær endring i kraftsystemets frekvens og den resulterende stasjonære endringen i aktiv effektproduksjon fra en produksjonsenhet, uttrykt i prosent. Endringen i frekvens uttrykkes som et forholdstall til nominell frekvens og endringen i aktiv effekt uttrykkes som et forholdstall til merkeeffekt eller faktisk aktiv effektproduksjon på det tidspunktet det aktuelle nivået nås;

24. 'laveste reguleringsnivå' er det laveste effektproduksjonsnivået som produksjonsenheten kan regulere aktiv effekt ved. Nivået er spesifisert i tilknytningsavtalen eller avtalt mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier;
25. 'settpunkt' er innstilling av ønsket verdi for enhver parameter, typisk brukt som inngangssignal i reguleringssystemer for ønsket respons fra reguleringen;
26. 'instruksjon' betyr enhver ordre, innenfor virkeområdet, gitt fra systemansvarlig til produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, DSO eller eier av et høyspent likestrømanlegg med den hensikt å få utført en aktiv handling;
27. 'klarert feilhendelse' er en feilhendelse som har blitt vellykket klarert i henhold til aktuell systemoperatørs planleggingskriterier;
28. 'reaktiv effekt' er den imaginære delen av den tilsynelatende effekten ved synkronområdets frekvens, normalt uttrykt i kilovar ('kVAr') eller megavar ('MVar');
29. 'fault-ride-through' er elektriske komponenters evne til å forbli tilknyttet nettet og fortsatt driftes stabilt gjennom perioder med lav spenning i tilknytningspunktet forårsaket av feilhendelser, som er blitt klarert;
30. 'generator' er en innretning som omformer mekanisk energi til elektrisk energi ved hjelp av et roterende magnetisk felt.
31. 'elektrisk strøm' er størrelsen av flyten av elektriske ladninger gjennom en elektrisk krets. Strøm måles som effektivverdien (RMS) av positiv sekvens fase-til-fase strømmen ved synkronområdets frekvens;
32. 'stator' er den delen av en roterende maskin som inkluderer de stillestående magnetiske deler med tilhørende viklinger;
33. 'treghetsmoment' er egenskapen til en roterende komponent, som for eksempel
34. 'syntetisk treghetsmoment' er tilleggskontrollsløyfen i omformerstyringen som kopler nettfrekvensen til asynkron produksjon.
35. 'frekvensregulering' viser til en produksjonsenhets eller et høyspent likestrømsystems evne til å justere aktiv effektproduksjon eller -leveranse som følge av et målt avvik i systemets frekvens i henhold til et settpunkt, med den hensikt å bidra til å stabilisere systemets frekvens;
36. 'frekvensreguleringsmodus' er driftsmodusen til en produksjonsenhet eller et høyspent likestrømsystem hvor aktiv effektproduksjon eller -leveranse endres som følge av en endring i frekvensen, på en slik måte at endringen bidrar til å stabilisere frekvensen;
37. 'begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens', LFSM-O, er den driftsmessige innstillingen hvor en produksjonsenhet eller et HVDC-system regulerer ned den aktive effekten dersom systemfrekvensen går over en bestemt verdi.
38. 'begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens', LFSM-U, er den driftsmessige innstillingen hvor en produksjonsenhet eller et HVDC-system regulerer opp den aktive effekten dersom systemfrekvensen faller under en bestemt verdi.
39. 'dødbånd for effekt-/frekvensrespons' viser til et intervall som kan innstilles, med den hensikt at frekvensreguleringen ikke responderer innenfor intervallet;
40. 'unøyaktighet for effekt-/frekvensrespons' er spesifisert som den minste endringen i frekvensen eller inngangssignalet som resulterer i en endring i effektproduksjonen/leveransen eller utgangssignalet grunnet iboende egenskaper i reguleringssystemet;

41. 'P-Q-kapabilitetsdiagram' er et diagram som beskriver en produksjonsenhets evne til å produsere/forbruke reaktiv effekt i tilknytningspunktet ved varierende aktiv effektproduksjon;
42. 'normaldriftsstabilitet' er nettets eller en synkron produksjonsenhets evne til å gjenvinne og opprettholde stabil drift etter en mindre forstyrrelse.
43. 'separatdrift' betegner en uavhengig drift av deler av et kraftnett som er isolert etter å ha blitt frakoblet det sammenkoblede kraftsystemet, som har minst én produksjonsenhet eller ett høyspent likestrømsystem som produserer eller leverer effekt i dette kraftnettet og som kontrollerer frekvensen og spenningen;
44. 'tomgangsdrift' betegner drift som sikrer at produksjonsanlegget fortsatt produserer strøm nødvendig for eget forbruk under feilhendelser i kraftnettet som resulterer i at produksjonsenheten frakobles nettet og går over til egen hjelpeforsyning;
45. 'egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett' er produksjonsenhets evne til oppstart, etter total nedstengning, gjennom en egen hjelpeforsyning uten ekstern elektrisk energiforsyning til produksjonsanlegget;
46. 'godkjent sertifiseringsorgan' er en enhet som utsteder utstyrssertifikater og produksjonsenhetsdokumenter, og hvor akkrediteringen er gitt av nasjonalt tilknyttede organer av det europeiske samarbeide for akkreditering ('EA'), i henhold til EU-forordning 765/2008;
47. 'utstyrssertifikat' er et dokument utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan, for utstyr anvendt i en produksjonsenhet, forbruksenhet, distribusjonssystem, forbruksanlegg eller likestrømsystem. Utstyrssertifikatet angir gyldighetsområdet nasjonalt eller på annet nivå, og er en spesifikk verdi valgt innenfor de verdier som er tillatt i Europa. Dersom spesifikke deler av kravetterlevelsprosessen skal erstattes, kan utstyrssertifikatet omfatte modeller som allerede har blitt verifisert av aktuelle prøveresultater.
48. 'magnetiseringssystem' er et tilbakekoblet reguleringssystem som inkluderer den synkrone maskinen og dens magnetiseringsutrustning;
49. 'U-Q/P_{max}-profil' er profilen som representerer produksjonsenhets eller en likestrøm-omformerstasjonens evne til å produsere/forbruke reaktiv effekt i tilknytningspunktet ved varierende spenninger;
50. 'laveste stabile driftsnivå' er det laveste effektproduksjonsnivået som produksjonsenheten kan driftes kontinuerlig og stabilt ved. Nivået er spesifisert i tilknytningsavtalen eller avtalt mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier;
51. 'overmagnetiseringsbegrenser' er en del av den automatiske spenningsregulatoren som kan innstilles for å begrense magnetiseringsstrømmen og hindre at rotoren i en generator blir overbelastet;
52. 'undermagnetiseringsbegrenser' er en del av den automatiske spenningsregulatoren som kan innstilles med det formål å hindre at lav eller manglende magnetisering fører til at generatoren mister synkronisme;
53. 'automatisk spenningsregulator' eller 'AVR' betyr automatisert utstyr i kontinuerlig drift, som kontrollerer klemmespenningen for en synkron produksjonsenhet ved å sammenlikne den faktiske terminalspenningen med en gitt referanseverdi og styre magnetiseringskontrollsystemet.
54. 'dempetilsats' eller PSS er en tilleggsfunksjon i den automatiske spenningsregulatoren i en synkron produksjonsenhet med formål å dempe effektpendlinger;

55. 'hurtig feilstrøm' er en strøm som mates inn fra en kraftparkmodul eller høyspent likestrømsystem under og etter spenningsavvik forårsaket av en elektrisk feil, med det formål å sikre at kraftnettets vernsystemer oppdager feil i en tidlig fase. Bidraget av hurtig feilstrøm bidrar også til å opprettholde spenningen senere i feilforløpet og til å gjenopprette spenningen etter at feilen er koblet bort;
56. 'effektfaktor' er forholdet mellom absoluttverdien av aktiv effekt over tilsynelatende effekt/merkeytelse;
57. 'reaktiv statikk' er forholdet mellom en endring i spenning, med referansen 1 pu spenning, og en endring i reaktiv effektproduksjon fra null til maksimal reaktiv effekt med referansen maksimal reaktiv effekt;
58. 'havbasert nettilknytningssystem' er hele forbindelsen mellom et havbasert tilknytningspunkt og kraftsystemet på land ved det landbaserte nettsammenkoblingspunktet;
59. 'landbasert nettsammenkoblingspunkt' er punktet der et havbasert nettilknytningssystem er tilknyttet aktuell systemoperatørs landbaserte kraftnett;
60. 'installasjonsdokument' er et enkelt strukturert dokument som inneholder informasjon om produksjonsenheter av type A eller forbruksenheter med sluttbrukerstyring tilknyttet spenningsnivå lavere en 1000V, og som bekrefter etterlevelse av de relevante kravene;
61. 'erklæring om kravetterlevelse' er et dokument som produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, DSO eller eier av et likestrømsystem sender til aktuell systemoperatør, som forteller om nåværende status på samsvar med de relevante spesifikasjoner og krav;
62. 'permanent driftstillatelse' er et dokument utstedt av aktuell systemoperatør til produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, distribusjonssystemoperatør eller eier av et høyspent likestrømsystem som etterlever de relevante spesifikasjoner og krav, som tillater dem å drive henholdsvis en produksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonssystem eller et høyspent likestrømsystem via nettilknytningen.
63. 'tillatelse til spenningssetting' er et dokument som må være utstedt av aktuell systemoperatør til produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, distribusjonssystemoperatør eller eier av et høyspent likestrømsystem før de kan spenningssette intern kraftforsyning og hjelpesystem via produksjonsenhetens normale nettilknytning;
64. 'midlertidig driftstillatelse' er et dokument utstedt av aktuell systemoperatør til produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, distribusjonssystemoperatør eller eier av et høyspent likestrømsystem som tillater dem å drifte henholdsvis en produksjonsenhet, et forbruksanlegg, et distribusjonssystem eller et høyspent likestrømsystem gjennom å benytte nettilknytningen under en begrenset tidsperiode og å igangsette verifiserende prøver for å sikre samsvar med relevante spesifikasjoner og krav;
65. 'begrenset driftstillatelse' er et dokument utstedt av aktuell systemoperatør til produksjonsanleggets eier, eier av et forbruksanlegg, distribusjonssystemoperatør eller eier av et høyspent likestrømsystem som tidligere har hatt permanent driftstillatelse men som midlertidig gjennomgår en vesentlig endring eller har mistet egenskaper som påvirker enhetens leveranse og som medfører manglende etterlevelse av relevante spesifikasjoner og krav;

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å definere nærmere sentrale begreper som benyttes i forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Definisjonen av sentrale begreper skal gjøre forordningens reguleringer mer forståelig og presis.

I tillegg til de opplistede definisjonene i forordningen vises det til flere begreper i den innledende teksten ("Whereas" – beskrivelsene), som ikke inngår i definisjonslisten i NC-RfG (TSO, DSO, CDSO, SGU og regulatory authority/NRA). Definisjonen av TSO og DSO i norsk sammenheng er gitt av eldirektiv 2, CDSO er definert i forordning NC-DCC.

TSO (Transmission System Operator) er å oppfatte som eier og operatør for transmisjonsnett. Av OED definert som Statnett SF, ref. implementering av eldirektiv 2 i norsk lov og OEDs svar til ESA vedr. ESAs "Conformity assessment of the transposition of the Electricity Directive 2003/54/EC", datert 21.11.2011. Videre forankret i Prop. 35 L (2015–2016) Endringer i energiloven (skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet mv.).

DSO (Distribution System Operator) er å oppfatte som operatør av distribusjonsnett. Av OED definert som alle nettselskap, som er gitt anleggs- eller områdekonsesjon ref. implementeringen av eldirektiv 2 i norsk lov.

Statnetts anbefaling

Statnetts anbefalinger fremgår av tolkningen gitt ovenfor. Av de begreper som ikke allerede innholdsmessig er definert i annet norsk regelverk har Statnett følgende fortolkning.

Regulatory authority/NRA er i dette dokumentet fortolket til "reguleringsmyndigheten". Etter forslaget til endringer i energiloven i tredje energimarkedspakke foreslår OED at NVE fortsetter å være reguleringsmyndighet, og at denne funksjonen samles i en egen enhet, Reguleringsmyndighet for energi (RME). For alle praktiske formål vil reguleringsmyndighet i dette dokumentet være å oppfatte som RME.

I Statnetts fortolkning av NC-RfG defineres TSO til Statnett som systemansvarlig.

SGU (Significant Grid User) er eksisterende og nye nettbrukere (forbrukere, produsenter, DSOer og CDSOer), som ansees som vesentlige ut i fra hvordan de påvirker grenseskryssende systemutnyttelse gjennom påvirkning av kontrollområdets forsyningssikkerhet, herunder leveranser av systemtjenester.

CDSO (Closed Distribution System Operator) er å oppfatte som et 'lukket distribusjonsnett' eller et distribusjonsnett, som er innenfor et industrianlegg, og som ikke forsyner privat forbruk;

Power-generating facility owner fortolker vi å være den juridiske enhet som eier produksjonsanlegget. Dagens norske regelverk utdyper krav til når elektriske anlegge må ha konsesjon. For alle produksjonsanlegg større eller lik 1 MW anbefaler NVE at det søkes om konsesjon. For slike anlegg oppfatter Statnett det enklere å koble bestemmelsen opp mot begrepet "konsesjonær". Bestemmelsene i NC-RfG sees da i sammenheng med konsesjonsvilkårene for produksjonsanleggene og øvrig forskriftsregulering knyttet til konsesjonene. For øvrige produksjonsanlegg, dvs. anlegg mellom 800 W og mindre enn 1 MW, hvor krav til konsesjon ikke foreligger, må bestemmelsene i forordningen knyttes mot eier av anlegget.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Statnetts tolkning av definisjonen benyttet i forordningen er så langt som praktisk mulig søkt knyttet opp til definisjonene av tilsvarende områder i forskrift for systemansvaret med tilhørende forarbeider og veiledningsmaterieell [8].

Sammenlikning med andre land

Statnett har ingen sammenlikning med andre land. Definisjoner av ulike fagtekniske begreper fra land til land og fortolkningen på norsk er vurdert i forhold til de begreper som sammenfaller mest med forordningens definisjoner.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er behov for å se definisjonene parallelt med definisjoner benyttet i annet EU regelverk og eksisterende norsk lovgivning, spesielt systemansvarsforskriften, beredskapsforskriften, leveringskvalitetsforskriften, forskrifter om elektriske forsyningsanlegg (FEFen), og ulike relevante normer/standarder, jfr. vedlegg 2.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter mener at "Relevant system operator" bør oversettes med "relevant systemoperatør", og at Statnett bør ta bort tekst om fortolkninger av innholdet i definisjoner for DSO, TSO. For øvrig ingen øvrige merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Dekker hele forordningen.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 3

Engelsk forordningstekst

Article 3

Scope of application

- 1. The connection requirements set out in this Regulation shall apply to new power generating modules which are considered significant in accordance with Article 5, unless otherwise provided. The relevant system operator shall refuse to allow the connection of a power generating module which does not comply with the requirements set out in this Regulation and which is not covered by a derogation granted by the regulatory authority, or other authority where applicable in a Member State pursuant to Article 60.*

The relevant system operator shall communicate such refusal, by means of a reasoned statement in writing, to the power generating facility owner and, unless specified otherwise by the regulatory authority, to the regulatory authority.

2. *This Regulation shall not apply to:*

- (a) power generating modules connected to the transmission system and distribution systems, or to parts of the transmission system or distribution systems, of islands of Member States of which the systems are not operated synchronously with either the Continental Europe, Great Britain, Nordic, Ireland and Northern Ireland or Baltic synchronous area;*
- (b) power generating modules that were installed to provide back-up power and operate in parallel with the system for less than five minutes per calendar month while the system is in normal system state. Parallel operation during maintenance or commissioning tests of that power generating module shall not count towards the five minute limit;*
- (c) power generating modules that do not have a permanent connection point and are used by the system operators to temporarily provide power when normal system capacity is partly or completely unavailable;*
- (d) storage devices except for pump-storage power generating modules in accordance with paragraph 2 of Article 6.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 3

Virkeområde

1. Tilknytningskravene fastsatt i denne forordningen skal gjelde for nye produksjonsenheter som anses som betydelige i henhold til § 5, dersom ikke annet er bestemt.

Aktuell systemoperatør skal ikke tillate tilknytning av en produksjonsenhet som ikke oppfyller kravene fastsatt i denne forordningen, så fremt det ikke er innvilget et unntak av reguleringsmyndigheten eller annen myndighet i henhold til § 60. Aktuell systemoperatør skal meddele et eventuelt avslag med en begrunnet skriftlig uttalelse. Begrunnelsen skal sendes til produksjonsanleggets eier og, dersom ikke annet er bestemt, til reguleringsmyndigheten.

2. Denne forordningen skal ikke gjelde for:

- (a) produksjonsenheter tilknyttet transmisjons- eller distribusjonsnett, eller til deler av transmisjons- eller distribusjonsnett, for separate øyer i medlemsland hvor systemet ikke driftes synkront med enten Kontinental-Europa, Storbritannia, Norden, Irland og Nord-Irland eller det baltiske synkron området;
- (b) produksjonsenheter som er installert som back-up og driftes i parallell med systemet i mindre enn fem minutter per kalendermåned når systemet er i normaldriftstilstand. Parallell drift under vedlikehold eller prøver i forbindelse med idriftsettelse skal ikke medregnes innenfor grensen på fem minutter;

- (c) produksjonsenheter som ikke har et permanent tilknytningspunkt og som anvendes av aktuell systemoperatør for å midlertidig bidra i situasjoner når normal kapasitet er delvis eller helt utilgjengelig;
- (d) enheter for lagring av energi, med unntak av pumpekraft i henhold til § 6 annet ledd.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å klargjøre og avgrense virkeområdet for forordningen til primært å gjelde tilknytning av nye produksjonsenheter og sikre at anlegg, som ikke har tilstrekkelige funksjonsegenskaper, ikke tilkobles nettet. Det kan innvilges unntak i spesielle tilfelle.

Bakgrunn til bestemmelsen

Ingen utfyllende begrunnelse utover det som fremgår over.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Vilkår i konsesjoner definerer hvilke krav og annet regelverk en konsesjonær må forholde seg til, herunder krav om å inngå nettavtaler og følge bestemmelser gitt av relevante forskrifter for beredskap, leveringskvalitet, måling og avregning, og systemansvaret. Forskrift om systemansvaret, §14, gir systemansvarlig hjemmel til å godkjenne alle nye produksjonsenheter av vesentlig betydning for regional- og sentralnettet. I tillegg kan det fattes vedtak for produksjonsanlegg tilknyttet distribusjonsnettet, dersom disse oppfattes å ha særlig betydning for driften av overliggende nett. Slike anlegg kan ikke settes i drift uten godkjenning fra systemansvarlig. Systemansvarlig er delegert myndighet til å fastsette funksjonskravene og innvilge unntak fra veiledende funksjonskrav gitt av FIKS. Systemansvarliges vedtak og godkjenning kan klages inn for NVE i henhold til forvaltningslovens bestemmelser.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering av virkeområde med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter anbefaler at unntaksmyndigheten bør ligge hos regulator og ikke delegeres til systemansvarlig. Unntak som innvilges skal rapporteres til ACER og det er derfor naturlig at regulator gjør dette. Energi Norges representanter ønsker også å presisere at dagens bestemmelser

i fos, som er i strid med NC-RfG eller andre bestemmelser hjemlet i grensehandelsforordningen, ikke kan videreføres. Forøvrig ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for alle anlegg der det søkes om unntak fra forordningens bestemmelser.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 4

Engelsk forordningstekst

Article 4

Application to existing power generating modules

1. *Existing power generating modules are not subject to the requirements of this Regulation, except where:*
 - (a) *a type C or type D power generating module has been modified to such an extent that its connection agreement must be substantially revised in accordance with the following procedure:*
 - (i) *power generating facility owners who intend to undertake the modernisation of a plant or replacement of equipment impacting the technical capabilities of the power generating module shall notify their plans to the relevant system operator in advance;*
 - (ii) *if the relevant system operator considers that the extent of the modernisation or replacement of equipment is such that a new connection agreement is required, the system operator shall notify the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State; and*
 - (iii) *the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply; or*
 - (b) *a regulatory authority or, where applicable, a Member State decides to make an existing power generating module subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO in accordance with paragraphs 3, 4 and 5.*
2. *For the purposes of this Regulation, a power generating module shall be considered existing if:*
 - (a) *it is already connected to the network on the date of entry into force of this Regulation; or*

- (b) *the power generating facility owner has concluded a final and binding contract for the purchase of the main generating plant by two years after the entry into force of the Regulation. The power generating facility owner must notify the relevant system operator and relevant TSO of conclusion of the contract within 30 months after the entry into force of the Regulation.*

The notification submitted by the power generating facility owner to the relevant system operator and to the relevant TSO shall at least indicate the contract title, its date of signature and date of entry into force and the specifications of the main generating plant to be constructed, assembled or purchased.

A Member State may provide that in specified circumstances the regulatory authority may determine whether the power generating module is to be considered an existing power generating module or a new power generating module.

3. *Following a public consultation in accordance to Article 10 and in order to address significant factual changes in circumstances, such as the evolution of system requirements including penetration of renewable energy sources, smart grids, distributed generation or demand response, the relevant TSO may propose to the regulatory authority concerned, or where applicable, to the Member State to extend the application of this Regulation to existing power generating modules.*

For that purpose a sound and transparent quantitative cost-benefit analysis shall be carried out, in accordance with Articles 38 and 39. The analysis shall indicate:

- (a) *the costs, in regard to existing power generating modules, of requiring compliance with this Regulation;*
- (b) *the socio-economic benefit resulting from applying the requirements set out in this Regulation; and*
- (c) *the potential of alternative measures to achieve the required performance.*

4. *Before carrying out the quantitative cost-benefit analysis referred to in paragraph 3, the relevant TSO shall:*

- (a) *carry out a preliminary qualitative comparison of costs and benefits;*
- (b) *obtain approval from the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State.*

5. *The relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State shall decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing power generating modules within six months of receipt of the report and the recommendation of the relevant TSO in accordance with paragraph 4 of Article 38. The decision of the regulatory authority or, where applicable, the Member State shall be published.*

6. *The relevant TSO shall take account of the legitimate expectations of power generating facility owners as part of the assessment of the application of this Regulation to existing power generating modules.*

7. *The relevant TSO may assess the application of some or all of the provisions of this Regulation to existing power generating modules every three years in accordance with the criteria and process set out in paragraphs 3 to 5.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 4

Virkeområde for eksisterende produksjonsenheter

1. Eksisterende produksjonsenheter er ikke underlagt kravene i denne forordningen, med unntak av:
 - (a) Produksjonsenheter av type C eller D som har blitt endret i en slik grad at vesentlige deler av tilknytningsavtalen må revideres i henhold til følgende prosedyre:
 - (i) Eiere av produksjonsanlegg som planlegger å modernisere et anlegg/kraftverk eller skifte ut utstyr som vil påvirke de tekniske egenskapene til produksjonsenheten skal i forkant melde fra om planene til aktuell systemoperatør;
 - (ii) dersom aktuell systemoperatør anser at omfanget av moderniseringen eller utskiftingen av utstyr er slik at det vil være behov for en ny tilknytningsavtale, skal aktuell systemoperatør melde fra til reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemslandet; og
 - (iii) Reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemslandet, skal avgjøre om den eksisterende tilknytningsavtalen må revideres eller om det kreves en ny tilknytningsavtale samt hvilke krav i denne forordningen som skal gjelde; eller
 - (b) Reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemslandet, bestemmer at en eksisterende produksjonsenhet skal følge alle eller noen av kravene i denne forordningen, etter forslag fra systemansvarlig i henhold til tredje, fjerde og femte ledd.
2. I henhold til formålet med denne forordningen, skal en produksjonsenhet anses som eksisterende dersom:
 - (a) den allerede er tilknyttet nettet på den dato denne forordningen trer i kraft; eller
 - (b) produksjonsanleggets eier har ferdigstilt en endelig og bindende kontrakt for å kjøpe hovedkomponentene i produksjonsenheten innen to år etter at forordningen har trådt i kraft. Produksjonsanleggets eier må informere aktuell systemoperatør og systemansvarlig om ferdigstillingen av kontrakten innen 30 måneder etter at denne forordningen har trådt i kraft.

Informasjonen som sendes inn av produksjonsanleggets eier til aktuell systemoperatør og systemansvarlig, må minimum indikere tittel på kontrakten, signaturodato og dato for ikrafttredelse og spesifikasjonene av hovedkomponentene i produksjonsenheten som skal konstrueres, settes sammen eller kjøpes.

Medlemslandet kan foreslå at reguleringsmyndigheten, under bestemte forutsetninger, kan bestemme hvorvidt en produksjonsenhet skal anses som en eksisterende eller en ny produksjonsenhet.
3. Etterfulgt av en offentlig høring i henhold til §10, og for å ivareta vesentlige faktiske endringer i omstendighetene, slik som utviklingen av systemkrav inkludert økningen av fornybare energikilder, smarte nett, distribuert produksjon eller forbruksfleksibilitet, kan systemansvarlig foreslå til reguleringsmyndigheten, eller der det er aktuelt, til medlemslandet, å utvide virkeområdet av denne forordningen til eksisterende produksjonsenheter.

For dette formål skal det gjennomføres en grundig og transparent kvantitativ kost-/nytteanalyse, i henhold til §§38 og 39. Analysen skal indikere

- (a) kostnadene, med hensyn til eksisterende produksjonsenheter, ved å kreve etterfølgelse av forordningen;
 - (b) den samfunnsøkonomiske fordel som følge av å innføre kravene fastsatt i denne forordningen; og
 - (c) mulige alternative aksjoner for å oppnå den påkrevde ytelsen;
4. Før utførelsen av den kvantitative kost-/nytteanalysen referert til i tredje ledd, skal systemansvarlig:
- (a) gjennomføre en preliminær kvalitativ sammenligning av kostnader og nytte;
 - (b) få godkjenning fra reguleringsmyndigheten, eller der det er aktuelt, medlemslandet.
5. Reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemslandet skal ta en avgjørelse om utvidelsen av gyldigheten av denne forordningen for eksisterende produksjonsenheter innen seks måneder etter at rapporten og anbefalingene fra systemansvarlig er mottatt, i henhold til § 38 fjerde ledd. Avgjørelsen til reguleringsmyndigheten eller medlemslandet, der det er aktuelt, skal offentligjøres.
6. Systemansvarlig skal ta hensyn til de legitime forventningene produksjonsanleggets eier har som en del av vurderingen av gyldigheten av denne forordningen for eksisterende produksjonsenheter.
7. Systemansvarlig kan revurdere anvendelsen av noen eller alle bestemmelsene i denne forordningen for eksisterende produksjonsenheter hvert tredje år i henhold til kriteriene og prosessen beskrevet i tredje til femte ledd.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å avgrense forordningens virkeområde og bestemmelser til primært nye produksjonsanlegg og anlegg der det foretas så omfattende endringer at anleggets tilknytningskontrakt må endres vesentlig. Reguleringen åpner for at hele eller deler av regelverket kan gjøres gjeldende for eksisterende produksjon dersom gode grunner taler for dette. Det er reguleringsmyndigheten som fatter vedtak om dette etter anbefalinger fra systemansvarlig. Et slikt vedtak skal begrunnes ut i fra en samfunnsøkonomisk kost-/nyttevurdering og er gjenstand for offentlig høring. Regelverket presiserer videre definisjonen av eksisterende produksjonsenheter.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bakgrunnen for bestemmelsen er å beskytte eksisterende eiere av produksjonsanlegg mot at krav skal kunne gis tilbakevirkende kraft og påføre eieren uhensiktsmessige kostnader. Samtidig skal ikke regelverket stenge for muligheten til å gjennomføre nødvendige tilpasninger fremover i tid. Videre skal det ta høyde for at nødvendige funksjonalitetsegenskaper i eksisterende produksjon ikke forringes over tid.

Statnetts anbefaling

Statnett mener det er behov for mekanismer som sikrer nødvendig funksjonalitet i eksisterende anlegg når disse gjennomgår endringer over tid. Eksisterende anlegg har en funksjonalitet som er viktig for driften av kraftsystemet og det må etableres rammer, som beskriver rettigheter og plikter når funksjonaliteten påvirkes og potensielt endres gjennom levetiden. Funksjonaliteten i anlegg må følges opp ved at det stilles tydelige funksjonskrav til anleggene og at det settes krav til verifikasjon og oppfølging av etterlevelse, også for gjeldende funksjonalitetskrav i eksisterende anlegg. For eksisterende konsesjonspliktige anlegg er dette forpliktelser, som allerede ligger i konsesjonsvilkårene for anleggene og krav og prosedyrer nedfelt i forskrift om systemansvaret og beredskapsforskriften.

NC-RfG regulerer i utgangspunktet nye produksjonsanlegg. Paragraf 4 åpner for at det under bestemte vilkår også kan gjøres helt eller delvis gjeldende for eksisterende anlegg. Unntaksbestemmelsen er imidlertid krevende og til dels uklar. Dette skaper usikkerhet om hvordan funksjonalitet i eksisterende anlegg kan ivaretas over tid, sammenliknet med dagens regelverk, som er relativt enkelt og presist. Ulik regulering av ellers like forhold er uheldig og bør unngås. Det er viktig å skape klarhet og langsiktighet i kravene, slik at disse tidlig kan legges til grunn av aktørene når modernisering og vedlikehold av anlegg skal planlegges.

Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering. En avtalebasert regulering for nye anlegg som underlegges NC-RfG og en vedtaksregulert regulering av eksisterende anlegg underlagt systemansvarsforskriften (slik som i dag) anbefales derfor i utgangspunktet ikke. NC-RfG bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg. I den grad dette hensynet ikke kan ivaretas gjennom NC-RfG, mener Statnett dette bør sikres parallelt med NC-RfG, eksempelvis gjennom en revisjon av reguleringen i dagens forskrifter (ref. forskrift om systemansvaret §14) hvor det eksempelvis kan åpnes for å gi hjemmel for netteiere til å fastsette og følge opp funksjonskrav for eksisterende anlegg, på tilsvarende måte som i NC-RfG, gjennom inngåelse eller endringer av eksisterende avtaler.

Tilsvarende Statnetts anbefaling for nye anlegg bør dette baseres på veiledning utarbeidet av systemansvarlig i samarbeide med aktører, bransjeorganisasjoner og standardiseringsorganisasjoner. Også her bør systemansvarlig sikres en rett til å kunne fastsette de faktiske funksjonskravene. Dette for å sikre en harmonisering av krav på tvers av nettnivåer og netteiere.

Med bakgrunn i behovene for å klargjøre rammer for funksjonalitet i eksisterende anlegg vil Statnett anbefale følgende tilnærming:

- Eier/konsesjonær av eksisterende produksjonsanlegg på alle nettnivå ($P \geq 1,0$ MW), hvor det planlegges endringer, som påvirker anleggets funksjonalitet, pålegges å rapportere inn endringene til aktuell systemoperatør (ref. NC-RfG §4.1.a.i, alternativt videreføre eller tilpasse/utvide fos §14 1. ledd og §14a). Fristen for innrapportering må være så tidlig at det gir nødvendig rom for å vurdere om det skal stilles funksjonskrav til anleggene og hvorvidt det skal anbefales å underlegge anlegget hele eller deler av kravene i NC-RfG.
- Rapporteringsplikten reguleres inn i NC-RfG eller alternativt gjennom en revisjon av fos *"Eier eller konsesjonær skal informere aktuell systemoperatør og systemansvarlig om planer om endringer i eksisterende produksjonsanlegg, som kan påvirke anleggets funksjonalitet. Aktuell systemoperatør og systemansvarlige skal vurdere hvorvidt endringene er av en slik karakter at de bør underlegges krav gitt av NC-RfG og melde dette inn for reguleringsmyndigheten for vedtak."*

- Dersom det vurderes behov for å stille funksjonskrav til eksisterende anlegg av type A eller B, kreves det en kost-/nytteanalyse, som viser at funksjonskravene som stilles er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Berørt eier skal høres.
- Dersom anleggene er av type C eller D og endringene er av en slik karakter at det kreves vesentlige endringer av vilkårene i tilknytningskontrakten for anlegget, kan produksjonsanlegget underlegges NC-RfG kravene etter godkjenning fra reguleringsmyndigheten, uten forutgående vurderinger av samfunnsøkonomisk lønnsomhet eller offentlig høring. Fra et systemperspektiv er det spesielt denne type anlegg som er viktig å følge opp. Ettersom dagens avtaler trolig ikke har dekkende bestemmelser, som regulerer disse forholdene, er det uklart i hvilken grad denne bestemmelsen vil komme til anvendelse. Den kan omfatte alle som ikke har en tilstrekkelig regulering gjennom tilknytningsavtaler, eller ingen av dem. Statnett anbefaler derfor at alle eksisterende produksjonsenheter av type C og D underlegges en vurdering i forhold til forordningens gyldighet og bestemmelser, med mindre annet bestemmes, når produksjonsenheter planlegger å foreta endringer av anleggene, som vil påvirke funksjonaliteten til anlegget. Ettersom disse type anlegg er av spesiell viktighet for driften av kraftsystemet, anbefaler Statnett at §7.9 anvendes, slik at systemansvarlig gis hjemmel til å foreta vurderingen som beskrevet i §4.1.a.ii. Alternativt bør en parallell regulering vurderes tatt inn i forskrift om systemansvaret.
- For å sikre en harmonisert gjennomføring på tvers av ulike nettnivåer og aktuelle systemoperatører, utvikler systemansvarlig en veileder, i samarbeid med aktuelle systemoperatører, som beskriver innholdet og prosessen for slik rapportering.
- Det opprettes et sentralt register med oversikt over alle eksisterende produksjonsanlegg og alle meldte endringer i eksisterende produksjonsanlegg (eks. FosWeb).
- Ved planlagte endringer i eksisterende produksjonsanlegg plikter produksjonsanleggets eier å sende melding om endringene til det sentrale registeret og til aktuell systemoperatør for behandling. Aktuell systemoperatør gis en selvstendig meldeplikt til systemansvarlig.
- Aktuell systemoperatør, i dialog med systemansvarlig, vurderer hvorvidt endringen bør underlegges hele eller deler av kravene gitt av NC-RfG.
- Aktuell systemoperatør/systemansvarlig melder inn for reguleringsmyndigheten forespørsel om vedtak for anlegg som foreslås underlagt hele eller deler av kravene gitt i NC-RfG (de samme krav kan gjelde selv om ikke anleggene underlegges NC-RfG).

Kriterier for når eksisterende anlegg bør underlegges en funksjonalitetsvurdering (NC-RfG eller annet regelverk)

- Endringer som utløser krav om ny konsesjon for anlegget.
Når det gjelder konsesjon etter energiloven, for elektriske installasjoner i kraftverkene, kreves det ny anleggskonsesjon om kapasitet eller funksjon i anlegget endres, eller om det introduseres nye komponenter som er konsesjonspliktige (generator, transformator, bryterfelt o.l. vesentlige komponenter med spenning > 1000 V). I praksis vil altså alle vesentlige endringer, som ikke er en «likt for likt» utbygging/vedlikehold eller er del av apparatanlegg i konsesjonen, kreve konsesjon. For installasjoner i kraftverk er det først og fremst endring i kapasitet/dimensjonering som

utløser krav til ny konsesjon etter energiloven. Installasjoner og bestykning i kraftverket skal med andre ord være i samsvar med konsesjonen. Understreker altså at dette gjelder konsesjon etter energiloven, som større produksjonsanlegg skal ha i tillegg til konsesjon etter vassdragslovgivningen.

Når det gjelder spørsmål om ev krav til ny konsesjonsbehandling etter vannressursloven, tar NVEs vurdering utgangspunkt i lovens § 8: «Ingen må iverksette vassdragstiltak som kan være til **nevneverdig skade eller ulempe** for noen **allmenne interesser i vassdraget eller sjøen**, uten at det skjer i medhold av reglene i § 12 eller § 15, eller med konsesjon fra vassdragsmyndigheten.» Det er altså snakk om nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, og i all hovedsak er det selve vannstrengen eller eventuelt magasinet som det sees på. Hva som kan regnes som «nevneverdig», må vurderes fra sak til sak. NVE har ingen fastsatte grenser på dette. Et eksempel på endringer i eksisterende anlegg som kan utløse konsesjonsplikt, er at kraftverkets slukeevne øker. Ref. NVE.

- Endringer som medfører at anleggets systemfunksjonalitet reduseres, herunder;
 - Redusert evne til å levere reaktiv effekt, spenning- og frekvensregulering.
 - Reduserte FRT egenskaper.
 - Reduserte stabilitets- og separatdriftsegenskaper.
 - Svartstartevne svekkes/fjernes.
- Delkomponenter som endres (og underlegges NC-RfG kravene eller alternativt annet regelverk), følger kravene for kun disse delkomponentene.

Videreføring av eksisterende funksjonalitet, dvs. "en-en" utskiftninger med sammen funksjonalitet, bør i utgangspunktet ikke medføre at anlegget underlegges NC-RfG. Det vil i slike situasjoner være relevant at utskiftingen rapporteres og at prøving av anlegget viser at opprinnelig funksjonalitet opprettholdes.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Produksjonsanleggseiere med konsesjon er i dag regulert gjennom vilkår i konsesjoner og krav i forskrifter for å sikre at anleggene har nødvendig funksjonalitet og at anleggene vedlikeholdes og moderniseres for å møte fremtidige endringer og behov. I så henseende har allerede det norske regelverket tatt høyde for å skjerme aktørene mot at kostnadskreven pålegg kan gis tilbakevirkende kraft, og samtidig tatt høyde for at konsesjonærene må kunne forvente krav om vedlikehold og modernisering av sine anlegg fremover i tid. Den norske reguleringen omfatter således både nye og eksisterende anlegg, regulert av energilovsforskriftens §3-5 bokstav a) og fos §14 1. ledd, med tilhørende forarbeider.

§ 3-5.Plikter ved konsesjon for elektriske anlegg

a) Drift, vedlikehold og modernisering

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at

1. det utarbeides planer for systematisk vedlikehold av anlegg og planer for modernisering av sentral- og regionalnettsanlegg. Planene skal oppdateres minimum hvert annet år.
2. det foreligger systemer og rutiner for kontroll for å fastslå anleggenes tilstand.
3. normer vedtatt av Norsk Elektroteknisk Komité (NEK) og Standard Norge om drift, vedlikehold og modernisering av elektriske anlegg følges, med mindre det kan dokumenteres at andre metoder gir tilfredsstillende driftssikker stand.

4. det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjongitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden.
5. det foreligger oppdatert dokumentasjon for planlagte og gjennomførte tiltak i henhold til § 3-5 bokstav a. All dokumentasjon skal oppbevares i konsesjonsperioden

Fos §14 1. ledd. Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg i kraftsystemet

Konsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye anlegg eller endringer av egne anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, når andre konsesjonærer blir berørt av dette. Systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av nye anlegg eller endringer i eksisterende anlegg før disse kan idriftsettes.

Fos § 14a. Rapportering av anleggsdata ved idriftsettelse

Konsesjonær for anlegg i eller tilknyttet regional- eller sentralnettet, samt konsesjonær for produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnett, plikter skriftlig å rapportere til systemansvarlig senest fire uker før nye anlegg, eller endringer i eksisterende anlegg, skal settes i drift. Rapporteringen skal omfatte opplysninger som angitt på den systemansvarliges internettside.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter

EUs Kommisjonsforordning 2016/631 om etablering av en nettverkskode om krav til nettverks-tilknytning for produksjonsanlegg (NC-RfG) av 14. april 2016 er vedtatt av EU med hjemmel i EUs såkalte grensehandelsforordning 714/2009 artikkel 6(11), som igjen er en del av EUs tredje energimarkedspakke. Regelverket er ansett EØS-relevant og akseptabelt, og skal etter planen gjennomføres i norsk rett i 2018 etter at Stortinget har gitt sitt samtykke til innlemmelse. Dette må skje gjennom forskrifts- og/eller lovendring, jf. EØS-avtalen artikkel 7 første ledd bokstav a hvor forordningen "som sådan" må gjøres til en del av intern norsk rettsorden. Ved gjennomføring av forordninger er det i motsetning til for direktiver altså ikke anledning til å velge en mer fleksibel gjennomføringsmåte, men dette skal som hovedregel skje gjennom en oversettelse ord for ord i lov eller forskrift.

I sin anbefaling til § 4 argumenterer Statnett blant annet med at "Det er ikke gunstig at aktører med ellers like anlegg, som konkurrerer i samme marked, stilles overfor ulike krav og ulik regulering", "NC-RfG bør derfor i utgangspunktet implementeres på en slik måte at krav om fornyelse og modernisering, nedfelt i konsesjonsvilkår og forskriftsreguleringer for eksisterende anlegg, sikrer lik behandling av aktørene uavhengig av om anleggene er nye eller om det er fornyelse/revisjon av eksisterende anlegg".

Statnett oppfattes her å argumentere for en avvikende regulering, som stiller ytterligere krav til norske produksjonsanlegg ut over det som følger av forordningens system gjennom å foreslå at enhver endring i eksisterende anlegg skal innebære at anlegget faller inn under NC-RfG.

Etter disse representantenes syn skal det uavhengig av valget av juridisk tilnærming mye til for å hevde at det er rom for avvikende regulering på dette området, jf. EU domstolens rettspraksis som vektlegger om avvikende regulering er "nødvendig" og "proporsjonal" for å hensynta "tvingende allmenne hensyn", jf. 1997 s I-3843 de Agostini, se avsnitt (47).

På dette området har myndighetene nettopp gjennom NC-RfG fått de nødvendige mulighetene til å gjøre unntak og derved ivareta forsyningssikkerhetshensynet i konkrete tilfeller hvor vesentlige endringer ikke har skjedd. Kost/nytte må legges til grunn slik EU-domstolen har vært opptatt av.

Energi Norges representanter kan vanskelig se at det juridisk sett er "nødvendig" med avvikende regulering for å oppnå forsyningssikkerhetsformål. Dette vil også ha svært negative konsekvenser for konkurranseevnen til norsk fornybarproduksjon sammenliknet med andre land som følge av økte kostnader. Statnett oppfattes å basere sin vurdering på § 4.3, hvor det gis adgang for aktuell TSO til å foreslå for regulator å utvide virkeområdet for NC-RfG etter en konkret kost/nytte-vurdering. Intensjonen med § 4.3 synes å være å gi en mulighet til å utvide virkeområdet for NC-RfG hvis det oppstår vesentlige faktiske endringer i kraftsystemets egenart. Siden det norske kraftsystemet er tilnærmet 100% fornybart, basert på regulerbar vannkraft, og i motsetning til hva som er forventet for de fleste EU-land, ikke står overfor en betydelig endring av produksjonsmiks og systemegenskaper som følge av dette (jfr. for eksempel NVEs kraftmarkedsanalyse 2017-2030), er denne bestemmelsen etter Energi Norges representanters vurdering mindre relevant for Norge.

At det er nødvendig med avvikende regulering utfra forsyningssikkerhetsformål, er også lite relevant utfra at forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet har vært og er høy. For eksempel viser NVEs rapport "Driften av kraftsystemet 2016" at leveringspåliteligheten i perioden 1997-2016 har ligget i intervallet 99,97-99,99%. Frekvens- og spenningskvalitet har også gjennomgående vært tilfredsstillende, selv om frekvenskvaliteten noen år har vært noe fallende. Denne utfordringen er imidlertid adressert gjennom egne tiltak.

Norske myndigheter vil således etter nevnte representanters vurdering ikke ha anledning til å vedta avvikende regelverk fra NC-RfG § 4, men må basere seg på bruken av det generelle unntaket for "vesentlig endring" og individuell vurdering basert på ordlyden i § 4.1.a og b. I § 4.1.a skal det gjøres en individuell vurdering av om type C eller D-anlegg har blitt endret i en slik grad at tilknytningskontrakten må endres vesentlig. Denne fremgangsmåten kan ikke anvendes uten videre i Norge, da tilknytningskontraktene normalt ikke beskriver funksjonskrav til enkeltanlegg så detaljert som NC-RfG legger opp til.

"Vesentlighetskravet" kan etter nevnte representanters syn for norske forhold oversettes til endringer i anleggs funksjonalitet, som er slik at det kan ha vesentlig påvirkning på kraftsystemets funksjonalitet regionalt og/eller sentralt. Det er vanskelig å gi en presis, generell beskrivelse av hva slags endringer i et eksisterende anlegg, som påvirker kraftsystemets funksjonalitet i vesentlig grad. Fordi §4 stiller krav om "vesentlige endringer", og NC-RfG er en forordning som gjelder tilknytning av nye anlegg, må ikke ordlyden tolkes så innskrenkende at mer eller mindre alle endringer i eksisterende anlegg faller inn under NC-RfG.

Som et eksempel på hvor terskelen for vesentlige endringer bør ligge, mener Energi Norges representanter endringer i eksisterende anlegg, som er så vesentlige at det påvirker vannføringen og

at det dermed må søkes konsesjon etter vannressursloven. Ved slike endringer påvirkes anleggets energi og effekttilgang, og slike tiltak utløser normalt også konsesjonskrav etter energiloven. En slik hovedregel vil bidra til å sikre forutsigbarhet i regelverket for eksisterende anlegg, og redusere behovet for unødvendig saksbehandling. Samtidig vil det muliggjøre bedre utnyttelse av vannressursene ved økt virkningsgrad, uten at det pålegges fordyrende krav.

I spesielle tilfeller kan det være behov for å gjøre unntak fra hovedregelen over. Disse representantene mener alle slike unntak må underlegges kost-/nytteanalyser før krav i NC-RfG helt eller delvis kan gjøres gjeldende. Her kan ordlyden i §4.1.a og b legges til grunn.

§ 4.1.b åpner for at relevant TSO kan søke reguleringsmyndigheten, som skal avgjøre om kravene i NC-RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende for anlegget. Krav kan bare gjøres gjeldende dersom det er dokumentert at disse er samfunnsmessig rasjonelle (samfunnsøkonomisk lønnsomme). Det er derfor krav om at det skal gjennomføres en kost-/nytteanalyse i tråd med §§ 38 og 39 før reguleringsmyndigheten kan fatte en beslutning.

§4.1.a åpner for at reguleringsmyndigheten kan avgjøre om kravene i NC-RfG helt eller delvis skal gjøres gjeldende ved vesentlig endring i et eksisterende produksjonsanlegg av type C eller D, basert på søknad fra aktuell systemoperatør. Det legges til grunn at reguleringsmyndighetens avgjørelse i slike saker også skal være basert på en vurdering av om dette er samfunnsmessig rasjonelt, jfr § 1-2 i energiloven om at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi skal foregå på en samfunnsmessig rasjonell måte. Energi Norges representanter mener derfor at krav om kost-/nyttevurderinger i tråd med §§ 38 og 39 også skal gjelde for avgjørelser truffet basert på §4.1.a. i-iii. Det fremgår av §38.1 at det skal gjennomføres kost-/nytteanalyser ved enhver anvendelse av NC-RfG krav på eksisterende produksjonsanlegg. Disse representantene viser også til §62.2d om at en søknad fra en anleggseier om unntak skal dokumenteres med kost-/nytteanalyser.

Energi Norges representanter har forståelse for at systemansvarlig er opptatt av at funksjonalitet i eksisterende anlegg opprettholdes. Men dette er tematikk, som ikke er regulert gjennom NC-RfG. Funksjonalitet i eksisterende anlegg er bl.a. regulert gjennom energilovsforskriften § 3-5 og beredskapsforskriften som blant annet stiller krav til separatdrifts- og svartstartegenskaper for klasse 3-anlegg. Videre legger andre nettkoder opp til at funksjonalitet, som er nødvendig for at kraftsystemet skal fungere tilfredsstillende og ha nødvendig robusthet, kan anskaffes gjennom markedsbaserte løsninger. Dette gjelder for eksempel rask frekvensregulering (primærregulering), start fra mørk stasjon og treghtetsmoment.

Utvikling av veiledere vil bli viktig for å legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell, harmonisert og tydelig praksis for gjennomføring av tilknytningskoden NC-RfG i Norge. Bransjen ønsker å delta aktivt i dette arbeidet. Disse representantene ser også behov for å innhente informasjon om andre lands gjennomføring og praktisering, samt Kommisjonens tilnærming for å sikre like konkurransevilkår i det indre energimarkedet.

Kommentarer fra Energi Norges representanter til senere artikler i denne forordningen er basert på at ovennevnte forståelse av § 4 gjelder.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
4.1.a			X	X			X	X
4.1.b	X	X	X	X	X	X	X	X
4.2,3,4,5,6,7	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 5

Engelsk forordningstekst

Article 5

Determination of significance

1. *The power generating modules shall comply with the requirements on the basis of the voltage level of their connection point and their maximum capacity according to the categories set out in paragraph 2.*
2. *Power generating modules within the following categories shall be considered as significant:*
 - (a) *connection point below 110 kV and maximum capacity of 0.8 kW or more (type A);*
 - (b) *connection point below 110 kV and maximum capacity at or above a threshold proposed by each relevant TSO in accordance with the procedure laid out in paragraph 3 (type B). This threshold shall not be above the limits for type B power generating modules contained in Table 1;*
 - (c) *connection point below 110 kV and maximum capacity at or above a threshold specified by each relevant TSO in accordance with paragraph 3 (type C). This threshold shall not be above the limits for type C power generating modules contained in Table 1; or*
 - (d) *connection point at 110 kV or above (type D). A power generating module is also of type D if its connection point is below 110 kV and its maximum capacity is at or above a threshold specified in accordance with paragraph 3. This threshold shall not be above the limit for type D power generating modules contained in Table 1.*

Table 1

Limits for thresholds for type B, C and D power-generating modules

Synchronous areas	Limit for maximum capacity threshold from which a power generating module is of type B	Limit for maximum capacity threshold from which a power generating module is of type C	Limit for maximum capacity threshold from which a power generating module is of type D
<i>Continental Europe</i>	<i>1 MW</i>	<i>50 MW</i>	<i>75 MW</i>
<i>Great Britain</i>	<i>1 MW</i>	<i>50 MW</i>	<i>75 MW</i>
<i>Nordic</i>	<i>1.5 MW</i>	<i>10 MW</i>	<i>30 MW</i>
<i>Ireland and Northern Ireland</i>	<i>0.1 MW</i>	<i>5 MW</i>	<i>10 MW</i>
<i>Baltic</i>	<i>0.5 MW</i>	<i>10 MW</i>	<i>15 MW</i>

3. *Proposals for maximum capacity thresholds for types B, C and D power generating modules shall be subject to approval by the relevant regulatory authority or, where applicable, the Member State. In forming proposals the relevant TSO shall coordinate with adjacent TSOs and DSOs and shall conduct a public consultation in accordance with Article 10. A proposal by the relevant TSO to change the thresholds shall not be made sooner than three years after the previous proposal.*
4. *Power generating facility owners shall assist this process and provide data as requested by the relevant TSO.*
5. *If, as a result of modification of the thresholds, a power generating module qualifies under a different type, the procedure laid down in paragraph 3 of Article 4 concerning existing power generating modules shall apply before compliance with the requirements for the new type is required.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 5

Vesentlige produksjonsanlegg

1. Produksjonsenheter skal etterfølge kravene som er gitt på bakgrunn av spenningsnivå i tilknytningspunktet og merkeeffekt i henhold til kategoriene beskrevet i annet ledd.
2. Produksjonsenheter innenfor følgende kategorier skal anses som vesentlige:
 - (a) tilknytning til spenningsnivå lavere enn 110 kV og merkeeffekt 0.8 kW eller høyere (type A);
 - (b) tilknytning til spenningsnivå lavere enn 110 kV og merkeeffekt høyere eller lik en grense foreslått av systemansvarlig i henhold til prosedyren fastsatt i tredje ledd (type B). Denne grensen skal ikke overstige grensen gitt for type B produksjonsenheter gitt av tabell 1;
 - (c) tilknytning til spenningsnivå lavere enn 110 kV og merkeeffekt høyere eller lik en grense foreslått av systemansvarlig i henhold til prosedyren fastsatt i tredje ledd (type

C). Denne grensen skal ikke overstige grensen gitt for type C produksjonsenheter gitt av tabell 1; eller

- (d) tilknytning til spenningsnivå 110 kV eller høyere (type D). En produksjonsenhet er også av type D dersom den er tilknyttet spenningsnivå lavere enn 110 kV men merkeeffekt er lik eller høyere enn en grense fastsatt i henhold til tredje ledd. Denne grensen skal ikke overstige grensen for produksjonsenheter av type D gitt av tabell 1.

Synkronområde	Grense for merkeeffekt for produksjonsenheter av type B	Grense for merkeeffekt for produksjonsenheter av type C	Grense for merkeeffekt for produksjonsenheter av type D
Kontinental-Europa	1 MW	50 MW	75 MW
Storbritannia	1 MW	50 MW	75 MW
Norden	1.5 MW	10 MW	30 MW
Irland and Nord Irland	0.1 MW	5 MW	10 MW
Baltikum	0.5 MW	10 MW	15 MW

Tabell 1: Begrensninger for fastsatte grenseverdier for produksjonsenheter av type B, C og D

3. Forslag til grenser for merkeeffekt for produksjonsenheter av type B, C og D skal godkjennes av reguleringsmyndigheten eller, der det er aktuelt, medlemslandet. I utarbeidelsen av forslagene skal systemansvarlig samarbeide med tilgrensende TSOer og DSOer, og gjennomføre en offentlig høring i henhold til § 10. Et forslag fra systemansvarlig om å endre grenseverdiene kan ikke komme tidligere enn tre år etter forrige godkjenning.
4. Produksjonsanleggets eier skal bistå denne prosessen og bidra med data som kreves av systemansvarlig.
5. Dersom en produksjonsenhet, som et resultat av endring av en grenseverdi, kvalifiserer til en annen type, skal prosedyren for eksisterende produksjonsenheter fastsatt i § 4 tredje ledd følges før etterlevelse av kravene for den nye typen er påkrevd.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for at beslutninger og oppfølging av krav til produksjonsenheter legges der behovene og utfordringene oppstår, og avgrense kravene til det som er nødvendig for å nå målene med forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bestemmelsen introduserer fire kategorier av produksjonsenheter (type A-D). Bakgrunnen for dette er å legge til rette for at beslutninger og oppfølging legges der behovene og utfordringene oppstår, og for å avgrense kravene til det som oppfattes som nødvendig for å nå målene.

I nasjonal implementering av NC-RfG er det behov for å kunne tilpasse kravene slik at krav for nye anlegg tilpasses de krav som allerede er stilt til eksisterende produksjonsanlegg, samtidig som det tas høyde for fremtidige tilpasninger av hensyn til endringer i kraftsystemets utforming og yteevne. Relevant TSO i hvert land (Statnett i Norge) skal derfor sette bindende grenser innenfor gitte

maksimalgrenser, og har således et valg mellom å benytte de definerte maksimalgrensene gitt i tabell 1, eller der det er hensiktsmessig velge lavere verdier. Det er forutsatt at dersom det velges andre verdier enn det som følger av tabell 1, skal dette koordineres med tilgrensende TSOer og DSOer. Dette for å legge til rette for en harmonisering av grenseverdiene og dermed likere praktisering av regelverket.

Bestemmelsene legger opp til at de ulike klassifiseringene kan endres ved å senke grenseverdien for en eller flere av type B, C og D grensene. Det innebærer at flere produksjonsenheter flyttes fra lavere til høyere klassifiseringsgrad (færre B og flere C, færre C og flere D etc.). Med andre ord flere produksjonsenheter kan få strengere krav. Det motsatte er ikke tillatt.

Grenseverdiene for type B, C og D produksjonsanlegg skal settes ut i fra behovet på nasjonalt nivå ut i fra følgende forhold:

- Opprettholde krav som allerede eksisterer i nasjonal lovgivning og som har vist seg å være nødvendige og nyttige gjennom driftserfaringer i normal og anstrengte driftssituasjoner.
- Hensynet til karakteristikken til den samlede nasjonale produksjonsporteføljen og fremtidig produksjonsutvikling.
- Hensynet til karakteristikken av det nasjonale kraftsystemet og utviklingen av denne (endret kraftflyt, større opp og nedreguleringer, nettførsterkninger, økt utvekslingskapasitet, endringer av produksjonsmiksen og størrelse og tilknytning av ny produksjon etc.)
- For å sikre nødvendige krav, som ivaretar en akseptabel forsyningssikkerhet.

Statnetts anbefaling

Som det fremgår av bestemmelsen skal systemansvarlig fastsette grenseverdiene for de ulike typene produksjonsanlegg (type B-D) innenfor rammene angitt av tabell 1. Systemansvarliges forslag til effektgrenser for de ulike typene er, dersom disse endres i forhold til tabell 1, i henhold til 3. ledd gjenstand for koordinering med tilgrensende TSOer og DSOer, offentlig høring og godkjenning av reguleringsmyndigheten.

Statnett ser ikke behov for å stille strengere krav til produksjonsenheter av type B, C eller D og ser således heller ikke grunn til å endre de grenseverdier som er fastlagt i tabell 1, med mindre noe annet skulle bli aktuelt i koordineringsarbeidet med de øvrige TSOer i Norden. Så langt i koordineringsarbeidet har ikke dette vist seg nødvendig. Statnett ser derfor ingen grunn til en offentlig høring av allerede fastlagte grenser og anser at dette ivaretas i høringsprosessen før implementering i norsk lov.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ikke noe regelverk i Norge som definerer og kategoriserer produksjonsenheter etter deres betydning for kraftsystemet utover den klassifiseringen, som foretas i beredskapsforskriftens 3 ulike klasser 1 – 3. Dette er klassifisering ut i fra anleggenes betydning for beredskap i kraftsystemet.

Sammenlikning med andre land

I de nordiske land er det valgt følgende grenseverdier for produksjonsenheter:

Land	Type B	Type C	Type D
Sverige	1,5 MW	10 MW	30 MW
Norge	1,5 MW	10 MW	30 MW
Finland	1,0 MW	10 MW	30 MW
Danmark	0,1 MW	1 MW	25 MW

Tabell A1 - Typeinndeling i de nordiske land. Type A er ikke tatt med i tabellen ettersom den ikke er gjenstand for tilpasninger.

Forskjellene i grenseverdiene mellom landene er basert på ulike behov i de ulike landene. Ulik andel av nye fornybare energikilder mellom landene og forskjellige antall av store produksjonsenheter, er to av grunnene for ulike nasjonale behov. Selv om grenseverdiene ikke er helt like i alle de nordiske landene, er de nordiske TSOene enige i at dette ikke skaper et problem og derfor er akseptabelt (ref. egen rapport fra Nordisk TSO koordineringsgruppe [9]).

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er krav om koordinering med tilgrensende TSOer og DSOer. Ettersom Statnett ikke ser behov for å endre grensene oppgitt i forordningen for Norden, anbefaler Statnett at dette avgrenses til den koordinering som allerede er gjort med de nordiske TSOene.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter merker seg §5.5. om at dersom nye krav skal kunne gjøres gjeldende for eksisterende anlegg ved endringer i terskelverdiene, må prosedyre i §4.3 følges. Forøvrig ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer støtter Statnetts forslag til typeinndeling av anlegg.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
5	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 6

Engelsk forordningstekst

Article 6

Application to power generating modules, pump-storage power generating modules, combined heat and power facilities, and industrial sites

1. *Offshore power generating modules connected to the interconnected system shall meet the requirements for onshore power generating modules, unless the requirements are modified for this purpose by the relevant system operator or unless the connection of power park modules is via a high voltage direct current connection or via a network whose frequency is not synchronously coupled to that of the main interconnected system (such as via a back to back convertor scheme).*
2. *Pump-storage power generating modules shall fulfil all the relevant requirements in both generating and pumping operation mode. Synchronous compensation operation of pump-storage power generating modules shall not be limited in time by the technical design of power generating modules. Pump-storage variable speed power generating modules shall fulfil the requirements applicable to synchronous power generating modules as well as those set out in point (b) of Article 20(2), if they qualify as type B, C or D.*
3. *With respect to power generating modules embedded in the networks of industrial sites, power generating facility owners, system operators of industrial sites and relevant system operators whose network is connected to the network of an industrial site shall have the right to agree on conditions for disconnection of such power generating modules together with critical loads, which secure production processes, from the relevant system operator's network. The exercise of this right shall be coordinated with the relevant TSO.*
4. *Except for requirements under paragraphs 2 and 4 of Article 13 or where otherwise stated in the national framework, requirements of this Regulation relating to the capability to maintain constant active power output or to modulate active power output shall not apply to power generating modules of facilities for combined heat and power production embedded in the networks of industrial sites, where all of the following criteria are met:*
 - (a) *the primary purpose of those facilities is to produce heat for production processes of the industrial site concerned;*
 - (b) *heat and power generating is inextricably interlinked, that is to say any change of heat generation results inadvertently in a change of active power generating and vice versa;*
 - (c) *the power generating modules are of type A, B, C or, in the case of the Nordic synchronous area, type D in accordance with points (a) to (c) of Article 5(2).*
5. *Combined heat and power generating facilities shall be assessed on the basis of their electrical maximum capacity.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 6

Anvendelse på produksjonsenheter, pumpekraftverk, kombinerte kraft- og varmekraftverk og industrianlegg

1. Havbaserte produksjonsenheter tilknyttet kraftsystemet skal oppfylle kravene for landbaserte produksjonsenheter, med mindre kravene er tilpasset av aktuell systemoperatør eller tilknytningen av kraftparkmodulene skjer via en likestrømforbindelse eller via et nett med en frekvens som ikke er synkron med frekvensen i det sammenkoblede kraftsystemet (for eksempel via fullfrekvensomformer).
2. Pumpekraftverk skal overholde alle de relevante kravene i både produksjonsmodus og pumpedriftmodus. Synkron kompenseringdrift av pumpekraftverk skal ikke begrenses i tid av produksjonsenhetens tekniske design. Pumpekraftanlegg med fullfrekvensomformer skal oppfylle kravene gjeldende for synkron produksjonsenheter så vel som kravene fastsatt i §20 annet ledd bokstav (b), hvis de kvalifiserer som type B, C eller D.
3. For produksjonsenheter, som er integrerte i det interne nettet i industriområder, har produksjonsanleggets eier, systemoperatøren for industriområdet og aktuell systemoperatør hvor industrianlegget er tilknyttet rett til å avtale betingelsene for frakobling av slike produksjonsenheter sammen med kritiske last, som sikrer produksjonsprosessen, fra aktuell systemoperatørs nett. Utøvelsen av denne retten skal koordineres med systemansvarlig.
4. Med unntak av kravene i §13 annet og fjerde ledd eller der annet er bestemt i nasjonalt regelverk, skal ikke kravene i denne forskrift, som gjelder evne/egenskap til å opprettholde konstant aktiv effektproduksjon eller å endre aktiv effekt effektproduksjon, gjelde for produksjonsenheter i kombinerte kraft- og varmekraftverk eller produksjon integrert i nettet til industriområder, hvor alle følgende kriterier er oppfylte:
 - (a) den primære oppgaven til anleggene er å produsere varme for produksjonsprosessene til det aktuelle industrianlegget;
 - (b) varme og kraft som produseres er uløselig knyttet sammen, det vil si at enhver endring av varmeproduksjon fører til en utilsiktet endring i produksjon av aktiv effekt og omvendt;
 - (c) produksjonsenheten er av type A, B, C eller, for det nordiske synkronområdet, type D i henhold til § 5 annet ledd bokstav (a) til og med (c).
5. Kombinerte kraft- og varmekraftverk skal bli vurdert basert på deres elektriske merkeeffekt.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere anvendelsesområdet for bestemmelsene, og lage en distinksjon mellom ordinære produksjonsenheter (synkron og kraftparker) og produksjonsanlegg som har spesielle særtrekk (havbaserte produksjonsenheter, pumpekraftverk, kombinerte kraft- varmekraftverk og industrianlegg).

Bakgrunn til bestemmelsen

Det finnes flere ulike produksjonsteknologier med ulike karakteristika, som bør tas hensyn til når krav skal stilles. Forordningen tar spesielt hensyn til 4 ulike typer:

Havbaserte produksjonsenheter

Havbaserte produksjonsenheter er ikke utbredt, men er i vinden og produksjonsteknologien har store potensialer for ny fornybar energiproduksjon. Dette er en teknologi som krever lange undersjøiske overføringskabler. Ved lokalisering relativt nært land kan vekselstrømtilknytning til det landbaserte nettet benyttes. Da er anleggene å oppfatte som ordinære produksjonsenheter. Blir avstandene fra land store, må det benyttes likestrøm. I så fall vil kravene falle inn under reguleringene knyttet til HVDC anlegg (NC-HVDC). I NC-HVDC forordningen vises det til NC-RfG vedrørende de konkrete tekniske funksjonskravene. Slik sett dekker NC-RfG både AC og HVDC tilknyttede havbaserte produksjonsenheter.

Pumpekraftverk

Pumpekraftverk er både produksjonsenheter og last avhengig av hvilken modus de driftes i. Det kan derfor oppstå uklarhet når ulik regulering gjelder og i hvilken grad slike anlegg faller innenfor kravene til NC-RfG. Det er derfor nødvendig å avklare anvendelsen for slike anlegg. Pumpekraftverk skal overholde alle de relevante kravene i både produksjonsmodus og pumpedriftmodus.

Industri-integrerte produksjonsenheter

Mange industrianlegg har integrerte produksjonsanlegg, eksempelvis mottrykksanlegg tilknyttet industriprosessen, eller produksjonsenheter tilknyttet industriområdet. I første tilfelle er energiproduksjonen direkte knyttet til industriprosessen, dvs. det ene påvirker det andre direkte. I det andre tilfelle vil produksjonen være prioritert mot industriforbruket og påvirke forsyningssikkerheten sett i forhold til innmatingskapasiteten til industriområdet eller, som en reserveløsning dersom innmatingskapasiteten reduseres eller bortfaller. Endringer i produksjonen i slike anlegg vil påvirke kraftflyten inn og ut av industriområdet. Det er derfor behov for å sikre en koordinert regulering av produksjonsenheterne mellom eier/konsesjonær av produksjonsenheten, systemoperatør for det elektriske nettet i industriområdet og aktuelle systemoperatør for tilknytningen av industriområdet til det øvrige nettet.

Kraft-varmeverk

Kombinerte kraft-varmeverk har den egenskap at de leverer elektrisk energi som et resultat av den varmen de produserer. Det er varmeproduksjonen som er den sentrale leveransen, elektrisitet er et biprodukt eller en tilleggs gevinst (har i enkelte sammenhenger i Danmark medført såkalt el-overløp, det vil si det produseres mer strøm enn det er behov for). Å stille funksjonskrav til opprettholde konstant aktiv effektproduksjon eller å endre aktiv effektproduksjon fra slike anlegg vil kunne medføre inngrep i primærleveransene fra slike anlegg – varme.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til disse bestemmelsene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens regelverk har i liten grad regulering spesielt rettet mot pumpekraft og produksjon i industrianlegg. I FIKS kap. 3.4 omhandles funksjonskrav til termisk kraft.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag i forhold til andre land.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte kommentarer til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
	X	X	X	X		X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 7

Engelsk forordningstekst

Article 7 **Regulatory aspects**

1. *Requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation shall be subject to approval by the entity designated by the Member State and be published. The designated entity shall be the regulatory authority unless otherwise provided by the Member State.*
2. *For site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation, Member States may require approval by a designated entity.*
3. *When applying this Regulation, Member States, competent entities and system operators shall:*
 - (a) *apply the principles of proportionality and non-discrimination;*
 - (b) *ensure transparency;*
 - (c) *apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved;*
 - (d) *respect the responsibility assigned to the relevant TSO in order to ensure system security, including as required by national legislation;*
 - (e) *consult with relevant DSOs and take account of potential impacts on their system;*
 - (f) *take into consideration agreed European standards and technical specifications.*

4. *The relevant system operator or TSO shall submit a proposal for requirements of general application, or the methodology used to calculate or establish them, for approval by the competent entity within two years of entry into force of this Regulation.*
5. *Where this Regulation requires the relevant system operator, relevant TSO, power generating facility owner and/or the distribution system operator to seek agreement, they shall endeavour to do so within six months after a first proposal has been submitted by one party to the other parties. If no agreement has been found within this timeframe, each party may request the relevant regulatory authority to issue a decision within six months.*
6. *Competent entities shall take decisions on proposals for requirements or methodologies within six months following the receipt of such proposals.*
7. *If the relevant system operator or TSO deems an amendment to requirements or methodologies as provided for and approved under paragraph 1 and 2 to be necessary, the requirements provided for in paragraphs 3 to 8 shall apply to the proposed amendment. System operators and TSOs proposing an amendment shall take into account the legitimate expectations, if any, of power generating facility owners, equipment manufacturers and other stakeholders based on the initially specified or agreed requirements or methodologies.*
8. *Any party having a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations under this Regulation may refer the complaint to the regulatory authority which, acting as dispute settlement authority, shall issue a decision within two months after receipt of the complaint. That period may be extended by two months where additional information is sought by the regulatory authority. That extended period may be further extended with the agreement of the complainant. The regulatory authority's decision shall have binding effect unless and until overruled on appeal.*
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.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 7

Regulatoriske forhold

1. Krav med generell gyldighet, som skal fastsettes av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig regulert av denne forordningen, skal godkjennes av en enhet utpekt av medlemslandet, og offentliggjøres. Den utpekte enheten skal være reguleringsmyndigheten med mindre annet er bestemt av medlemslandet.
2. For anleggsspesifikke krav fastsatt av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig i henhold til denne forordningen kan medlemslandet kreve godkjenning fra den utpekte enheten.
3. Ved anvendelse av denne forordningen, skal medlemslandet, kompetent myndighet og systemoperatører;
 - (a) anvende prinsippene for proporsjonalitet og ikke-diskriminering;
 - (b) sørge for transparens;
 - (c) anvende prinsippet om optimering mellom høyeste effektivitet og laveste totale kostnad for alle involverte parter;

- (d) respektere ansvaret delegert til systemansvarlig slik at systemsikkerheten ivaretas, også hensyn tatt til nasjonal lovgivning;
 - (e) konsultere aktuelle DSOer og ta hensyn til eventuelle innvirkninger på deres system;
 - (f) ta hensyn til avtalte europeiske standarder og tekniske spesifikasjoner;
4. Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal sende inn et forslag til krav for generell anvendelse, eller metoden som skal anvendes for å beregne eller fastsette dem, for godkjenning av kompetent myndighet innen to år etter at denne forordningen har trådt i kraft.
 5. Der denne forordningen krever at aktuell systemoperatør, systemansvarlig og/eller produksjonsanleggets eier skal komme til enighet, skal de forsøke å gjøre dette innen seks måneder etter at det første forslaget har blitt sendt av en part til de andre partene. Dersom partene ikke har kommet til enighet innenfor denne tidsrammen kan hver av partene kreve at reguleringsmyndigheten fatter en beslutning innen seks måneder.
 6. Kompetent myndighet skal ta avgjørelser om forslag til krav eller metoder innen seks måneder etter mottagelsen av forslaget.
 7. Dersom aktuell systemoperatør eller systemansvarlig anser det som nødvendig med en endring/et tillegg til kravene eller metoder som er fastsatt og godkjent i henhold til første og annet ledd, skal kravene gitt i tredje til åttende ledd gjelde for den foreslåtte endringen. Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig, som foreslår endringen, skal ta hensyn til de berettigede forventningene, dersom det er noen, som produksjonsanleggets eier, utstyrsleverandører eller andre interessenter kan ha basert på det opprinnelig fastsatte eller avtalte kravet eller metoden.
 8. Enhver part som har en klage mot en aktuell systemoperatør eller systemansvarlig relatert til den aktuelle systemoperatørens eller systemansvarliges plikter under denne forordning, kan sende klagen til reguleringsmyndigheten som, gjennom å være tvisteløsningsmyndighet, skal fatte en beslutning innen to måneder etter å ha mottatt klagen. Perioden kan forlenges med to måneder dersom reguleringsmyndigheten etterspør mer informasjon. Den utvidede perioden kan ytterligere forlenges etter avtale med den klagende part. Reguleringsmyndighetens avgjørelse skal være bindende med mindre og inntil avgjørelsen er endret ved anke.
 9. For de kravene i denne forordningen som skal etableres av en aktuell systemoperatør, som ikke er systemansvarlig, kan medlemslandet bestemme at systemansvarlig skal være ansvarlig for å etablere de aktuelle kravene.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å tydeliggjøre rettigheter og forpliktelser, prinsippene for reguleringen, sikre fremdriften i arbeidet ved å gi klare tidsfrister for implementering, samt å regulere aktørenes klagemulighet.

Niende ledd åpner for at medlemslandet kan deleger ansvaret for å fastsette alle krav til systemansvarlig.

Bakgrunn til bestemmelsen

Som over.

Statnetts anbefaling

Formålet med bestemmelsene i denne forordningen er å sikre produksjonsenheters funksjonalitet i kraftsystemet, på en transparent, proporsjonal, nøytral, ikke-diskriminerende og harmonisert måte. Kravene, som stilles overfor eier/konsesjonærer av produksjonsenheter, må derfor sees i sammenheng på tvers av geografiske skiller, nett- og eierstruktur, og ressurser og kompetanseforskjeller mellom de ulike aktørene. Dette innebærer etter Statnetts skjønn et behov for en harmonisert utvikling av krav og veiledning for hvordan forordningen skal implementeres og praktiseres. Hensynet til nøytralitet er vesentlig. At operasjonaliseringen av regelverket spres på mange ulike enheter organisert på ulike måter åpner muligheten for diskriminering av ulike produsenter. Dette kan være spesielt utfordrende der vertikalintegreerte selskaper også ivaretar systemoperatørfunksjonen, der egne produksjonsinteresser kan komme i konflikt med eksterne aktørers interesser.

Statnett anbefaler derfor at systemansvarlig gis en sentral rolle i å koordinere og utvikle de konkrete kravene og metodene for oppfølging. Dette bør gjøres i samarbeid med aktuelle systemoperatører og eiere/konsesjonærer for produksjonsenheter.

§1 Krav med generell gyldighet

Statnett anbefaler at reguleringsmyndighetens godkjenning av krav med generell gyldighet, baseres på et samlet forslag fra systemansvarlig, utviklet i samarbeid med aktuelle systemoperatører.

§2 Anleggsspesifikke krav

For anleggsspesifikke krav anbefaler Statnett at systemansvarlig, i henhold til §7.9 gis hjemmel til å fastsette kravene i henhold til denne forordningen.

§4 Godkjenning av metode for eller krav til generell anvendelse

Med hjemmel i §7.9 foreslår Statnett at systemansvarlig delegeres hjemmel til å fastsette krav for generell anvendelse, og eventuelle metoder, som skal anvendes for å beregne eller fastsette dem, for godkjenning av reguleringsmyndigheten.

§9 Delegation av myndighet til å fastsette krav

Statnett anbefaler at systemansvarlig, i henhold til denne paragraf, delegeres hjemmel til å fastsette funksjonskrav, prosesser og metodikk for oppfølging av forordningens ulike krav. Kravene skal reguleres gjennom tilknytningsavtaler og følges opp av aktuelle systemoperatører og systemansvarlig. Statnett mener at de konkrete funksjonskrav, som ikke er regulert direkte i forordningen, prosesser og metode, bør utarbeides i en nær dialog mellom systemansvarlig, aktuelle systemoperatører, eiere/konsesjonærer for produksjonsanlegg, bransje- og standardiseringsorganisasjoner, for å sikre en harmonisert og balansert veiledning for operasjonaliseringen av regelverket.

Sammenligning med eksisterende regelverk

I dagens regulering gjelder systemansvaret prinsipielt for hele kraftsystemet, men i praksis avgrenset til sentral- og regionalnettet, med noen få unntak hvor systemansvaret griper ned i anlegg regulert av områdekonsesjonen.

For produksjonsanlegg skal systemansvarlig i henhold til dagens regelverk godkjenne alle anlegg som knyttes til sentral- og regionalnettet, samt anlegg i distribusjonsnettet, som er av vesentlig betydning for driften av overliggende nett, ref. fos §14. Dette er vedtaksfullmakt gjennom en delegert offentlige forvaltningsfullmakt, som skal følge forvaltningslovens bestemmelser. Anlegg tilknyttet nettnivå ≤ 22 kV, behandles primært ved at områdekonsesjonær, gjennom en regulert innmeldingsplikt, melder inn anlegg til systemansvarlig eller at anleggseier selv melder inn for godkjenning. Anlegg som faller innenfor fos §14 bestemmelsene, kan ikke settes i drift uten godkjennelse fra systemansvarlige. Praktiseringen av dette arbeidet er beskrevet i flere dokumenter utarbeidet av systemansvarlig (FIKS med tilhørende veiledning/utdypning).

Den største styrken med dagens løsning er at den er relativt enkel, oversiktlig, relativt avgrenset i omfang og at nøytraliteten ivaretas mellom ulike produsenter og netteiere. En helhetlig tilnærming er relativt enkel ettersom vurderingene foretas av en part - systemansvarlig. Den sikrer i tillegg systemansvarlig god kontroll med nødvendig funksjonalitet og systemtjenester i utviklingen av og den operative driften av kraftsystemet.

Mye av enkelheten i dagens løsning er basert på at vedtakskompetansen i §14 primært er avgrenset til anlegg i sentral- og regionalnettet. Kravene i NC-RfG er rettet mot all tilkople og planlagt tilkople produksjon i nettet ≥ 800 W. Kravene til etterlevelse, kontroll og oppfølging i NC-RfG vil bli betydelig større enn i dagens ordning. En løsning tilsvarende dagens, hvor systemansvarlige skal ivareta alle krav til oppfølging, vil kreve store ressurser og gripe tungt inn i andre netteieres interesse- og ansvarsområder.

Dagens løsning hvor systemansvarlig stiller krav til funksjonalitet, som i hovedsak er av lokal betydning, eksempelvis spenningsregulering og regulering av reaktiv effekt, skaper flere utfordringer knyttet til både behovsbegrunnelse og bruk. Lokale spenningsreguleringsforhold og behov for reaktiv kompensering varierer avhengig av nettets beskaffenhet og belastning. Reaktiv effekt bør i utgangspunktet ikke transporteres over lange avstander og andre kompenseringsskilder må benyttes for å håndtere overordnede behov. I tillegg kan sentral styring medføre lokale driftsutfordringer, som utfordrer ansvarlig konsesjonærs (nettselskapets) forpliktelser knyttet til leveringskvalitet og økonomisk risiko ved skade på utstyr og utfall (KILE).

Fra bransjehold er nøytralitet også trukket frem som en utfordring ved dagens løsning, hvor krav stilles til produsenter uten godtgjøring gitt behov generert ut fra nettmessige behov eller -mangler. Det har også vært hevdet at omfattende krav til funksjonalitet for å kunne levere systemtjenester også bidrar til å svekke både betalingsvillighet og fremtidig prising i markedsløsninger for ulike systemtjenester, dvs. medfører et overskudd av funksjonalitet som presser prisene for tjenestene ned.

Den nye forordningen om tilknytning av produksjonsanlegg, NC-RfG, har et annet utgangspunkt for håndteringen av krav som skal stilles til anlegg som tilknyttes systemet. Istedenfor å basere seg på en delegert vedtaksfullmakt til TSO/systemansvarlig/systemoperatør, legger forordningen opp til at krav og kravetterlevelse skal håndteres gjennom tilknytningsavtaler og andre avtalebaserte løsninger. Nasjonal regulator har et særlig ansvar for å sikre at dette gjennomføres.

Regulatory authorities shall ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing power-generating facilities subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for power-generating facilities, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.³

Forordningen definerer ikke "system operator", men det er nærliggende å anta at definisjonen av "relevant system operator" er dekkende.

³ NC-RfG article 71 Amendment of contracts and general terms and conditions, 3. Ledd.

‘relevant system operator’ means the transmission system operator or distribution system operator to whose system a power-generating module, demand facility, distribution system or HVDC system is or will be connected;

Av denne definisjonen fremgår det at aktuell systemoperatør er den TSO eller DSO hvor produksjonsanlegget skal eller vil bli tilknyttet i hhv. transmisjons- og distribusjonssystemet. Begge disse systemene, dvs. transmisjon og distribusjon, skal i henhold til Eldirektivet (II og III) defineres entydig. Dette er et arbeid NVE er i gang med og, som så langt Statnett erfarer, skal ferdigstilles innen 2017.

Det ovennevnte innebærer i utgangspunktet at det skal inngås tilknytningsavtaler mellom tiltakshaver og aktuell systemoperatør i tilknytningspunktet (TSO, DSO/nettselskap) for nye anlegg, som reflekterer kravene som stilles i forordningen. Tilknytningskontrakten skal inneholde de tekniske kravene som stilles til anlegget⁴. Tilsvarende kan gjøres gjeldende for eksisterende anlegg dersom det foretas vesentlige endringer i anleggene, eller i de tilfeller regulator bestemmer at eksisterende anlegg skal underlegges hele eller deler av forordningen.

Denne avtaletilnærmingen er, som det fremgår av det ovenstående, ikke i samsvar med dagens norske regulering. Eksisterende tilknytningskontrakter regulerer i liten grad de krav som stilles i forordningen. Kravene til produksjonsanlegg tilknyttet sentral- og regionalnettet følges, som nevnt, opp av systemansvarlig gjennom delegert vedtaksfullmakt fra NVE, fos §14. Gjennom enkeltvedtak i enkeltsaker setter systemansvarlige krav til nye anlegg og eksisterende anlegg hvor det foretas endringer.

Dersom forordningens hovedprinsipp om regulering gjennom avtaler gjennomføres, innebærer dette et regimeskifte i Norge for håndtering av nye produksjonsanlegg i regional- og sentralnettet, som avhengig av hvordan aktuell systemoperatør defineres, vil medføre at systemansvarliges rolle endres. Statnett vil ha avtaleansvaret for nye anlegg tilknyttet transmisjonsnettet gjennom tilknytningskontrakter. Alle anlegg som tilknyttes i distribusjonsnettet definert av Eldirektivet, dvs. det nettet som ikke er definert som transmisjon, vil reguleres gjennom tilknytningskontrakter mellom netteiere/DSOer i underliggende nett og eiere av nye tilknyttede produksjonsanlegg.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land, men de regulatoriske forholdene varierer mye mellom ulike land i Europa. Erfaringsmessig er den avtalebaserte reguleringen normen. Regulering gjennom delegert vedtakskompetanse synes å være unik for Norge.

Behov for koordinering med andre interessenter

Uavhengig av valg av løsning vil det være et behov for utstrakt koordinering mellom ulike systemoperatører, eiere/konsesjonærer av produksjonsanlegg og systemansvarlig. Regulering gjennom avtaler nødvendiggjør etablering av harmoniserte løsninger og veiledningsdokumenter som sikrer likebehandling og en effektiv og hensiktsmessig gjennomføring av forordningens bestemmelser.

⁴ Artikkel 2 Definitions, ledd 14 "Connection agreement"

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter er enig i at det er viktig med harmonisert implementering av regelverket, siden dette vil bli forvaltet av flere selskaper. Disse representanter støtter derfor ideen om at det bør utarbeides veiledere til operasjonalisering av NC-RfG og øvrige tilknytningskoder samt standard tilknytningsavtaler.

De er imidlertid ikke enig i at systemansvarlig skal ha en bestemmende rolle i dette arbeidet, slik Statnett anbefaler. Det nevnes flere årsaker til dette. For det første oppfatter disse representantene at Statnett ikke vil være nøytral i forhold til veiledernes innhold. Statnett er både systemansvarlig, eier av transmisjonsnett og HVDC-kabler, og oppfattes i for stor grad å kunne vektlegge egne interesser i disse rollene ved utarbeidelse av veiledere. For det andre vil det trolig være andre systemoperatører enn Statnett som i all hovedsak skal forvalte tilknytningskoden, NC-RfG. Ny produksjon med installert effekt større eller lik 800 W vil ventelig i all hovedsak bli tilknyttet distribusjonsnettet.

Energi Norges representanter mener derfor det ikke er naturlig at systemansvarlig delegeres hjemmel til å fastsette krav for generell anvendelse. Tvert imot er det viktig at ansvaret for å utarbeide veiledere legges til en nøytral aktør, som ikke har egeninteresse i forhold til hvordan krav skal utformes, men kan veie ulike hensyn. Disse representanter mener derfor at det er nasjonal reguleringsmyndighet/RME som bør ha ansvar for dette arbeidet. Det vises til Ot.Prop. 5 L (2017 – 2018) knyttet til den uavhengige reguleringsmyndigheten (RME). Det fremgår av lovproposisjonen at reguleringsmyndigheten skal tilføres ressurser for å ivareta disse oppgavene. Det virker derfor naturlig at nasjonal reguleringsmyndighet tar det overordnede ansvaret for utarbeidelse av veiledere mv. Dette vil også kunne virke forebyggende for å unngå unødvendig senere klagebehandling.

Vi støtter at ulike interessenter må delta i arbeidet med å utarbeide veiledere, dvs systemansvarlig og relevante systemoperatører, bransjeorganisasjoner, og standardiseringsorganisasjoner og andre organisasjoner. Nøytralt kunnskapsmiljøer kan eventuelt også trekkes inn, eventuelt på ad-hoc basis.

Når det gjelder relevante systemoperatørers senere gjennomføring av NC-RfG i Norge, er Energi Norges representanter i referansegruppen bevisst at dette vil stille krav blant annet til kompetanse og nødvendig saksbehandlingskapasitet. Dette, sammen med målet om harmonisert praksis, tilsier at det må være en kvalifisering av aktører, som skal inneha rollen som relevant systemoperatør.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
7	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 8

Engelsk forordningstekst

Article 8 **Multiple TSOs**

1. *Where more than one TSO exists in a Member State, this Regulation shall apply to all those TSOs.*
2. *Member States may, under the national regulatory regime, provide that the responsibility of a TSO to comply with one or some or all obligations under this Regulation is assigned to one or more specific TSOs.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 8 **Flere systemansvarlige**

1. Dersom det er flere enn en TSO/systemansvarlig i et medlemsland, skal denne forordningen gjelde for alle disse TSOene/systemansvarlige.
2. Medlemslandet kan, under sitt nasjonale regulatoriske system, angi at en TSOs/systemansvarligs ansvar for å etterfølge en eller flere av pliktene i denne forordningen tilordnes en eller flere spesifikke TSOer/systemansvarlige.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre en enhetlig regulering i de tilfelle det er flere TSOer i et land.

Bakgrunn til bestemmelsen

Unngå uklarheter og ansvars- og rolleblanding mellom ulike TSOer i samme land.

Statnetts anbefaling

I Norge er det kun en som er delegert myndighet som systemansvarlig og TSO, Statnett SF.

Sammenligning med eksisterende regelverk

I Prop. 35 L (2015–2016) Endringer i energiloven (skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet mv.) legger OED til grunn at Statnett som eier av et transmisjonssystem er å anse som transmisjonssystemoperatør (TSO). Etter hovedmodellen i tredje elmarkedsdirektiv er det krav om eiermessig skille for TSO, noe som er et strengere krav enn selskapsmessig og funksjonelt skille. Departementet konkluderer med at Statnett i dag oppfyller kravene i andre elmarkedsdirektiv. I medhold av lov om statsforetak vil departementet også kunne sikre at Statnetts organisering er i henhold til de gjeldende kravene i andre elmarkedsdirektiv. I departementets forslag til lovvedtak om endringer i energiloven

(tredje energimarkedspakke) [10] har departementet foreslått inntatt egne bestemmelser om TSO for gjennomføring av tredje elmarkedsdirektiv.

Sammenlikning med andre land

Det er enkelte land som opererer med flere TSOer. Eksempelvis har Tyskland 4 TSOer.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
8	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 9

Engelsk forordningstekst

Article 9 **Recovery of costs**

- The costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation shall be assessed by the relevant regulatory authorities. Costs assessed as reasonable, efficient and proportionate shall be recovered through network tariffs or other appropriate mechanisms.*
- If requested by the relevant regulatory authorities, system operators referred to in paragraph 1 shall, within three months of the request, provide the information necessary to facilitate assessment of the costs incurred.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 9

Kostnadsdekning

1. Kostnader som bæres av systemoperatørene/systemansvarlig og som er underlagt regulering av nettleie og som stammer fra pliktene fastsatt i denne forordning skal vurderes av reguleringsmyndigheten. Kostnader som vurderes som rimelige, effektive og forholdsmessige, skal dekkes gjennom nettleien eller andre egnede mekanismer.
2. Dersom det etterspørres av reguleringsmyndigheten skal aktuell systemoperatør/systemansvarlig, som referert til i første ledd, innen tre måneder fra forespørsel, fremskaffe informasjonen som er nødvendig for å gjennomføre en vurdering av påførte kostnader.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere innhenting av kostnader som aktuelle systemoperatører/systemansvarlig har ved utøvelsen av de rettigheter og plikter som fremgår av forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre kostnadsinnhenting.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser eller øvrige anbefalinger til bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens kostnader hentes inn gjennom regulerte tariffingsregimer og ved bruk av markedsbaserte løsninger.

Sammenlikning med andre land

Kostnader dekkes inn på ulike måter, men gjøres gjennom ulike tariffingsregimer, avtalebaserte og markedsbaserte løsninger.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
9	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 10

Engelsk forordningstekst

Article 10 **Public consultation**

1. *Relevant system operators and relevant TSOs shall carry out consultation with stakeholders, including the competent authorities of each Member State, on proposals to extend the applicability of this Regulation to existing power generating modules in accordance with paragraph 3 of Article 4, for the proposal for thresholds in accordance with paragraph 3 of Article 5, and on the report prepared in accordance with Article 38(3) and the cost-benefit analysis undertaken in accordance with Article 63(2). The consultation shall last at least for a period of one month.*
2. *The relevant system operators or relevant TSOs shall duly take into account the views of the stakeholders resulting from the consultations prior to the submission of the draft proposal for thresholds, the report or cost benefit analysis for approval by the regulatory authority or, if applicable, the Member State. In all cases, a sound justification for including or not the views of the stakeholders shall be provided and published in a timely manner before, or simultaneously with, the publication of the proposal.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 10

Offentlig høring

1. Aktuell systemoperatør og systemansvarlig skal gjennomføre en høring med berørte parter, inkludert kompetent myndighet i hvert medlemsland. Dette gjelder forslag om å utvide gyldigheten av denne forordningen for eksisterende produksjonsenheter i henhold til § 4 tredje ledd, for forslag til grenseverdier i henhold til § 5 tredje ledd, for rapporten forberedt i henhold til § 38 tredje ledd og kost-/nytteanalysen gjennomført i henhold til § 63 annet ledd. Høringen skal vare i minst en måned.
2. Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal behørig ta hensyn til berørte parters synspunkter, som fremkommer gjennom høringene, før innlevering av utkast til grenseverdier, rapporten eller kost-/nytteanalysene til reguleringsmyndigheten, eller hvor det er aktuelt til medlemslandet. I alle tilfeller skal en begrunnelse for å inkludere eller ikke inkludere de berørte parters synspunkter gis og publiseres innen rimelig tid før eller samtidig med publiseringen av forslaget.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å regulere de områder hvor det kreves offentlig høring av foreslått endringer og sikre innsyn i begrunnelser og det samfunnsøkonomiske beslutningsunderlaget. Høringen skal sikre at berørte parter syn fremkommer og blir vurdert.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre tredjeparts og direkte parter involvering i beslutningsprosesser.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilføyelser eller øvrige anbefalinger til bestemmelsen.

Sammenlikning med eksisterende regelverk

Alle tilsvarende endringer i funksjonskrav, som kan ha konsekvenser for tredjepart eller berørte eiere/konsesjonærer reguleres i dag av forvaltningslovens bestemmelser. Forvaltningsloven skal sikre en forsvarlig, grundig og transparent saksbehandling, som sikrer likebehandling fra det offentliges side.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ikke en samlet oversikt over hvordan offentlige høringer er organisert og gjennomføres i ulike land.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser ingen behov for koordinering med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonseenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
10	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 11

Engelsk forordningstekst

Article 11 **Stakeholder involvement**

The Agency, in close cooperation with the ENTSO for Electricity, shall organise stakeholder involvement regarding the requirements for grid connection of power generating facilities, and other aspects of the implementation of this Regulation. This shall include regular meetings with stakeholders to identify problems and propose improvements notably related to the requirements for grid connection of power generating facilities.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 11

Involvering av interessenter

ACER skal, i tett samarbeid med ENTSO-E, organisere involvering av interessenter med hensyn til kravene for tilknytning av produksjonsanlegg, samt andre aspekter knyttet til implementeringen av denne forordningen. Dette innebærer faste møter med interessenter for å identifisere problemer og foreslå forbedringer spesielt tilknyttet kravene for tilknytning av produksjonsanlegg.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for aktørinvolvering.

Bakgrunn til bestemmelsen

Bidra til aktørinvolvering.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt. Statnett anbefaler at aktørene engasjerer seg i de fora som etableres for involvering.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Finnes ikke noe eksisterende regelverk på området.

Sammenlikning med andre land

Sammenlikningen på dette punktet ansees som lite relevant ettersom dette er en oppgave som skal foretas av ACER og ENTSO-E i Europa.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er etter Statnetts vurdering formålstjenlig med en tett koordinering mellom OED, NVE, Statnett som systemansvarlig og relevante bransjeorganisasjoner, i den videre oppfølgingen av det europeiske regelverket.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
11	X	X	X	X	X	X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 12

Engelsk forordningstekst

Article 12 **Confidentiality obligations**

- Any confidential information received, exchanged or transmitted pursuant to this Regulation shall be subject to the conditions of professional secrecy laid down in paragraphs 2, 3 and 4.*
- The obligation of professional secrecy shall apply to any persons, regulatory authorities or entities subject to the provisions of this Regulation.*
- Confidential information received by the persons, regulatory authorities or entities referred to in paragraph 2 in the course of their duties may not be divulged to any other person or authority, without prejudice to cases covered by national law, the other provisions of this Regulation or other relevant Union law.*
- Without prejudice to cases covered by national or Union law, regulatory authorities, entities or persons who receive confidential information pursuant to this Regulation may use it only for the purpose of carrying out their duties under this Regulation.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 12 **Taushetsplikt**

1. All konfidensiell informasjon som mottas, utveksles eller sendes i forbindelse med denne forordningen skal være underlagt vilkårene for taushetsplikt fastsatt i annet, tredje og fjerde ledd.
2. Taushetsplikt skal gjelde for alle personer, reguleringsmyndigheten eller enheter underlagt bestemmelsene i denne forordningen.
3. Konfidensiell informasjon som mottas av personer, reguleringsmyndigheter eller enheter referert til i annet ledd i utøvelsen av sine plikter, kan ikke utleveres til noen annen person eller myndighet, med forbehold for saker som omfattes av nasjonale lover, andre bestemmelser i denne forordning eller annen relevant europeisk lov.
4. Med forbehold om saker dekket av nasjonal eller europeisk lov, kan regulatormyndigheter, enheter eller personer, som mottar konfidensiell informasjon i henhold til denne forordningen, kun bruke den i den hensikt å utføre sine plikter under denne forordningen.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre konfidensiell informasjon og regulere en taushetsplikt for alle involverte parter underlagt denne forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre at konfidensiell informasjon håndteres korrekt.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen er endelig gitt. Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Taushetsplikten reguleres i dag av en rekke lover og forskrifter i Norge, herunder offentlighetsloven, beredskapsforskriften, sikkerhetsloven og forskrift om systemansvaret. I tillegg til regulering av konfidensiell informasjon regulerer disse regelverkene også håndteringen av sensitiv informasjon for rikets sikkerhet.

Sammenlikning med andre land

Statnett har ikke oversikt over hvordan regler knyttet til taushetsplikt reguleres i andre land.

Behov for koordinering med andre interessenter

Kravene til konfidensialitet må være i overensstemmelse med eksisterende nasjonal lovgivning og internasjonal rett.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
12	X	X	X	X	X	X	X	X

DEL II – KRAV

KAPITTEL 1 – GENERELLE KRAV

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 13

Engelsk forordningstekst

Article 13

General Requirements for type A power-generating modules

1. *Type A power generating modules shall fulfil the following requirements relating to frequency stability:*
 - (a) *With regard to frequency ranges:*
 - (i) *a power generating module shall be capable of remaining connected to the network and operate within the frequency ranges and time periods specified in Table 2;*
 - (ii) *the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, and the power generating facility owner may agree on wider frequency ranges, longer minimum times for operation or specific requirements for combined frequency and voltage deviations to ensure the best use of the technical capabilities of a power generating module, if it is required to preserve or to restore system security;*
 - (iii) *the power generating facility owner shall not unreasonably withhold consent to apply wider frequency ranges or longer minimum times for operation, taking account of their economic and technical feasibility.*
 - (b) *With regard to the rate of change of frequency withstand capability, a power-generating module shall be capable of staying connected to the network and operate at rates of change of frequency up to a value specified by the relevant TSO, unless disconnection was triggered by rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection. The relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify this rate-of-change-of-frequency-type loss of mains protection.*

Table 2

Minimum time periods for which a power-generating module has to be capable of operating on different frequencies, deviating from a nominal value, without disconnecting from the network.

Synchronous area	Frequency range	Time period for operation
<i>Continental Europe</i>	47.5 Hz – 48.5 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes</i>
	48.5 Hz – 49.0 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz</i>
	49.0 Hz – 51.0 Hz	<i>Unlimited</i>
	51.0 Hz – 51.5 Hz	<i>30 minutes</i>
<i>Nordic</i>	47.5 Hz – 48.5 Hz	<i>30 minutes</i>
	48.5 Hz – 49.0 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes</i>
	49.0 Hz – 51.0 Hz	<i>Unlimited</i>
	51.0 Hz – 51.5 Hz	<i>30 minutes</i>
<i>Great Britain</i>	47.0 Hz – 47.5 Hz	<i>20 seconds</i>
	47.5 Hz – 48.5 Hz	<i>90 minutes</i>
	48.5 Hz – 49.0 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes</i>
	49.0 Hz – 51.0 Hz	<i>Unlimited</i>
	51.0 Hz – 51.5 Hz	<i>90 minutes</i>
	51.5 Hz – 52.0 Hz	<i>15 minutes</i>
<i>Ireland and Northern Ireland</i>	47.5 Hz – 48.5 Hz	<i>90 minutes</i>
	48.5 Hz – 49.0 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 90 minutes</i>
	49.0 Hz – 51.0 Hz	<i>Unlimited</i>
	51.0 Hz – 51.5 Hz	<i>90 minutes</i>
<i>Baltic</i>	47.5 Hz – 48.5 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes</i>
	48.5 Hz – 49.0 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than the period for 47.5 Hz – 48.5 Hz</i>
	49.0 Hz – 51.0 Hz	<i>Unlimited</i>
	51.0 Hz – 51.5 Hz	<i>To be specified by each TSO, but not less than 30 minutes</i>

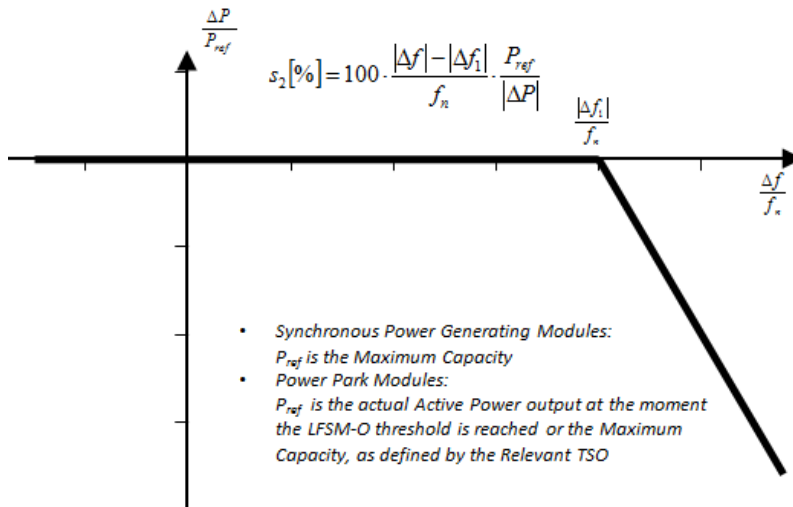
2. *With regard to the limited frequency sensitive mode — overfrequency (LFSM-O), the following shall apply, as determined by the relevant TSO for its control area in coordination*

with the TSOs of the same synchronous area to ensure minimal impacts on neighbouring areas:

- (a) the power generating module shall be capable of activating the provision of active power frequency response according to figure 1 at a frequency threshold and droop settings specified by the relevant TSO;
- (b) instead of the capability referred to in paragraph (a), the relevant TSO may choose to allow within its control area automatic disconnection and reconnection of power generating modules of Type A at randomised frequencies, ideally uniformly distributed, above a frequency threshold, as determined by the relevant TSO where it is able to demonstrate to the relevant regulatory authority, and with the cooperation of power generating module owners, that this has a limited cross-border impact and maintains the same level of operational security in all system states;
- (c) the frequency threshold shall be between 50.2 Hz and 50.5 Hz inclusive;
- (d) the droop settings shall be between 2 % and 12 %;
- (e) the power generating module shall be capable of activating a power frequency response with an initial delay that is as short as possible. If that delay is greater than two seconds, the power generating facility owner shall justify the delay, providing technical evidence to the relevant TSO;
- (f) the relevant TSO may require that upon reaching minimum regulating level, the power generating module be capable of either:
 - (i) continuing operation at this level; or
 - (ii) further decreasing active power output;
- (g) the power generating module shall be capable of operating stably during LFSM-O operation. When LFSM-O is active, the LFSM-O setpoint will prevail over any other active power setpoints.

Figure 1

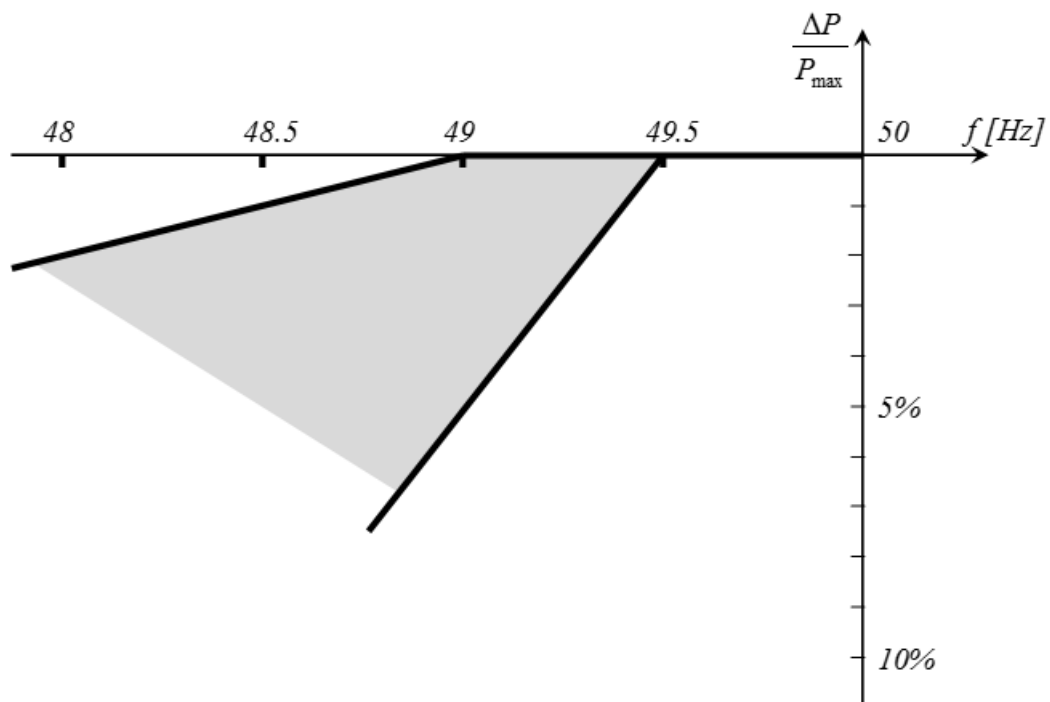
Active power frequency response capability of power-generating modules in LFSM-O



3. *The power generating module shall be capable of maintaining constant output at its target active power value regardless of changes in frequency, except where output follows the changes specified in the context of paragraphs 2 and 4 of this Article or points (c) and (d) of Article 15(2) as applicable.*
4. *The relevant TSO shall specify admissible active power reduction from maximum output with falling frequency in its control area as a rate of reduction falling within the boundaries, illustrated by the full lines in Figure 2:*
 - (a) *below 49 Hz falling by a reduction rate of 2 % of the maximum capacity at 50 Hz per 1 Hz frequency drop;*
 - (b) *below 49.5 Hz falling by a reduction rate of 10 % of the maximum capacity at 50 Hz per 1 Hz frequency drop.*
5. *The admissible active power reduction from maximum output shall:*
 - (a) *clearly specify the ambient conditions applicable;*
 - (b) *take account of the technical capabilities of power generating modules.*

Figure 2

Maximum power capability reduction with falling frequency



6. *The power-generating module shall be equipped with a logic interface (input port) in order to cease active power output within five seconds following an instruction being received at the input port. The relevant system operator shall have the right to specify requirements for equipment to make this facility operable remotely.*

7. *The relevant TSO shall specify the conditions under which a power generating module is capable of connecting automatically to the network. Those conditions shall include:*
- (a) frequency ranges within which an automatic connection is admissible, and a corresponding delay time; and*
 - (b) maximum admissible gradient of increase in active power output.*

Automatic connection is allowed unless specified otherwise by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 13

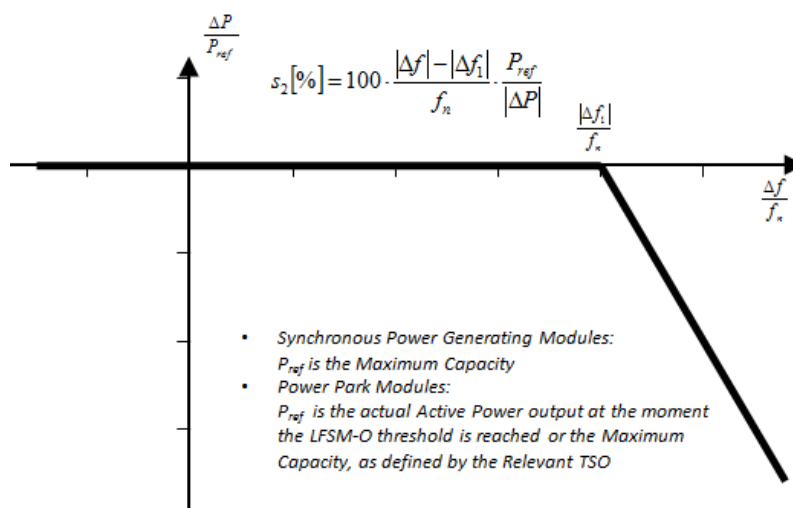
Generelle krav til type A produksjonsanlegg

1. Vedrørende frekvensstabilitet skal type A produksjonsanlegg overholde følgende krav:
- (a) Med hensyn til frekvensområde:
 - (i) En produksjonsenhet skal forbli tilkoblet nettet og holdes i drift innenfor de frekvens- og tidsrammene som er satt av tabell 2;
 - (ii) aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig og eier av produksjonsenheten bli enige om et bredere frekvensområde, lengre tidsintervaller eller spesielle krav med hensyn til kombinasjonen frekvens-spenning for å sikre god utnyttelse av det aktuelle anlegget, om det skulle være nødvendig for å bevare eller gjenopprette driftssikkerhet;
 - (iii) Eier av et produksjonsanlegg skal ikke, utenfor rimelighetens grenser, nekte å utvide frekvens- eller tidsintervall, så lenge økonomiske- og tekniske muligheter er hensyntatt.
 - (b) Med hensyn til ROCOF-egenskaper (Rate Of Change Of Frequency) skal et produksjonsanlegg holdes tilkoblet opp til en gitt frekvensendringsrate som er bestemt av systemansvarlig, med mindre frakoblingen skyldes utfall grunnet tap av synkronismevern. Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig bestemme verdier for vernet.

Synkronområde	Frekvensområde	Tidsområde for drift
Kontinental Europa	47.5 Hz – 48.5 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn perioden for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutters
Norden	47.5 Hz – 48.5 Hz	30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 30 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutter
Storbritannia	47.0 Hz – 47.5 Hz	20 sekunder
	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 90 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutter
	51.5 Hz – 52.0 Hz	15 minutter
Irland og Nord Irland	47.5 Hz – 48.5 Hz	90 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 90 minutter
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	90 minutter
Baltiske stater	47.5 Hz – 48.5 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 30 minutter
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn perioden for 47.5 Hz – 48.5 Hz
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Ubegrenset
	51.0 Hz – 51.5 Hz	Spesifiseres av systemansvarlig, men ikke mindre enn 30 minutter

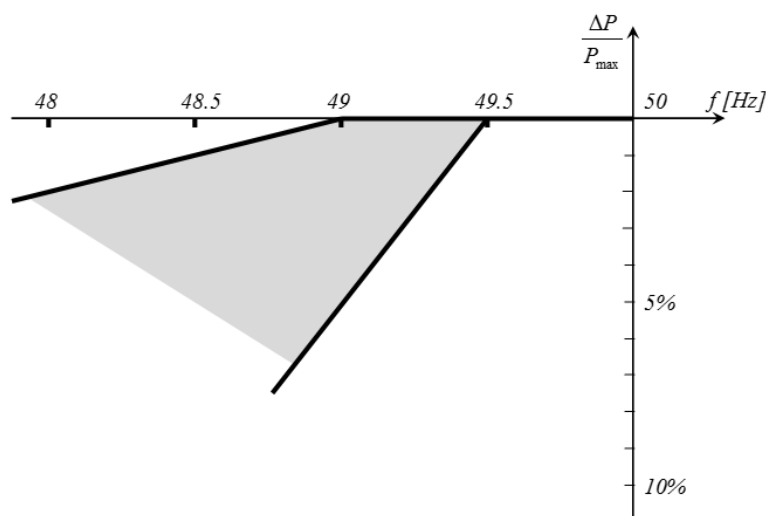
Tabell 2: Minimum tidsperiode hvor produksjonsanlegg skal være i drift for ulike frekvenser som avviker fra nominell frekvens.

2. Vedrørende begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O), gjelder følgende krav for produksjonsenheter av type A, bestemt av systemansvarlig i eget kontrollområde og koordinert med andre TSOer i samme synkronområde:
- Produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for reduksjon av aktiv effekt ved frekvensavvik (overfrekvens) i henhold til figur 1, med terskel og statikk satt av aktuell TSO;
 - Alternativt til funksjonaliteten beskrevet i (a), kan systemansvarlig tillate automatisk fra- og tilkoping av produksjonsenheter av type A i eget kontrollområde/synkronområde ved vilkårlig frekvens (ideelt med jevn fordeling) over et en gitt terskel, bestemt av systemansvarlig, hvor systemansvarlig og eier av produksjonsenheten kan vise ovenfor den regulerende myndighet at dette ikke gir betydelig innvirkning på tilstøtende områder og at produksjonsenheten opprettholder samme driftssikkerhet;
 - Terskelen skal være mellom 50,2 Hz og 50,5 Hz;
 - Statikk skal være satt til 2 til 12%;
 - Aktiveringen av produksjonsenhets frekvensregulering skal skje ved minimal tidsforsinkelse. Skulle forsinkelsen være større enn 2 s, skal eier av produksjonsanlegget begrunne dette ovenfor systemansvarlig ved fremvisning av teknisk dokumentasjon;
 - Systemansvarlig kan kreve at en produksjonsenheten regulert til minimum effekt skal kunne;
 - Opprettholde produksjon ved dette nivået; eller
 - Ytterligere redusere aktiv effektproduksjon;
 - Produksjonsenheten skal kunne operere stabilt ved begrenset frekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O). Når LFSM-O er aktivert, skal LFSM-O setpunktet overstyre alle andre aktive effekt setpunkt.



Figur 1: aktiv effektreferanse satt av frekvensavvik ved begrenset frekvenssensitivitetsmodus. Δf_1 er dødbåndsterskelen hvor overskridelse iverksetter nedregulering av levert aktiv effekt ved gitt statikk, s_2 .

3. Så lenge frekvensen er innenfor grensene satt i paragraf 13 2. ledd og paragraf 13 4. ledd eller paragraf 15 2.ledd, bokstav c og d, skal produksjonsenheten kunne levere konstant aktiv effekt.
4. Systemansvarlig skal spesifisere tillatt reduksjon av levert aktiv effekt ved underfrekvens med et grenseområde som angir maksimal effektendringsrate, figur 2.
 - (a) Under 49 Hz, med en reduksjonsrate på 2% av den maksimale effekten ved 50 Hz pr 1 Hz frekvensfall;
 - (b) Under 49,5 Hz, med en reduksjonsrate på 10% av den maksimale effekten ved 50 Hz pr 1 Hz frekvensfall;



Figur 2: Maksimal effektreduksjon ved frekvensfall. Det grå området representerer grensene hvor systemansvarlig kan legge grensene.

5. Den tillatte effektreduksjonen skal;
 - (a) tydelig reflektere de omliggende begrensningene;
 - (b) ta høyde for de tekniske egenskapene til produksjonsenheterne.
6. Produksjonsenheten skal ha funksjonalitet som gjør det mulig å stoppe all levert effekt innen fem sekunder etter at styringssignal er gitt. Aktuell systemoperatør skal kunne spesifisere nødvendig utstyr for å kunne fjernstyre anlegget.
7. Systemansvarlig skal spesifisere under hvilke forhold produksjonsenheten skal automatisk kunne tilkobles nettet. Disse forholdene skal inkludere:
 - (a) frekvensområde under hvilket automatisk gjeninnkobling er tillatt, med en tilhørende forsinkelse; og
 - (b) maksimal tillatt oppramping av effekt.

Automatisk gjeninnkobling er tillatt med mindre annet er spesifisert av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig.

Formål med bestemmelsen

13.1 Frekvensområder

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsenheter kan operere ved de frekvensavvik som kan oppstå ved en forstyrrelse som utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføringslinje. Dette skal sørge for at konsekvensene av et utfall blir begrenset og at forsyningssikkerheten ikke settes på spill. Bestemmelsen regulerer generelle krav til at produksjonsenheter for å sikre at bortfall av produksjon ikke setter driftssikkerheten i fare.

§13.2 Begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)

Motivasjonen bak dette kravet er å automatisk redusere levert aktiv effekt fra produksjonsenheter (synkrongeneratorer og kraftparkmoduler) for å nå nominell ny stasjonær frekvens i tilfeller av overfrekvens grunnet særlig anstrengt driftssituasjon (produksjonsoverskudd), med resulterende markante frekvensavvik. Slike situasjoner inkluderer store forstyrrelser i systemet, som stort utfall av last (f.eks. utfall av eksporterende HVDC-overføring) eller i mer ekstreme tilfeller systemkollaps eller –deling. Tilsvarende kan plutselig økt produksjon gi samme utfordring. Målet er å redusere levert aktiv effekt proporsjonalt med frekvensavviket for å gjenopprette effektbalansen.

De minste produksjonsanleggene har, som regel ingen regulering av levert effekt, og som et minimumskrav skal det være en kommunikasjon, som gjør det mulig å skru enheten av. Frakobling på frekvens skal koordineres av systemansvarlig.

§13.4-5 Reduksjon av aktiv effektproduksjon ved underfrekvens

Det stilles krav om å i størst mulig grad opprettholde evnene til å levere aktiv effekt ved redusert systemfrekvens, med hensyn til tekniske og andre omliggende begrensninger. Med et slikt krav er det ønskelig å begrense frafall av aktiv effekt etter en forstyrrelse, slik at systemresponsen ikke blir forverret. Hvis det er teknisk gjennomførbart skal produksjonsenheten ikke redusere levert aktiv effekt ved underfrekvens. Kravet er i all hovedsak myntet på produksjonsanlegg hvor teknologien setter begrensninger for levert aktiv effekt ved underfrekvens. Som et krav til produksjonsenheten kan kravet virke kontraproduktivt, da reduksjon av aktiv effekt ved lav frekvens vil øke effektubalansen i systemet.

Formålet med bestemmelsen i §13.5 er å påse at den effektreduksjon som tillates av §13.4 er teknisk/forholdsmessig begrunnet, da effektreduksjon hos produksjonsenheter ved underfrekvens egentlig er uønsket.

§13.6 Fjernstyring for stopp av levert effekt

Bestemmelsen skal legge til rette for styrbarhet i effektproduksjonen på et overordnet nivå gjennom at effektproduksjonen hos et flertall produksjonsenheter kan slås av/på via fjernstyring.

§13.7 Automatisk tilkobling

Siden de minste produksjonsenheterne som regel innkobles uten en sentral godkjenning, er det nødvendig å ha kontroll på under hvilke forhold produksjonsenheterne kan innkobles på nettet.

Bakgrunn til bestemmelsen

13.1 Frekvensområder

Bakgrunnen for forordningen (NC-RfG) er å etablere en praksis som bidrar til et likere regelverk og håndtering i Europa, samtidig som nasjonale særegenheter ivaretas. Da frekvensregulering har betydelig innvirkning over landegrenser innenfor samme synkronområde er det kritisk at funksjonaliteten komplimenterer hverandre. Kravene som går frem av tabell 2 er utarbeidet ved å sammenligne ulike praksiser, og etterstrebe det beste tekniske kompromiss for å gi sikker drift og tilrettelegge for gode tiltak ved særlig anstrengte driftssituasjoner.

Det tolkes som at tabellen med tid og frekvensintervaller er minstekrav. TSO kan fastsette krav om utvidede frekvensbånd dersom det ikke er til teknisk og økonomisk ugunst for produsenten. Dette er av spesiell relevans for Norge, da det ofte oppstår separatudriftssituasjoner som gir lokalt store frekvensvariasjoner. Dette må det tas hensyn til i den nasjonale implementeringen.

§13.2 Begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)

En utfordring man har erfart i andre europeiske land og som har vært førende for utviklingen av bestemmelsene for begrenset frekvenssensitivitetsmodus av type A-produksjonsanlegg, er den såkalte 50,2 Hz-utfordringen [11]. I de første fasene av utbyggingen av distribuert kraft, særlig PV-anlegg i Tyskland, ble det ikke satt særlige krav til frekvensregulering fra laveffektanlegg. PV-anlegg ble utstyrt med kontrollanlegg med frakopling ved 50,2 Hz. Med distribuert kraftproduksjon i kraftig vekst, har andelen effekt fra type A nådd en "ikke uvesentlig andel". Med vedvarende 50,2 Hz-frakoplingspraksis har ekstremtilfeller gitt stort effektutfall ved overskridelse av 50,2 Hz, som igjen gir frekvensfall, og følgelig innkopling av PV-anlegg. Resultatet er en vedvarende svingning rundt 50,2 Hz.

Med en forutsetning/forventning om betydelig andel distribuert kraftproduksjon, innfører forordningen en praksis som sikrer at distribuert kraftproduksjon reguleres på en måte som er hensiktsmessig for systemet som helhet. Figur 1 beskriver en effektkarakteristikk som gir nedregulering ved frekvens over Δf_1 Hz. Terskelen tilrettelegger for ønskelig maksimal kraftproduksjon fra eiers side, og systemansvarlig ønske om bidrag til frekvensregulering i særlig anstrengte driftssituasjoner.

Paragraf 13.2.b presenterer et alternativ, hvor fra- og tilkopling tillates, slik tidligere praksis har tillatt. Det oppfordres til at den aktuelle frakoplingsfrekvens settes innenfor et intervall, og at anlegg med denne funksjonaliteten fordeles uniformt i dette intervallet. Dette tillater inkrementell frakopling av effekt, og man vil i så måte unngå store samtidige utfall som beskrevet over.

Parametere er satt ved sammenligning og tilpasninger til forskjellige TSOers praksis per dags dato [12]. På grunn av noe variasjon i praksis mellom landene vil noen land være nødt til å endre praksis noe. Det fremgår av forarbeidene til NC-RfG at aktuelle TSOer finner parameterne rimlige. Det skilles ikke på produksjon fra forskjellige primære energikilder. Begrunnelsen for dette er hensynet til ikke-diskriminering og ønske om å legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon.

13.4 og 5 Effektreduksjon ved underfrekvens

I kraftverk med teknologi hvor effekten er koblet til frekvensen (rotasjonshastigheten), for eksempel gassturbiner, hvor lufttilstrømningen er bestemt av rotasjonshastigheten, som igjen bestemmer drivstofftilførselen, og dermed ytterligere bidrar til redusert effektbidrag. Tiltak kan gjøres for å ta hånd om effektreduksjonen, for eksempel økning av temperatur, eller reservedampinjisering.

§13.6 Fjernstyring for stopp av levert effekt

Spesielt i nødsituasjoner når systemstabiliteten og forsyningssikkerheten er i fare, trenger aktuell systemoperatør eller systemansvarlig muligheten til å redusere aktiv effektproduksjon fra produksjonssenheter for å ivareta forsyningssikkerheten. Det er som regel ikke mulig å redusere den aktive effektproduksjonen fra enhver av de minste produksjonssenheter. Hvis det ikke var mulig å oppnå styrbarhet i effektproduksjonen fra de minste produksjonssenheter på overordnet nivå, ville det legge begrensninger på installert effektvolum hos disse enhetene. Slike begrensninger er ikke i tråd med EUs energipolitiske mål.

§13.7 Automatisk tilkobling

Når kraftsystemet er i en situasjon med altfor høy frekvens, ønsker systemansvarlig i utgangspunktet ikke at ytterligere produksjon blir koblet inn. Små produksjonssenheter som har blitt koblet ut automatisk må imidlertid ha et definert nivå for automatisk innkobling til nettet.

Det såkalte 50,2 Hz problemet (beskrevet i bakgrunns- og veiledningsmaterialet for § 13.2) har også betydning for denne bestemmelse.

Statnetts anbefaling

§13.1

Statnett mener at de generelle kravene som stilles i NC-RfG til frekvensområder og varigheter som produksjonssenheter skal kunne operere innenfor uten utfall, ikke er tilstrekkelige for å håndtere separatudriftssituasjoner i Norge. Det vil i tilfelle resultere i flere avbrudd for sluttbrukere.

Statnett anbefaler derfor at paragraf 13.1.a.iii benyttes til å definere et generelt bredere krav til frekvensområder og minimum varighet for drift for ulike typer kraftverk, tabell A2. Kortvarige frekvensavvik utover kravet i NC-RfG vil øke sannsynligheten for avbruddsfri overgang til separatudrift innenfor produksjonsapparatets dimensjonering. Norconsult vurderer i sitt innspill til Statnett at det ikke er noen merkostnad knyttet til installasjon eller drift som følge av krav til utvidet frekvensbånd [13]⁵. Konklusjonen fra dette arbeidet vedrørende frekvensgrenser for produksjon, som er dimensjonert for separatudrift er gitt av Figur I1. Dette virkeområdet er erfaringsmessig ifølge Norconsultrapporten "hylleware".

Når det kommer til frekvens er det viktig å skille mellom frekvensbånd for virkeområde og for driftsområde. Statnetts anbefaling om utvidede frekvensområder iht §§ 13.1.a.ii og -iii i NC-RfG er produksjonssenheterenes virkeområde, dvs. frekvensene produksjonssenheten kan driftes innenfor.

- Virkeområde
 - Generator og turbin begrenses av mekaniske påkjenningene grunnet sentripetalkreftene som oppstår ved overfrekvens. Rusevern sørger for å stoppe turbinen når turtallet er for høyt. Generatoren designes for ruseturtallet. Dette området er typisk i området 40-70 Hz.
 - Transformator begrenses av underfrekvenser hvor over-fluxing utfordrer de termiske grensene.
 - Hjelpesystemer (pumper og motorer) begrenses av temperaturøkning og at direktdrevne synkron motorer vil overbelastes ved overfrekvens (i ytterste tilfelle øker kubisk med frekvensen). Dersom man mister trykket går ledeapparatet til stenging.

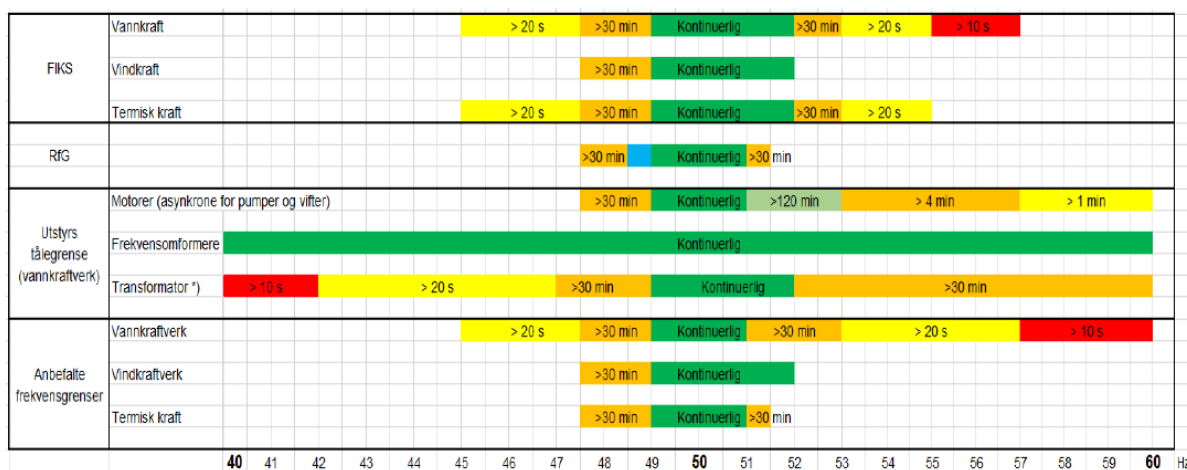
⁵ Norconsultrapport 2017, s. 100

- Bruksområde
 - Frekvensområder i retningslinjer som SINTEFs "Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter mindre enn 10 MW til distribusjonsnettet, rapport TR A6343.01" og RENs "Tekniske funksjonskrav" har til hensikt å stille frekvensvern for å ivareta andre hensyn enn virkeområdet til produksjonsenheten. Dette kan eksempelvis være for at ustabil småkraft skal kobles fra raskt, for å sikre at man ikke får store spenningstransiente ved gjeninnkobling (GIK) på 22 kV-radialer når småkraften har fått faseforskyvning.

Oppsummert handler kravene i NC-RfG om hvilke frekvensområder Statnett legger til grunn at produksjonsenheterne kan driftes innenfor, mens det i driften må koordineres hvilke frekvenser det skal driftes innenfor. Her vil det være ulike interesser av å opprettholde produksjon for systemet og unngå lokale utfordringer som spenningstransienter.

Frekvensområde	Varighet
45,0 Hz – 47,5 Hz	20 sekunder
47,5 Hz – 49,0 Hz	30 minutter
49,0 Hz – 51,0 Hz	Kontinuerlig
51,0 Hz – 51,5,0 Hz	30 minutter
51,0 Hz – 53,0 Hz	30 minutter
53,0 Hz – 57,0 Hz	20 sekunder
57,0 Hz – 60,0 Hz	10 sekunder

Tabell A2: Minimum tidsperioder hvor produksjonsanlegg skal være i drift for ulike avvik fra nominell frekvens.



Figur I1: Grafisk fremstilling av konklusjon fra Norconsult rapport vedrørende anbefalte frekvensgrenser for å ivareta evne for separatdrifter i det norske kraftsystemet.

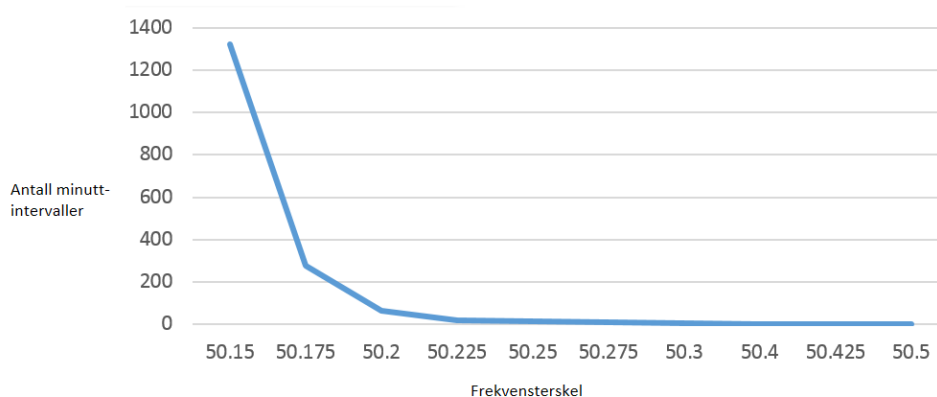
Med hensyn til ROCOF-egenskaper (Rate Of Change Of Frequency), gitt i §13.1.b, anbefaler Statnett at produksjonsenheterne holdes tilkoblet minst opp til 1,5 Hz/s i mer enn 1 sekund, med mindre frakoblingen skyldes utfall grunnet tap av synkronisme-vern.

§13.2 Begrenset overfrekvenssensitivetsmodus (LFSM-O)

Statnett anbefaler følgende innstillinger for produksjonsenheter av type A (og B):

- Frekvensnivå for nedregulering skal være på 50,5 Hz.
- Statikkinnstilling skal være på 4 %.

I forbindelse med utvikling av nye krav til frekvensmarkeder tar man sikte på at alle reserver som aktiveres/leveres innenfor båndet 49,5 og 50,5 Hz er markedsbaserte leveranser, ikke som følge av direkte regulerte krav. For å hindre konflikt med markedet anbefales en terskelverdi på 50,5 Hz. Av innsamlede PMU⁶-målinger i Hasle fremkommer det at også under samkjøringsdrift vil konsekvensene av å sette frekvensnivået for nedregulering lavt være begrenset. I 2013 var det kun under 63 minuttintervaller hvor frekvensen ved noe tilfelle var over 50,2 Hz, aldri over 50,5 Hz, se figur 12.



Figur 12 - Antall minuttintervaller der PMU-målinger i Hasle viser at frekvensen ved noe tilfelle har gått over en viss frekvensterskel under minuttintervallet.

Kravene til nedregulering ved overfrekvens for type C, D anlegg reguleres tilsvarende som type A anlegg i §13. For produksjonsenheter av type C og D anbefaler Statnett at:

- Frekvensnivå for denne type nedregulering skal kunne innstilles til en vilkårlig verdi mellom 50,2 og 50,5 Hz.
- Statikkinnstilling for denne type nedregulering skal kunne innstilles til en vilkårlig verdi mellom 2 og 12 %.
- Systemansvarlig gis hjemmel til å regelmessig vedta aktuelle innstillinger av frekvensnivå for nedregulering og statikk ved slik nedregulering. Dette tilsvarer den hjemmel som systemansvarlig allerede per i dag har i fos § 9 for produksjonsenheter med evne til normal frekvensregulering.

Statnett ønsker også å tydeliggjøre at foretrukket frekvensnivå for denne type nedregulering og tilhørende statikk bør kunne innstilles fra driftssentral, men at det ikke er en absolutt nødvendighet.

Anbefalingen gir større produksjonsenheter en fleksibilitet, som er ønskelig i et kraftsystem i forandring (økt innslag av fornybar, flere utlandsforbindelser mm). Anbefalingen vurderes heller ikke som kostnadsdrivende da produksjonsenheter av type C og D allikevel vil ha krav til utstyr for normal frekvensregulering iht. §15.2.d, som krever diverse innstillingsmuligheter.

⁶ PMU - Phasor Measurement Unit, en enhet som måler tidssynkronisert og med høy oppløsning.

Videre ønsker Statnett å presisere at P_{ref} i figur 1, også for kraftparkmoduler, bør refereres merkeeffekt. Bakgrunnen for dette er at statikken, også for kraftparkmoduler, refereres merkeeffekt i henhold til eksisterende norsk praksis. Det vurderes som hensiktsmessig å videreføre dette da det er en enkel tilnærming at statikkinnstillinger for alle typer av produksjonsenheter er referert merkeeffekt. I tillegg anbefaler Statnett, i forbindelse med bokstav (d), at når en produksjonsenhet er i ferd med å regulere til minimum effekt, skal den også kunne redusere effektproduksjonen ytterligere (slås av). Ytterligere reduksjon av effektproduksjonen (avstengning) når en produksjonsenhet er i ferd med å regulere til minimum effekt anbefales fordi en slik respons kan være kritisk for at separatudriftsområder skal overleve. De produksjonsenheter, som er best egnet for frekvensreguleringen i separatudriftsområdene, vil overta reguleringen og opprettholde kraftforsyningen til områdene, mens de mindre egnede enhetene vil falle i fra.

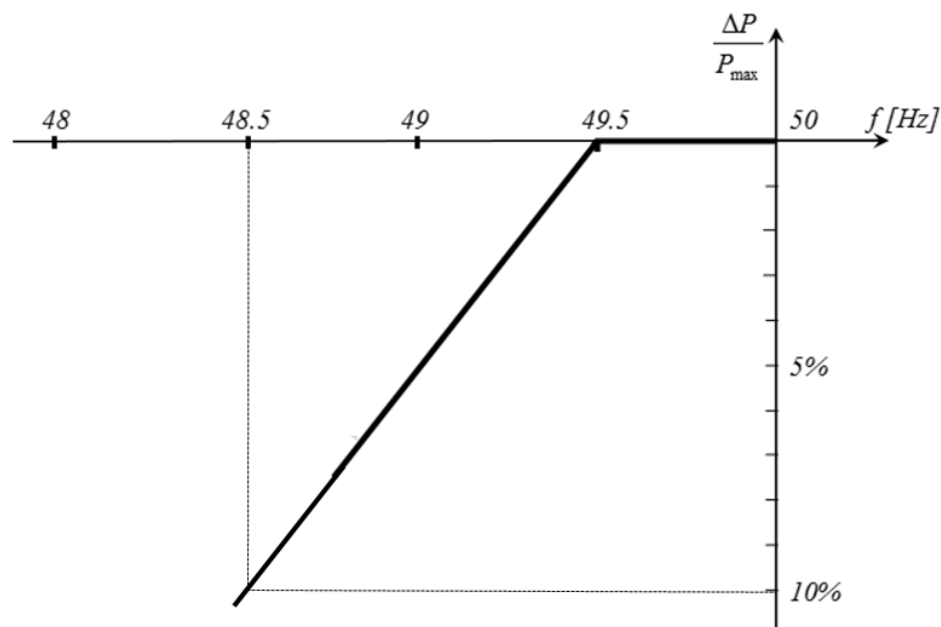
§13.3 Evne til konstant effektleveranse

Bestemmelsen er allerede entydig definert i EU-forordningen. Det følger derfor ingen anbefaling til denne bestemmelsen.

§§13.4 og 13.5 Tillatt reduksjon av aktiv effekt

I §§13.4 og 13.5 skal systemansvarlig spesifisere reduksjon av levert aktiv effekt ved underfrekvens. Siden det er svært begrenset omfang av produksjonsanlegg med slik karakteristikk i Norge, er det ingen grunn til å sette krav strengere enn minimumskrav.

Statnett anbefaler at maksimalt tillatt reduksjonen i aktiv effektproduksjon ved frekvenser under 49,5 Hz ikke skal overskride 10 %/Hz referert merkeeffekten ved 50 Hz, slik det går frem av figuren under.



Bemerk at det da forutsettes at det ikke gis tillatelse for produksjonsenheter til å redusere den aktive effektproduksjonen ved underfrekvens med mindre det er nødvendig ut fra hensyn til de tekniske egenskapene hos produksjonsenhetene, jfr. femte ledd.

Statnett mener at det er krevende å identifisere alle produksjonsteknologier, som kan ha behov for å redusere aktiv effektproduksjon ved underfrekvens. Å identifisere avhengigheten til aktuelle omkringliggende begrensninger, som påvirker disse produksjonsteknologiene er nærmest umulig. Statnett ønsker derfor ikke å komme med ytterligere anbefalinger til bestemmelsen.

Det viktigste å huske på i forbindelse med denne bestemmelse er at effektreduksjon ved underfrekvens er uønsket, og at det kun er for produksjonsteknologier, som virkelig har behov for en slik effektreduksjon, hvor det skal tillates. Dersom produksjonsenhetens eier/konsesjonær har behov for at en produksjonsenhet tillates å redusere effekten ved underfrekvens, bør dette avtales med (godkjennes av) systemansvarlig. Eier/konsesjonær må da begrunne behovet av effektreduksjonen og oppgi nærmere hvordan omkringliggende begrensninger påvirker behovet av tillatt effektreduksjon. Systemansvarlig bistår med vurderinger dersom aktuell systemoperatør er i tvil om hvorvidt det er teknisk/forholdsmessig begrunnet å tillate effektreduksjon hos produksjonsenheter ved underfrekvens eller påvirkningen fra aktuelle omliggende forhold.

§13.6 Fjernstyring for stopp av levert effekt

Dersom aktuell systemoperatør spesifiserer krav til utstyr for å kunne fjernstyre anlegget, anbefaler Statnett at utstyret skal kommunisere med kommunikasjonsstandard IEC 60870-6/TASE.2.

§13.7 Automatisk tilkobling

Statnett anbefaler at i de tilfelle systemansvarlig eller aktuell systemoperatør manuelt kobler ut en produksjonsenhet iht. §13.6, skal gjeninnkobling av produksjonsenheten ikke være tillatt med mindre systemansvarlig eller aktuell systemoperatør samtykker eller gir beskjed om dette. Dersom en produksjonsenhet har blitt koblet ut gjennom en bevisst handling av systemansvarlig eller aktuell systemoperatør, er det viktig at den kobles inn igjen først etter at dette er klarert med samme instans.

I andre tilfeller anbefaler Statnett at en automatisk innkobling av en produksjonsenhet tillattes tidligst 60 sekunder etter at frekvensen i tilknytningspunktet kontinuerlig er innenfor området 47,50-50,15 Hz. Den nedre frekvensgrensen er satt til samme verdi som den nedre frekvensgrensen for frekvensområdet, hvor produksjonsenheter skal kunne operere uten utfall (ref. Tabell 2 i §13.1). Ved lav frekvens oppfattes det ikke som problematisk at ytterligere produksjon kobles inn automatisk.

Ved høy frekvens er det et større behov for å begrense når produksjonsenheter automatisk kan koble inn. Normaldriftsområdet er $50,0 \pm 0,1$ Hz. Det er innenfor dette området systemansvarlig ønsker å holde frekvensen. At mer produksjon kobles inn ved frekvenser over 50,1 Hz er derfor ikke ønskelig, men erfaringsmessig er frekvensen forholdsvis ofte over dette nivået (ref. figur I2 i bakgrunns- og veiledningsdokumentet til §13.2).

Statnett anslår at en tidsforsinkelse på 60 sekunder før automatisk innkobling med rimelig sikkerhet vil bety at frekvensen er forholdsvis stabil under 50,15 Hz og at innkobling derfor kan tillates.

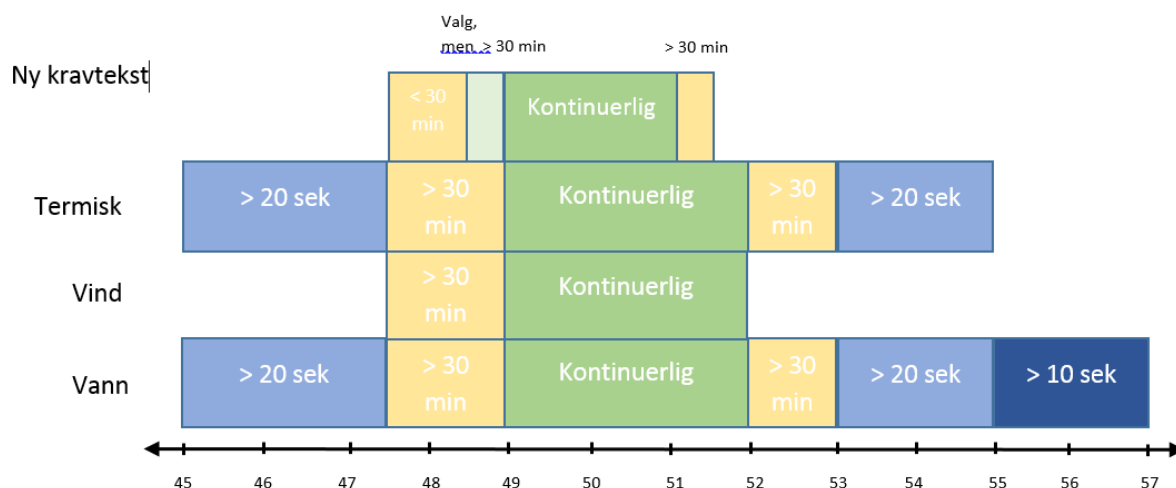
Statnett anbefaler at maksimalt tillatt gradient for økning av aktiv effektproduksjon etter automatisk innkobling settes til 10 % av produksjonsenhetens merkeeffekt pr. minutt. En altfor rask økning av effektproduksjonen hos mange "lite regulerbare" produksjonsenheter risikerer å bli en utfordring for balanseringen av systemet. Foreslått verdi er i samsvar med praksis i andre europeiske land.

Sammenligning med dagens krav

§13.1 Frekvensstabilitet

Verken FIKS eller RENS retningslinjer inneholder krav til begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens.

FIKS har ulike krav til frekvensintervaller for ulike teknologi, og har generelt bredere frekvensbånd enn NC-RfG.



Figur I3 – Frekvensbånd gitt av FIKS sett i forhold til grenser gitt av NC-RfG

NC-RfG skiller ikke mellom primær energikilde.

NC-RfG gjelder for produksjonsenheter med langt lavere merkeeffekt enn det som omhandles i FIKS.

Statikkparametere i NC-RfG (2 % til 12 %) er satt til mer eller mindre samme verdier som i FIKS, men skiller heller ikke mellom primærenergikilde som en gjør i FIKS (vannkraft; 1 % til 12 %, termisk; 0 % til 10 %).

NC-RfG har ingen absolutte krav til utreguleringstid av frekvensreserver i begrenset frekvenssensitivitetsmodus (tilsvarende Frequency Sensitivity Mode, Figure 6 i RfG), men utreguleringstiden skal minimeres ut i fra teknisk evne.

NC-RfG har krav til at aktiveringstiden skal minimeres og ikke være lenger enn 2 sekunder, men med tillegg om at spesifikt anlegg kan ha større tidsforsinkelse dersom dette kan rettferdiggjøres av produsenten. FIKS har krav om at det skal være mindre enn 0,2 sekunder til ledeapparater skal starte (kun vannkraft).

REN

3. Respons på unormal frekvens

Ved unormal frekvens i Målepunktet skal DG-enheten automatisk frakobles i henhold til kravene angitt i Tabell 2 nedenfor. Det gjøres oppmerksom på at med frakoblingstid menes tiden fra unormal frekvens oppstår til innmating fra DG-enheten opphører.

Tabell 2: Krav til vernrespons ved unormal frekvens i Målepunktet.

Frekvensområde [Hz]	Maksimal frakoblingstid [s]
$f > 51$	0,2
$f < 48$	0,2

Øvre frekvensgrense [$f >$] kan settes lavere. Det tillates ikke bruk av tidsforsinkelse på frekvensvern.

Tabell I1 – REN blads krav til vernrespons ved unormal frekvens i målepunkt

§13.2 Begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)

Verken FIKS eller RENs retningslinjer inneholder krav til begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens.

§13.3 Evne til konstant effektleveranse

I FIKS er det fokus på kravene til aggregater som skal delta i normal frekvensregulering. FIKS har ikke krav, som sier noe om hva som skal gjelde for øvrige anlegg, tilsvarende det i §13.3 i NC-RfG. Heller ikke RENs retningslinjer inneholder slike krav.

§§13.4 og 13.5 Tillatt reduksjon av aktiv effekt

Krav om tillatt effektreduksjon ved underfrekvens er ikke omtalt i FIKS. RENs retningslinjer inneholder heller ikke slike krav.

Krav om tillatt effektreduksjon ved underfrekvens er, som nevnt i veiledningsmaterialet til §13.4 foran, ikke omtalt i verken FIKS eller RENs retningslinjer. Tilsvarende gjelder for presiseringene til den bestemmelsen som er gitt i femte ledd.

§13.6 Fjernstyring for stopp av levert effekt

FIKS inneholder få krav til de minste produksjonsenhetene, og kravene er begrenset til å uttrykke at settpunkt for spenning skal kunne innstilles både lokalt og fra driftssentral (gjelder synkrongeneratorer $\geq 0,5$ MVA i vann- og varmekraftverk samt vindkraftverk > 1 MVA). For aggregater ≥ 10 MVA og kraftstasjoner ≥ 20 MVA skal frekvensstatikk være stillbar fra driftssentral. I tillegg uttrykker FIKS at produksjonen skal kunne stilles trinnløst (til en vilkårlig verdi) innenfor hele produksjonsenhetens arbeidsområde. Det forutsettes at kravet til trinnløs regulering av produksjonen er rettet mot samme produksjonsenheter som kravet til frekvensstatikk.

Videre angir FIKS kap. 3.6 at "Kontrollanlegg og/eller tilknyttet driftsentralsystem skal utføres med mulighet for å overføre målinger og meldinger til systemansvarlig. Elcom skal benyttes som standard ved slik overføring, med mindre annet er avtalt. Denne Elcom kommunikasjonsstandard planlegges endret til IEC 60870-6/TASE.2, gjeldende fra 1.1.2016. I en overgangsperiode frem til 1.12.2019 vil det fortsatt være mulig å benytte Elcom. Nye driftsentralsystemer eller større systemoppgraderinger må derfor ta høyde for å kunne kommunisere med systemansvarlig via IEC 60870-6/TASE.2."

RENs retningslinjer (REN-blad 0303) inneholder følgende krav til overvåking og fjernstyrt utkobling av produksjonsenheter:

"Nettselskapet avgjør om Nettselskapets nettsentral skal ha mulighet til overvåking og fjernstyrt Utkobling av DG-enheten. Dette gjøres ved å anvende en Remote Terminal Unit (RTU).

For DG-enheter med aktiv effektproduksjon mindre enn 0,1 MW anser Nettselskapet det normalt ikke nødvendig med RTU.

For DG-enheter med aktiv effektproduksjon i området 0,1 MW til 1 MW vil Nettselskapet i hvert enkelt tilfelle vurdere behovet for RTU.

For DG-enheter med aktiv effektproduksjon større enn eller lik 1 MW anser Nettselskapet det normalt som nødvendig at RTU installeres i DG-enheten."

Videre spesifiserer REN-bladet krav til strøm- og spenningstransformatorer for RTU, krav til kommunikasjon med RTU samt kostnadsansvaret for etablering av RTU mm.

§13.7 Automatisk tilkobling

Kravet i denne bestemmelse er ikke omtalt i FIKS.

I SINTEFs tekniske retningslinjer anbefales innkobling etter 5 minutter innenfor 49,5-50,5 Hz. REN anbefaler 30 minutter innenfor 49,0-51,0 Hz. Begge forannevnte har formuleringen "Eventuell automatisk gjeninnkoblingsfunksjon tillates normalt ikke og må kun aktiveres etter spesiell tillatelse fra Nettselskapet."

Sammenlikning med andre land

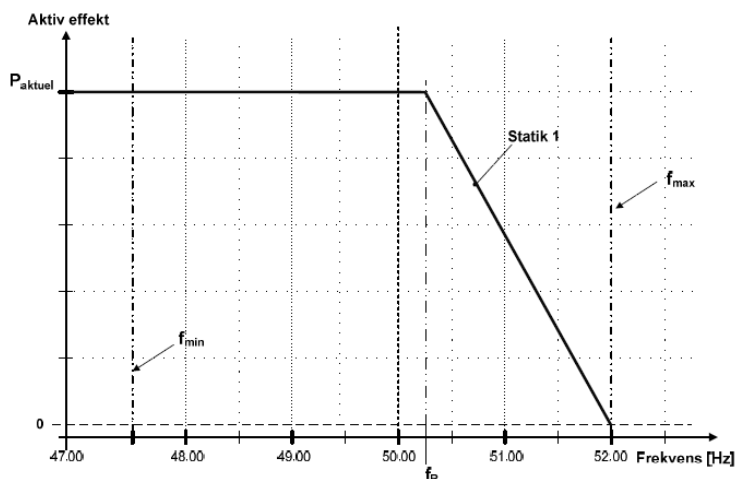
§13.1.b ROCOF

Tyskland og UK har pr dags dato ingen klare krav til håndtering av ROCOF. Irland har kravet 0,5 Hz/s, og har gjort et betydelig arbeid med å analysere eget system. I følge en rapport fra EirGrid med fokus på ROCOF [14], vil et utfall av et stort produksjonsanlegg i en driftsituasjon med høy andel vindkraft gi en ROCOF på over 0,5 Hz/s, og plutselig overgang til separatdrift kan gi ROCOF i overkant av 2 Hz/s. Med bakgrunn i disse studiene har Irland besluttet å øke ROCOF-terskel til 1 Hz/s. Med en topplast på 4500 MW er det betydelig mindre enn det nordiske, men noen konklusjoner kan være sammenlignbare, også fordi rapporten tar for seg nettsplitter. Det påpekes også i "Implementation Guideline" [15] at kravet er inkludert for å etablere en praksis for håndtering av nettsplitt/overgang til separatdrift. Danmark har praksis med 2,5 Hz/s som krav til produksjonsanlegg.

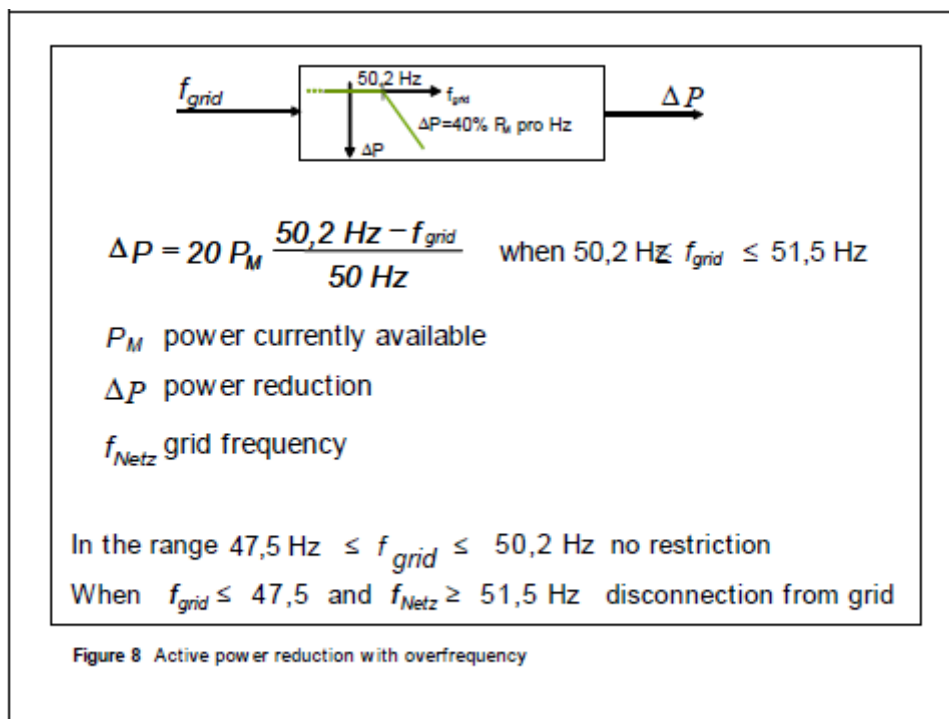
§13.2 Begrenset overfrekvenssensitivitetsmodus (LFSM-O)

I henhold til ENTSO-Es bakgrunnsdokument [16] er kravet i tråd med de kravene som gjelder i blant annet Tyskland, Storbritannia, Østerrike, Ungard, Slovakia, Tjekkia, Polen, Italia og Frankrike.

Danmarks "Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftværker større end 11 kW" inneholder følgende;



Nederlands "Grid Code - High and extra high voltage - Tennet TSO GmbH" inneholder følgende;



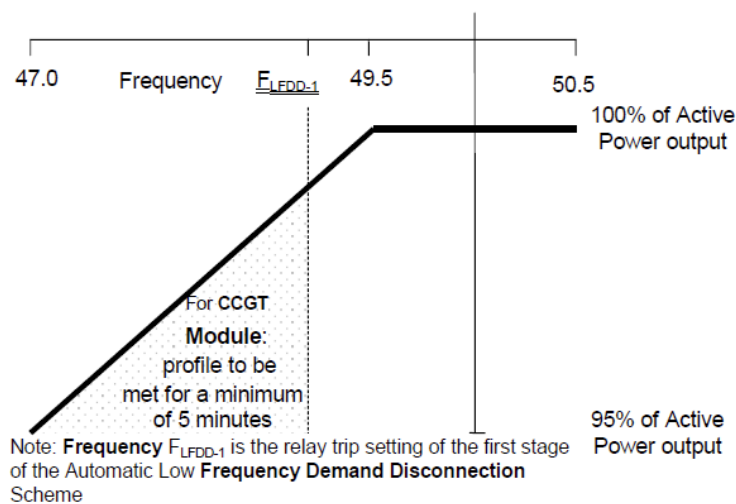
I følge innspill fra Eurelectric (2012) er det for flere land i Europa stor avstand i dagens krav sammenliknet med kravene gitt av NC-RfG.

§§13.4 og 13.5 Tillatt reduksjon av aktiv effekt

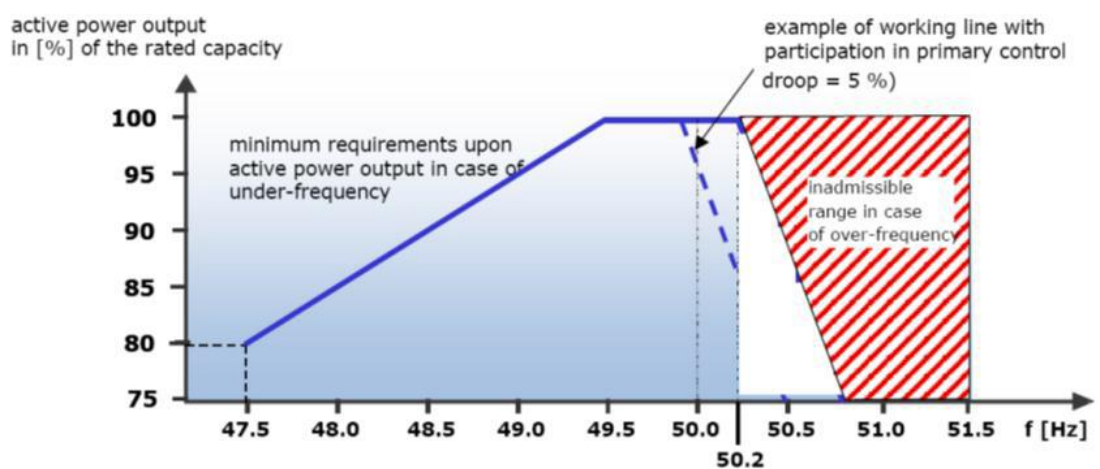
De gjeldende praksiser i europeiske land varierer i stor grad.

- Noen har ingen føringer på saken.
- Noen land tar høyde for dette over en gitt generatorstørrelse, Sverige (>15 MW), Polen (tilsvarende type D og høyere).
- Noen land tar hensyn til den aktuelle teknologien.
- Noen land tar hånd om slike problem ved avtaler mellom interessenter, Tsjekkia.
- Noen land inkluderer krav i nasjonal nettværskode, tilsvarende praksiser som NC RfG, Frankrike, Danmark, Tyskland, Finland, Ungarn, Sveits, Storbritannia.

NC-RfG tar utgangspunkt i gjeldende praksis i mindre synkronområder, i tillegg til kontinental-Europa, for å muliggjøre nasjonale tilpasninger.



Figur I4 viser gjeldende praksis i Storbritannia. 100 % aktiv effekt skal opprettholdes inntil 49,5 Hz, og aktiv effekt skal ikke falle under 95% av nominell effekt når frekvensen er 47 Hz. Merk at utfall ved frekvensvern ikke er inkludert.



Figur I5 viser den tyske praksisen fra GTC (2007). Terskelen for effekt reduksjon er 49,5 Hz, og reduksjonsraten er 10% pr Hz. Lignende praksis for Sveits og Ungarn.

§13.6 Fjernstyring for stopp av levert effekt

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag for andre land.

§13.7 Automatisk tilkobling

Dagens tyske regelverk inneholder krav som tilsvarer Statnetts anbefaling. Det danske regelverket inneholder krav om frekvensområder der innkobling er tillatt og tilhørende krav til tidsforsinkelse. Det mangler krav til tillatt gradient for økning av aktiv effektproduksjon. Kravene til frekvensområdene og tidsforsinkelsen i det danske regelverket er følgende:

- Solcelleanlegg mindre enn 11 kW – 47,5-52,0 Hz, 3 minutter for mekaniske AC-anlegg og 20 sekunder for anlegg med vekselrettere. Alternativt kan også det tyske regelverkets krav benyttes for anlegg med vekselrettere.
- Solcelleanlegg og vindkraftverk større enn 11 kW – 47,5-50,2 Hz, 3 minutter.

Behov for koordinering med andre interessenter

Frekvens er felles over synkronområder, og en parameter som man på tvers av grenser må jobbe sammen om å holde ved nominell verdi. Koordinering med øvrige land i det nordiske synkronområdet er derfor viktig. Det er vesentlig at ikke kravene til norske produksjonsenheter blir uforholdsmessig strenge sammenliknet med kravene til produksjonsenheter i de andre landene. Kravene bør derfor harmoniseres i størst mulig grad i Norden.

TSO-TSO: Samarbeid mellom systemansvarlige er ikke påkrevd ved fastsetting av statikk og dødbånd, men ved frakobling i henhold til 13.2.b anbefales koordinering for å fordele bortfallet av effekt uniformt. Størrelsen på synkronområde bør legge føringer for dødbåndsterskelen (lavere frekvensavvik i større synkronområder).

TSO-Leverandør av produksjonsanlegg: Kartlegge egenskaper og begrensninger i eksisterende teknologi.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
13.1	X	X	X	X	X	X	X	X
13.2	X	X ^(*)	X ^(*)	X ^(*)	X	X ^(*)	X ^(*)	X ^(*)
13.3	X	X	X	X	X	X	X	X
13.4	X	X	X	X	X	X	X	X
13.5	X	X	X	X	X	X	X	X
13.6	X	X			X	X		
13.7	X	X	X		X	X	X	

^(*) Bokstav b gjelder ikke.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 14

Engelsk forordningstekst

Article 14

General requirements for type B power generating modules

1. *Type B power-generating modules shall fulfil the requirements set out in Article 13, except for Article 13(2)(b).*
2. *Type B power generating modules shall fulfil the following requirements in relation to frequency stability:*
 - (a) *to control active power output, the power generating module shall be equipped with an interface (input port) in order to be able to reduce active power output following an instruction at the input port; and*
 - (b) *the relevant system operator shall have the right to specify the requirements for further equipment to allow active power output to be remotely operated.*
3. *Type B power generating modules shall fulfil the following requirements in relation to robustness:*
 - (a) *with regard to fault-ride-through capability of power generating modules:*
 - (i) *each TSO shall specify a voltage-against-time-profile in line with Figure 3 at the connection point for fault conditions, which describes the conditions in which the power generating module is capable of staying connected to the network and continuing to operate stably after the power system has been disturbed by secured faults on the transmission system;*
 - (ii) *the voltage-against-time-profile shall express a lower limit of the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection*

point during a symmetrical fault, as a function of time before, during and after the fault;

- (iii) the lower limit referred to in point (ii) shall be specified by the relevant TSO using the parameters set out in Figure 3, and within the ranges set out in Tables 3.1 and 3.2;*
- (iv) each TSO shall specify and make publicly available the pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability in terms of:*
 - the calculation of the pre-fault minimum short circuit capacity at the connection point;*
 - pre-fault active and reactive power operating point of the power generating module at the connection point and voltage at the connection point; and*
 - calculation of the post-fault minimum short circuit capacity at the connection point.*
- (v) at the request of a power generating facility owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions to be considered for fault-ride-through capability as an outcome of the calculations at the connection point as specified in point (iv) regarding:*
 - pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;*
 - pre-fault operating point of the power generating module expressed in active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point; and*
 - post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA.*

Alternatively, the relevant system operator may provide generic values derived from typical cases;

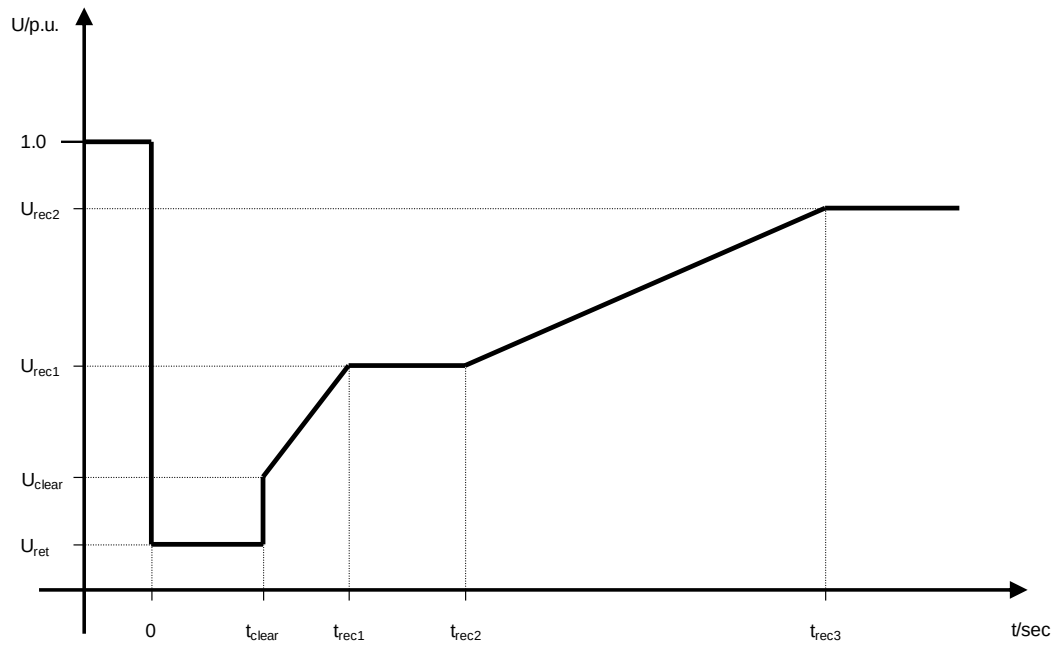


Figure 3: Fault-ride-through profile of a power generating module. The diagram represents the lower limit of a voltage-against-time profile of the voltage at the connection point, expressed as the ratio of its actual value and its reference 1 pu value before, during and after a fault. U_{ret} is the retained voltage at the connection point during a fault, t_{clear} is the instant when the fault has been cleared. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} and t_{rec3} specify certain points of lower limits of voltage recovery after fault clearance.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret} :	0.05 – 0.3	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (or 0.14 - 0.25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	0.7 – 0.9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0.7$
U_{rec2} :	0.85 – 0.9 and $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1.5$

Table 3.1: Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power generating modules.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret} :	0.05 – 0.15	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (or 0.14 - 0.25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	$U_{ret} - 0.15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0.85	t_{rec3} :	1.5 – 3.0

Table 3.2: Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules.

- (vi) the power generating module shall be capable of remaining connected to the network and continuing to operate stably when the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, given the pre-fault and post-fault conditions in points (iv) and (v) of paragraph (3)(a), remain above the lower limit specified in point (ii) of paragraph (3)(a), unless the protection scheme for internal electrical faults requires the disconnection of the power generating module from the network. The protection schemes and settings for internal electrical faults must not jeopardise fault-ride-through performance;
 - (vii) without prejudice to point (vi) of paragraph (3)(a), undervoltage protection (either fault-ride-through capability or minimum voltage specified at the connection point voltage) shall be set by the power generating facility owner according to the widest possible technical capability of the power generating module, unless the relevant system operator requires narrower settings in accordance with point (b) of paragraph (5). The settings shall be justified by the power generating facility owner in accordance with this principle;
 - (b) Fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults shall be specified by each TSO.
4. Type B power generating modules shall fulfil the following requirements relating to system restoration:
- (a) the relevant TSO shall specify the conditions under which a power generating module is capable of reconnecting to the network after an incidental disconnection caused by a network disturbance; and
 - (b) installation of automatic reconnection systems shall be subject both to prior authorisation by the relevant system operator and to the reconnection conditions specified by the relevant TSO.
5. Type B power generating modules shall fulfil the following general system management requirements:
- (a) with regard to control schemes and settings:
 - (i) the schemes and settings of the different control devices of the power generating module that are necessary for transmission system stability and for taking emergency action shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the power generating facility owner;

- (ii) *any changes to the schemes and settings, mentioned in point (i), of the different control devices of the power generating module shall be coordinated and agreed between the relevant TSO, the relevant system operator and the power generating facility owner, in particular if they apply in the circumstances referred to in point (i) of paragraph (5) (a);*
- (b) *with regard to electrical protection schemes and settings:*
 - (i) *the relevant system operator shall specify the schemes and settings necessary to protect the network, taking into account the characteristics of the power generating module. The protection schemes needed for the power generating module and the network as well as the settings relevant to the power generating module shall be coordinated and agreed between the relevant system operator and the power generating facility owner. The protection schemes and settings for internal electrical faults must not jeopardise the performance of a power generating module, in line with the requirements set out in this Regulation;*
 - (ii) *electrical protection of the power generating module shall take precedence over operational controls, taking into account the security of the system and the health and safety of staff and of the public, as well as mitigating any damage to the power generating module;*
 - (iii) *protection schemes may cover the following aspects:*
 - *external and internal short circuit;*
 - *asymmetric load (negative phase sequence);*
 - *stator and rotor overload;*
 - *over-/underexcitation;*
 - *over-/undervoltage at the connection point;*
 - *over-/undervoltage at the alternator terminals;*
 - *inter-area oscillations;*
 - *inrush current;*
 - *asynchronous operation (pole slip);*
 - *protection against inadmissible shaft torsions (for example, subsynchronous resonance);*
 - *power generating module line protection;*
 - *unit transformer protection;*
 - *backup against protection and switchgear malfunction;*
 - *overfluxing (U/f);*
 - *inverse power;*
 - *rate of change of frequency; and*
 - *neutral voltage displacement.*
 - (iv) *changes to the protection schemes needed for the power generating module and the network and to the settings relevant to the power generating module shall be agreed between the system operator and the power generating facility owner, and agreement shall be reached before any changes are made;*
- (c) *the power generating facility owner shall organise its protection and control devices in accordance with the following priority ranking (from highest to lowest):*
 - (i) *network and power generating module protection;*

- (ii) *synthetic inertia, if applicable;*
- (iii) *frequency control (active power adjustment);*
- (iv) *power restriction; and*
- (v) *power gradient constraint.*
- (d) *with regard to information exchange:*
 - (i) *power generating facilities shall be capable of exchanging information with the relevant system operator or the relevant TSO in real time or periodically with time stamping, as specified by the relevant system operator or the relevant TSO;*
 - (ii) *the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO, shall specify the content of information exchanges including a precise list of data to be provided by the power generating facility.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

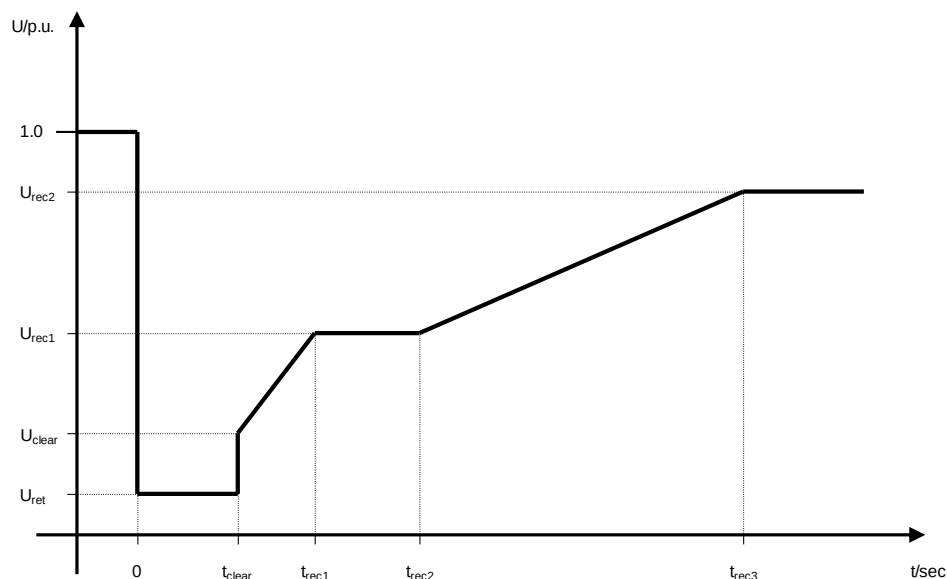
Paragraf 14

Generelle krav til type B produksjonsenheter

1. Type B produksjonsenheter skal innfri kravene gitt av paragraf 13, med unntak av paragraf 13(2)(b).
2. Produksjonsenheter av type B skal overholde følgende krav til frekvensstabilitet:
 - (a) for å kunne regulere aktiv effektproduksjon skal en produksjonsenhet være utrustet med en logisk inngangsport som gjør det mulig å redusere effektproduksjonen som følge av et styringssignal til inngangsporten, og
 - (b) aktuell systemoperatør skal ha rett til å stille krav til ytterligere utstyr som muliggjør at produksjonsenhetens aktive effektproduksjon kan fjernstyres.
3. Produksjonsenheter av type B skal overholde følgende krav til robusthet:
 - (a) med hensyn til produksjonsenheters "fault-ride-through"-egenskaper:
 - (i) skal systemansvarlig, for feilhendelser, fastsette spenning-tid-profil i tilknytningspunktet i samsvar med figur 3. Denne skal beskrive betingelsene for når produksjonsenheten skal ha evne til å forbli tilknyttet nettet og fortsatt driftes stabilt etter at kraftsystemet har vært utsatt for en feilhendelse i transmisjonsnettet som har blitt klarert;
 - (ii) skal spenning-tid-profilen vise den nedre grensen for det faktiske fase-til-fase spenningsforløpet for spenningsnivået i tilknytningspunktet under en symmetrisk feil, som en funksjon av tid før, under og etter feilen;
 - (iii) skal den nedre grensen referert til i punkt (ii) fastsettes av systemansvarlig basert på parameterne gitt i figur 3, og innenfor grensene gitt i tabell 3.1 og 3.2;
 - (iv) skal systemansvarlig fastsette betingelsene som skal gjelde før og etter feil, og gjøre dem offentlig tilgjengelige. Dette inkluderer betingelser for:

- beregningen av minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet før feil;
 - produksjonsenhetens driftspunkt (aktiv og reaktiv effektproduksjon/forbruk) i tilknytningspunktet før feil og spenning i tilknytningspunktet før feil; og
 - beregningen av minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet etter feil;
- (v) skal aktuell systemoperatør på forespørsel fra produksjonsanleggets eier, oppgi forholdene før og etter en feilhendelse som skal hensyntas i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper. Forholdene skal være et resultat av beregninger i tilknytningspunktet som spesifisert i punkt (iv) når det gjelder:
- minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt før feil, uttrykt i MVA;
 - produksjonsenhetens driftspunkt før feil, uttrykt i aktiv og reaktiv effektproduksjon/forbruk i tilknytningspunktet, samt spenning i tilknytningspunktet før feil; og
 - minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt etter feil, uttrykt i MVA;

Alternativt kan aktuell systemoperatør angi generiske verdier basert på typiske hendelser;



Figur 3: "Fault-ride-through" profil for en produksjonsenhet. Diagrammet representerer nedre grense for en spenning-tid profil for spenningen i tilknytningspunktet før, under og etter en feil, vist som et forhold mellom faktisk verdi og referansen 1 pu. U_{ret} er restspenningen i tilknytningspunktet under en feil, t_{clear} er tidspunktet når feilen blir klarert. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} og t_{rec3} angir ulike punkter med nedre grenser for gjenoppretting av spenningen etter feilklarering.

Spenningsparametere [pu]		Tidsparemetere [sekunder]	
U_{ret} :	0,05 – 0,3	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (eller 0,14 – 0,25 dersom verninnstillinger i kraftsystemet og sikker drift krever det)
U_{clear} :	0,7 – 0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9 and $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tabell 3.1: Parametere for figur 3 som skal benyttes i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper til synkrone produksjonsenheter.

Spenningsparametere [pu]		Tidsparemetere [sekunder]	
U_{ret} :	0,05 – 0,15	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (eller 0,14 – 0,25 dersom verninnstillinger i kraftsystemet og sikker drift krever det)
U_{clear} :	$U_{ret} - 0,15$	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5 – 3,0

Tabell 3.2: Parametere for figur 3 som skal benyttes i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper til kraftparkmoduler.

- (vi) skal produksjonsenheden ha evne til å forbli tilknyttet nettet og fortsatt driftes stabilt under en symmetrisk feil, gitt betingelsene før og etter feilhendelser fastsatt i tredje ledd bokstav (a) punktene (iv) og (v), dersom forløpet til fase-til-fase spenningene i tilknytningspunktet forblir over den nedre grensen spesifisert i tredje ledd bokstav (a) punkt (ii). Dette gjelder med mindre vernsystemet for interne elektriske feil krever at produksjonsenheden kobler seg fra nettet. Reléplaner og verninnstillinger for interne elektriske feil må ikke sette "fault-ride-through"-egenskapene i fare.
- (vii) skal produksjonsanleggets eier, uten at det går ut over krav gitt i tredje ledd bokstav (a) punkt (vi), stille inn underspenningsvern videst mulig i henhold til produksjonsenhets tekniske begrensninger (enten grenser gitt av "fault-ride-through" egenskapene eller tillatt minimumspenning i tilknytningspunktet). Dette gjelder med mindre aktuell systemoperatør krever snevrere innstillinger i henhold til femte ledd bokstav (b). Innstillingene skal begrunnes av produksjonsanleggets eier i henhold til dette prinsippet;

- (b) "Fault-ride-through"-egenskaper ved asymmetriske feil skal fastsettes av systemansvarlig.
4. Produksjonsenheter av type B skal overholde følgende krav til gjenoppretting av normal drift:
- (a) systemansvarlig skal fastsette under hvilke forhold en produksjonsenhet skal ha funksjonalitet for gjeninnkobling etter en utilsiktet frakobling, som følge av en feilhendelse i nettet; og
 - (b) installasjon av systemer for automatisk gjeninnkobling skal være forhåndsgodkjent av aktuell systemoperatør, og systemansvarlig skal fastsette under hvilke forhold gjeninnkobling kan skje;
5. Type B produksjonsenheter skal overholde følgende generelle krav til systemkoordinering:
- (a) Med hensyn til reguleringsfunksjonalitet og reguleringsinnstillinger:
 - (i) Systemet og innstillingen av de ulike kontrollenhetene for en produksjonsenhet nødvendige for stabiliteten i transmisjonsnettet og for å utføre nødtiltak skal koordineres og avtales mellom systemansvarlig, aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier;
 - (ii) enhver endring i funksjonaliteten og innstillinger, nevnt i punkt (i), for de ulike kontrollenhetene til en produksjonsenhet skal koordineres og avtales mellom systemansvarlig, aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier, spesielt dersom de gjelder i tilfeller referert til i femte ledd, bokstav (a), punkt (i);
 - (b) med hensyn til releplaner med tilhørende verninnstillinger:
 - (i) skal aktuell systemoperatør fastsette releplanene med tilhørende verninnstillinger som er nødvendige for å beskytte nettet, hensyntatt produksjonsenhetens karakteristikk. Releplanene nødvendig for å beskytte produksjonsenheten og nettet, samt innstillinger relevant for produksjonsenheten skal koordineres og avtales mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier. Releplanene med tilhørende verninnstillinger som beskytter produksjonsenheten mot interne elektriske feil må ikke sette ytelsen til produksjonsenheten, i tråd med kravene fastsatt i denne forordningen, i fare;
 - (ii) Vern mot elektriske feil i produksjonsenheten skal ha prioritet over driftskontrollsystemet, hensyntatt driftssikkerhet, liv, helse og materielle verdier, samt for å redusere skader på produksjonsenheten;
 - (ii) Releplanene kan dekke følgende aspekter:
 - ekstern og intern kortslutning;
 - skjevlast (negativ faserekkefølge);
 - overlast i stator og rotor;
 - over-/undermagnetisering;
 - over-/underspenning i tilknytningspunktet;
 - over-/underspenning ved generatorklemmene;
 - pendlinger mellom områder;
 - startstrøm;
 - asynkron drift (sakking);

- beskyttelse mot skadelig akselvridding eller vibrasjoner
 - ledningsvern for produksjonshenhetens tilknytningslinje;
 - generatortransformatorvern;
 - reservefunksjon for vern og bryterfeil;
 - overmagnetisering (U/f);
 - retureffekt;
 - frekvensendringer; og
 - forskyving av nullpunktspenning.
- (iv) endringer i releplanene nødvendig for produksjonshenheten og nettet, og endringer i innstillinger som er relevante for produksjonshenheten, skal avtales mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier. Avtalen skal inngås før endringer gjennomføres;
- (c) Produksjonsanleggets eier skal organisere sine vern og kontrollsystemer i henhold til følgende prioritering (fra høyest til lavest):
- (i) vern av nettet og produksjonshenheten;
 - (ii) syntetisk treghtetsmasse, hvis dette er aktuelt;
 - (iii) frekvensregulering (justering av aktiv effekt);
 - (iv) effektbegrensning; og
 - (v) effektgradientbegrensninger.
- (d) Med hensyn til informasjonsutveksling:
- (i) skal produksjonsanlegg kunne utveksle informasjon med aktuell systemoperatør eller systemansvarlig i sanntid eller periodisk med tidsstempling, som fastsatt av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig;
 - (ii) skal aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette innholdet i informasjonsutvekslingen, inkludert en presis liste av data som skal leveres fra produksjonsanlegget;

Formål med bestemmelsen

14.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Formålet med bestemmelsen er å regulere minimumskrav for produksjonsanlegg av type B, som også omfatter kravene gitt for type A produksjonsheter, med unntak av §13.2.b.

14.2 Frekvensstabilitet - styrbarhet

Bestemmelsen skal legge til rette for styrbarhet i effektproduksjonen hos produksjonsheter gjennom at effektproduksjonen kan reduseres via styringssignal. Aktuell systemoperatør skal kunne stille ytterligere krav til utstyr for fjernstyring av effektproduksjon.

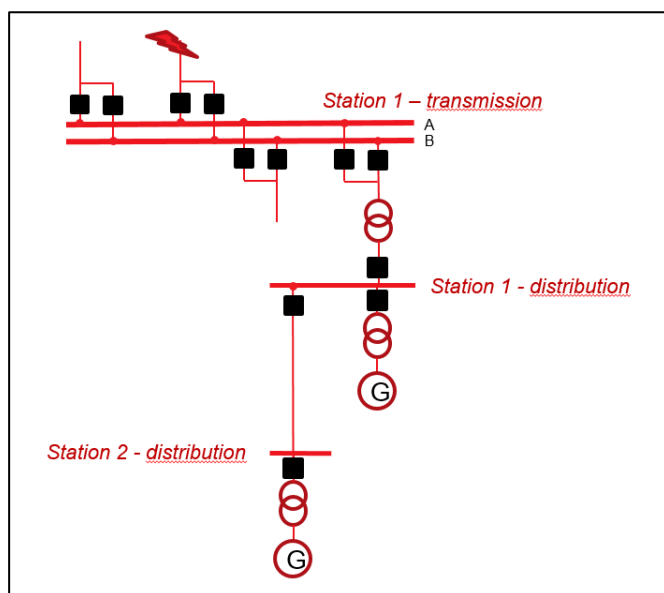
14.3 Robusthet - FRT

Kravet om "fault-ride-through" (FRT) egenskaper for produksjonsenheter av type B (gjelder også for type C anlegg⁷) skal forhindre at produksjonsenhetene, som er tilknyttet på lavere spenningsnivåer enn 110 kV, faller ut ved feilklarering av feil i transmisjonsnettet. Sammen med krav om FRT-egenskaper for produksjonsenheter av type D skal dette kravet begrense det potensielle produksjonstapet ved eventuelle feil og sikre at mer alvorlige forstyrrelser unngås. Eksempel på mer alvorlige forstyrrelser er frekvenskollaps i et synkronområde eller overlast på ledninger som kan føre til kaskaderende utfall.

a) Symmetriske feil

Relevant feil skal iht. NC-RfG være i transmisjonsnettet, på avgang i stasjonen nærmest aktuell produksjonsenhet. Det vil være samme relevante feil for de to produksjonsenhetene illustrert i figur I6 nedenfor. **Feil! Fant ikke referanseilden.**

- i. Spenning-tid-profilen skal definere en nedre grense for spenningsforløpet i tilknytningspunktet (representerer ikke et faktisk spenningsforløp som skal følges).
 - ii. Spenning-tid-profilen skal være i henhold til figur 3 og tabell 3.1 og 3.2 i NC-RfG.
 - iii. Systemansvarlig skal offentliggjøre metoden for å beregne forhold før og etter feil.
 - iv. Systemansvarlig skal oppgi relevante data når dette etterspørres. Relevant data er for eksempel Norges-modellen, hvor den nye produksjonsenheten modelleres i relevant tilknytningspunkt. Alternativt kan man få oppgitt kortslutningsbidrag fra overliggende nett.
 - v. Selvforklarende.
 - vi. Selvforklarende.
- b) Selvforklarende.
- c) Selvforklarende.



Figur I6 – Skisse som beskriver relevant feil i transmisjonsnettet

⁷ §15.1 i NC-RfG tydeliggjør at krav om FRT-egenskaper til produksjonsenheter av type C er de samme som til produksjonsenheter av type B.

14.4 Systemgjenoppretting

Formålet med bestemmelsene er å sørge for gjenoppbygging av systemet etter feil og utfall og at tilbakeføring av systemet til normaldrift gjøres på en effektiv og sikker måte. Videre skal bestemmelsene sørge for at produksjonsenheten kan holde inne i separatdrift dersom det er behov for dette, frem til det isolerte området igjen er tilknyttet omkringliggende synkronsystem. I slike situasjoner skal produksjonsenhetene kunne koble tilbake på nettet kontrollert og sikkert.

14.5 Systemkoordinering

Formålet med bestemmelsen er å sikre at innstillingene av de ulike kontrollenhetene for produksjonsanlegg koordineres mellom aktuell systemoperatør, systemansvarlig og produksjonsanleggets eier på en slik måte at stabiliteten i transmisjonsnettet og håndtering av nødtiltak ivaretas. Videre skal bestemmelsen sørge for en god koordinering av releplaner og verninnstillinger, slik at sikkerheten i produksjonsanlegget, nettet, og hensynet til driftssikkerhet, liv og helse ivaretas.

Bakgrunn til bestemmelsen

14.2 Frekvensstabilitet - styrbarhet

Spesielt i nødsituasjoner når systemstabiliteten og forsyningssikkerheten er i fare, trenger systemansvarlig/ aktuell systemoperatør å ha mulighet til å redusere aktiv effektproduksjon fra produksjonsenheter for å ivareta sitt ansvar for forsyningssikkerheten.

For produksjonsenheter av type B ville et krav til kontinuerlig overvåkning og styring fra driftssentral, tilsvarende det som gjelder for type C og D produksjonsenheter iht. §15.2.a, være strengt. Krav til at disse produksjonsenheter kan redusere produksjonen via ekstern styringssignal har blitt vurdert som tilfredsstillende og mer rettferdig. Uten dette krav ville det som beskrevet i §13.6 bety begrensninger på installert effektvolum hos slike enheter, hvilket ikke er i tråd med EUs energipolitiske mål.

14.3 Robusthet - FRT

Feil på de høyeste spenningsnivåene (≥ 110 kV) kan påvirke spenningen (gi et spenningsfall) innenfor et stort område. Et slikt spenningsfall risikerer å gi utfall av betydelige mengder produksjon, inkludert utfall av produksjonsenheter tilknyttet lavere spenningsnivåer enn 110 kV.

14.4 Systemgjenoppbygging

Produksjonsenhetenes evne til å fase inn mot nettet etter feil og utfall er avgjørende for en effektiv og sikker gjenoppbygging av systemet.

14.5 Systemkoordinering

For å sikre stabiliteten i transmisjonsnettet og utføre nødtiltak, er det nødvendig å koordinere systemene og innstillingene av de ulike kontrollenhetene for reguleringsfunksjonalitet og reguleringsinnstillinger for en produksjonsenhet. For å beskytte nettet og produksjonsenhetene, skal releplaner og tilhørende verninnstillinger koordineres og fastsettes i samarbeid mellom aktuell systemoperatør

og eier/konsesjonær, slik at produksjonsenheter ikke settes i fare. Eventuelle senere endringer skal avtales før endringene kan foretas.

Informasjonsutveksling er avgjørende for å sikre ovennevnte, samt at prosedyrer og krav til koordineringen avtales mellom systemansvarlig, aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier/konsesjonær.

Statnetts anbefaling

14.2 Frekvensstabilitet

Dersom aktuell systemoperatør spesifiserer krav til utstyr for å kunne fjernstyre anlegget, anbefaler Statnett at utstyret skal kommunisere med kommunikasjonsstandard IEC 60870-6/TASE.2.

14.3 Robusthet - FRT

Trefase symmetrisk feil

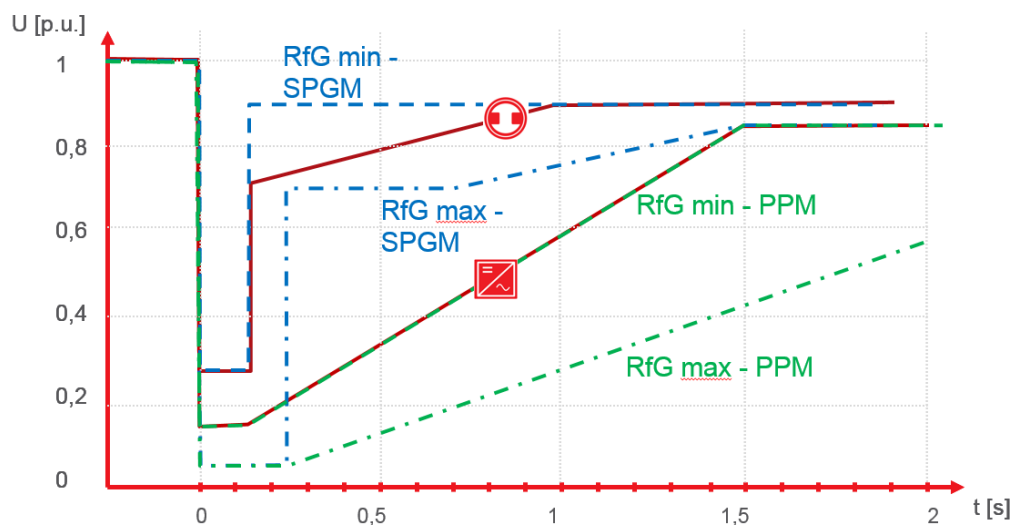
- i. Endelig definert.
- ii. I og med at den relevante feilen vil være i transmisjonsnettet, må man se kravet til spenning-tid-profil i sammenheng med FRT-krav for produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet.
 - $U_{ret} = 0,3$ pu
Rapporten fra Statnetts DIP-test-prosjekt [17] viser at det sjeldent eller aldri vil være hendelser i transmisjonsnettet som fører til spenninger i distribusjonsnettet så lave som grensene gitt av NC-RfG. Det ansees derfor ikke som hensiktsmessig og sette et restspenningskrav (U_{ret}) strengere enn NC-RfGs "snilleste" mulighet.
 - $T_{clear} = 0,15$ s
Normal feilklarering i transmisjonsnett, 100 ms, ligger til grunn for kravet (selv om det i dag er krav til å håndtere feilklareringstid på 400 ms i 132 kV nettet definert som transmisjonsnett). Det velges derfor tilsvarende tid som for produksjonsenheter tilknyttet transmisjonsnettet, Artikkel 16.3.a.i.
 - Spenningsoppbygningen (forløpet etter klarert feil) vil være en funksjon av nettet produksjonsanlegget er plassert i, og er avhengig av styrken på nettet - kortslutningsytelsen. Resultatene fra det overnevnte DIP-test-prosjekt viser en spenningsoppbyggingstid i denne størrelsesorden.
- iii. Endelig definert.
- iv. Endelig definert
- v. Endelig definert.
- vi. Endelig definert.

Spenning		Tid	
U_{ret}	0,3	T_{clear}	0,15
U_{clear}	0,7	T_{rec1}	0,15
U_{rec1}	0,7	T_{rec2}	0,15
U_{rec2}	0,9	T_{rec3}	1,00

Tabell A3 – FRT parametere for type B synkron produksjonsenheter

Spenning		Tid	
U_{ret}	0,15	T_{clear}	0,15
U_{clear}	0,15	T_{rec1}	0,15
U_{rec1}	0,15	T_{rec2}	0,15
U_{rec2}	0,85	T_{rec3}	1,5

Tabell A4 – FRT parametere for type B kraftparkmoduler



Figur A1 - spenning-tid-profil for produksjonseenheter av type B for synkrone produksjonseenheter og kraftparkmoduler. Maks og min grenser i NC-RfG illustrert for synkrone produksjonseenheter (blå) og kraftparkmoduler (grønn)

Informasjon om forhold før og etter feil

Kortslutningsytelsen oppgis i hvert enkelt tilknytningspunkt.

Før feil skal produksjonseenheten i beregningen operere ved:

- $P = P_{max}$ hvor P_{max} er her maksimal effekt levert til nettet i tilknytningspunktet.
- $Q = 0 \text{ MVar}$ referert tilknytningspunktet.
- Spenningen er 1 pu i tilknytningspunktet

Etter feil:

- Feil er klarert ved frakobling av linje i begge ender, hvilket resulterer i redusert kortslutningsytelse.

Asymmetriske feil

Statnett legger til grunn for at det er trefase-kortslutning som er dimensjonerende for produksjonseenheten [18].

"During an unbalanced fault at least one of the phases is unaffected, allowing some power to be transmitted to the system. ... This allows faults to be listed in order of decreasing severity as (i) a

three-phase fault (3ph), (ii) a phase-to-phase-to-ground fault (2ph–g), (iii) a phase-to-phase fault (2ph) and (iv) a single-phase fault (1ph)."

Det legges dermed ikke direkte føringer for Fault-Ride-Through krav for en- og tofase kortslutninger. Det tas ikke hensyn til fasebrudd (enfase kortslutning i spolejordet nett, hvor feilen kan bli stående i inntil 2 timer).

Det er en inkonsistens i regelverket ved at figur A1 og tabell A4 opererer med et endelig krav for U_{rec2} på 0,85 pu kontinuerlig, mens spenningsbåndet, gitt av §15.2/16.3 er minimal spenning 0,9 pu kontinuerlig. Dette bør avklares nærmere med ACER/ENTSO-E.

14.4 Systemgjenoppretting

Forordningsteksten er uttømmende i og med at systemansvarlig gis myndighet til å fastsette under hvilke forhold en produksjonsenhet skal ha funksjonalitet for gjeninnkobling etter utilsiktet frakobling. Det er et krav at installasjon av systemer for automatisk gjeninnkobling skal forhåndsgodkjennes av aktuell systemoperatør. Systemansvarlig fastsetter under hvilke forhold gjeninnkobling kan skje. Kravene er nødvendige for å sikre en koordinert gjeninnkobling av produksjonsenheter etter feilhendelser. Selve utformingen av kriteriene og under hvilke forhold gjeninnkoblingen kan skje vil være en naturlig del av operasjonaliseringen av regelverket og må foretas gjennom en koordinert vurdering mellom produksjonsanleggets eier/konsesjonær, aktuell systemoperatør og systemansvarlig.

14.5 Systemkoordinering

De områder som reguleres i denne bestemmelsen er avgjørende for å sikre en god koordinering og informasjonsutveksling knyttet til produksjonsenhetenes reguleringsfunksjonalitet og reguleringsinnstillinger, releplaner, verninnstillinger og informasjonsutveksling.

Forordningen er formulert med primært 'skal bestemmelser'. 'Skal bestemmelsene' er endelige, og danner rammene for reguleringen. De enkelte detaljene til releplaner og verninnstillinger, både i nett og produksjon, vil naturlig måtte konkretiseres nærmere gjennom operasjonaliseringen av regelverket.

'Kan bestemmelsene' åpner for en tilpasning av regelverket og vil også naturlig tilpasses ved operasjonaliseringen av regelverket som nevnt over. Gjennom 'kan bestemmelsene' åpnes det for tilpasninger på følgende områder:

- Områdene releplanene skal dekke
- Aktuell systemoperatør eller systemansvarliges rett til å be produksjonsanleggets eier/konsesjonær om å få utlevert registrerte data om produksjonsenheten.

Vedrørende bestemmelsene knyttet til releplanlegging og verninnstillinger anbefaler Statnett at dagens ordning, beskrevet av FIKS-2012 videreføres. Det vil si at produsenter forholder seg til dagens krav i FIKS og utarbeider og godkjenner egne innstillingsplaner. Ved behov bør aktuell systemoperatør og/eller systemansvarlig ha mulighet til å vedta/fastsette innstillinger.

Flere av bestemmelsene krever fastleggelse gjennom avtaler etter enighet mellom aktuell systemoperatør/systemansvarlig og produksjonsenhetens eier/konsesjonær. Eventuelle nødvendige avklaringer i tilknytningskontrakter mellom produsent og netteier, der produksjonen skal tilknyttes, om verntekniske forhold bør derfor gjennomgå og beskrives nærmere ved operasjonaliseringen av regelverket.

Sammenligning med eksisterende regelverk

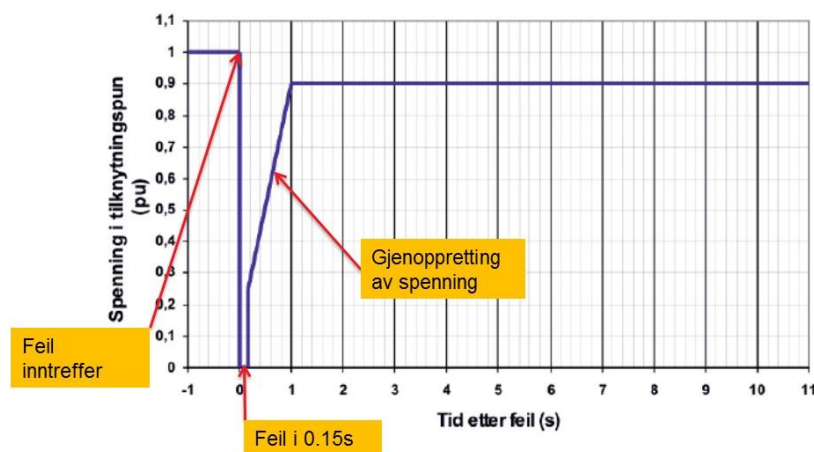
14.2 Frekvensstabilitet

Det vises til tilsvarende avsnitt i bakgrunns- og veiledningsdokumentet for §13.6.

14.3 Robusthet - FRT

Kapittel 3.7 i FIKS inneholder krav om FRT-egenskaper. Kravene gjelder kun for produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV. Dette tilsvarer produksjonsenheter som i NC-RfG betegnes som type D produksjonsenheter. Det er derfor ingen krav om FRT-egenskaper i FIKS for produksjonsenheter av type B og C.

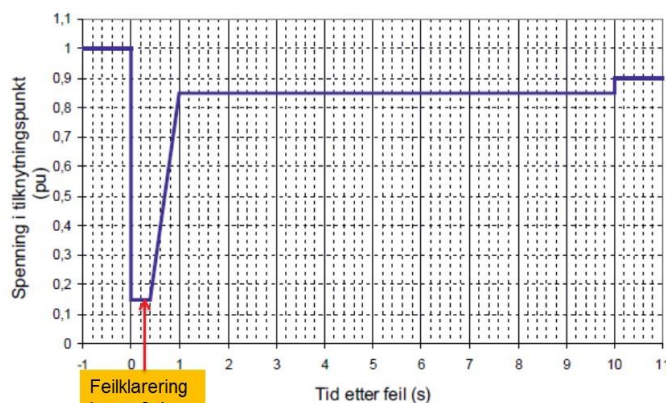
For produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 220 kV i tilknytningspunktet er det krav i FIKS om at produksjonsenhetene skal forbli i drift og levere effekt innenfor et spenningsforløp gitt av Figur I7 nedenfor.



FIGUR 3.7-1 KRAV TIL PRODUKSJONSANLEGG TILKNYTTET NETT MED NOMINELL DRIFTSSPENNING ≥ 220 KV

Figur I7 – Dagens FIKS krav til produksjonsanlegg tilknyttet nett ≥ 220 kV

For produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV og < 220 kV, er det krav i FIKS om at produksjonsenhetene skal forbli i drift og levere effekt innenfor et spenningsforløp gitt av Figur I8 nedenfor. At kravet gjelder disse spenningsnivåer fremkommer av kapittel 3.7 i kombinasjon med kapittel 3.3 til 3.5 i FIKS.



FIGUR 3.7-2 KRAV TIL PRODUKSJONSANLEGG TILKNYTTET NETT MED NOMINELL DRIFTSSPENNING < 220 KV

Figur I8 – Dagens FIKS krav til produksjonsanlegg tilknyttet nett < 220 kV

Bakgrunnen for begge kurveformene i dagens FIKS er utførligere beskrevet i et notat på Statnett sine nettsider [19].

De største forskjellene mellom krav om FRT-egenskaper i FIKS og tilsvarende krav i NC-RfG, gitt Statnetts anbefaling for implementering av kravet, er oppsummert i tabell A12.

Årsaken til at NC-RfG stiller krav til FRT-egenskaper for alle produksjonsenheter av type B, C og D (produksjonsenheter $\geq 1,5$ MW) og ikke bare til produksjonsenheter tilknyttet driftsspenning ≥ 132 kV, er for å legge til rette for en økt andel distribuert produksjon og samtidig sikre robustheten i kraftsystemet. At også de mindre produksjonsenheterne har FRT-egenskaper får større betydning når disse produksjonsenheterne andel av den totale produksjonen øker.

Forhold	FIKS	EU-forordning for tilknytning av produksjon
Hvilke produksjonsenheter har krav om FRT-egenskaper?	De som er tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV	Alle produksjonsenheter $\geq 1,5$ MW uansett nominell driftsspenning i tilknytningspunktet
Når er restspenningen null under feilforløpet?	For produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 220 kV	For produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 110 kV
Krav til feilklareringstid?	0,15 s for produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning > 220 kV 0,4 s for produksjonsenheter tilknyttet nett med nominell driftsspenning ≥ 132 kV < 220 kV	0,14-0,25 s uansett nominell driftsspenning i tilknytningspunktet

Tabell A 12, Sammenligning av krav om FRT-egenskaper i FIKS og NC-RfG.

RENs retningslinjer inneholder ingen generelle krav om FRT-egenskaper for produksjonsenheter, men REN-blad 0303 (som gjelder for synkrongeneratorer) uttrykker at ved klarering av trefase-feil på naboavgang, skal ikke synkrongeneratoren føre til ustabilitet i nettet. Synkrongenerator som mister synkronisme med nettet skal derfor frakobles umiddelbart. Synkrongeneratorer, med aktiv effektproduksjon større enn 250 kW, som gir spennings-sprang over 4 % av nominell driftsspenning i høyspenningsnettet⁸ ved frakobling, skal dimensjoneres for transient stabilitet.

14.4 Systemgjenoppretting

Systemansvarliges hjemmel til å fastsette krav til gjeninnkoblingsutstyr er regulert i fos §20 Vern- og reléplanlegging [20].

Systemansvarlig kan fastsette type, plassering og innstilling av vern og gjeninnkoblingsutstyr i regional- og sentralnettet, og tilknyttede produksjonsenheter (reléplaner).

Bestemmelsen gjelder for produksjonsanlegg tilknyttet regional- og sentralnettet, og bestemmelser for reléplaner på disse nettnivåene.

⁸ Nett med nominell driftsspenning som overstiger 1000 VAC eller 1500 VDC.

I veiledende krav til kontrollanlegg (FIKS kap. 2.3) omhandles inn- og gjeninnkoblingsautomatikk.

Effektbrytere hvor fasing til eller parallelldrift med regional- og sentralnettet kan forekomme, skal ha utstyr for kontrollert innkobling.

FIKS kapittel 3.2 omhandler Start-/stopptid og hjelpeanlegg.

- *Aggregat ≥ 100 MVA med peltonturbin og som har betydning for drift av nettet skal ha elektrisk brems for hurtig innfasing etter utfall.*

I FIKS kap. 4.1 definisjoner heter det:

- *En enhet i kraftsystemet (produksjon, transformering eller overføring) begrenses av effektbrytere, og omfatter hele anlegget mellom effektbryterne, hovedkomponent med tilhørende skinneføringer, tilknytningskabler, apparatanlegg, lokalkontrollanlegg og vern.*
- *Med normal frakobling av feil menes at enhetens vernsystem og effektbrytere frakobler feilen i henhold til spesifiserte krav. Automatikk for gjeninnkobling kan startes der dette er spesifisert.*
- *Med definitiv frakobling menes at vernsystem og effektbrytere frakobler feilen, uten at automatikk for gjeninnkobling startes.*

Veiledende krav til gjeninnkoblingsutstyr er beskrevet i kapitelene i FIKS som omtaler vern i regional- og sentralnettet (kap. 5 og 4).

Utover dette er det ikke funnet krav til gjeninnkobling.

14.5 Systemkoordinering

Med hensyn til §14.5.b. er dagens praktisering så langt at eier/konsesjonær av produksjonsanlegget må forholde seg til de frakoblingstider som er beskrevet i FIKS, inkl. reservedekning. Systemansvarlig har ikke hatt en rolle i å "godkjenne" eller avtale verninnstillinger. Behovet for å koordinere har vært knyttet til selektivitetsmessige utfordringer. Dersom systemansvarlig og aktuell systemoperatør skal fastsette releplaner for produksjonsenhetene, vil dette trolig medføre behov for kompetanseheving og –dreining, og økte behov for ressurser i forhold til dagens situasjon.

FIKS-2012 regulerer en rekke forhold som berøres av ovennevnte bestemmelser.

- Vern i regionalnettet
- Krav til feilskrivere

Sammenligning med andre land

14.2 Frekvensstabilitet

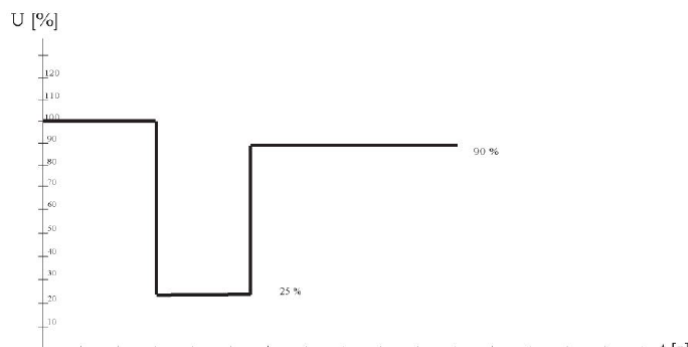
Statnett har ikke et sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette området.

14.3 Robusthet - FRT

FRT krav stilles for ulike type anlegg (B-D). I sammenlikningen med andre land er det ingen systematisk deling av sammenlikningsgrunnlaget for hver type. Det underlaget ENTSO-E har summeres derfor opp i det det etterfølgende. I de øvrige relevante kapitler vises det tilbake til denne oppsummeringen.

ENTSO-E har sammenliknet et utvalg av nasjonale bestemmelser for FRT. Sammenlikningen viser en stor variasjonsbredde i regelverkene. På denne bakgrunn har ENTSO-E ikke funnet det mulig å gi en objektiv sammenlikning. Det fremgår heller ikke på hvilket grunnlag de ulike kravene er satt. I det etterfølgende gjengis ENTSO-Es opplisting av regelverk for de ulike land.

Sverige



Figur I9 – Svenske krav til FRT for alle produksjonsanlegg

Figur I9 viser de svenske kravene til FRT for alle produksjonsanlegg (ikke enkelte generatorer) opptil 50 MW for vannkraft og opp til 100 MW for alle andre typer av produksjonsanlegg (termisk og kjernekraft). Spenningskurven gjelder for nærmeste maskede transmisjonsnettpunkt (ikke tilknytningspunktet for produksjonsanlegget).

Betingelser før feil:

- Intakt og høyt belastet nett før og etter feil (ingen svekkelser i nettkonfigurasjonen etter feil).
- Generatorene skal være noe overmagnetisert før feil (nær null utveksling av reaktiv effekt før feil).

Finland

Produksjonsenhetene tilknyttet 110, 220 og 400 kV nivå skal med tilhørende hjelpesystemer, være dimensjonert slik at de kan tåle følgende variasjoner i nettspenning uten at de kobles fra nettet

- Stegvis reduksjon av spenningen til 0% i 250 ms.
- Fulgt av en lineær økning av nettspenningen fra 25% til 90% i 500 ms,
- Fulgt av en konstant nettspenning på 90%.

Kun en liten reduksjon av aktiv effekt er tillatt.

- For 400 og 220 kV nettspenning ved 1 pu skal generatoren driftes ved nominell effekt (P_N).

Reaktiv effekt skal, målt på høgspenningssiden av generatortransformatoren, være slik at enheten ikke produserer eller konsumerer reaktiv effekt, dvs. kun litt overmagnetisert.

Østerrike

Produksjonsenheter tilknyttet ≥ 110 kV:

TOR B, 6.4.10: Det skilles mellom feil nær produksjonsenheten og feil langt unna:

- Feil nær produksjonsenheten: ≤ 150 ms (inntil feilen er klarert) skal ikke skape stabilitetsutfordringer eller frakobling av produksjonsenheten.
- Feil langt unna produksjonsenheten: selv for klareringstid opp mot 5 sekunder skal produksjonsenheten ikke gå over til hjelpesystemer eller frakobles nettet.

Det fremgår ikke hva som er å oppfatte som nær og langt unna feilen.

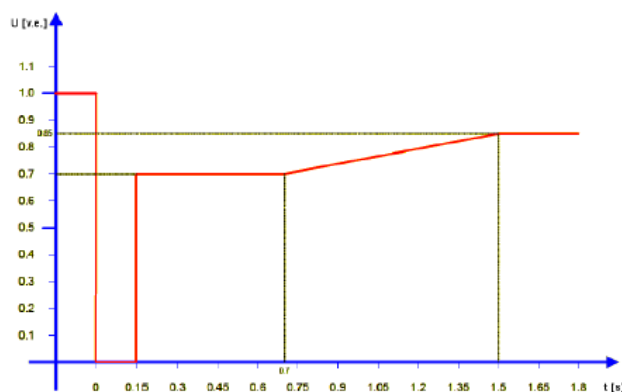
Produksjonsenheter tilknyttet < 110 kV:

TOR D4, 8.1.2: Avhengig av spenningsdip skal produksjonsenheten forbli tilknyttet nettet i bestemte tidsperioder:

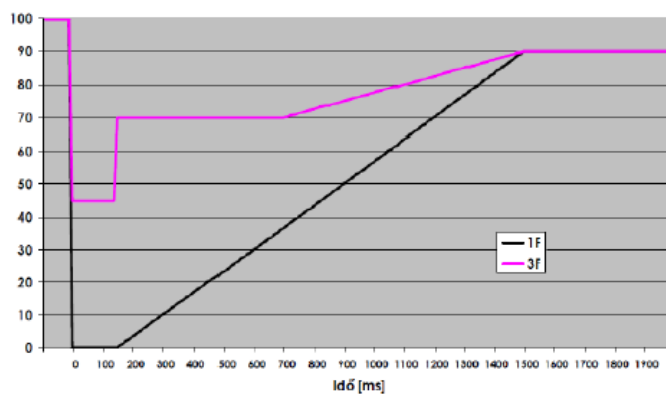
- For spenningsdip mellom 1 pu og 0.7 pu: produksjonsenheten skal forbli tilknyttet.
- For spenningsdip mellom 0.7 pu og 0.3 pu: produksjonsenheten skal forbli tilknyttet i minst 700 ms.
- For spenningsdip < 0.3 pu: produksjonsenheten skal forbli tilknyttet i minst 150 ms. Dersom dette ikke er teknisk mulig skal frakobling tillates etter tillatelse fra nettoperatøren.

Ingen spesielle forbehold er tatt knyttet til tilstanden før feil inntreffer.

Ungarn



Figur I10 – FRT kurve benyttet i Ungarn for synkrongeneratorer



Figur I11 – FRT kurve benyttet i Ungarn for kraftparkmoduler

1F = enkel linefeil til jord, 3F = 3 fase feil.

Sveits

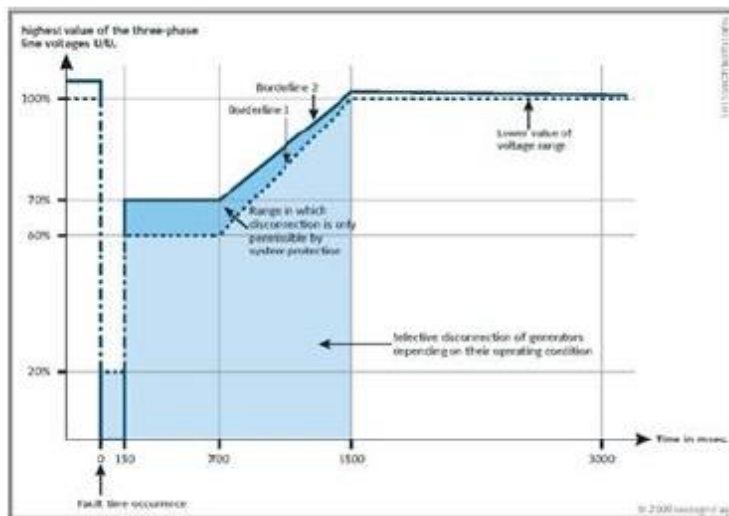


Figure 7: Borderline showing the permitted operating voltage at the connection point

Figur I12 – FRT kurver benyttet i Sveits

Italia

FRT krav for synkrone generatorer er ikke dekket av dagens Italienske regelverk.

For vind kraftparkmoduler installert på Sardinia og Sicilia gjelder følgende FRT-profiler.

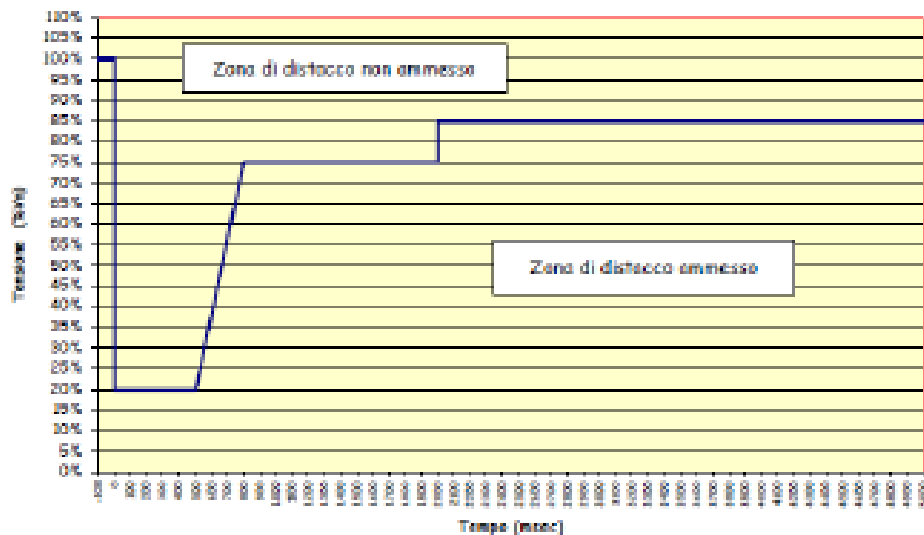


Figura 1: Valori della tensione a cui, in seguito ad un guasto in rete, la centrale eolica deve mantenere la connessione.

Figur I13 FRT kurver benyttet i Italia for vind kraftparkmoduler

For PV kraftkraftmoduler gjelder følgende FRT-profiler.

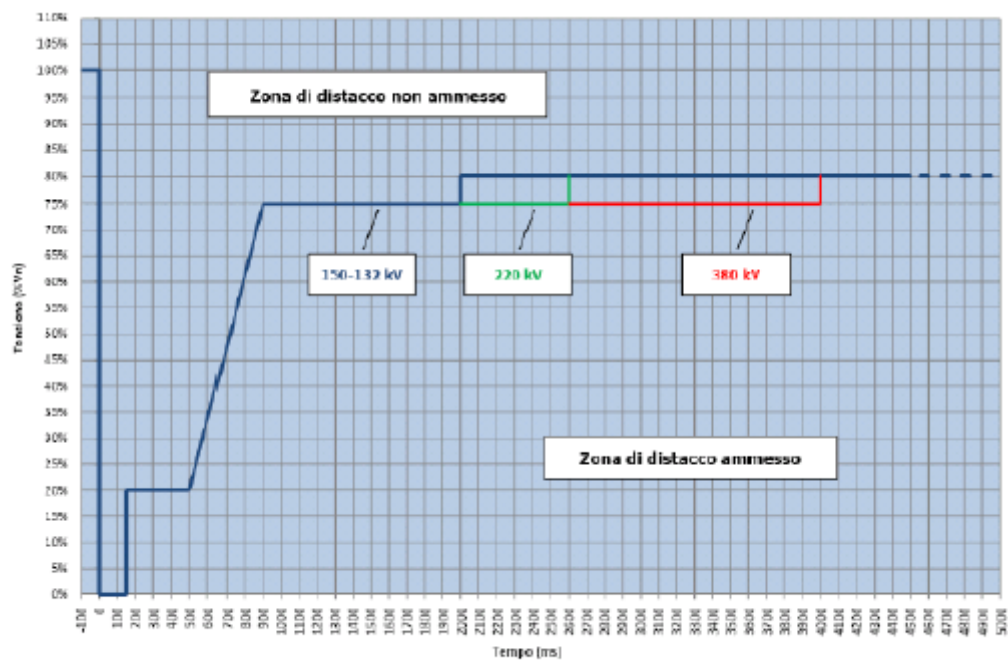


figura 6 – Caratteristica tensione-durata riferita al punto di connessione

Figur I14 FRT kurver benyttet i Italia for PV kraftparkmoduler

For industriintegrerte produksjonsanlegg gjelder følgende FRT-profiler.

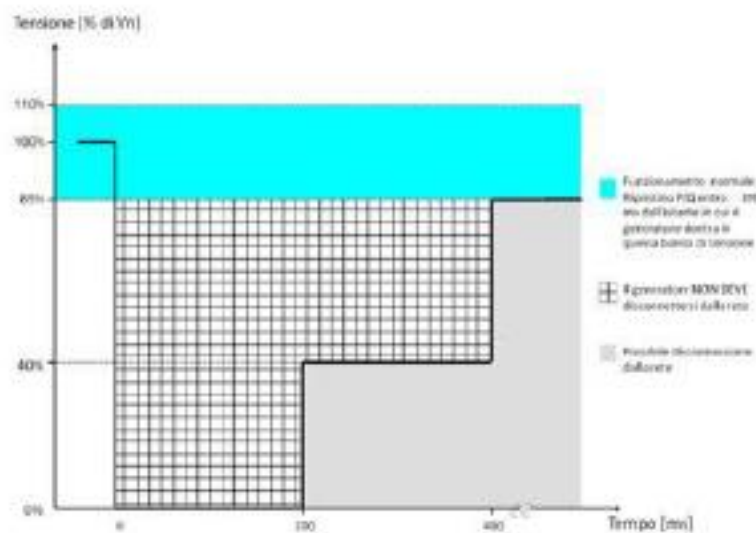


figura 2 – LVRFT (tratta da norma CEI 0-21)

Figur I15 FRT kurver benyttet i Italia for idustriintegrerte produksjonsanlegg

Polen

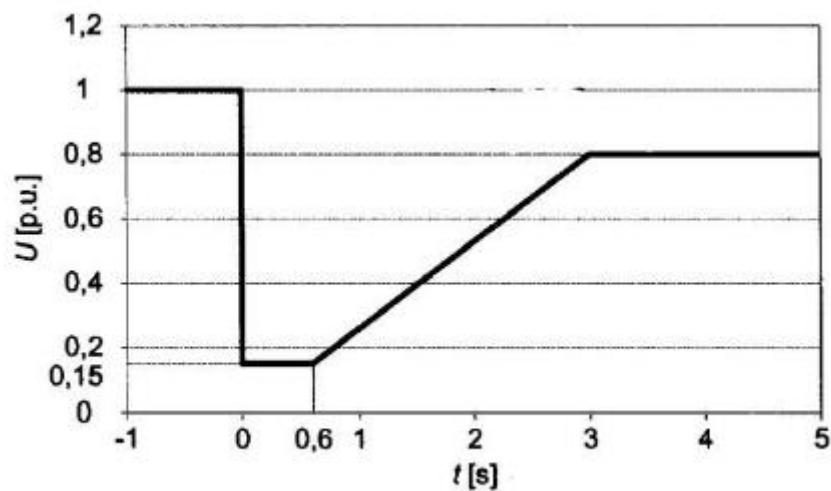
Type D produksjonsenheter

- Produksjonsenheter må forbli tilknyttet nettet mens kortslutninger er klarert innen
 - $t = 120$ ms for 220 kV og 400 kV nett,
 - $t = 150$ ms for 110 kV nett.
- FRT er ikke definert i regelverket.

For vindkraftparker:

- Vindkraftparken må forbli tilknyttet nettet i området over figuren gitt nedenfor.

Det er ikke definert FRT forutsetninger før feil inntreffer for type C og D produksjonsenheter i regelverket.

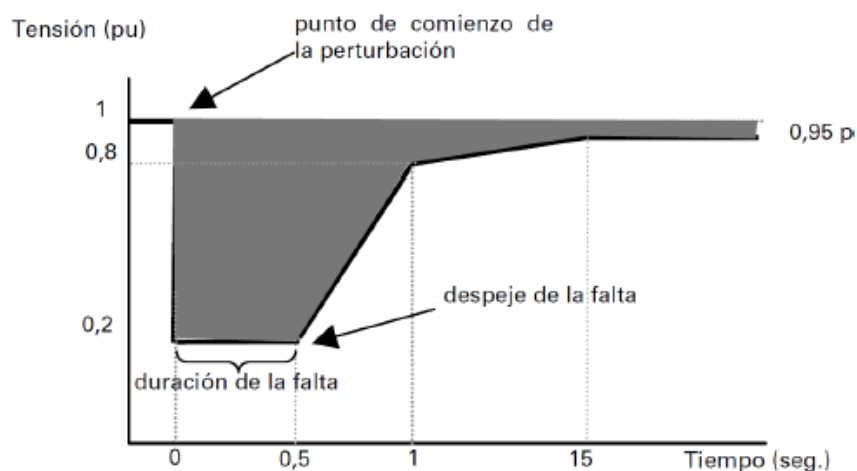


Figur I16 FRT kurver benyttet i Polen

Spania

Ministry Resolution Operational procedure 12.3 (2006):

- Kravene gjelder for alle vindkraftparker, både eksisterende og nye.
- FRT profilen er gitt i figuren nedenfor.

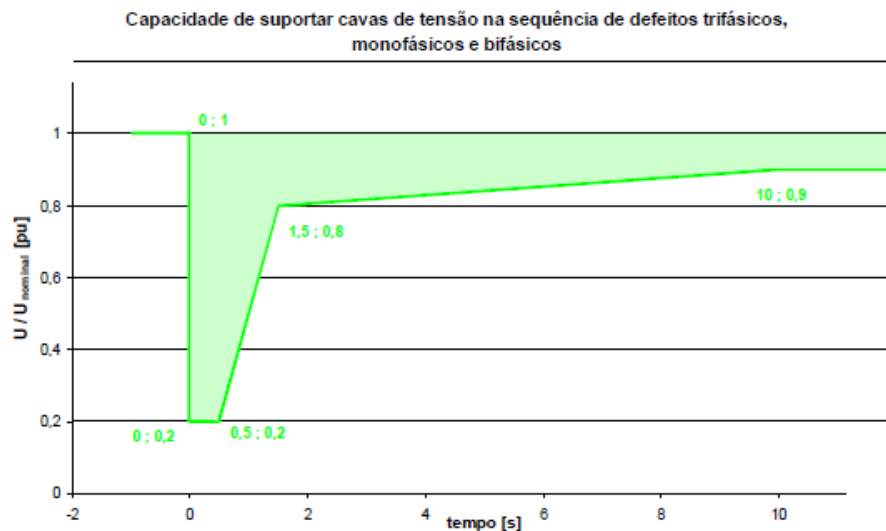


Figur I17 FRT kurver benyttet i Spania

Med hensyn til forutsetninger før feil er tidsintervallene i figuren over generelt verifisert i tilfeller hvor levert effekt ikke overstiger 5% av nettets kortslutningseffekt i det gitte tilkoblingspunktet.

Portugal

Med hensyn til FRT funksjonalitet skal tilknyttet kraftparkmoduler (vind) i transmisjonsnettet (alt) og distribusjonsnettet (maksimumskapasitet større enn 6 MVA) forbli tilknyttet nettet under feil i nettet (symmetriske og usymmetriske) når spenningen er over kurven gitt nedenfor. Det er ingen pre-feil forutsetninger for kravet.



Figur I18 FRT kurver benyttet i Portugal for vind kraftparkmoduler

Storbritannia

FRT kravene er definert i CC.6.3.15 av de britiske nettkodene. Kravet er ikke i sin helhet definert av en spennings- tidkurve, men er gitt av følgende generelle prinsipper:

- 1) For feilklareringstid opp til og med 140ms
Generatorer (inkludert vindkraftparkmoduler) skal forbli tilknyttet og være stabile for enhver symmetrisk eller usymmetrisk feil i høyspennings transmisjonsnett med spenninger større eller lik 200 kV.

I feilklaringsperioden bør hver produksjonsenhet produsere maksimal reaktiv strøm til transmisjonsnettet uten at den transiente begrensningen for produksjonsenheten overskrides. Innen 500 ms av feilklarering, skal 90% av produksjonsenhetens aktive effekt før feilen inntraff leveres til nettet.
- 2) For feilklareringstid som overstiger 140 ms
Generatorer (inklusive kraftparkmoduler) skal forbli tilknyttet nettet og være stabile for enhver symmetrisk spenningsdip i høyspennings transmisjonsnett med spenninger større eller lik 200 kV, hvor som helst på eller over den heltrukne linjen i figur I19.
- 3) Under perioden med spenningsdip skal produksjonsenheten levere aktiv effekt minst proporsjonalt med den opprettholdte spenningen i transmisjonsnettet (med mindre det har vært en reduksjon fra den primære energikilden for kraftparkmoduler) og skal levere maksimum

reaktiv strøm uten å overskride de transiente begrensningene for produksjonsenheten. I tillegg skal hver produksjonsenhet gjenopprette minst 90% av levert aktiv effekt, før feilen inntraff (med mindre det har vært en reduksjon fra den primære energikilden for kraftparkmoduler), innen 1 sekund etter at spenningen er gjenopprettet i tilkoblingspunktet.

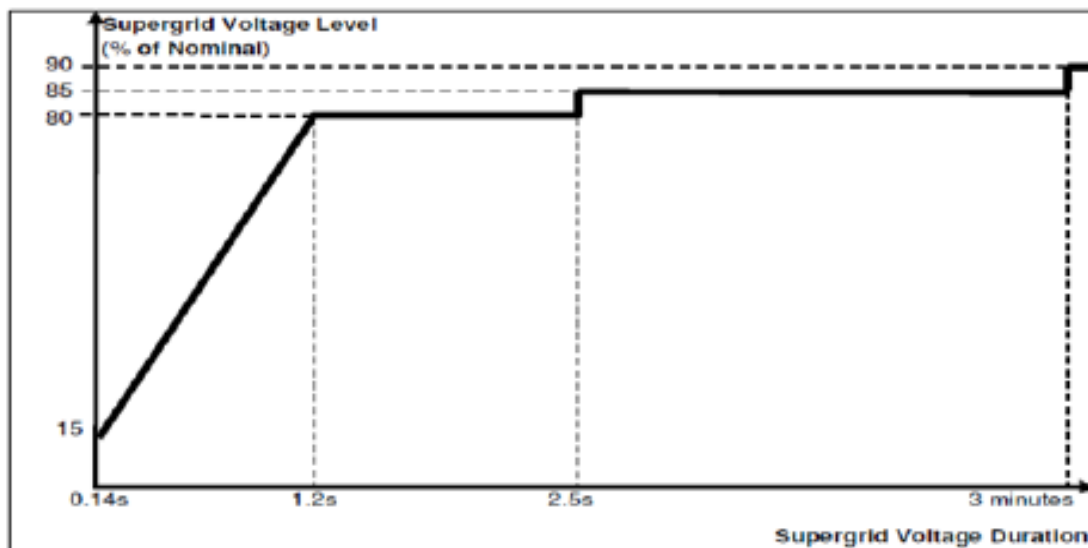


Figure 5

Figur I19 - FRT kurver benyttet i Storbritannia

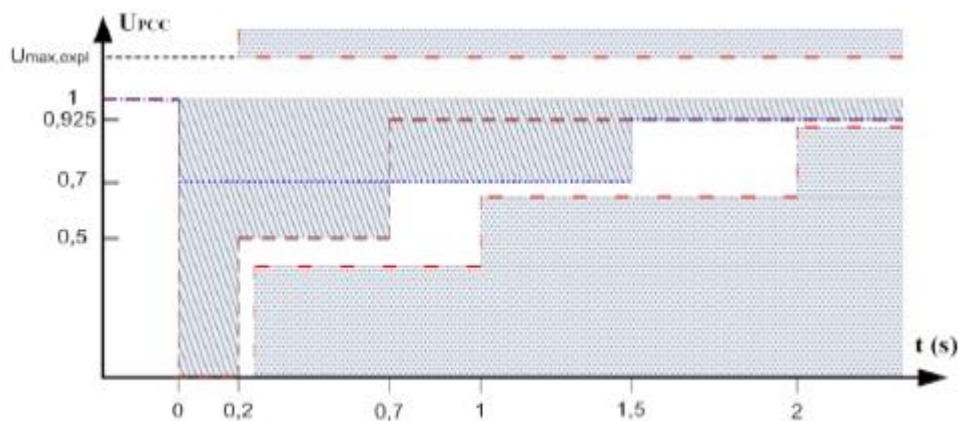
Belgia

For alle typer produksjonsenheter tilknyttet spenningsnivå lik 30 kV og høyere, gjelder to FRT profiler, en feilprofil (brun stiplet linje) og en spenningsprofil (blå stiplet linje) i figur I20. Disse profilene er definert ut i fra normal driftsspenning i tilknytningspunktet og gjelder for symmetriske feil.

For alle typer produksjonsenheter tilknyttet i og mellom 30 kV og 110 kV, er produksjonsenheten forpliktet å frakoble i det skraverte området avgrenset av den røde stiplede linjen i figuren, for å unngå etablering av uønskede separatområder.

I valideringen av kravetterlevelse, skal FRT kravene testes med følgende pre-feil forutsetninger:

- Minimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet.
- $U = 1\text{pu}$ i tilknytningspunktet.
- Driftspunkt for produksjonsenheten: $P=P_{\text{nom}}$ og $Q=0$.



Figur I20 FRT kurver benyttet i Belgia

14.4 Systemgjenoppretting

Statnett har ikke informasjon om dette.

14.5 Systemkoordinering

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er behov for informasjonsutveksling, rutiner og koordinering mellom aktuell systemoperatør, systemansvarlig og eier/konsesjonær av produksjonsenheter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
14.2		X				X		
14.3		X	X	X		X	X	X
14.4		X	X	X		X	X	X
14.5		X	X	X		X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 15

Engelsk forordningstekst

Article 15

General requirements for type C power-generating modules

1. *Type C power-generating modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13 and 14, except for Article 13(2)(b) and (6) and Article 14(2).*
2. *Type C power generating modules shall fulfil the following requirements relating to frequency stability:*

- (a) *with regard to active power controllability and control range, the power generating module control system shall be capable of adjusting an active power setpoint in line with instructions given to the power generating facility owner by the relevant system operator or the relevant TSO.*

The relevant system operator or the relevant TSO shall establish the period within which the adjusted active power setpoint must be reached. The relevant TSO shall specify a tolerance (subject to the availability of the prime mover resource) applying to the new setpoint and the time within which it must be reached;

- (b) *manual, local measures shall be allowed in cases where the automatic remote control devices are out of service.*

The relevant system operator or the relevant TSO shall notify the regulatory authority of the time required to reach the setpoint together with the tolerance for the active power;

- (c) *In addition to paragraph 2 of Article 13, the following requirements shall apply to type C power generating modules with regard to limited frequency sensitive mode – underfrequency (LFSM-U):*

- (i) *the power generating module shall be capable of activating the provision of active power frequency response at a frequency threshold and with a droop specified by the relevant TSO in coordination with the TSOs of the same synchronous area as follows:*

- *the frequency threshold specified by the TSO shall be between 49.8 Hz and 49.5 Hz inclusive;*
 - *the droop settings specified by the TSO shall be in the range 2 – 12 %.*

This is represented graphically in Figure 4;

- (ii) *the actual delivery of active power frequency response in LFSM-U mode shall take into account:*

- *ambient conditions when the response is to be triggered;*
 - *the operating conditions of the power generating module, in particular limitations on operation near maximum capacity at low frequencies and the respective impact of ambient conditions according to paragraphs 4 and 5 of Article 13; and*
 - *the availability of the primary energy sources.*

- (iii) the activation of active power frequency response by the power generating module shall not be unduly delayed. In the event of any delay greater than two seconds, the power generating facility owner shall justify it to the relevant TSO;
- (iv) in LFSM-U mode the power generating module shall be capable of providing a power increase up to its maximum capacity;
- (v) stable operation of the power generating module during LFSM-U operation shall be ensured;

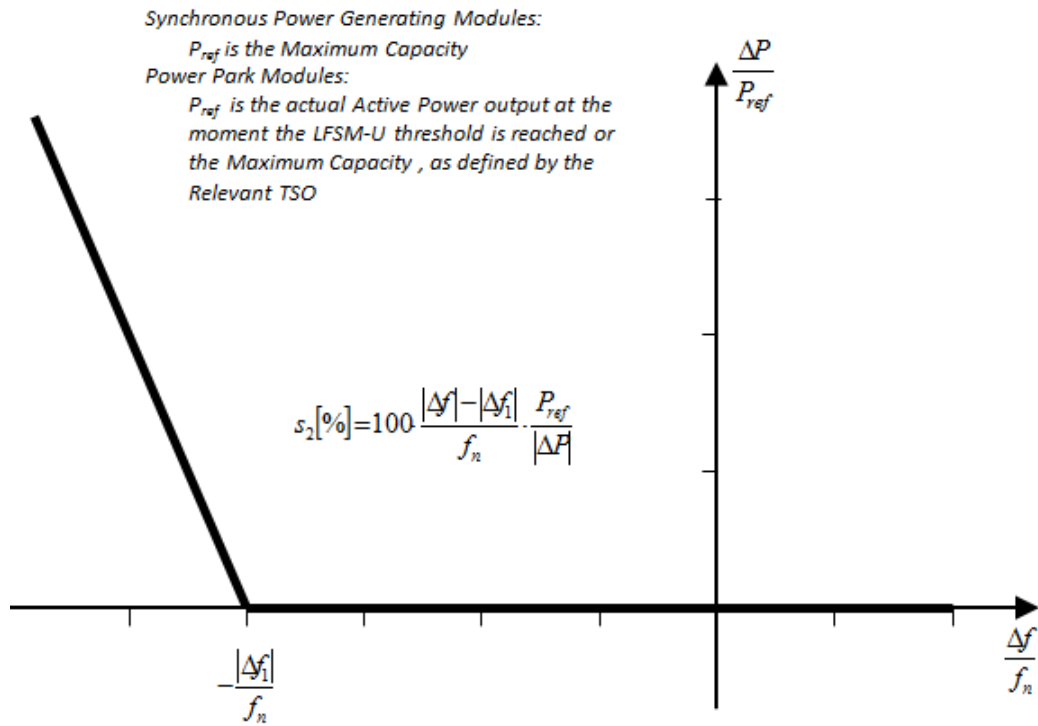


Figure 4: active power frequency response capability of power generating modules in LFSM-U. P_{ref} is the reference active power to which ΔP is related and may be specified differently for synchronous power generating modules and power park modules. ΔP is the change in active power output from the power generating module. f_n is the nominal frequency (50 Hz) in the network and Δf is the frequency deviation in the network. At underfrequencies where Δf is below Δf_1 the power generating module has to provide a positive active power output change according to the droop S_2 .

- (d) in addition to point (c) of paragraph (2), the following shall apply cumulatively when frequency sensitive mode ('FSM') is operating:
 - (i) the power generating module shall be capable of providing active power frequency response in accordance with the parameters specified by each relevant TSO within the ranges shown in Table 4. In specifying those parameters, the relevant TSO shall take account of the following facts:
 - in case of overfrequency, the active power frequency response is limited by the minimum regulating level;

- in case of underfrequency, the active power frequency response is limited by maximum capacity;
- the actual delivery of active power frequency response depends on the operating and ambient conditions of the power generating module when this response is triggered, in particular limitations on operation near maximum capacity at low frequencies according to paragraphs 4 and 5 of Article 13 and available primary energy sources;

Parameters		Ranges
Active power range related to maximum capacity $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1.5 – 10 %
Frequency response insensitivity	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 – 0.06 %
Frequency response deadband		0 – 500 mHz
Droop s_1		2 – 12 %

Table 4: Parameters for active power frequency response in FSM (explanation for Figure 5)

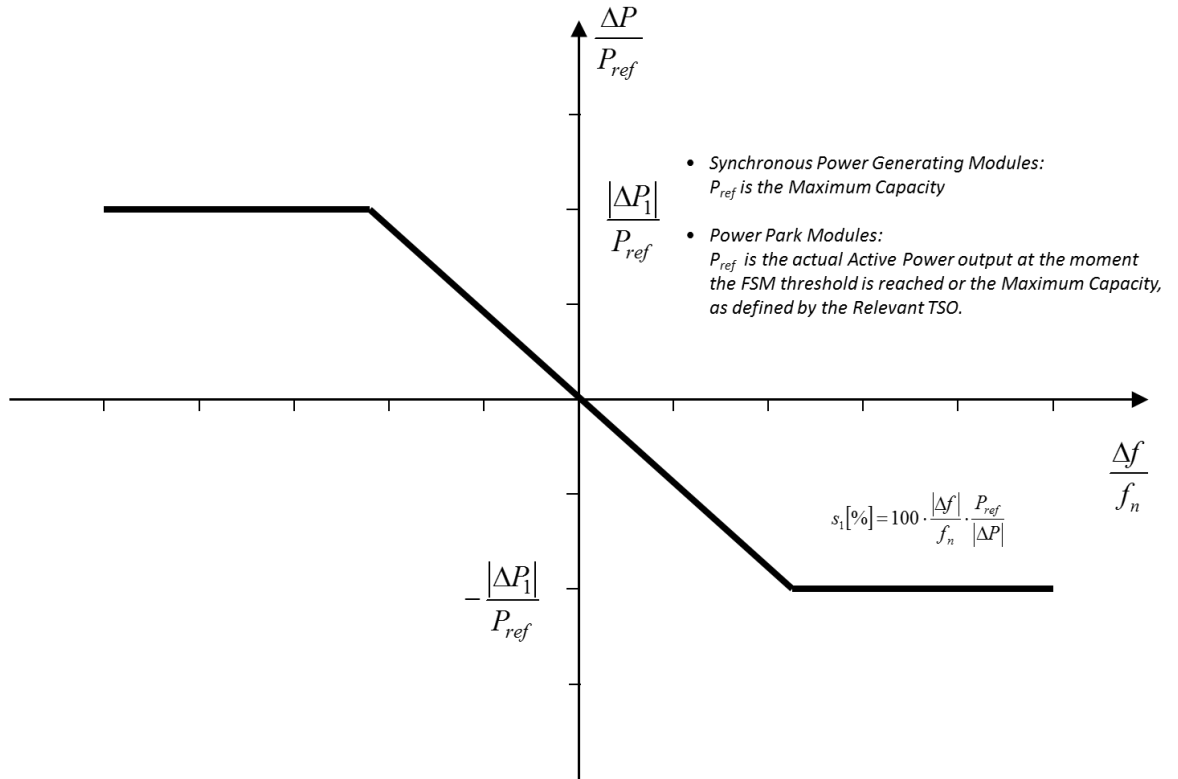


Figure 5: Active power frequency response capability of power generating modules in FSM illustrating the case of zero deadband and insensitivity. P_{ref} is the reference active power to which ΔP

is related. ΔP is the change in active power output from the power generating module. f_n is the nominal frequency (50 Hz) in the network and Δf is the frequency deviation in the network.

- (ii) the frequency response deadband of frequency deviation and droop must be able to be reselected repeatedly;
- (iii) in the event of a frequency step change, the power generating module shall be capable of activating full active power frequency response, at or above the full line shown in Figure 6 in accordance with the parameters specified by each TSO (which shall aim at avoiding active power oscillations for the power generating module) within the ranges given in Table 5. The combination of choice of the parameters specified by the TSO shall take possible technology-dependent limitations into account;
- (iv) The initial activation of active power frequency response required shall not be unduly delayed.

If the delay in initial activation of active power frequency response is greater than two seconds, the power generating facility owner shall provide technical evidence demonstrating why a longer time is needed.

For power generating modules without inertia, the relevant TSO may specify a shorter time than two seconds. If the power generating facility owner cannot meet this requirement they shall provide technical evidence demonstrating why a longer time is needed for the initial activation of active power frequency response;

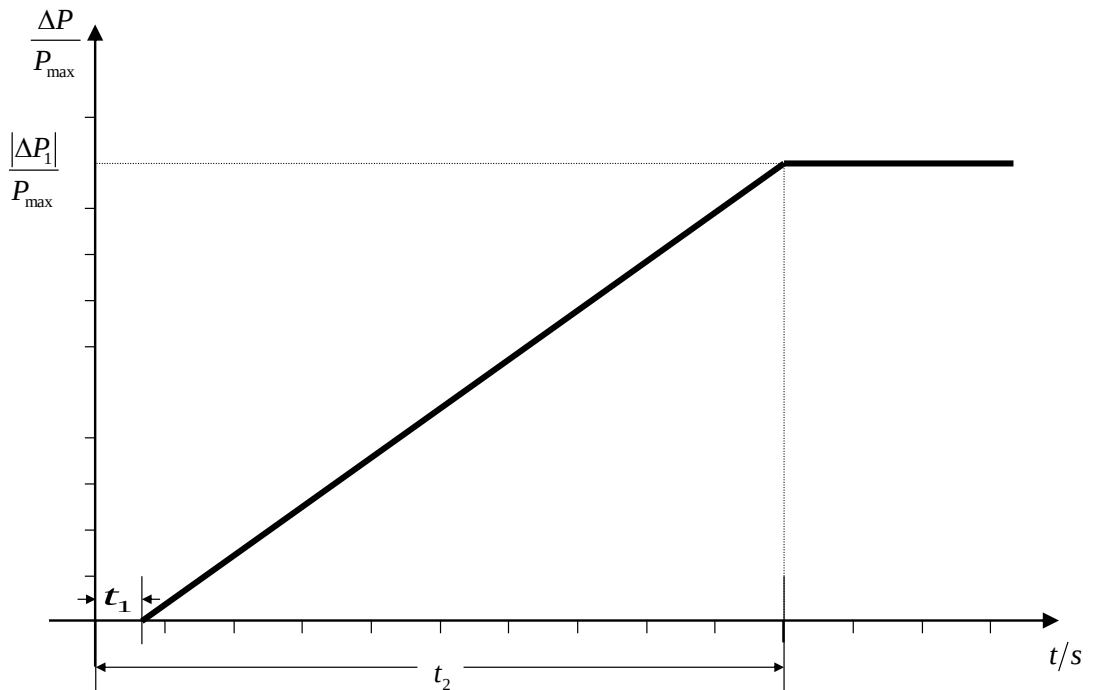


Figure 6: Active power frequency response capability. $P_{\max}$ is the maximum capacity to which ΔP relates. ΔP is the change in active power output from the power generating module. The power generating module has to provide active power output ΔP up to the point ΔP_1 in accordance with the times t_1 and t_2 with the values of ΔP_1 , t_1 and t_2 being specified by the relevant TSO according to Table 5. t_1 is the initial delay. t_2 is the time for full activation.

- (v) the power generating module shall be capable of providing full active power frequency response for a period of between 15 and 30 minutes as specified by the relevant TSO. In specifying the period, the TSO shall have regard to active power headroom and primary energy source of the power generating module;
- (vi) within the time limits laid down in point (v) of paragraph (2) (d), active power control must not have any adverse impact on the active power frequency response of power generating modules;
- (vii) the parameters specified by the relevant TSO in accordance with paragraphs 1, 2, 3 and 5 shall be notified to the relevant regulatory authority. The modalities of that notification shall be specified in accordance with the applicable national regulatory framework;

Parameters	Ranges or values
Active power range related to maximum capacity (frequency response range) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1.5 – 10 %
For power generating modules with inertia, the maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise in line with Article 15 (2) (d) (iv)	2 seconds
For power generating modules without inertia, the maximum admissible initial delay t_1 unless justified otherwise in line with Article 15 (2) (d) (iv)	as specified by the relevant TSO.
Maximum admissible choice of full activation time t_2 , unless longer activation times are allowed by the relevant TSO for reasons of system stability	30 seconds

Table 5: Parameters for full activation of active power frequency response resulting from frequency step change (explanation for Figure 6).

- (e) with regard to frequency restoration control, the power generating module shall provide functionalities complying with specifications specified by the relevant TSO, aiming at restoring frequency to its nominal value or maintaining power exchange flows between control areas at their scheduled values;
- (f) with regard to disconnection due to underfrequency, power generating facilities capable of acting as a load, including hydro pump-storage power generating facilities, shall be capable of disconnecting their load in case of underfrequency. The requirement referred to in this point does not extend to auxiliary supply;
- (g) with regard to real-time monitoring of FSM:
 - (i) to monitor the operation of active power frequency response, the communication interface shall be equipped to transfer in real time and in a secured manner from the power generating facility to the network control centre of the relevant system operator or the relevant TSO, at the request of the relevant system operator or the relevant TSO, at least the following signals:
 - status signal of FSM (on/off);

- *scheduled active power output;*
 - *actual value of the active power output;*
 - *actual parameter settings for active power frequency response;*
 - *droop and deadband;*
- (ii) *the relevant system operator and the relevant TSO shall specify additional signals to be provided by the power generating facility by monitoring and recording devices in order to verify the performance of the active power frequency response provision of participating power generating modules.*
3. *With regard to voltage stability, type C power generating modules shall be capable of automatic disconnection when voltage at the connection point reaches levels specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.*
- The terms and settings for actual automatic disconnection of power generating modules shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO.*
4. *Type C power generating modules shall fulfil the following requirements relating to robustness:*
- (a) *in the event of power oscillations, power generating modules shall retain steady-state stability when operating at any operating point of the P-Q-capability diagram;*
 - (b) *without prejudice to paragraph 4 and 5 of Article 13, power generating modules shall be capable of remaining connected to the network and operating without power reduction, as long as voltage and frequency remain within the specified limits pursuant to this Regulation;*
 - (c) *power-generating modules shall be capable of remaining connected to the network during single-phase or three-phase auto-reclosures on meshed network lines, if applicable to the network to which they are connected. The details of that capability shall be subject to coordination and agreements on protection schemes and settings as referred to in point (b) of Article 14(5).*
5. *Type C power-generating modules shall fulfil the following requirements relating to system restoration:*
- (a) *with regard to black start capability:*
 - (i) *black start capability is not mandatory without prejudice to the Member State's rights to introduce obligatory rules in order to ensure system security;*
 - (ii) *power-generating facility owners shall, at the request of the relevant TSO, provide a quotation for providing black start capability. The relevant TSO may make such a request if it considers system security to be at risk due to a lack of black start capability in its control area;*
 - (iii) *a power-generating module with black start capability shall be capable of starting from shutdown without any external electrical energy supply within a time frame specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;*
 - (iv) *a power-generating module with black start capability shall be able to synchronise within the frequency limits laid down in point (a) of Article 13(1) and, where applicable, voltage limits specified by the relevant system operator or in Article 16(2);*

- (v) *a power-generating module with black start capability shall be capable of automatically regulating dips in voltage caused by connection of demand;*
 - (vi) *a power-generating module with black start capability shall:*
 - *be capable of regulating load connections in block load,*
 - *be capable of operating in LFSM-O and LFSM-U, as specified in point (c) of paragraph 2 and Article 13(2),*
 - *control frequency in case of overfrequency and underfrequency within the whole active power output range between minimum regulating level and maximum capacity as well as at houseload level,*
 - *be capable of parallel operation of a few power-generating modules within one island, and*
 - *control voltage automatically during the system restoration phase;*
- (b) *with regard to the capability to take part in island operation:*
- (i) *power-generating modules shall be capable of taking part in island operation if required by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and:*
 - *the frequency limits for island operation shall be those established in accordance with point (a) of Article 13(1),*
 - *the voltage limits for island operation shall be those established in accordance with Article 15(3) or Article 16(2), where applicable;*
 - (ii) *power-generating modules shall be able to operate in FSM during island operation, as specified in point (d) of paragraph 2.*
- In the event of a power surplus, power-generating modules shall be capable of reducing the active power output from a previous operating point to any new operating point within the P-Q-capability diagram. In that regard, the power-generating module shall be capable of reducing active power output as much as inherently technically feasible, but to at least 55 % of its maximum capacity;*
- (iii) *the method for detecting a change from interconnected system operation to island operation shall be agreed between the power-generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO. The agreed method of detection must not rely solely on the system operator's switchgear position signals;*
 - (iv) *power-generating modules shall be able to operate in LFSM-O and LFSM-U during island operation, as specified in point (c) of paragraph 2 and Article 13(2);*
- (c) *with regard to quick re-synchronisation capability:*
- (i) *in case of disconnection of the power-generating module from the network, the power-generating module shall be capable of quick re-synchronisation in line with the protection strategy agreed between the relevant system operator in coordination with the relevant TSO and the power-generating facility;*
 - (ii) *a power-generating module with a minimum re-synchronisation time greater than 15 minutes after its disconnection from any external power supply must*

be designed to trip to houseload from any operating point in its P-Q-capability diagram. In this case, the identification of houseload operation must not be based solely on the system operator's switchgear position signals;

- (iii) power-generating modules shall be capable of continuing operation following tripping to houseload, irrespective of any auxiliary connection to the external network. The minimum operation time shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, taking into consideration the specific characteristics of prime mover technology.*

6. Type C power generating modules shall fulfil the following general system management requirements:

- (a) with regard to loss of angular stability or loss of control, a power generating module shall be capable of disconnecting automatically from the network in order to help preserve system security or to prevent damage to the power generating module . The power generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall agree on the criteria for detecting loss of angular stability or loss of control;*

- (b) with regard to instrumentation:*

- (i) Power generating facilities shall be equipped with a facility to provide fault recording and monitoring of dynamic system behaviour. This facility shall record the following parameters:*

- voltage;*
- active power;*
- reactive power; and*
- frequency.*

The relevant system operator shall have the right to specify quality of supply parameters to be complied with on condition that reasonable prior notice is given;

- (ii) the settings of the fault recording equipment, including triggering criteria and the sampling rates shall be agreed between the power generating facility owner and the relevant system operator in coordination with the relevant TSO;*
- (iii) the dynamic system behaviour monitoring shall include an oscillation trigger specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, with the purpose of detecting poorly damped power oscillations;*
- (iv) the facilities for quality of supply and dynamic system behaviour monitoring shall include arrangements for the power generating facility owner, and the relevant system operator and the relevant TSO to access the information. The communications protocols for recorded data shall be agreed between the power generating facility owner, the relevant system operator and the relevant TSO;*

- (c) with regard to the simulation models:*

- (i) at the request of the relevant system operator or the relevant TSO, the power generating facility owner shall provide simulation models which properly reflect the behaviour of the power generating module in both steady-state and dynamic simulations (50 Hz component) or in electromagnetic transient simulations.*

The power generating facility owner shall ensure that the models provided have been verified against the results of compliance tests referred to in Chapters 2, 3 and 4 of Title IV, and shall notify the results of the verification to the relevant system operator or relevant TSO. Member States may require that such verification be carried out by an authorised certifier;

- (ii) the models provided by the power generating facility owner shall contain the following sub-models, depending on the existence of the individual components:

 - alternator and prime mover;
 - speed and power control;
 - voltage control, including, if applicable, power system stabiliser ('PSS') function and excitation control system;
 - power generating module protection models, as agreed between the relevant system operator and the power generating facility owner; and
 - converter models for power park modules;*
- (iii) the request by the relevant system operator referred to in point (i) shall be coordinated with the relevant TSO. It shall include:

 - the format in which models are to be provided;
 - the provision of documentation on a model's structure and block diagrams;
 - an estimate of the minimum and maximum short circuit capacity at the connection point, expressed in MVA, as an equivalent of the network;*
- (iv) the power generating facility owner shall provide recordings of the power generating module's performance to the relevant system operator or relevant TSO if requested. The relevant system operator or relevant TSO may make such a request, in order to compare the response of the models with those recordings;*
- (d) with regard to the installation of devices for system operation and devices for system security, if the relevant system operator or the relevant TSO considers that it is necessary to install additional devices in a power generating facility in order to preserve or restore system operation or security, the relevant system operator or relevant TSO and the power generating facility owner shall investigate that matter and agree on an appropriate solution;*
- (e) the relevant system operator shall specify, in coordination with the relevant TSO, minimum and maximum limits on rates of change of active power output (ramping limits) in both an up and down direction of change of active power output for a power generating module, taking into consideration the specific characteristics of prime mover technology;*
- (f) earthing arrangement of the neutral-point at the network side of step-up transformers shall comply with the specifications of the relevant system operator.*

Paragraf 15

Generelle krav til type C produksjonsenheter

1. Type C produksjonsenheter skal innfri kravene gitt av paragraf 13 og 14, med unntak av paragraf 13(2)(b) og (6) og paragraf 14(2).

2. Produksjonsenheter av type C skal overholde følgende krav til frekvensstabilitet:

- (a) Produksjonsenhetsens kontrollsistem skal, med hensyn til styring og reguleringsområde for aktiv effektproduksjon, ha evnen til å justere settpunkt i henhold til instruksjoner gitt til produksjonsanleggets eier fra aktuell systemoperatør eller systemansvarlig.

Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal angi hvor raskt effektproduksjonen skal nå det nye forespurte settpunktet. Systemansvarlig skal spesifisere toleransenivå for det nye effektsettpunktet og tiden innen det skal nås (forutsatt at den ressurs som gir den primære drivkraften er tilgjengelig).

- (b) Dersom fjernstyring er ute av drift, er manuelle lokale tiltak tillatt.

Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal informere reguleringsmyndigheten om kravene til tillatt tid innen effektsettpunkt skal nås og toleransenivå for aktiv effekt.

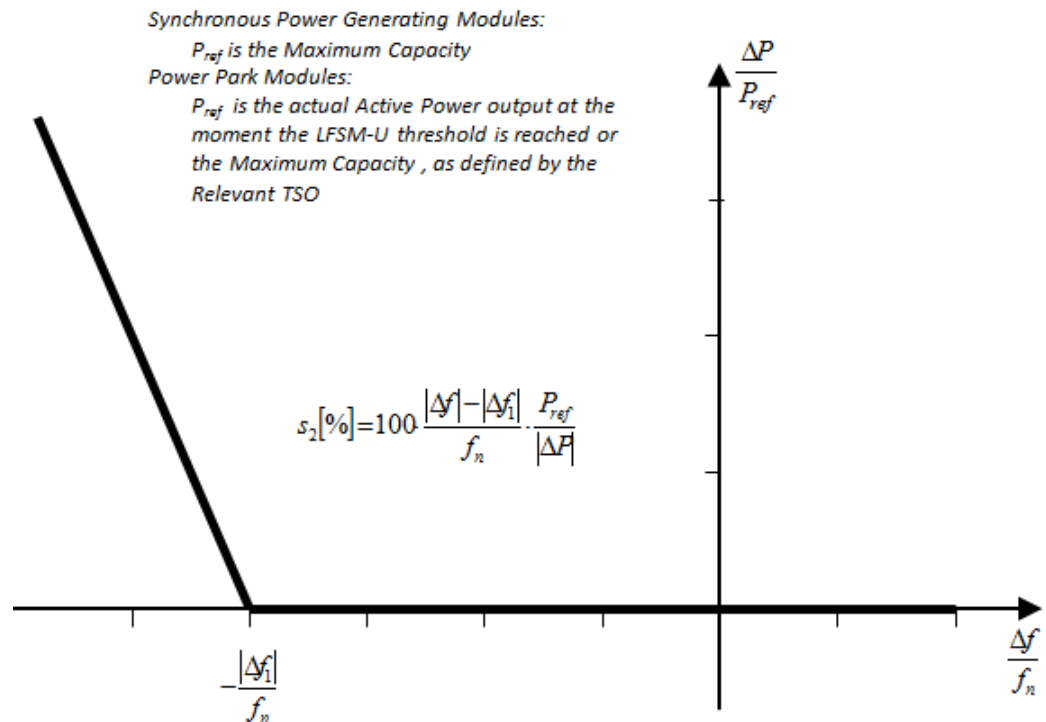
- (c) I tillegg til kravene i § 13 annet ledd, gjelder følgende krav til produksjonsenheter av type C for begrenset frekvensreguleringsmodus - underfrekvens:

- (i) produksjonsenheten skal ha evne til å aktivere effekt-/frekvensrespons ved frekvensnivå og statikk spesifisert av systemansvarlig, i samarbeid med de andre systemansvarlige innenfor synkronområdet i henhold til følgende:
 - frekvensnivået spesifisert av systemansvarlig skal være satt til en verdi i området fra og med 49,8 til og med 49,5 Hz;
 - frekvensstatikken spesifisert av systemansvarlig skal være mellom 2 og 12 %.

Dette er illustrert i figur 4.

- (ii) den faktiske effekt-/frekvensresponsen i begrenset frekvensreguleringsmodus - underfrekvens skal ta hensyn til;
 - omliggende forhold når det er behov for responsen;
 - produksjonsenhets driftsforhold, spesielt begrensninger ved drift nær merkeeffekt ved lave frekvenser og innvirkning av aktuelle omliggende forhold i henhold til § 13 ledd 4 og 5; og
 - tilgjengeligheten av primær energikilde.
- (iii) en produksjonsenhets aktivering av effekt-/frekvensrespons skal ikke ugrunnet være forsinket. Dersom forsinkelsen er over 2 sekunder skal produksjonsanleggets eier begrunne dette overfor systemansvarlig.

- (iv) produksjonsenheten skal i begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens være i stand til å levere effektøkning opp til merkeytelse;
- (v) produksjonsenheten skal være i stabil drift i begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens



Figur 4: Produksjonsenhetens evne til effekt-/frekvensrespons i begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens. P_{ref} er referansen i aktiv effekt som ΔP refereres til, denne kan spesifiseres ulikt for synkrone produksjonsenheter og kraftparkmoduler. ΔP er produksjonsenhetens endring i aktiv effektproduksjon. f_n er synkronområdets nominelle frekvens (50 Hz) og Δf er frekvensavviket i synkronområdet. Ved underfrekvenser hvor Δf er mindre enn Δf_1 , skal produksjonsenheten øke effektproduksjonen i henhold til frekvensstatikk S_2 .

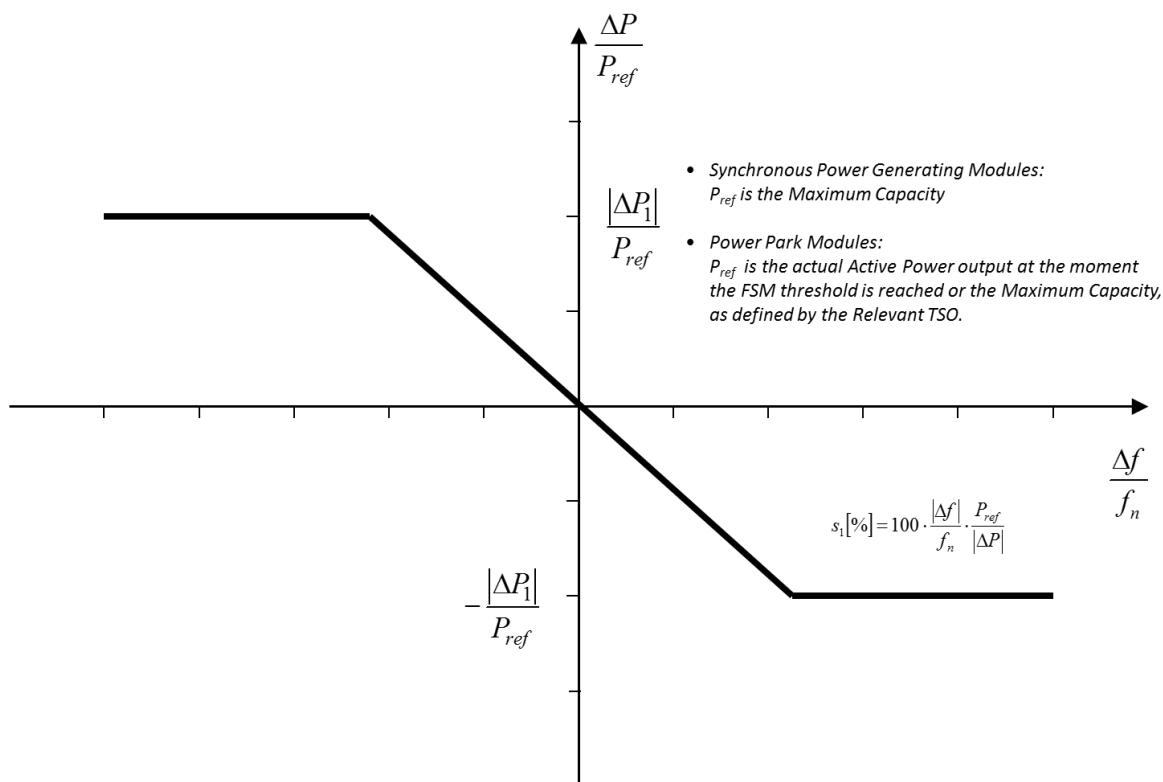
Tekst figuren: Synkrone produksjonsenheter: P_{ref} er merkeeffekt. Kraftparkmoduler: P_{ref} er faktisk aktiv effekt ved tidspunkt hvor nivå for begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens nås eller merkeeffekt, dette defineres av systemansvarlig.

- (d) I tillegg til bokstav (c) i ledd 2, skal følgende gjelde i frekvensreguleringsmodus:
 - (i) Produksjonsenheten skal være i stand til å bidra med effekt-/frekvensrespons i henhold til parameterne spesifisert av systemansvarlig innenfor områdene vist i Tabell 4. Systemansvarlig skal ta hensyn til følgende når parametrene spesifiseres:
 - Ved overfrekvens begrenses effekt-/frekvensresponsen av det laveste effektnivå som produksjonsenheten kan operere stabilt ved;
 - Ved underfrekvens begrenses effekt-/frekvensresponsen av merkeeffekt;
 - Produksjonsenhetens faktiske leveranse av effekt-/frekvensrespons avhenger av aktuelle driftsforhold og omkringliggende forhold på det tidspunktet det er behov for responsen. Spesielt begrensninger ved drift

nær merkeeffekt ved lave frekvenser i henhold til § 13, ledd 4 og 5, samt tilgjengelighet av primær energikilde;

Parametere		Områder
Område for aktiv effekt referert merkeeffekt $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		1.5 – 10 %
Tillatt unøyaktighet for effekt-/frekvensrespons	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 – 0.06 %
Dødbånd for effekt-/frekvensrespons		0 – 500 mHz
Frekvensstatikk s_1		2 – 12 %

Tabell 4: Parametere for effekt-/frekvensrespons i frekvensreguleringsmodus (forklaring til figur 5)

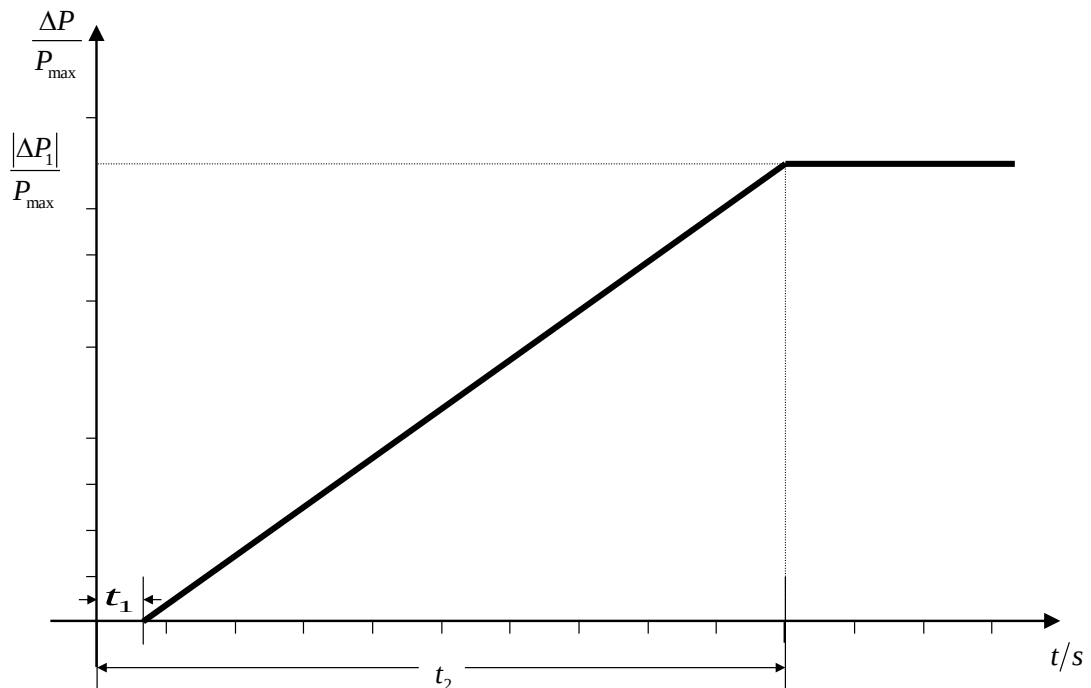


Figur 5: Evne til effekt-/frekvensrespons for produksjonsenheter i frekvensreguleringsmodus, når dødbånd og unøyaktighet ikke er tillatt (satt til null). P_{ref} er referansen i aktiv effektproduksjon som ΔP er referert til. ΔP er produksjonsenhetens endring i aktiv effektproduksjon. f_n er synkronområdets nominelle frekvens (50 Hz) og Δf er frekvensavviket i synkronområdet.

- (ii) dødbåndet for effekt-/frekvensresponsen ved frekvensavvik samt statikk må kunne endres fortløpende;
- (iii) ved et stegformet frekvensendring skal produksjonsenheten ha evne til å aktivere full effekt-/frekvensrespons, på eller over den heltrukne linjen vist i figur 6 i henhold til parametere satt av systemansvarlig innenfor rammene gitt av tabell 5. Målet for fastsettelsen av parameterne er å unngå effektpendlinger for produksjonsenheterne. Kombinasjonene av parametere satt av systemansvarlig skal ta hensyn til teknologiavhengige begrensninger;
- (iv) aktivering av påkrevd effekt-/frekvensrespons skal ikke ugrunnet være forsinket.

Dersom forsinkelsen av aktiveringen er større enn to sekunder, skal produksjonsanleggets eier fremlegge tekniske bevis som begrunner hvorfor en lengre tid er nødvendig.

For produksjonsenheter uten treghetsmoment kan systemansvarlig spesifisere en kortere tid enn to sekunder. Dersom produksjonsanleggets eier ikke kan oppfylle dette kravet skal det fremlegges tekniske bevis som begrunner hvorfor det er behov for lengre tid før aktivering av effekt-/frekvensresponsen.



Figur 6: Evne til effekt-/frekvensrespons. $P_{\max}$ er merkeeffekten som ΔP refereres til. ΔP er produksjonsenhetsens endring i aktiv effektproduksjon. Produksjonsenheten skal bidra med aktiv effekt ΔP opp til ΔP_1 , innenfor tidene t_1 og t_2 . Verdiene for ΔP_1 , t_1 og t_2 spesifiseres av systemansvarlig i henhold til Tabell 5. t_1 er tidsforsinkelse og t_2 er tidspunkt for full aktivering.

- (v) produksjonsenheten skal ha evne til å bidra med full effekt-/frekvensrespons i en tidsperiode på mellom 15 og 30 minutter, spesifisert av systemansvarlig. Når denne perioden spesifiseres skal systemansvarlig ta hensyn til produksjonsenhetsens effektereguleringsbegrensninger og primære energikilde;

- (vi) innenfor tidsperioden gitt i punkt (v) i ledd 2, bokstav (d), skal ikke reguleringen av aktiv effekt ha noen uheldige virkninger på produksjonsenhetens effekt-/frekvensregulering;
- (vii) parameterne spesifisert av systemansvarlig i henhold til ledd 1, 2, 3 og 5 skal rapporteres til reguleringsmyndigheten. Sammensetningen av rapporteringen skal være utformet i samsvar med relevant nasjonalt regelverk;

Parametere	Områder eller verdier
Område for aktiv effekt referert merkeeffekt (effekt-/frekvensrespons område) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1.5 – 10 %
For produksjonsenheter med treghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til § 15.2.d.iv.	2 sekunder
For produksjonsenheter uten treghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til § 15.2.d.iv	Spesifisert av systemansvarlig
Maksimalt tillatt tid før full aktivering skal være oppnådd, t_2 , med mindre lengre aktiveringstid er tillatt av systemansvarlig på grunn av systemstabilitet	30 sekunder

Tabell 5: Parametere for full aktivering av effekt-/frekvensrespons ved en stegformet frekvensendring (forklaring til figur 6)

- (e) med hensyn til sekundær- og tertiærregulering⁹, skal produksjonsenheten ha funksjonalitet i henhold til spesifikasjoner gitt av systemansvarlig, med hensikt å gjenopprette nominell frekvens eller å holde kraftflyten på forbindelser til andre land på deres planlagte verdier;
- (f) Produksjonsanlegg som også kan fungere som last, inkludert pumpekraft, skal kunne koble ut lasten ved underfrekvens. Dette kravet gjelder ikke anleggets hjelpekraftforsyning.
- (g) Med hensyn til sanntidsovervåking av frekvensreguleringsmodus:
 - (i) Produksjonsanlegget skal være utrustet med kommunikasjonsgrensesnitt for å kunne sende sanntidssignaler på en sikker måte, for overvåking av effekt-/frekvensresponsen. Signaler skal etter forespørsel sendes på en sikker måte til aktuell systemoperatør eller systemansvarligs driftssentral, og skal inneholde minst følgende:
 - Statussignal for frekvensreguleringsmodus (av/på)
 - Planlagt produksjon
 - Faktisk produksjon

⁹ Ny EU-forordning for transmisjonssystemdrift tydeliggjør at "frequency restoration control" inkluderer både det vi per i dag i Norden kjenner som sekundærregulering (FRR-A) og det vi kjenner som tertiærregulering (FRR-M).

- Innstilte parametere for effekt-/frekvensresponsen
 - Statikk og dødbånd
 - (ii) aktuell systemoperatør og systemansvarlig skal spesifisere ytterligere signaler fra produksjonsanleggets overvåkings- og kontrollanlegg som skal gjøres tilgjengelige for å kunne verifisere effekt-/frekvensrespons fra de deltagende produksjonsenheter.
3. Med hensyn til spenningsstabilitet, skal type C produksjonsenheter automatisk kunne kobles fra nettet dersom spenningen i tilknytningspunktet når et nivå fastsatt av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig.
- Betingelser og innstillinger for automatisk frakobling av produksjonsenheter skal fastsettes av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig.
4. Produksjonsenheter av type C skal overholde følgende krav til robusthet:
- (a) produksjonsenheter skal, ved effektpendlinger, opprettholde stasjonær stabilitet ved drift ved ethvert driftspunkt innenfor P-Q-kapabilitetsdiagrammet;
 - (b) uten at det går ut over § 13 fjerde og femte ledd, skal produksjonsenheter ha evne til å forbli tilknyttet nettet og drifte uten effektreduksjon, så lenge spenningen og frekvensen forblir innenfor de grenser fastsatt i denne forordningen;
 - (c) produksjonsenheter skal ha evne til å forbli tilknyttet nettet under énfase eller trefase automatisk gjeninnkobling i masket nett, dersom dette er aktuelt for det nettet hvor de er tilknyttet. Detaljene rundt evnen skal være underlagt koordinering og avtaler i releplanen med innstillinger, som nevnt i § 14 femte ledd bokstav b.
5. Produksjonsenheter av type C skal overholde følgende krav til gjenoppretting av normal drift:
- (a) med hensyn til oppstart fra spenningsløst nett:
 - (i) evne til oppstart fra spenningsløst nett er ikke obligatorisk, med mindre medlemsstaten benytter sin rett til å innføre obligatoriske krav for å sikre forsynings sikkerheten;
 - (ii) produksjonsanleggets eier skal, på forespørsel fra systemansvarlig, komme med et tilbud for å kunne levere evnen til å starte fra spenningsløst nett. Systemansvarlig kan komme med en slik forespørsel dersom det anses at forsynings sikkerheten står i fare grunnet mangel på evne til oppstart fra spenningsløst nett;
 - (iii) En produksjonsenhet med evne til oppstart fra spenningsløst nett skal kunne starte opp produksjonsanlegget uten ekstern forsyning innenfor en tidsramme fastsatt av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig;
 - (iv) En produksjonsenhet med evne til oppstart fra spenningsløst nett skal kunne fases inn på nettet innenfor frekvensområdene angitt i § 13 første ledd bokstav (a) og, dersom det er aktuelt, spenningsområdene angitt i § 16 annet ledd;
 - (v) skal en produksjonsenhet med evne til oppstart fra spenningsløst nett automatisk kunne regulere for spenningsfall som følge av innkobling av forbruk;
 - (vi) skal en produksjonsenhet med evne til oppstart fra spenningsløst nett:
 - være i stand til å regulere med hensyn til sprangvise forbruksinnkoblinger;

- ha evne til å driftes i begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens og begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens, som spesifisert i annet ledd bokstav (c) og § 13 annet ledd;
 - frekvensregulere ved overfrekvens og underfrekvens innenfor hele dens aktive driftsområde mellom laveste effektnivå som produksjonsenheter kan driftes stabilt ved og merkeeffekt, i tillegg til tomgangsdrift for egenforsyning;
 - ha evne til å parallelt drifte sammen med flere produksjonsenheter innenfor et separatdriftsområde; og
 - kunne regulere spenningen automatisk under gjenoppretting av normal drift;
- (b) med hensyn til evnen til å bidra under separatdrift:
- (i) skal produksjonsenheter ha egenskaper til å bidra under separatdrift dersom dette kreves av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig og:
 - frekvensområdene for separatdriftsegenskaper skal være de samme som fastsatt i § 13 første ledd bokstav (a);
 - spenningsområdene for separatdriftsegenskaper skal være de samme som fastsatt i § 15 tredje ledd eller § 13 annet ledd, der disse er relevante.
 - (ii) skal produksjonsenheter kunne driftes i frekvensendringsmodus under separatdrift, om fastsatt i annet ledd bokstav (d).
 Ved effektoverskudd skal produksjonsenhetene ha evne til å redusere sin aktive effektproduksjon fra et tidligere driftspunkt til ethvert nytt driftspunkt innenfor P-Q-kapabilitetsdiagrammet. I så måte skal produksjonsenheten kunne redusere sin aktive effektproduksjon så mye som teknisk mulig, men minst til 55 % av den maksimale installerte effekten;
 - (iii) metoden for å detektere en endring fra normal synkrondrift til separatdrift skal avtales mellom produksjonsanleggets eier og aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig. Den avtalte metoden for deteksjon kan ikke bare være basert på aktuell systemoperatørs bryterstillingssignaler;
 - (iv) skal produksjonsenheter kunne driftes i begrenset frekvensreguleringsmodus – overfrekvens (LFSM-O) og begrenset frekvensreguleringsmodus - underfrekvens (LFSM-U) under separatdrift, som spesifisert under annet ledd bokstav (c) og §13 annet ledd.
- (c) med hensyn til egenskaper for hurtig innfasing;
- (i) I tilfeller der et produksjonsanlegg kobler fra nettet skal produksjonsenheten raskt kunne fases inn på nettet i tråd med vernfilosofien avtalt mellom aktuell systemoperatør og eier av produksjonsenheten, i samarbeid med systemansvarlig;
 - (ii) en produksjonsenhet med minimum innfasingstid større enn 15 minutter etter frakobling fra en ekstern energiforsyning skal være designet for overgang til tomgangsdrift fra ethvert driftspunkt i produksjonsenhetens P-Q-kapabilitetsdiagram. I slike tilfeller kan ikke identifisering av tomgangsdrift være basert bare på aktuell systemoperatørs signaler om bryterposisjoner;
 - (iii) Produksjonsenheter skal kunne forbli i drift etter overgang til tomgang, uavhengig av hvorvidt hjelpe- og styringssystemet har forbindelse til eksternt

nett. Minimum driftsperiode skal fastsettes av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig, hensyntatt den spesifikke karakteristikken til den primære energikildens teknologi.

6. Type C produksjonsenheter skal overholde følgende generelle krav til systemkoordinering:
- (a) Med hensyn til tap av vinkelstabilitet eller tap av kontroll, skal en produksjonsenhet kunne koble fra nettet automatisk for å bidra til å opprettholde driftssikkerheten eller å forhindre skade på produksjonsenheten. Produksjonsanleggets eier og aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig bli enige om kriteriene for å detektere tap av vinkelstabilitet eller kontroll;
 - (b) med hensyn til instrumentering:
 - (i) skal produksjonsanlegget utrustes med feilskriver og utstyr for å monitorere dynamisk systemstabilitet. Utstyret skal registrere følgende parametere:
 - Spenning;
 - aktiv effekt;
 - reaktiv effekt; og
 - frekvens.Aktuell systemoperatør skal ha rett til å fastsette parametere for leveringskvalitet som skal overholdes, under forutsetning av at rimelig varsel er gitt;
 - (ii) feilskriverens innstillinger, inkludert startkriterier og registreringshastighet, skal avtales mellom produksjonsanleggets eier og aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig;
 - (iii) overvåkingen av den dynamiske systemresponsen skal inkludere et utløsernivå med det formål å detektere pendlinger. Utløsernivået skal fastsettes av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig;
 - (c) med hensyn til simuleringsmodeller:
 - (i) på forespørsel fra aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal produksjonsanleggets eier levere simuleringsmodeller som korrekt reflekterer oppførselen til produksjonsenheten både i stasjonære og dynamiske simuleringer (50 Hz-komponenten) eller i transiente simuleringer.

Produksjonsanleggets eier skal sørge for at modellene har blitt verifiserte mot resultatene fra etterlevelsetestingen referert til i kapitlene 2, 3 og 4 i del IV, og eier skal informere aktuell systemoperatør om resultatene fra verifiseringen. Medlemsland kan kreve at verifiseringen gjennomføres av et autorisert sertifiseringsorgan;
 - (ii) modellene fra produksjonsanleggets eier skal inneholde følgende delmodeller, avhengig av hvilke individuelle komponenter som finnes:
 - generator og primærenergikilde;
 - turbinregulator;
 - spenningsregulering inkludert, dersom det er aktuelt, dempetilsatsfunksjon og magnetiseringssystem;
 - produksjonsenhets modeller for vernutrustningen, som avtalt mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier; og

- omformermodeller for kraftparkmoduler;
- (iii) aktuell systemoperatørs forespørsel i henhold til punkt (i) skal være koordinert med systemansvarlig, og skal inkludere:
 - formatet som modellene skal leveres på;
 - Fremleggelse av dokumentasjonen av strukturen og blokkdiagram for modellene;
 - et estimat av minimum og maksimum kortslutningsytelse i tilknytningspunktet, uttrykt i MVA, som en ekvivalent for nettet;
- (iv) produksjonsanleggets eier skal levere registrerte data av produksjonsenhetens respons til aktuell systemoperatør eller til systemansvarlig dersom dette etterspørres. Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig kan fremsette en slikt forespørsel for å kunne sammenligne responsen til modellene mot de registrerte dataene;
- (d) med hensyn til installasjon av utstyr for systemdrift og utstyr for forsyningssikkerhet, dersom aktuell systemoperatør eller systemansvarlig anser det som nødvendig å installere tilleggsutstyr i et produksjonsanlegg for å kunne opprettholde eller gjenopprette systemdrift eller sikkerhet. Aktuell systemoperatør eller systemansvarlig og produksjonsanleggets eier skal undersøke forholdet og bli enige om en passende løsning;
- (e) Aktuell systemoperatør skal, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette minimum og maksimumsgrenser for endring i aktiv effektproduksjon (rampingrestriksjoner) både for økning og reduksjon i aktiv effektproduksjon, hensyntatt den spesifikke karakteristikken til teknologien av den primære energikilden for produksjonsanlegget;
- (f) Jordingsarrangementet av nøytralpunktet på høyspenningssiden av generatortransformatoren skal være i samsvar med spesifikasjoner gitt av aktuell systemoperatør;

Formål med bestemmelsen

15.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Formålet med bestemmelsen er å gjøre kravene gitt for type A og B produksjonsenheter gjeldende også for type C enheter, med unntak av §13.2.b, §13.6 og §14.2.

15.2.a Frekvensstabilitet - kontroll og kontrollområde for aktiv effekt

Bestemmelsen skal legge til rette for styrbarhet i effektproduksjonen hos produksjonsenheter.

15.2.b Frekvensstabilitet - manuelle lokale styringsløsninger

Bestemmelsen skal legge til rette for drift av produksjonsenheter også når fjernstyring kortvarig er ute av drift. Ut over dette er behovet at styrbarhet i effektproduksjonen tilsvarende som i §15.2.a.

15.2.c Frekvensstabilitet - begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens (LFSSM-U)

Motivasjonen bak denne bestemmelse er å kunne automatisk øke den aktive effektproduksjonen fra produksjonsenheter i tilfeller med særlig anstrengt driftssituasjon med frekvens betydelig under 50 Hz,

og under forutsetning av at produksjonsenheterne kan reguleres opp (det kreves ikke roterende reserver). Slike situasjoner kan potensielt oppstå ved større hendelser, som medfører et produksjonsunderskudd større enn de som hensyntas i markedsinnkjøp. Til hendelsene regnes store utfall av produksjon, utfall av importerende HVDC-overføring(er), plutselig større økning i forbruk eller hendelser som f.eks. deling av systemet (feil i nettet eller overlast på kritiske linjer) med påfølgende separatdrifter eller store ubalanser. I så måte er LFSM-U en funksjon, som gir bidrag i ekstrem-situasjoner – ref. NC-Emergency and Restoration §15. Denne responsen er sistelinje av dynamisk frekvensrespons. Om ubalansene og påfølgende frekvensavvik er store vil belastningsfrakobling (load shedding) utløses.

Paragrafen definerer det stasjonære bidraget. Økningen av den aktive effektproduksjonen skal være proporsjonal med frekvensavviket, under en gitt terskel, gitt at produksjonsenheterne kan reguleres opp, hvilket bidrar til å stabilisere frekvensen i systemet.

15.2.d Frekvensstabilitet – frekvensreguleringsmodus (FSM)

Bestemmelsen skal sikre riktig respons fra produksjonsenheter ved en frekvens som avviker fra 50 Hz, slik at produksjonsenheterne kan bidra til å redusere momentane ubalanser mellom produksjon og forbruk (bidra med primærreserver). Paragrafen definerer både det stasjonære bidraget og det dynamiske forløpet (reguleringsegenskapene).

For det stasjonære bidraget skal endringen av aktiv effektproduksjon være proporsjonal med frekvensavviket, gitt at maksimal eller minimum reguleringsnivå ikke er nådd. Dette bidrar til å stabilisere frekvensen for systemet.

For den dynamiske responsen stilles krav til forsinkelse og aktiveringstid ved et frekvenssprang. Det bør merkes at det er responsen i FSM som er definerende for reguleringsegenskapene. Dvs. det stilles ikke krav om reguleringshastighet/respons i noen annen paragraf som omhandler frekvensregulering, for eksempel §15.2.c – LFSM-U eller §13.2 – LFSM-O.

15.2.e Frekvensstabilitet - sekundær- og tertiærregulering

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for at produksjonsenheter er i stand til å bidra med sekundær- og tertiærregulering (FRR-A og FRR-M).

15.2.f Frekvensstabilitet - frakobling

Bestemmelsen skal bidra til at konsekvensene av større hendelser, som gir underfrekvens, begrenses gjennom at produksjonsanlegg, som også fungerer som last, kobles ut ved forutbestemte frekvensverdier. Utkoblingen kommer kun til anvendelse i de tilfeller produksjonsanlegget faktisk fungerer som en last. Funksjonaliteten skal ikke være aktivert når denne type produksjonsanlegg går i modus for kraftproduksjon.

15.2.g Sanntidsovervåking av FSM

Bestemmelsen skal legge til rette for aktuell systemoperatørs og systemansvarligs oppfølging (overvåking) av levert effekt-/frekvensrespons fra produksjonsenheter.

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsenheter kan operere ved de spenningsavvik, som kan oppstå ved normaldrift, samt ved forstyrrelser som utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføring.

15.4 Robusthet

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsenheter er stabile, slik at systemet som helhet ikke får reduserte stabilitetsmarginer.

15.5.a Systemgjenoppbygging - svartstart

Bestemmelsen skal sikre at tilstrekkelig antall produksjonsenheter i kraftsystemet kan bidra med å gjenopprette normal drift etter en større hendelse eller mørkeleggelse. Svartstartegenskaper er i henhold til NC-RfG ikke påkrevet regulert av forordningen dersom det er annen nasjonal lovgivning som regulerer dette. Dersom svartstartegenskaper velges regulert gjennom NC-RfG (type C og D anlegg eller enheter med installert effekt ≥ 10 MW) skal;

- Produksjonsanleggets eier/konsesjonær kunne tilby slik funksjonalitet, innenfor de krav og forpliktelser som er fastsatt, ved forespørsel fra systemansvarlig,
- systemansvarlig skal kunne komme med en forespørsel om egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett når systemansvarlig anser at forsyningssikkerheten er truet,
- systemansvarlig forventes å betale for egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett.

15.5.b Systemgjenoppbygging - separatdrift

Bestemmelsen skal sikre at strømforsyningen i separatdrift opprettholdes og at separatområdet kan tilknyttes det øvrige systemet så fort som mulig. Generelt skal produksjonsenheter være innstilt og koordinert på en slik måte at de er i stand til å operere i separatdrift og kontrollere frekvens og spenning etter overgang til separatdrift. Blant annet skal produksjonsenhetene kunne justere sin aktive effekt automatisk basert på frekvensen til separatområdet.

Bestemmelsen skal sikre minimum ytelse fra produksjonsenhetene, som både skal være i henhold til EUs "nærhetsprinsipp"¹⁰ og ivareta systemets overordnede behov.

15.5.c Systemgjenoppbygging - Hurtiginnfasing

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsenheter, som er koblet fra nettet på grunn av feil i systemet, raskt kan fases inn på nettet igjen.

15.6 Systemkoordinering

Se formålsbeskrivelsen i §14.5.

I tillegg er det behov for å sikre en nærmere koordinering av forhold knyttet til vinkelstabilitet, instrumentering av feilskrivere og overvåking av dynamisk stabilitet, krav til simuleringsmodeller, installasjon av utstyr for systemdrift og forsyningssikkerhet, rampingrestriksjoner og jordingsarrangementer for Type C (og D) produksjonsenheter.

¹⁰ Knyttet til maktfordelingen mellom [EU](#) og medlemslandenes lovgivning og institusjoner og innebærer at beslutninger skal fattes på lavest mulige effektive nivå.

Bakgrunn til bestemmelsen

15.2.a Frekvensstabilitet - kontroll og kontrollområde for aktiv effekt

For balansering av produksjon og forbruk (spesielt i nødsituasjoner da systemstabiliteten og forsyningssikkerheten er i fare) trenger systemansvarlig/aktuell systemoperatør å ha mulighet til å gi instruksjoner for å få justert aktiv effektproduksjon fra større produksjonsenheter.

15.2.b Frekvensstabilitet - manuelle lokale styringsløsninger

Det er behov for å sikre at kraftsystemet kan drives videre ved bortfall av fjernstyring. Feilhendelser håndteres av lokale vernsystemer. Dersom produksjonsenheter var nødt til å stanse produksjonen når fjernstyringen var ute av drift ville det ha negative konsekvenser for produksjonsanleggets eier (økonomiske tap) og potensielt også for aktuell systemoperatør eller systemansvarlig (f.eks. behov av oppregulering av andre produksjonsenheter). I verste fall kan det innebære utfall og mørkeleggelse av større delområder.

15.2.c Frekvensstabilitet - begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens (LFSM-U)

Alle store driftsforstyrrelser har potensiale til å gi betydelige konsekvenser for systemdriften. For å kunne håndtere driftsforstyrrelser stilles det krav til frekvensrespons. Med en økt andel distribuert "lite regulerbar" kraftproduksjon og mindre tregghetsmoment i systemet, risikerer vi at hendelser får større konsekvenser. Mulige mottiltak ved store driftsforstyrrelser, som gir frekvensfall, foruten å innføre tilleggskrav til oppregulering av effektproduksjonen hos større produksjonsenheter, som har mulighet til dette, er å legge begrensninger på installert effektvolum hos de minste produksjonsenhetene uten denne regulerbarheten eller å anskaffe større reguleringsreserver for balansering av systemet. Begrensninger på volumene av de minste (fornybare) produksjonsenhetene er ikke i tråd med EUs energipolitiske mål. Anskaffelse av overdrevent store reguleringsreserver er ikke kostnadseffektivt.

15.2.d Frekvensstabilitet – frekvensreguleringsmodus (FSM)

Det umiddelbare avviket mellom produksjon og forbruk fanges opp av den roterende massen (den roterende energien) i kraftsystemets produksjonsapparat. Avviket mellom produksjon og forbruk resulterer i et frekvensavvik, som må begrenses for å hindre at produksjonsenheter kobles ut fordi frekvensen går utenfor produksjonsenhetenes designområde. En kontrollert økning/reduksjon i aktiv effektproduksjon (dvs. tilfredsstillende frekvens-/effektrespons) fra produksjonsenheter ved slike frekvensavvik er nødvendig for å sikre systemstabiliteten og forsyningssikkerheten.

Funksjonskravene til FSM inneholder valg av innstillingsmuligheter, mekanisk dødbånd og reguleringssshastighet. I implementeringsarbeidet har Statnett tatt utgangspunkt i systembehov, samt forventede egenskaper fra vannkraftanlegg. Valgene tar høyde for:

- Rammene gitt av NC-RfG.
- Et definert behov – reguleringsvolum representerer ubalanser som kan oppstå i systemet.
- Reguleringssevne som gir funksjonalitet for effektiv utnyttelse av LFSM-funksjonene.
- Overholdelse av frekvensområder gitt av NC-RfG ved transiente forløp.

- Anbefalinger fra Norconsult¹¹ om at man kan tillatte opp mot 3 dB som høyeste topp i lukket sløyfe-responsen.
- Krav definert av en tidsrespons (før en frekvensrespons) for å tilrettelegge for et regelverk som er enkelt å tolke og forstå.

15.2.e Frekvensstabilitet - sekundær- og tertiærregulering

Sekundærreguleringen (FRR-A) er automatisk og fungerer ved at et signal sendes direkte fra systemansvarlig til produksjonsenhetens kontrollsystem, hvorved produksjonsenheten endrer effektproduksjon iht. faststilte krav til respons. Sekundærreguleringen brukes i Norden for å bringe frekvensen tilbake til 50,00 Hz, samt frigi primærreserver som har blitt aktivert hos produksjonsenheter i frekvenssensitivitetsmodus. Produksjonsenhetene blir derved i stand til hurtig å håndtere frekvensavvik ved nye feil og ubalanser. I det øvrige Europa brukes sekundærreguleringen også til å håndtere avvik i flyt mellom land i forhold til planlagte verdier.

Tertiærregulering er per i dag regulering av manuelle reserver (FRR-M eller regulerkraftmarkedet) med en aktiveringstid på opp mot 15 minutter. Tertiærregulering er brukt for å redusere ubalanser (på grunn av forskjell mellom produksjon, forbruk og utveksling) og for å frigjøre primær- og sekundærreserver, slik at disse kan være klar til neste hendelse. Tertiærregulering er også brukt for å håndtere regionale flaskehalser for å sikre utveksling mellom områder innenfor tilgjengelig nettkapasitet.

15.2.f Frekvensstabilitet - frakobling

Funksjonalitet for lastfrakobling i produksjonsanlegg, som går som last (eksempelvis pumpekraftverk) er nødvendig i nødsituasjoner ved underfrekvens for å gjenopprette balansen mellom produksjon og forbruk.

Hvis ikke utkobling av slik last var mulig ved underfrekvens, ville det være fare for systemsammenbrudd i slike situasjoner. Alternativt ville det være behov for økte reserver for oppregulering. I ytterste konsekvens kunne det være behov for at fornybare energikilder ikke driftes ved optimal ytelse, slik at disse kan oppreguleres i nødsituasjoner. Uforholdsmessig store reserveinnkjøp er ikke kostnads-effektivt, og begrensninger i produksjonen hos fornybare energikilder er ikke i tråd med EUs energipolitiske mål.

15.2.g Sanntidsovervåkning av FSM

Effekt-/frekvensrespons har stor betydning for frekvensstabilitet og forsyningssikkerhet, da denne responsen er avgjørende for å opprettholde balansen mellom effektproduksjon og effektforbruk. Det er viktig at systemansvarlig/aktuell systemoperatør følger opp leveransen av effekt-/frekvensrespons. Kraftprodusenter kompenseres økonomisk for leveranser av denne tjenesten. Det er derfor også nødvendig å følge opp at betalte tjenester leveres i henhold til avtale.

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

Det er behov for å kunne sette en bestemt standard til spenningsnivå for når produksjonsenheter av type C skal kunne kobles automatisk fra nettet, slik at disse kan driftes stabilt og uten utfall. Dette for å

¹¹ Norconsultrapport 2017, s. 100

sikre robustheten i det norske kraftsystemet. For produksjonsenheter vil spenningskriteriet avhenge av hvorvidt produksjonsenheten bidrar aktivt i spenningsreguleringen. I så fall skal produksjonsenheten forbli tilknyttet nettet innenfor hele spenningsområdet definert på nasjonalt nivå (eller som definert i NC-RfG for type D anlegg). Dette for at den skal bidra til å holde spenningen så lenge som mulig. I motsatt fall, dersom produksjonsenhets reaktive bidrag ikke er knyttet til spenningen i tilknytningspunktet, skal produksjonsenheten frakobles i de tilfelle den bidrar til å øke spenningsforstyrrelsen.

15.4 Robusthet - FRT

Stasjonær stabilitet innebærer at produksjonsenheten ikke skal ha egenskaper/respons som forsterker svingninger som oppstår ved forstyrrelser. Forstyrrelser er for eksempel lastfravall (frekvensendring) eller spenningsendringer. For synkrone produksjonsenheter innebærer dette pådrag fra både spenningsregulator og turbinregulator. Endringen i hastighet og/eller rotorvinkel gir dermed en respons i det mekaniske systemet. For vannkraft er det de mekaniske kreftene i vannvei (lengde, tverrsnitt, hastighet) og aggregatet (tyngden, rotasjonshastigheten) som gir grunnlaget for en stabilitetsanalyse. Ved en forstyrrelse i nettet vil endret driftspunkt gi trykkbølger i vannveien. En frekvensanalyse vil vise hvilke (svinge)frekvenser man vil få i det lokale regulerte systemet, og på bakgrunn av dette vurdere stabiliteten (som gjerne defineres som en margin).

Når man i denne sammenheng snakker om det regulerte systemet, tas det utgangspunkt i at regulatorens egenskaper bestemmes av kravene til aktiv- og reaktiv effektregulering. Produksjonsenheten skal i henhold til paragraf 15.2.d.iv (FSM-modus for type C og D) kunne regulere aktiv effekt med en hastighet gitt av figur 6, referert NC-RfG. I tillegg skal det være spenningsregulering i henhold til 18.2.c (spenningsregulering type C synkrone produksjonsenheter), 19.2.b (spenningsregulering type D produksjonsenheter) og 21.3.d (spenningsregulering type D kraftparkmoduler) (merk at Statnett anbefaler tydeliggjøring av krav til spenningsregulering for synkrone produksjonsenheter ved at reguleringshastigheten foreslås inkludert). Etterlevelse av krav til reguleringshastighet betinger en regulator med høyt nok pådrag. Generelt er det slik at høyere pådrag fra regulator utfordrer stabilitetsmarginene eller i verste fall gir ustabilitet. Kapittel IV i NC-RfG (kravetterlevelse) stiller krav til å dokumentere at anlegg (type C og D) oppfyller kravene reguleringshastighet uten å gi ustabilitet.

15.5.a Systemgjenoppretting - svartstart

Evne til svartstart er en kritisk funksjonalitet for systemet, som må sikres i et hvert kraftsystem. Kravene i NC-RfG er ikke obligatoriske, ettersom ikke alle produksjonsenheter nødvendigvis vil delta i gjenopprettingsprosessen. Etter at produksjonsenheter med evne til svartstart er spennings satt og tilknyttet systemet skal systemet igjen være stabilt. Øvrige kraftverk som deretter tilknyttes systemet behøver ikke den samme egenskapen.

15.5.b Systemgjenoppretting - separatudrift

En rekke systemer er utsatt for feil, som kan splitte opp systemet i flere underliggende synkrone systemer eller separatområder. Dette er blant annet en spesiell utfordring for det norske systemet. Etter feil og frem til separatområder er koblet sammen med det øvrige synkrone systemet, må produksjonsanlegg i potensielle separatområder kunne ha egenskaper for separatudrift.

15.5.c Hurtiginnfasing

Antallet produksjonsenheter som bør ha denne evnen og inngå i gjenopprettingsprosessen bestemmes av det lokale kraftsystemets topologi og karakteristikk. Det er derfor nødvendig med detaljerte krav spesifisert av den aktuelle systemoperatøren i samarbeid med systemansvarlig.

15.6 Systemkoordinering

Se avsnitt 14.5.

Med hensyn til utfordringer ved tap av vinkelstabilitet eller tap av kontroll over produksjonsenheten, er det nødvendig å bli enige om kriteriene for å detektere tap av vinkelstabilitet eller kontroll.

For å sikre en koordinert og tilstrekkelig instrumentering av produksjonsenheterne er det stilt krav til instrumentering, innstilling av feilskrivere og overvåkning av dynamisk respons.

For å sikre en god koordinering mellom aktuell systemoperatørs og systemansvarliges behov knyttet til simuleringer og modellering av produksjonsenhets oppførsel og etterlevelse av funksjonskrav er det formulert egne krav til koordinering på dette punkt.

Dersom produksjonsenheten ikke vurderes å være tilstrekkelig utrustet med utstyr for systemdrift og utstyr for forsyningssikkerhet, er det nødvendig at aktuell systemoperatør eller systemansvarlig kan foreslå aktuelle løsninger og tilleggsutstyr for å kunne opprettholde eller gjenopprette systemdrift eller sikkerhet.

Videre må aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, kunne fastsette og koordinere minimum og maksimumsgrenser for endring i aktiv effektproduksjon (rampingrestriksjoner). Tilsvarende gjelder jordingsarrangementet av nøytralpunktet på høyspenningssiden av generatortransformatoren.

For å sikre at senere endring i funksjonalitet og innstilling ikke påvirker stabiliteten og håndteringen av nødtiltak negativt, er det nødvendig at slike endringer er gjenstand for samme avtalebaserte koordinering som er regulert i §14.5. For ikke å sette systemet i fare er det avgjørende at slike endringer avtales før de gjennomføres.

Statnetts anbefaling

15.2.a Frekvensstabilitet - kontroll og kontrollområde for aktiv effekt

For produksjonsenheter av type C (og D) skal settpunkt for aktiv effektproduksjon kunne justeres i henhold til instruksjoner fra aktuell systemoperatør eller systemansvarlig. Dette er en videreføring av eksisterende praksis (FIKS). I FIKS er det ikke krav om at systemansvarlig/aktuell systemoperatør direkte skal kunne fjernstyre produksjonsenheter som i enkelte andre europeiske land, men krav om at produksjonsenheterne manuelt skal kunne styres i fra driftssentral når systemansvarlig/aktuell systemoperatør tar kontakt med driftssentralen.

Produksjonsenheters kontrollanlegg og/eller driftssentral skal utføres for mulighet til kommunikasjon med systemansvarlig/ aktuell systemoperatør via kommunikasjonsstandard IEC 60870-6/TASE.2. Dette er samme type kommunikasjon som anbefalt for de mindre produksjonsenheterne, og legger til rette for kommunikasjon mellom aktuelle interessenter.

Settpunkt skal kunne innstilles til en vilkårlig verdi innenfor hele produksjonsenhetens arbeidsområde (effektområde), forutsatt at primær energikilde er tilgjengelig. Dette er en videreføring av eksisterende krav i FIKS.

Oppreguleringshastigheten for effektproduksjonen for å nå det forespurte effektsettpunktet skal ikke være lavere enn verdier som er gitt av minimum reguleringshastighetene i tabell A5.

Type av produksjonsenhet	Reguleringshastighet (%/min)
Vannkraft	40
Termisk kraft (gass, jettype)	20
Termisk kraft (gass, øvrig)	10
Kraftparkmoduler	200
Øvrige	4

Tabell A5. Minimum reguleringshastighet i prosent av merkeeffekten per minutt.

Kravene er satt ut i fra Statnetts erfaring med norske produksjonsenheter og en vurdering av tilsvarende krav i de danske og svenske regelverkene. Det bemerkes at reguleringshastighetene i tabell A5 angir minimumskrav og at reguleringshastigheten hos en produksjonsenhet ikke ugrunnet skal være forsinket i forhold til disse minimumsnivåer. Videre at systemansvarlig eller aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, kan spesifisere begrensninger i tillatt rampehastighet i henhold til §16.6.e. Dette medfører at de påkrevde reguleringshastighetene ikke alltid kan utnyttes.

Toleransenivået for aktiv effektproduksjon anbefales satt til maksimalt ± 2 % av angitt effektsettpunkt eller maksimalt $\pm 0,5$ % av produksjonsenhetens merkeeffekt, der det høyeste toleransenivået av begge verdier er tillatt. Toleransenivået er satt ut i fra en rimelighetsvurdering og tillater det høyeste av to verdier for å ikke legge altfor strenge begrensninger på produksjon ved lav effekt (hvilket hadde blitt tilfelle uten verdien, som er referert produksjonsenhetens merkeeffekt).

15.2.b Frekvensstabilitet - manuelle lokale styringsløsninger

Teksten i §15.2.b annet avsnitt er ikke knyttet til fjernstyring, men henger sammen med teksten i § 15.2.a.;

The relevant system operator or the relevant TSO shall notify the regulatory authority of the time required to reach the setpoint together with the tolerance for the active power;

Statnett anbefaler at ovennevnte tekst enten flyttes til §15.2.a, eller at det fremgår av implementeringen at teksten er knyttet til §15.2.a og ikke §15.2.b.

Statnett presiserer at fjernstyring, som er ute av drift, må utbedres snarest. Manuelle lokale tiltak er å anse som en kortvarig og midlertidig tilstand.

15.2.c Frekvensstabilitet - begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens (LFM-U)

Terskelverdien for frekvensreguleringen skal kunne innstilles til en vilkårlig verdi mellom 49,5 og 49,8 Hz.

Statikkinnstilling for denne type oppregulering skal kunne innstilles til en vilkårlig verdi mellom 2 og 12 %.

Systemansvarlig bør ha hjemmel til å regelmessig vedta aktuelle innstillinger av terskelverdien for oppregulering og statikk ved slik oppregulering. Dette tilsvarer den hjemmel som systemansvarlig allerede har i dag i fos § 9 for produksjonsenheter med evne til normal frekvensregulering.

Statnett ønsker også å presisere behovet for at frekvensnivået for oppregulering og statikk kan innstilles fra driftssentral, selv om dette ikke er en absolutt nødvendighet. En slik mulighet gir en fleksibilitet som er ønskelig i et kraftsystem i forandring (økt innslag av fornybar, flere utlandsforbindelser mm). Det legger til rette for at vi unngår at kraftsystemet låses fast ved bestemte verdier i lang tid fremover, verdier som ikke kan endres uten at utstyr skiftes ut. En slik mulighet vurderes ikke som kostnadsdrivende, da produksjonsenheter av type C og D allikevel vil ha krav til utstyr for normal frekvensregulering iht. §15.2.d, som krever ulike innstillingsmuligheter. I tillegg er en slik utforming i tråd med Statnetts anbefaling for kravet til begrenset frekvenssensitivitetsmodus – overfrekvens i bakgrunns- og veilednings-dokumentasjonen til § 13.2.

Videre presiserer Statnett at P_{ref} i figur 4, også for kraftparkmoduler, bør refereres merkeeffekt. At statikken for kraftparkmoduler refereres merkeeffekt er i henhold til eksisterende norsk praksis og vurderes som hensiktsmessig å videreføre. Det er en enkel tilnærming at statikkinnstillinger for alle typer av produksjonsenheter refereres merkeeffekt. Dette er også i tråd med Statnetts presisering til §13.2.

Statnetts utgangspunkt er at dimensjonerende utfall fortsatt skal håndteres med innkjøp av reserver. Kravet til begrenset frekvenssensitivitetsmodus – underfrekvens kan neppe erstatte en del av reserveanskaffelsene, da det ikke gir noen garanti for faktisk oppreguleringskapasitet hos produksjonsenhetene (det er iht. punkt (ii) ingen krav om at tilgjengelig oppreguleringskapasitet må reserveres). Det er snarere ved mer alvorlige forstyrrelser enn dimensjonerende utfall, hvor et eventuelt oppreguleringsbidrag fra produksjonsenheter grunnet begrenset frekvenssensitivitetsmodus – underfrekvens, kan komme til nytte.

15.2.d Frekvensstabilitet – frekvensreguleringsmodus (FSM)

Hele innstillingsintervallet, statikk og dødbånd skal være tilgjengelige, ref. tabell 4 i NC-RfG.

Parametere		Områder	Valg implementering
Område for aktiv effekt referert merkeeffekt $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$		1.5 – 10 %	Min. 5%
Tillatt unøyaktighet for effekt-/frekvensrespons	$ \Delta f_i $	10 – 30 mHz	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0.02 – 0.06 %	0.02%
Dødbånd for effekt-/frekvensrespons		0 – 500 mHz	0 – 500 mHz
Frekvensstatikk, S_1		2 – 12 %	2 – 12 %

Tabell A6 - Parametre for aktiv effektrespons, gitt av tabell 4 i NC-RfG.

Reguleringsegenskaper defineres av tabell 5 og figur 6 i NC-RfG.

Parametere	Områder eller verdier	Valg implementering
Område for aktiv effekt referert merkeeffekt (effekt-/frekvensrespons område) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$.	1,5-10 %	5%
For produksjonsenheter med tregghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til § 15.d.iv.	2 sekunder	2 sekunder
For produksjonsenheter uten tregghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til §15.2.d.iv.	Spesifisert av systemansvarlig	2 sekunder
Maksimalt tillatt tid før full aktivering skal være nådd, t_2 , med mindre lengre aktiveringstid er tillatt av systemansvarlig på grunn av systemstabilitet.	30 sekunder	Type C; Vannkraft; 500 sekunder (ved 12% statikk) Vindkraft; 10 sekunder (ved 12% statikk)

Tabell A7 - Reguleringsegenskaper for aktiv effektrespons

Frekvensregulering er gjenstand for markedsløsninger. Markedet er designet for å minimere transiente frekvensavvik for dimensjonerende utfall i Norden. Det tas ikke hensyn til nettbegrensninger i markedsløsningen. Reguleringshastighet er kostnadsdrivende i bygging av vannkraftverk. Store tversnitt på vannvei, svinge-/luftputekammer og høyere generatortyngde virker alle positivt på reguleringsegenskapene, men er forbundet med kostnader. Hensikten med kravene i NC-RfG er å stille et minimum til frekvensreguleringsegenskaper, uten å kreve egenskaper som bør kunne løses gjennom markedsløsninger. Disse minimums egenskapene inkluderer stabilitet (ingen negativ påvirkning på totalsystemet) og respons i situasjoner som er utenfor rammene av markedsløsningen (nettsplitt, utfall større en dimensjonerende overføringssnitt). Ser man på dagens krav til markedsdeltagelse for frekvensreserver gjelder følgende i henhold til den nordsike systemdriftavtalen [21];

- FCR-N skal være fullt aktivert ved frekvensavvik på 0,1 Hz og være aktivert ila 2-3 minutter (120-180 sekunder)
- FCR-D skal være fullt aktivert ved frekvensavvik på 0,5 Hz og være aktivert ila 30 sekunder, hvorav 50% ila 5 sekunder

De samme markedsvilkårene kjenner man igjen fra markedsvilkårene på kontinentet. Ser man dette i sammenheng med "*maximum admissible activation time, t_2 , ...*" på 30 sekunder i NC-RfG, er det åpenbart at valg i dette området gjør at de direkte regulerte kravene overlapper markedsvilkårene. Statnetts vurdering er at 30 sekunder stammer fra kravene til, eller rettere sagt skal fasilitere, FCR-markeder. Denne konklusjonen støttes av NC-SOGL [22], §154.3, som angir at marked for FCR skal være innenfor rammene av NC-RfG.

Statnetts anbefalingen til "*activation time*" gjøres derfor på bakgrunn av opsjonen om å velge en lengre aktiveringstid av hensyn til systemstabilitet – "*unless longer activation times are allowed by the relevant TSO for reasons of system stability*" – for å sikre at det ikke er negativ påvirkning på

stabiliteten til totalsystemet. Det bør merkes at markedsvilkårene for FCR-D og FCR-N er under endring, og arbeidet er ikke ferdigstilt. Statnett forventer at de nye kravene i markedsvilkårene vil ligne på eksisterende, men med utvidede krav til stabilitet og verifikasjon.

Det andre hensynet i kravstillingen for frekvensregulering er at det finnes bidrag i situasjoner, som går utover rammene til markedet. For å sette dette i kontekst må man se på oppbygningen av NC-RfG, samt se forordningen i sammenheng med Network Code – Emergency and Restoration [23]. For reguleringshastighet er det kun tabell 5 og figur 6 i NC-RfG, som er definerende for type C og D. Det er disse reguleringssegenskapene som ligger til grunn for responsen også i LFSM–O og –U (for type C og D). Siden denne responsen er et resultat av de iboende mekaniske- og elektromekaniske egenskapene, er det naturlig å definere dem kun en gang. NC-ER §15.1 og §16 definerer LFSM som en del av "system defence plan", og i så måte som den siste dynamiske reserve.

§15.1 - "The scheme for the automatic control of under-frequency of the system defence plan shall include ... and the settings of the limited frequency sensitive mode–underfrequency in the TSO load frequency control (LFC) area."

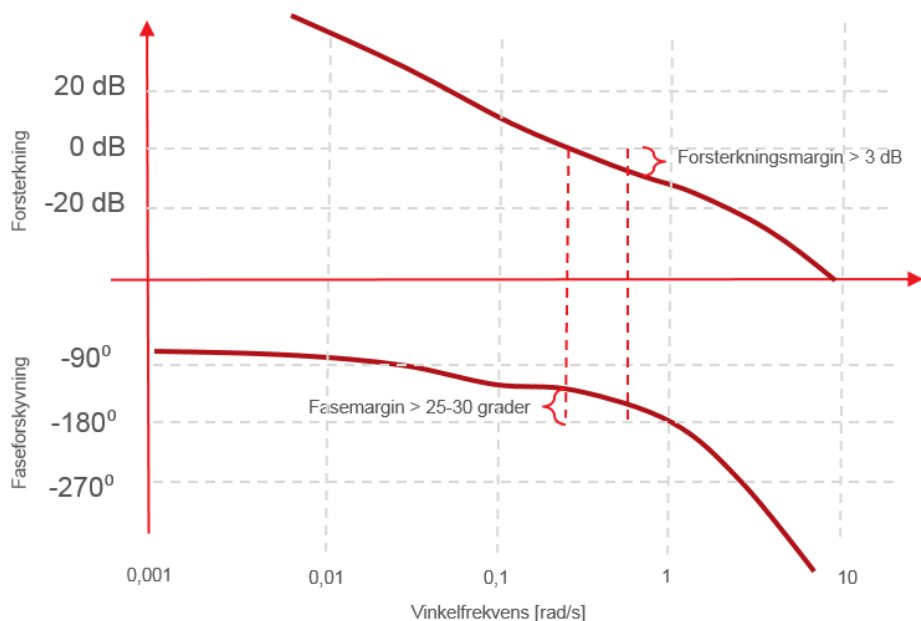
Valg av aktiveringstid er gjort med bakgrunn i etablerte krav i norsk vannkraftteknikk og –design. For vannkraftverk er det regulatorparametrene som begrenser responsen for å ivare stabilitet i vannveien. Reguleringssegenskapene som gir effektrespons som angitt i tabell A7 tilsvarer kriteriene;

- Lukket sløyfe-forsterkningsmargintopp på 3 dB på eget ohmsk nett og 0% statikk.
- 1-1,3% transient frekvensavvik pr. 1% lastsprang på eget ohmsk nett og 0% statikk.
- Aktivering av 5% effekt ila 9-13 sekunder ved 5% lastsprang på eget ohmsk nett og 0% statikk.

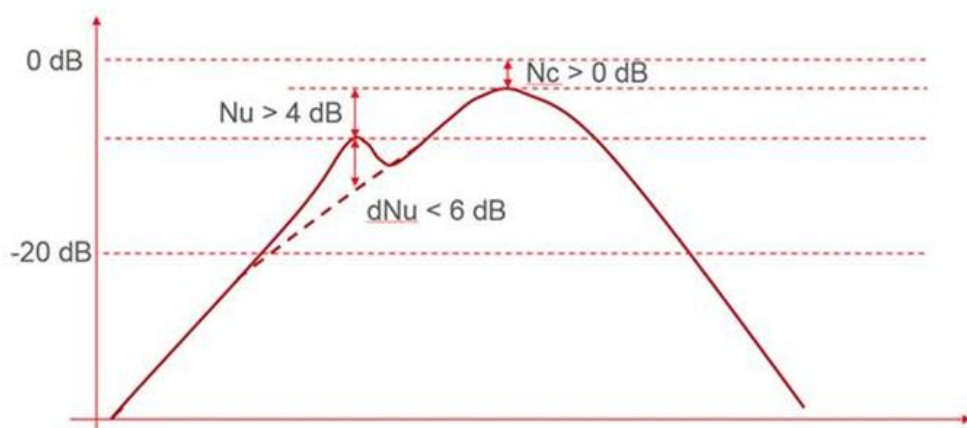
For vindkraft (Full Converter og DFIG) vil det som regel være en ramp rate-begrenser, som bestemmer frekvensresponsen (ingen stabilitetsutfordringer ved asynkron produksjon). For å definere kravet til frekvenndringsraten, som er dimensjonerende, benyttes den maksimale frekvensendringsraten fra vannkraftresponsen – 5% ila. 10 sekunder.

Når man ser på effektresponsen ved et frekvenssteg blir proporsjonaldelen av regulatoren svært avgjørende. For vannkraft er det nettopp høy proporsjonal del som utfordrer stabiliteten. Ved laststegendringer vil det dynamiske forløpet til frekvensen gjøre at turbinregulatorens integraldel blir mer utslagsgivende, og derfor vil effektresponsen ved en slik hendelse komme mye raskere, referert kulepunkt 3 i listen over. Vindkraft har ikke samme problematikk, og kan ha høy forsterkning i effektregulatoren, som resulterer i rask respons ved både frekvenssteg og laststeg.

Stabilitetskriterier vil ivaretas gjennom kravetterlevelsen og kvantifisering av dempingen, som omtalt i §§45.3 og 48.4. Kriteriene anbefales å være 3 dB og 30 grader forsterkning- og fasemargin i åpen sløyfe etter kriterier fra FIKS [8] og faglitteraturen [24], se Figur A2. I lukket sløyfe er det stabilitetshensyn knyttet til massesvingninger i vannvei, som må ivaretas. Dette er illustrert i Figur A3.



Figur A2: Åpen sløyfe-kriterier



Figur A3: Lukket sløyfe-kriterier. Her illustrert med krav om lukket sløyfemargin > 0 dB.

I forbindelse med punkt (i) uttrykker kravteksten at ved underfrekvens begrenses effekt-/frekvensresponsen av merkeeffekt. Dette samsvarer ikke med dagens FIKS- krav om effekt helt opp til 104 % åpning på ledeapparatet i vannkraftverk.

15.2.e Frekvensstabilitet - sekundær- og tertiærregulering

Statnett ser ikke behov for ytterligere detaljer knyttet til kravene til sekundær- og tertiærregulering i arbeidet med å implementere NC-RfG. Bestemmelsen er entydig definert i forordningen. Dagens vilkår for sekundær- og tertiærregulering fremgår på systemansvarliges nettsider (se <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/sekundarreserver/> og <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/RKOM1/>). EU-forordning for transmisjonssystemdrift tydeliggjør hvordan slike vilkår skal fastsettes.

Bestemmelsen gir systemansvarlig rett til å kreve at produksjonsenheter skal ha funksjonalitet for sekundær- og tertiærregulering. Det er dermed ikke sagt at systemansvarlig planlegger å pålegge alle produksjonsenheter å bidra til denne reguleringen. Det faktiske behovet for denne funksjonalitet hos produksjonsenheter fastsettes i tråd med EU-forordning SO-GL [22].

Statnett presiserer at selv om det ikke er eksplisitt uttrykt i bestemmelsen, forutsettes det at systemansvarlig har rett til å spesifisere funksjonalitet for sekundær- og tertiærregulering også hvis denne skal benyttes for å håndtere regionale flaskehalser. Dette for å sikre utveksling mellom områder innenfor tilgjengelig nettkapasitet.

15.2.f Frekvensstabilitet - frakobling

Statnett betrakter bestemmelsen som entydig definert i NC-RfG. Det følger derfor ingen særskilt anbefaling til denne bestemmelsen. Statnett presiserer at frekvensnivå og funksjonalitet (f.eks. tillatt tidsforsinkelse) for utkobling av produksjonsanlegg, som også fungerer som last, fastlegges av systemansvarlig for hvert enkelt anlegg i tråd med ny EU-forordning for nødsituasjoner (Commission Regulation of establishing a network code on electricity emergency and restoration – GL-ER), ved behov av gjenoppretting av kraftsystemet.

15.2.g Sanntidsovervåkning

Overføringen av sanntidssignaler skal kunne overføres per produksjonsenhet. I tillegg til de signaler som er nevnte i paragrafens første ledd mener Statnett at det vil være behov for å benytte paragrafens andre ledd for å kreve at sanntidssignal for aktuell (tilgjengelig) maksimum aktiv effektproduksjon kan overføres for enhver produksjonsenhet. Overføring av sanntidssignaler bør skje med kommunikasjonsstandard IEC 60870-6/TASE.2.

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

Forordningen legger opp til at aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, skal bestemme spenningsgrensene for hvor produksjonsenheter kan operere ved de spenningsavvik som kan oppstå ved normaldrift, samt ved forstyrrelser som utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføring. Statnetts generelle anbefaling er at det i operasjonaliseringen bør fastsettes en fast praksis for spenningsnivå, som legges til grunn for hvor produksjonsenheter av type C skal kunne driftes stabilt og uten utfall. Statnett legger også til grunn at dette er innenfor rammene av §15.3. Dette for å sikre robustheten i kraftsystemet, som relativt til kontinentet har stor andel produksjonsenheter av denne størrelsen. Statnett anbefaler at produksjonsenheter av type C benytter de samme kravene som for type D anlegg tilknyttet under 300 kV, vist i Tabell A8 - . Dette er også en del av ENTSO-Es "Future amendments" (forbedringslisten), at kravene i §16.2.a bør gjelde alle produksjonsenheter (type A-D). Dette er minstekrav, og evnen til å drifte stabilt skal ikke unødig begrenses innenfor produksjonsenhetens tekniske tåleevne.

Synkronområde	Spenningsområde	Tidsintervall for stabil drift
Norden	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter

Tabell A8 - Spenningsbånd hvor produksjonsenheter skal operere stabilt og uten utfall.

Produksjonsenheter skal også ha evne til å drifte kortvarig på overspenning, 1,5 sek i intervallet 1,1-1,15 pu.

Større, forbigående underspenninger dekkes av §14.3.a og er også gjeldende for type C produksjonsenheter. Det er ingen bestemmelser i NC-RfG, som tar for seg kortvarige overspenninger. Statnett anbefaler derfor at "*Betingelser og innstillinger for automatisk frakobling*" inkludere dette.

15.4 Robusthet

Bestemmelsen er endelig definert og i tråd med dagens praktisering av fos §14 og FIKS.

Statnett forutsetter at regulatorinnstillingene, som ligger til grunn for kravetterlevelsen, må være de samme som legges til grunn for stabilitetsanalyser. Sett i et prosjekteringsperspektiv for et vannkraftverk betyr dette at vannvei og aggregat må dimensjoneres slik at stabilitetsmarginene ikke utfordres når turbinregulatoren innstilles for å etterleve nevnte bestemmelser.

15.5.a Systemgjenoppretting – svartstart

Statnett anbefaler å implementere kravene, som stilles gjennom NC-RfG, §15.5.a, til egenskaper for svartstart. Bestemmelsen gir systemansvarlig en bedre mulighet enn dagens løsning til å sikre systemkritisk funksjonalitet i nettet.

Statnett mener det er behov for egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett hos produksjonsenheter tilknyttet det norske kraftsystemet. Utfordringene når det gjelder forsyningssikkerhet og utfordringer med separatdriftsområder er forholdsvis store i Norge.

Statnett vurderer den samfunnsøkonomiske verdien av å ha flere produksjonsenheter med evne til oppstart fra spenningsløst nett i områder med redusert leveringssikkerhet eller områder eksponert for separatdrift som stor.

Dagens regulering har flere svakheter sett i forhold til de behov Statnett har som systemansvarlig. Det er uklart hvorvidt dagens anlegg med svartstartegenskaper faktisk kan starte opp fra dødt nett¹². Det mangler krav til fordeling/lokalisering av egenskapene, som kan tilpasses behovene i nettet. Kravene er begrenset til anlegg >100 MVA (beredskapsklasse 2 og 3), som reduserer muligheten til en fleksibel allokering av ressursene. Det mangler krav om tilpasning til systemets behov. Det er ingen konkrete krav til selve funksjonalitet (oppstartstider etc.) og det mangler krav om funksjonsprøving og -etterlevelse. NC-RfG pålegger produsenten å tilby nødvendig funksjonalitet og regulerer kravetterlevelse, men pålegger ikke en fysisk leveranse. Godtgjørelser for leveranser vil således være en naturlig følge av en avtaleinngåelse.

Implementeringen av NC-RfG vil medføre en endring av dagens praksis. Systemansvarlig gis myndighet til å definere behovet og etterspørre spesifikke kraftverk, som tilfredsstiller kravene til egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett, dersom det anses som nødvendig for å opprettholde driftssikkerheten i systemet. Systemansvarlig får direkte mulighet til å velge ut og spesifisere egenskaper til kraftstasjoner med svartstartegenskaper i spesifikke områder. Tilfanget av mulige anlegg utvides til anlegg > 10 MW og det gis klare føringer for funksjonstesting og kravetterlevelse. Økonomiske incentiver legges til grunn for dimensjonering og fordeling av behovene, og avtaleregulering forankrer ansvar og plikter, verifisering og oppfølging av leveranser. Økonomisk godtgjørelse fjerner

¹² **Oppstart fra spenningsløst nett og separatdrift**, Vurdering av tekniske krav ved innføring av Requirements for grid connection of Generators (RfG) - Endelig rapport, Norconsult, 22.3.2017.

diskriminering mellom aktører, og konkurranse mellom tilbydere bidrar til å optimalisere allokering av ressurser.

Det er en utfordring at svartstartegenskapene i dag og i uoverskuelig fremtid vil ligge i eksisterende produksjonsenheter. NC-RfG regulerer primært tilknytning av nye produksjonsenheter. Det må derfor etableres et system, som sikrer adgangen til svartstartegenskaper i eksisterende anlegg. Dette kan gjøres enten ved forskriftsendringer i eksisterende regelverk eller gjennom bruk av avtaler. Den avtalebaserte løsningen i NC-RfG vil etter Statnetts vurdering kunne anvendes på eksisterende anlegg. Nødvendige funksjons- og verifikasjonskrav for eksisterende anlegg, krav til kompetanse, ressurser og vedlikehold kan fastsettes som vilkår i avtalene. En slik tilnærming vil også være anvendbar for andre nettselskaper i underliggende nett, ved på tilsvarende måte, å sikre nødvendige svartstartegenskaper i eget nett der dette er rasjonelt gjennom avtaler.

Implementeringen av bestemmelsen vil være i overenstemmelse med GL-ER. GL-ER krever at hver enkelt TSO skal utarbeide en beredskapsplan og en gjenoppbyggingsplan for transmisjonsnettet. I henhold til §23.4.f i GL-ER, skal slike planer inneholde det antall enheter som er nødvendige for å spennings sette systemet gjennom en bunn-topp-strategi ved bruk av svartstart- og separatudriftsegenskaper. Planene og operasjonaliseringen av disse kan baseres på bestemmelser i nasjonal lovgivning eller gjennom kontrakts regulerede betingelser.

I analyser av behov og geografisk fordeling vil det kunne forekomme tilfeller hvor flere kraftverk kan være aktuelle konkurrerende leverandører. I andre områder vil det kunne være bare én leverandør og tilsvarende mangel på konkurranse. Alternative metoder for utvelgelse av kraftverk bør derfor vurderes når behovene er kartlagt.

Systemansvarlig bør ha virkemidler for å sikre at nødvendig svartstartegenskaper i eksisterende anlegg ikke fases ut uten at systemansvarlig involveres i beslutningen. Videre må det være virkemidler som sikrer at manglende konkurranse ikke medfører uforholdsmessig høye kostnader. Det vil derfor være behov for et regulatorisk nød håndtak, dersom aktører mot formodning ikke er villige til å delta eller krever urealistisk høy godtgjørelse for funksjonaliteten. Dagens regulering av svartstartegenskaper i beredskapsforskriften bør derfor inntil videre opprettholdes og eventuelt tilpasses en ny reguleringsform på sikt eller alternativ erstattes eller suppleres av reguleringer i forskrift om systemansvaret som ivaretar ovennevnte.

15.5.b Systemgjenoppretting - separatudrift

Statnett vurderer sannsynligheten for separatudrift i det norske kraftsystemet som stor og utfordringene knyttet til forsyningssikkerheten som store i Norge sammenlignet med det øvrige Europa gitt av:

- Vær, vind, snø, ising og klima
- Det norske nettet er lite masket i forhold til Europa og mange regionalnettspunkter tilfredsstiller ikke N-1-kriteriet. Dette er igjen et resultat av at Norge er et langstrakt og tynt befolket land.

I 2016 (t.o.m. uke 42) ble det registret 21 tilfeller av separatudrift i Norge. 8 av disse var forårsaket av feilhendelser, som for eksempel komponentfeil, vind, lynaktivitet og menneskelige feil. Høy utkoblingsaktivitet og varsler om uvær er årsaker til at man planlegger å legge områder i separatudrift for å begrense konsekvensene ved en evt. feilhendelse.

I fremtiden forventer vi at produksjonsmønsteret til norsk vannkraft vil endres, som følge av økt overføringskapasitet og større andel uregulerbar kraftproduksjon. Dette vil i perioder kunne medføre større avvik mellom forbruk og produksjon i områder, som er utsatt for separatudrift. Statnett mener det er viktig å sikre separatudriftsegenskaper i kraftsystemet, som er dimensjonert for å håndtere dette.

Ved overgang til separatudrift vil det, som regel være en ubalanse mellom områdets forbruk og produksjon. Ubalansen betinger at produksjonsenhetene regulerer med tilstrekkelig hurtighet/følsomhet for å balansere systemet før frekvenstransientene når uakseptable nivåer, jamfør diskusjonen om frekvensområder og produksjonsenhetenes virkeområde. Ubalansene og reguleringsegenskapene i dagens system har gitt frekvenstransienter som er større enn angitt i NC-RfG.

Det kan argumenteres for at reguleringsegenskapene i separatudriftsområder skal være gode nok til å håndtere ubalansene som oppstår uten at det oppstår frekvenstransienter i separatudriftsområdet, som går utenfor frekvensområdene gitt av NC-RfG. Dette vil i tilfelle kreve ekstreme (eller umulige) reguleringsegenskaper. Med bakgrunn i Norconsults konklusjoner, om at det ikke er knyttet kostnader til å operere innenfor et større frekvensområde enn det som er gitt av NC-RfG, vil det være mest kostnadseffektivt å la reguleringsegenskapene være på et nivå som gir frekvenstransienter innenfor et område, som er akseptable for produksjonsenhetene, men utenfor grensene fastsatt av NC-RfG. NC-RfG gir føringer om at det kan fastsettes utvidede frekvensområder, ref. §§13.1.a.ii og 13.1.a.iii.

Vannkraft utgjør, og vil i uoverskuelig fremtid utgjøre, hoveddelen av det norske produksjonsapparatet. Hvor gode reguleringsegenskaper man kan oppnå ved innstilling av turbinregulator er begrenset av utformingen av vannvei, generatortyngde og hydraulikk. Generelt kan man omtale to områder for reguleringsegenskaper, reguleringsfølsomhet (små signal-stabilitet) og transient stabilitet.

Reguleringsfølsomheten bestemmer hvor god global damping systemet har, dvs. hvor godt frekvenstransienter, som følger av små lastforstyrrelser (1-5%), dempes. For å bedre dampingen av frekvenstransienten må regulator være tilstrekkelig aggressiv/hurtig. Dette utfordrer derimot den lokale stabiliteten, hvor lokale resonanser opptrer i vannveien. Overholdelse av stabilitetsmarginer er en forutsetning for alle regulerte systemer.

Transient stabilitet er forløpet, som oppstår etter en større ubalanse, hvor reguleringsfølsomheten ikke lenger er begrensende i den umiddelbare responsen, men hydraulikken. Dersom regulatoren forsøker å endre pådraget (ledeskovler, nålstyring, deflektor osv.) raskere en hydraulikken tillater får man metning. Regulatorfølsomheten spiller allikevel en rolle i innsvinget.

Statnett mener at forholdene diskutert ovenfor ikke ivaretas av NC-RfG og at vi for Norge må ta spesielle hensyn for å sikre potensielle separatudrifter. Alternative løsninger er EØS-tilpasning eller tillegg til tilknytningskodene gjennom virkemidler i forskrift om systemansvaret.

I utvidede krav for å håndtere separatudriftsutfordringer mener Statnett det er følgende behov for funksjonalitet/egenskaper i produksjonsenheter;

1. Reguleringsegenskaper i separatudrift.
2. Reguleringsegenskaper ved overgang til separatudrift.
3. Mulighet for å ta teknologiavhengige hensyn.

Statnett anbefaler følgende reguleringsegenskaper.

1. Separatudriftsreguleringsegenskaper defineres av å minimere frekvenstransienter ved lastendringer. Ved 1% lastendring skal man se mindre enn ca. 0,67% frekvens transient. Dette tilsvarer 0 dB lukket sløyfe-margin.
2. Overgang til separatudriftsregenskaper bestemmes av ledeapparatenes evne til å bevege seg. Med reguleringsegenskaper som angitt foran, 0 dB, vil man overholde frekvensgrensen 45 Hz dersom man har 15% lastpåslag, men bare om man unngår regulatormetning. Dette betinger en åpnetid på 20 sekunder (5%/sek). For lastavslag gjelder det samme, 15% lastavlag gir 55 Hz dersom man unngår metning og har lukketid på ledeapparatet på 20 sekunder (5%/sek). Her er derimot

frekvensgrensen 60 Hz (gitt av §13.1) og innebærer at lastavslaget kan bli langt større. En slik hendelse vil føre til at ulineariteter begynner å spille en markant rolle og det er vanskelig/umulig å generalisere. Tar man i tillegg i betraktning at Francis har åpne-/lukketid på 6-8 sekunder (3-4 sekunder dersom det er sikkerhetsventil) og Pelton har deflektor med lukketid på ca. 2 sekunder (men med andre utfordringer knyttet til lengre åpnetid) er bildet komplisert. Forventningsvis vil Francis klare lastavslag på 50-75% og pelton 75-100% uten å overskride 60 Hz. Her avhenger egenskapene av forhold som man nødvendigvis ikke har påvirkningskraft på – for eksempel fallhøyde.

3. Mulighet for å ta teknologiavhengige hensyn ansees som en nødvendighet for å kunne håndtere teknologiforskjeller – både hva angår turbintype og andre omliggende forutsetninger.

15.5.c Systemgjenoppretting - hurtig innfasing

I tilfeller der en produksjonsenhet kobler fra nettet skal produksjonsenheten raskt kunne fases inn på nettet i tråd med vernfilosofien avtalt mellom aktuell systemoperatør og eier/konsesjonær for produksjonsenheten, og i samarbeid med systemansvarlig.

Ved nettfail er det viktig at produksjon ikke går til "Stopp" (med startblokkering). Ved fail i nettet skal produksjonen frakobles, men være klar for gjeninnkobling. Paragrafen er i henhold til *Implementation Guideline Document – General guidance on parameters* [25] endelig definert, det vil si ingen valg skal gjøres i nasjonal implementering, men det vises til at produksjonsenhetene skal følge systemansvarliges strategi for vernplaner.

For produksjonsenheter, som har lengre resynkroniseringstid enn 15 minutter, typisk termiske kraftverk, kan hendelser i nettet føre til at frakobling iverksetter systemer for å føre damp inn separate kretsløp slik at varmeproduksjonen kan holdes oppe uten at det oppstår overtrykk og fare for havari. Dette på grunn av at nedkjøring av varmeproduksjon medfører gjenopprettingstid langt lengre enn 15 minutter. Det forutsettes at vannkraft og vindkraft har kortere gjeninnkoblingstid enn 15 minutter.

Med hensyn til kravene til tomgangsdrift, hvor aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig skal fastlegge minimum driftsperiode, anser Statnett dette som lite relevant for norske vannkraftanlegg da oppstartstidene for slike anlegg er mindre enn 15 min. etter frakobling etter feilhendelser i nettet. Statnett anbefaler 2 timer, hvilket er en lavere grense av hva som anbefales av andre europeiske TSOer.

15.6 Systemkoordinering

Når det gjelder krav til instrumentering er det etter Statnetts oppfatning viktig at listen over parametere som skal kunne registreres, §15.6.b.i, ikke oppfattes som uttømmende. Eksempelvis bør det kunne stilles krav om at strøm- og dempetilsatsrespons kan registreres.

At aktuell systemoperatør skal ha rett til å fastsette parametere for leveringskvalitet som skal overholdes, §15.6.b.i, under forutsetning av at rimelig varsel er gitt, er et relativt omfattende krav, som må forventes å bli fulgt opp av et krav om analyse av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, ikke bare en rimelig varslingstid. Dette kan også komme i strid med forskrift om leveringskvalitet.

Med hensyn til §15.6.c vil det være avgjørende at aktuell informasjon knyttet til simuleringer for alle nybygg eller ved endringer i eksisterende anlegg sendes automatisk til aktuell systemoperatør eller systemansvarlig.

I §15.6.c.ii stilles det krav til hva modellene fra produksjonsanleggets eier skal inneholde, herunder produksjonsenhetens *modeller for vernutrustning*. Dette skal avtales, men Statnett oppfatter at det

kan være uhensiktsmessig å spesifisere dette presist. Når det gjelder fremleggelse av dokumentasjon av struktur og blokkdiagrammer for modellene, vil det være behov for å avklare nærmere hvilke type modeller det her er snakk om ettersom det i dag er svært mange slike modeller.

At det under denne bestemmelsen reguleres krav til ramping, §15.6.e, synes noe unaturlig og hører etter Statnetts vurdering mer naturlig hjemme under bestemmelsene om frekvensregulering. Formuleringen understreker imidlertid behovet for et krav til denne type funksjonalitet.

Flere av bestemmelsene krever, som for §14.4, fastleggelse gjennom avtaler etter enighet mellom aktuell systemoperatør/systemansvarlig og produksjonsenhets eier/konsesjonær. Eventuelle nødvendige avklaringer i tilknytningskontrakter mellom produsent og netteier der produksjonen skal tilknyttes, om kriterier for vinkelstabilitet, innstillinger av feilskrivere, installasjon av utstyr for systemdrift og utstyr for forsyningssikkerhet, bør gjennomgå og beskrives nærmere når regelverket operasjonaliseres.

Sammenligning med eksisterende regelverk

15.2.a Frekvensstabilitet - kontroll og kontrollområde for aktiv effekt

Det vises først og fremst til tilsvarende avsnitt i bakgrunns- og veiledningsdokumentet for §13.6. I tillegg er det verdt å nevne at FIKS nærmest forutsetter at det er krav til at alle produksjonsenheter av type vannkraft og termisk kraft (enheter > 10 MVA med turbinregulator) skal være i frekvensreguleringsmodus og derfor fokuserer på oppløsningen i frekvensmåling og ikke på toleransenivået i effekreguleringsmodus.

15.2.b Frekvensstabilitet - manuelle lokale styringsløsninger

Verken FIKS eller RENs retningslinjer uttrykker eksplisitt at manuelle lokale tiltak er tillatt dersom fjernstyringen av produksjonsenheter er ute av drift, men det er iht. eksisterende praksis å tillatte dette.

15.2.c Frekvensstabilitet - begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens (LFMS-U)

Verken FIKS eller RENs retningslinjer inneholder krav til begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens.

15.2.d Frekvensstabilitet – frekvensreguleringsmodus (FSM)

FIKS stiller krav om at alle produksjonsenheter ≥ 10 MVA, samt mindre produksjonsenheter der det er mulig, skal ha fullverdig turbinregulator utstyrt for aktiv frekvensregulering. Praktiseringen for vannkraftaggregater viser at det er mulig med fullverdig turbinregulator på mindre produksjonsenheter dersom de har magasin. Videre inneholder FIKS følgende overordnede krav til frekvensregulering (frekvenssensitivitetsmodus):

- Tillatt unøyaktighet for effekt-/frekvensrespons er 0,01 % (5 mHz).
- Frekvensregulering skal ikke innstilles med dødbånd uten etter avtale med systemansvarlig.
- Stasjonær statikk skal kunne innstilles fra 1 til 12 %.
- Maksimalt tillatt tid før full aktivering av effekt-/frekvensrespons skal være oppnådd er 30 sekunder.

I tillegg inneholder FIKS krav om at vannkraftaggregater og termiske kraftverk normalt skal kjøres med samme parametersett (optimalisert for separatudrift) både i separatudrift og ved drift mot det nordiske samkjøringsnett. Det inngår også en omfattende spesifisering til norske vannkraftaggregaters turbinregulatorer i FIKS kapittel 7.

RENs retningslinjer viser til FIKS for produksjonsenheter med krav til frekvenssensitivitetsmodus (turbinregulator).

15.2.e Frekvensstabilitet - sekundær- og tertiærregulering

Det er ikke satt noen krav til sekundær- eller tertiærregulering i FIKS eller i RENs retningslinjer. Dagens vilkår for slik regulering er etablert med støtte i forskrift om systemansvaret (fos) § 8.

15.2.f Frekvensstabilitet - frakobling

I henhold til fos §21 kan systemansvarlig kreve installasjon av systemvern for å unngå system-sammenbrudd eller for å øke overføringsgrensene i regional- og sentralnettet. Dette gjelder systemvern som kobler ut produksjon eller forbruk. Systemansvarlig vedtar plassering og krav til funksjonalitet for systemvern. Systemansvarlig skal dekke kostnadene som er forbundet med systemvernet. Kostnadene inkluderer kostnadene for installasjon, drift og vedlikehold av systemvern, samt kostnader som oppstår ved aktivering av disse.

Verken FIKS eller RENs retningslinjer inneholder noen ytterligere krav til utkobling av produksjonsenheter som også kan fungere som last. FIKS nevner kort at systemansvarlig kan vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter. RENs retningslinjer omtaler ikke slik utkobling.

15.2.g Sanntidsovervåkning

Verken FIKS eller RENs retningslinjer inneholder krav til at produksjonsenheter skal være utrustet for å kunne sende sanntidssignaler for overvåkning av effekt-/frekvensrespons.

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

FIKS setter krav til spenningsbånd der produksjonsenhetene skal holde inne med stabil drift, men ingen spesielle krav om at frakobling skal skje. Tabellene 3.2, 3.3 og 3.4 i FIKS angir at produksjonsenheter fra 1 MVA og oppover skal kunne operere stabilt og kontinuerlig i spenningsbåndet 0,9-1,05 pu.

I tillegg angir FIKS 4.4 "Systemansvarlig kan utover dette vedta innstilling av vern for utkobling av produksjonsenheter. ...".

For å kartlegge dagens praksis for innstilte spenningsvern er innmeldte vern- og releplaner for produksjonsenheter av relevant størrelse sammenlignet. FIKS har i tabell 3.2-3.4 og 3.7 krav til produksjonsenheters tåleevne for spenninger. Disse tabellene i FIKS er imidlertid ikke direkte sammenliknbare med hverandre. Førstnevnte tabeller er referert klemmespenning (vannkraft og termisk produksjon)/høyspentside hovedtransformator (vind) og betegnes som "spenninger hvor vann-/vind/termiske produksjonsenheter fritt skal kunne opereres innenfor uten utfall". Sistnevnte refererer til nettspenning/spenning i tilknytningspunktet og betegnes som: "... *spenninger og varigheter som nettet driftes etter, og tilknyttet utstyr må tåle*".

Under vises resultatet av Statnetts kartlegging basert på innmeldte vern- og releplaner.

For produksjonsenheter over 10 MVA:

Vannkraft

Overspenning

Vår kartlegging viser at vanlig praksis er ett eller to steg i spenningsvern på overspenning for vannkraft, se tabell I2 for en sammenstilling av kartleggingen.

Underspenning

For større produksjonsenheter stilles det krav til FRT. Dette innebærer at man skal holde synkronisme gjennom en forbigående lav spenning.

Vår kartlegging viser at det er ingen fast praksis for utkobling på underspenning. Vi har for et utvalg av aggregater identifisert tre vanlige løsninger:

- Utkobling på underspenning.
- Utkobling på overstrøm.
- Utkobling på tap av synkronisme (underspenning → økende rotorvinkel → tap av synkronisme).

	Over		Under	
Produksjons-anlegg	U>	U>>	U<	U<<
I	110%, 1,5 sek	Deaktivert	Deaktivert	Deaktivert
II	110%, 1,4 sek	115%, 0,1 sek	85%, 1,4 sek	65%, 0,1 sek
III	110%, 1,5 sek	115%, 0,2 sek	85%, 1,5 sek	65%, 0,2 sek
IV	110%, 2 sek	Deaktivert	Deaktivert	Deaktivert
V	114%, 1,5 sek	130%, 0,08 sek	Deaktivert	Deaktivert
VI	106%, 1,5 sek	115%, 0,1 sek	85%, 1,4 sek	50%, 0,1 sek
VII	110%, 5 sek	Deaktivert	70%, 3 sek	Deaktivert
VIII	110%, 2 sek	Deaktivert	Deaktivert	Deaktivert

Tabell I2: Sammenstilling av spenningsvern for 8 produksjonsenheter, I til VIII, av type C.

Vindkraft

DFIG- og FC-vindturbiner klarer erfaringsmessig kontinuerlige spenninger opp til 110%.

Halvlederteknologien i omformere er ofte av en slik art at de er mindre motstandsdyktige mot høye spenninger og strømmer. Det er ulik evne for DFIG- og FC-vindturbiner for å tåle forbigående høye spenninger (HVRT, High Voltage Ride Through). I vår kartlegging, I3, viser vi et utvalg av vindturbin typer (hentet fra datablader/brosjyrer).

	Over		Under	
Turbintype	U>	U>>	U<	U<<
I	110%, 1 sek	120%, 0 sek	75%, 10 sek (del av FRT)	15%, 0,65 sek (del av FRT)
II	110%, 10 sek	115%, 0 sek	80%, 12 sek (del av FRT)	N/A
III	110%, 3600 sek	121%, 2 sek 136%, 0,1 sek	80%, 10 sek	N/A

Tabell I3 - Sammenstilling av spenningsvern for 3 typer vindturbiner, I til III.

For produksjonsenheter under 10 MVA:

Overspenning

Ingen krav til frakoblingstid ved overspenning i RENs retningslinjer.

Underspenning

Steg	Verdi	Maksimal tidsforsinkelse
U1<	85%	1,5 sekunder
U2<	U _{min}	0,2 sekunder

Tabell I4 - RENs retningslinjer ved underspenning, Kilde: REN-blad 3008

15.4 Robusthet

Type C produksjonsenheter er anlegg tilknyttet på spenningsnivå lavere enn 110 kV dvs. lavere en 132 kV, som er grensen for FRT krav gitt av FIKS s. 46.

15.5.a Systemgjenoppretting - svartstart

Det er i dag et direkte regulert krav i beredskapsforskriften at kraftstasjoner, med samlet installert generatorytelse på minst 100 MVA, minst skal ha ett aggregat som normalt skal kunne starte fra spenningsløst nett. I fos §12 stilles det krav om at gjenoppbyggingsplaner skal inneholde oversikt over evnen til svartstart, hvor gjenoppbyggingsplanen skal gjennomgås og godkjennes av systemansvarlig.

Uavhengig av kravene gitt av beredskapsforskriften er det mange mindre produksjonsenheter i regional og distribusjonsnettet, som av historiske årsaker og ut i fra et samfunnsmessig ansvar for lokalforsyningsbehov er utstyrt med egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett. I følge innrapporterte tall fra 2013 har kraftstasjoner i Norge med en samlet ytelse på 29.608 MVA (av totalt registrert 32.829 MVA installert ytelse) egenskaper for svartstart. Det innebærer at ca. 90 % av all installert ytelse har evne til svartstart. Hvorvidt funksjonaliteten er tilgjengelig ved behov er derimot ikke gitt.

Krav til oppstart fra spenningsløst nett er regulert i beredskapsforskriften §4-3, Vedlegg 2 § 5, punkt 3.2.9, 3.3.6 og 3.4.1.6.

§ 4-3.Drift i ekstraordinære situasjoner og gjenoppretting av funksjon

Alle KBO-enheter skal i ekstraordinære situasjoner drive de anlegg og den del av energiforsyningen enheten har ansvaret for, herunder driftskontrollfunksjoner, og gjenopprette nødvendige funksjoner i og etter ekstraordinære situasjoner.

Beredskapskravene for produksjonsanlegg er differensiert ut i fra klassifiseringen av anleggene:

Klasse 1:

Kraftstasjon med samlet installert generatorytelse på minst 25 MVA.

Vedlegg 1 til § 5-4: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 1

Dersom et minst like godt sikringsnivå kan dokumenteres, kan beredskapsmyndigheten akseptere andre sikringstiltak enn de som er beskrevet i punkt 1.1 til 1.3

*1.1 For transformatorstasjoner, koblingsstasjoner, **kraftstasjoner** og fjernvarmeanlegg gjelder følgende krav:*

1.1.4 For egen stasjonsstrømforsyning skal anlegget ha et nødstrømsanlegg med batteribank og avbruddsfri strømforsyning. Et mobilt aggregat må kunne kobles til innenfor batteritiden. Anlegget må samlet sett ha en gangtid på minst ett døgn.

Klasse 2:

Kraftstasjon med samlet installert generatorytelse på minst 100 MVA og kraftstasjoner på minst 100 MVA plassert i dagen.

Vedlegg 2 til § 5-5: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 2

Dersom et minst like godt sikringsnivå kan dokumenteres, kan beredskapsmyndigheten akseptere andre sikringstiltak enn de som er beskrevet i punkt 2.2 til 2.5

*2.1. For transformatorstasjoner, koblingsstasjoner, **kraftstasjoner** og driftskontrollsystemer gjelder følgende krav:*

2.1.1 c. Gjenoppretting av eventuelle funksjonstap skal skje uten ugrunnet opphold.

2.3 For kraftstasjoner gjelder følgende krav i tillegg til kravene i punkt 2.1:

2.3.8 Skal ha et nødstrømsanlegg med batteribank og avbruddsfri strømforsyning. Om det ikke er installert et stasjonært nødstrømsaggregat, må et mobilt aggregat kunne kobles til innenfor batteritiden under maksimal belastning. Anlegget må samlet sett ha en gangtid på minst to døgn.

2.3.10 Minst ett aggregat skal normalt kunne starte på spenningsløst nett (svart nett).

Klasse 3:

Kraftstasjon i fjell med samlet installert generatorytelse på minst 250 MVA.

Vedlegg 3 til § 5-6: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 3

Dersom et minst like godt sikringsnivå kan dokumenteres, kan beredskapsmyndigheten akseptere andre sikringstiltak enn de som er beskrevet i punkt 3.2 til 3.6

3.1 For transformatorstasjoner, koblingsanlegg/-stasjoner, kraftstasjoner og driftskontrollsystemer gjelder følgende krav:

3.3 For kraftstasjoner gjelder følgende krav i tillegg til kravene i punkt 3.1

3.3.6 Skal ha et elektrisk og fysisk dublert system for egen stasjonsstrøm med nødstrøm som har tilstrekkelig kapasitet, kvalitet og utholdenhet. Herunder skal alle systemer som er nødvendige for driften av stasjonen, forsynes fra to uavhengige og separerte strømkurser-/systemer. Dette skal også omfatte et nødstrømssystem som er dublert med uavhengige batteribanker og avbruddsfri strømforsyning, og minimum har en samlet driftstid på minst seks timer. Stasjonen skal være utstyrt med en stasjonær selvdrevet anordning for stasjonsstrøm (nødstrømsaggregat, hjelpegenerator eller lignende) med tilstrekkelig kapasitet og kvalitet, automatisk oppstart ved strømbrudd og minst tre døgns selvstendig driftstid. Et mobilt nødstrømsaggregat må raskt kunne kobles til dersom den stasjonære anordning skulle svikte. Nødstrømssystemet skal tåle de maksimalbelastninger det kan bli utsatt for, herunder hjelpesystemer som nødvendig belysning, kjøling og lignende.

3.3.9 Minst ett aggregat skal normalt kunne starte på spenningsløst nett (svart nett) og kunne drives separat (øydrift).

Forholdet til svartstart er videre regulert i forskrift om systemansvaret § 12

§ 12. Anstrengte driftssituasjoner og driftsforstyrrelser

Konsesjonær skal utarbeide og skriftlig rapportere til systemansvarlig plan for effektiv gjenoppretting av normal drift av egne anlegg, ved driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet og tilknyttede produksjonsenheter. Systemansvarlig skal ved vedtak godkjenne planen eller pålegge endringer og samordne inngrep ved driftsforstyrrelser som berører flere konsesjonærer. Systemansvarlig skal utarbeide og til enhver tid ha tilgjengelig en oversikt over produksjonsenheter som har teknisk evne til å utøve frekvensregulering i et område som midlertidig er uten fysisk tilknytning til tilgrensende overføringsnett, og produksjonsenheters evne til oppstart uten ekstern forsyning. Systemansvarlig skal sørge for systemer og rutiner som sikrer en effektiv rapportering av ovennevnte og skal skriftlig rapportere til Norges vassdrags- og energidirektorat dersom konsesjonærer ikke oppfyller sin plikter.

I veileder til fos §12 har Statnett gitt nærmere utdypninger av bestemmelsen.

Konsesjonær skal utarbeide og uoppfordret skriftlig rapportere til systemansvarlig plan for effektiv gjenoppretting av normal drift av egne anlegg, ved driftsforstyrrelser i regional- og sentralnettet og tilknyttede produksjonsenheter. Dette skal minimum være en hovedplan som beskriver gjenoppbygging og håndtering av en situasjon der hovedinnmatingen til konsesjonæren blir berørt. Systemansvarlig plikter å gjøre en reell vurdering av de planer som meldes inn før systemansvarlig fatter vedtak. Alle endringer eller feil i planen skal fortløpende meldes til systemansvarlig for vedtak. Planen skal belyse hva konsesjonæren selv har mulighet til å gjøre mens hovedinnmatingspunktet er utilgjengelig, inklusive forberedende tiltak for igjen å motta forsyning fra hovedinnmatingspunktet. Planen skal også beskrive hvilke deler av forsyningen som prioriteres i gjenoppbyggingen. Eksempel på vurderinger som kan inngå i planen er (listen er ikke uttømmende):

- Produksjon i området som kan (evt. ikke kan) startes fra mørk stasjon.
- Produksjon i området som kan (evt. ikke kan) kjøre frekvens.
- Prioritering av nett for separatdrift.
- Avlasting av "dødt nett" for å klargjøre for spenningssetting/opplasting.
- Evt. trinning av transformatorer som er gått i endestilling.
- Prioritering av gjenoppretting til normal drift.

Utkobling av forbruk, herunder reduksjon i normalt uttak, utover i den akutte fasen må vedtas av systemansvarlig etter § 13 tredje ledd hvis ikke det foreligger egne avtaler mellom konsesjonær og forbruk som regulerer dette. Det stilles også krav om egen plan for gjenoppretting av normal drift knyttet til enkelte utkoblinger ved planlagte driftstanser, jf. § 17

Det er forskriftsfestet at systemansvarlig skal utarbeide og til enhver tid ha tilgjengelig oversikt over produksjonsenheter som har teknisk evne til å utøve frekvensregulering i øydrift, og produksjonsenheters evne til oppstart uten ekstern forsyning. Systemansvarlig har i 2013 hentet inn en oppdatert oversikt fra alle produsenter med aggregat over 10 MVA.

FIKS 2012 Start -/stopptid. Hjelpeanlegg s. 38 beskriver følgende:

- "Aggregat i klassifiserte anlegg skal kunne settes i drift innen i definert tid. Viser til beredskapsforskriften paragraf 5.5 om sikringsnivå.
- Aggregat som har betydning for gjenoppbygging av nettet eller annen kritisk funksjon skal kunne settes i drift fra dødt nett. Egenskaper skal da avtales særskilt".

Det fremgår ikke tydelig hvem det skal inngås særskilt avtale med, men det er naturlig å anta at dette er mellom eier/konsesjonær for anlegget og systemansvarlig.

Nye europeiske driftsregler SO-GL og ER-GL

Selv om nye regler knyttet til SO-GL og ER-GL ikke er implementert i norsk lov, er det verdt å nevne at det er koblinger mellom funksjonskrav til svartstartegenskaper og de driftskravene som er fremmet i nevnte regelverk.

Føringer gitt av ER-GL

ER-GL regulerer både eksisterende og nye produksjonsenheter av type C og D, samt type B i de tilfeller de er definert som signifikante nettbrukere, SGU.

Systemansvarlig skal designe en gjenopprettingsplan.

- Skal rådføre seg med DSO, SGU og NRA, samt
- enheter med egenskaper for separatdrift og svartstart.

Vilkår for enheter som bidrar med tjenester inn til gjenopprettingsplanen skal enten gis på kontraktsbasert basis eller reguleres gjennom nasjonalt regelverk. Det er systemansvarlig som blir ansvarlig for oppfølgingen dersom det baseres på en kontraktsbasert ordning.

Det stilles krav til testing av etterlevelse:

- Evnen til svartstart skal testes hvert 3.år. Det fremgår ikke klart hvem som har ansvaret for å følge opp testene.
- Systemansvarlig skal vurdere sin gjenopprettingsplan hvert femte år, inkl. simuleringer.

Article 4 Regulatory aspects

4. **The terms and conditions** to act as defence service provider and as restoration service provider shall be established **either in the national legal framework or on a contractual basis**. If established on a contractual basis, each TSO shall develop by *[12 months after entry into force of this Regulation]* a proposal for the relevant terms and conditions, which shall define at least:
 - a. the characteristics of the service to be provided;
 - b. the possibility of and conditions for aggregation; and
 - c. for restoration service providers, the target geographical distribution of power sources with black start and island operation capabilities.

Article 23 Design of the restoration plan

1. By *[12 months after the entry into force of this Regulation]*, **each TSO shall design a restoration plan** in consultation with relevant DSOs, SGUs, national regulatory authorities or entities referred to in Article 4(3), neighbouring TSOs and the other TSOs in that synchronous area.
4. In particular, the restoration plan shall include the following elements:
 - a. a list of the measures to be implemented by the TSO on its installations;
 - b. a list of the measures to be implemented by DSOs and of the DSOs responsible for implementing those measures on their installations;
 - c. a list of the SGUs responsible for implementing on their installations the measures that result from mandatory requirements set out in Regulations (EU) 2016/631, (EU) 2016/1388 and (EU) 2016/1447 or from national legislation and a list of the measures to be implemented by those SGUs;
 - d. the list of high priority significant grid users and the terms and conditions for their disconnection and re-energisation;
 - e. a list of substations which are essential for its restoration plan procedures;
 - f. **the number of power sources in the TSO's control area necessary to re-energize its system with bottom-up re-energisation strategy having black start capability,**

quick re-synchronisation capability (through houseload operation) and island operation capability; and

- g. the implementation deadlines for each listed measure.

Article 44 Compliance testing of power generating module capabilities

1. Each restoration service provider which is a power generating module delivering black start service shall **execute a black start capability test, at least every three years**, following the methodology laid down in Article 45(5) of Regulation (EU) 2016/631.
2. Each restoration service provider which is a power generating module delivering a quick re-synchronisation service shall execute tripping to houseload test after any changes of equipment having an impact on its houseload operation capability, or after two unsuccessful consecutive tripping in real operation, following the methodology laid down in Article 45(6) of Regulation (EU) 2016/631. (*RfG, Compliance tests for type C synchronous power-generating modules*)

Article 46 Compliance testing of HVDC capabilities

Each restoration service provider which is an HVDC system delivering a black start service shall execute a black start capability test, at least every three years, following the methodology laid down in Article 70(11) of Regulation (EU) 2016/1447.

Article 51 Compliance testing and periodic review of the restoration plan

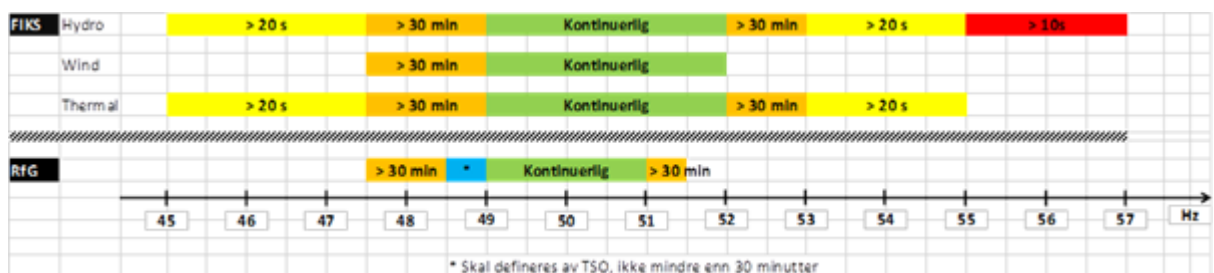
1. **Each TSO shall review the measures of its restoration plan using computer simulation tests**, using data from the DSOs identified pursuant to Article 23(4) and the restoration service providers, at least every five years. The TSO shall define these simulation tests in a dedicated testing procedure covering at least:
 - a. **the energising restoration path from restoration service providers with black start or island operation capabilities;**
 - b. the supply of power generating modules main auxiliaries;
 - c. the demand reconnection process; and
 - d. the process for resynchronisation of networks in island operation.
2. In addition, where deemed necessary by the TSO for the effectiveness of the restoration plan, each TSO shall execute operational testing of parts of the restoration plan, in coordination with the DSOs identified pursuant to Article 23(4) and the restoration service providers. The TSO shall set out, in consultation with the DSOs and restoration service providers, those operational tests in a dedicated testing procedure.
3. Each TSO shall review its restoration plan to assess its effectiveness, at least every five years.
4. Each TSO shall review the relevant measures of its restoration plan in accordance with paragraph 1 and review their effectiveness before any substantial change in the configuration of the grid.
5. When the TSO identifies the need to adapt the restoration plan, it shall amend its restoration plan and implement these amendments in accordance with points (c) and (d) of Article 4(2) and Articles 23 and 24.

15.5.b Systemgjenoppretting - separatdrift

I dag er det et veiledende krav i FIKS 2012 at nye vann- og varmekraftaggregater ≥ 10 MVA skal ha separatdriftsegenskaper (egenskaper for isolertnettdrift/øydrikt). Separatdriftsegenskapene hos disse produksjonsenheter sikrer forsyningen til delområder etter utfall av forbindelser mot regional- eller sentralnettet, og betyr at produksjonen kan tilpasses forbruket i delområdene, dvs. at frekvensen kan reguleres og forsyningen opprettholdes. Det er et dimensjoneringskrav i FIKS 2012 at produksjonsenheter skal være stabile på eget (isolert) nett i full last.

Ved overgang til separatdrift blir frekvensavvikene normalt forholdsvis store, siden separatdriftsområdene ofte er forholdsvis små. Det er derfor i dagens norske regelverk krav om at vann- og varmekraftaggregater kortvarig skal kunne operere innenfor relativt store frekvensområder uten utfall, se Figur I21.

Dagens nedre frekvensgrense på 45 Hz angitt i FIKS 2012 er betydelig lavere enn RfG-kravet på 47,5 Hz.



Figur I21. Dagens krav i FIKS 2012 til i hvilke frekvensområder og med hvilke varigheter nye produksjonsenheter ≥ 10 MVA skal kunne operere uten utfall er sammenlignet med tilsvarende krav i NC-RfG (som normalt gjelder om ikke annet avtales). Fargekodene indikere krav til varighet innenfor angitt frekvensområde.

15.5.c Systemgjenoppretting - hurtiginnfasing

Det er så langt Statnett erfarer ikke eksisterende regelverk som regulerer dette i dag.

15.6. Systemkoordinering

Gjennom fos er systemansvarlig gitt et informasjons- og koordineringsansvar overfor de øvrige aktørene for oppfølgingen av de ulike bestemmelsene i fos. Dette koordineringsansvaret dekker det alt vesentlige av de forhold som berøres av NC-RfG for anlegg i regional- og sentralnettet.

FIKS-2012 dekker en rekke forhold som berører systemkoordinering mellom netteiere, produsenter og systemansvarlig.

- Instrumentering
- Feilregistreringsutstyr
- Overvåkning og monitorering
- Vern
- Krav til feilskrivere

Krav til simuleringsmodeller, jording, og ramping er ikke direkte berørt i FIKS eller liknende.

Sammenligning med andre land

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

Tyskland

Overlates til network operator.

Danmark

Ingenting.

Irland

Ingenting.

Storbritannia

Voltage lock-out. Selectable within a range of 55 to 90% of nominal.

15.4 Robusthet

Se beskrivelsen gitt under sammenlikning med andre land under 14.4.

15.5.a Systemgjenoppretting - svartstart

Evne til svartstart defineres som en systemtjeneste i de fleste europeiske land. Det er derimot ulik praksis mellom TSOene om evne til svartstart er pålagt eller ikke. Land som stiller krav til slik funksjonalitet er blant annet Slovenia, Serbia, Estland, Kroatia, Ungarn, Bosnia Herzegovina og Romania. Krav til svartstart for produksjonsanlegg er ofte knyttet til en gjenopprettingsplan for kraftsystemet.

For de fleste land er det kraftverkene tilknyttet transmisjonsnettet som har evne til svartstart. I Finland, Spania, Storbritannia og Nederland er enhetene også tilknyttet distribusjonsnettet. For flere europeiske land stilles det krav til lokalisering av enheter med evne til svartstart. Det varierer hvor ofte anleggene testes av TSOene.

Flertallet av europeiske land betaler for denne ytelsen gjennom ulike kompensasjonsordninger. Norge er sammen med Spania, Frankrike, Italia, Ukraina og Bosnia Herzegovina, land hvor det ikke betales for evne til svartstart. (Kilde: ENTSO-E, Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2016).

Sverige, Tyskland, Storbritannia og Nederland er eksempler på land hvor evnen til svartstart sikres gjennom bilaterale kontrakter. Én av årsakene til at vi ser færre generelle krav til evne til svartstart i andre land er at nettet i Europa er svært masket, og sannsynligheten for avbrudd med tilsvarende behov for start fra dødt nett er mindre enn i Norge.

15.5.b Systemgjenoppretting - separatdrift

ENTSO-E har i sitt underlag til NC-RfG hevdet at separatdrift sjeldent forekommer, og det pekes tilbake på større hendelser, som mørkeleggelsen av det italienske transmisjonsnettet i 2006 og oppdeling av

separatdrift på kontinentet i 2006. Samtidig vil egenskaper for separatdrift betydelig redusere konsekvensene ved slike hendelser, ved at produksjonsenheterne er i stand til å opprettholde produksjonen under overgangsforløpet til separatdrift.

15.5.c Systemgjenoppretting - hurtiginnfasing

Statnett har ikke informasjon om dette.

15.6 Systemkoordinering

Statnett har ikke informasjon om dette.

Behov for koordinering med andre interessenter

Statnett ser behov for koordinering på følgende bestemmelser under §15.

15.2.c Frekvensstabilitet - begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens (LFMS-U)

Et hvert krav relatert til frekvens motiverer koordinering med øvrige TSOer i det nordiske synkronområdet. Denne koordinering gjenstår og kan medføre behov av å justere Statnetts anbefaling.

15.2.d Frekvensstabilitet – frekvensreguleringsmodus (FSM)

Da frekvensen er felles i hele det nordiske synkronområdet er det av vesentlig betydning at kravene til produksjonsenheters respons i frekvenssensitivitetsmodus blir like for produksjonsenheter i hele synkronområdet, slik at produksjonsenheter som bidrar med effekt-/frekvensrespons gjør det under samme forutsetninger. Koordinering med øvrige nordiske TSOer er ennå ikke utført.

15.2.e Frekvensstabilitet - sekundær- og tertiærregulering

Vilkår til sekundær- og tertiærregulering håndteres av annet regelverk og inkluderes derfor ikke i Statnetts anbefaling til NC-RfG. Slike vilkår er ellers noe som er relevant å avtale på nordisk nivå.

15.2.f Frekvensstabilitet - frakobling

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forskriftstekst.

15.2.g Sanntidsovervåkning

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter ved innføring av foreslått forskriftstekst.

15.3 Spenningsstabilitet – automatisk frakobling

Statnett ser ikke behov for koordinering med andre interessenter ved innføring av foreslått forskriftstekst.

15.5. Systemgjenoppretting

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) skal ha oversikt over risiko og sårbarhet i samfunnet. Bestemmelsen vil medføre en endring av praktiseringen av beredskapsforskriften, hvilket bør diskuteres med DSB.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter

Felles nordiske krav på §15 tredje ledd (spenningsstabilitet) er hensiktsmessig. Verdiene som er foreslått virker fornuftig. Hadde det vært mulig å endre statikken fra 0-7% hadde man muligens funnet en måte å unngå problemer med felles generatortransformator. Passe på at det ikke stilles krav som går utover at man for eksempel har felles generatortransformator, og at det da ikke gjør at man må bytte transformator hvis man skal gjøre små endringer (for å holde krav om statikk).

Svartstart

Energi Norges representanter er enig i Statnetts anbefaling om å benytte en avtalebasert løsning. Systemansvarlig og netteiere mangler i dag hjemler til å følge opp og verifisere funksjonalitet for svartstart. Oppfølging i dag er knyttet til beredskapsforskriften og §12 om gjenoppbyggingsplaner.

Det er naturlig at regionale netteiere vurderer behovet for svartstart i de regionale nettområdene. De kjenner de lokale forholdene, og vet hvor skoen trykker. De fleste kraftverk som mater inn i regionalnettet er utstyrt med dieselaggregat, og kan derfor starte fra dødt nett (noen få unntak også her). Disse egenskapene til kraftverkene, sammen med god geografisk spredning i nettet, har vist seg å være svært nyttig i feilsituasjoner og i revisjonssammenheng. Det ansees nødvendig med strenge krav, slik at det trenes på oppstart i tillegg til at funksjonaliteten sikres. Det er de lokale nettselskapene som er best egnet til å vurdere behovet for evne til svartstart i underliggende nett. Kriterier for oppstart må også ta innover seg konsesjonsbetingelser for vannveiene til kraftverket. Det er ikke alle kraftverk som kan kjøres fritt. Det er viktig at kravene i NC-RfG med hensyn til oppstart fra spenningsløst nett koordineres med kravene i beredskapsforskriften.

Mange anlegg er bygget med svartstartegenskaper, men ikke utrustet med oppstartsautomatikk, så man er avhengig av å få kompetent personell ut i stasjonene. Erfaringsmessig kan det fort gå mer enn en time, spesielt i grisgrendte strøk. Det er videre uklart i hvilken grad det er etablert systemer for oppfølging og testing av funksjonalitet. Enkelte har noe erfaring med opplæring og trening av personell. I utgangspunktet er det ikke noe problem å få på plass oppstartsautomatikk. Funksjonalitet og løpende testing av egenskapene har en kostnad. Funksjonskrav uten funksjonstesting/verifisering er uheldig. Det er viktig at dette tydeliggjøres og følges opp. Reguleringen i NC-RfG er ensidig rettet mot TSO behov og ikke lokale behov. Slik sett er ikke NC-RfG godt egnet til å opprettholde dagens nivå på funksjonalitet eller testing av dette. Det bør utvikles en nasjonal veiledning på området.

I dag er den største nytten hos netteier (reduert KILE/USLA, reduserte nettinvesteringer), mens kostnaden ligger hos produsentene. Behovet må vurderes opp mot de løsninger som gir størst samlet samfunnsøkonomisk nytteverdi. Kostnadsfordelingen i forhold til hvem som har nytten.

Forventningene til uavbrutt forsyning bør stilles til kundene. Samfunnets forventning til strømleveranse er høy og toleransen for strømvbrudd lav. Det er viktig for produsentene med en forsikring om behovet når investeringen gjøres. Dette for å unngå at det investeres i tjenester som ikke benyttes.

Svartstartegenskaper er i praksis en ren systemtjeneste hvor kostnadene i hovedsak er knyttet til investeringskostnaden, som øker dersom det er behov for svartstart, i tillegg til driftskostnader. Markedsbaserte løsninger er å foretrekke fremfor krav. Svartstartfunksjonalitet bør derfor løses gjennom markedsbaserte løsninger eller kompensasjonsordninger.

En modell kan være å gi støtte til investeringer og eventuelt gi et årlig beløp for å dekke driftskostnadene. De viktigste kostnadskomponentene forbundet med å etablere og drifte svartstartegenskaper er dieselaggregat, batteri-/likestrømsanlegg, lavspenningsfordeling/kabel og bygningsmessig tiltak knyttet til dette.

Det kan være utfordringer knyttet til svartstart og krav til spenning gitt av forskrift om leveringskvalitet. Dette bør avklares. Det er videre viktige at regelverk, som bærer beredskapsforskriften, samkjøres i NVE mellom de ulike miljøene som holder i dette.

Energi Norges representanter har ingen øvrige kommentarer på dette punktet.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger på svartstart.

Separatdrift

Det er fra Energi Norges representanter reist spørsmål ved behovet for funksjonalitet for et antall separatområder når nettviklingen fremover vil gi færre separatdrifter. Disse representanter mener det er nødvendig med en egen behovsvurdering i form av kost-/nytteanalyser, som beskrevet i §§ 38 og 39, i hvert enkelt tilfelle ved krav til separatdriftsegenskaper for overgang til separatdrift-krav for nye type C og D-anlegg.

Ved effektoppgradering av produksjonsanlegg vil stabilitetsegenskapene bli dårlige, men sett i lys av samme lastforhold som tidligere vil det ikke bli en forverring. I tillegg har man ofte mye å gå på i eksisterende kraftverk. Kravet til fullast må sees i sammenheng med at i disse tilfellene vil det ofte være eksport ut av området, og kravet er da ikke egnet til å si noe om stabilitetsegenskapene i separatdrift. Nevnte representanter er av den oppfatning at separatdriftsegenskaper og overgang til separatdrift bør undersøkes nærmere i form av case analyser basert på de nye kravene. Casene bør synliggjøre om kravene er akseptable eller kostnadsdrivende.

Det er mange mulige scenario ved overgang til separatdrift. Nytteverdien er trolig større hos netteier enn hos produsent. Dersom produsentene fritt kunne valgt funksjonalitet og hva ansees som mest hensiktsmessig for systemet sett fra et produsentperspektiv, ville det ikke vært satt krav til frekvensreguleringsegenskaper utover separatdriftsegenskaper. En markedsbasert løsning for frekvensregulering, der det stilles krav til de anlegg som ønsker å delta i den markedsbaserte løsningen, ville håndtert dette på en god måte, med en kompensasjon for separatdriftsegenskaper, gitt krav til separatdriftsregulering og fleksibel FCR. LFSM må ha samme krav for alle aggregat som er kvalifisert for FCR-D, men må ikke få strengere krav enn andre når de ikke har tilslag av FCR-D. FSM og LFSM sikres ved at det er krav til separatdrift. At LFSM kreves som en fast innstilling i et aggregat som deltar i et fungerende FCR marked, kompliserer turbinregulatoren og er fordyrende for innføring av

nytt FCR- marked. Det reises spørsmål ved FSM krav til innsving etter 1 % last endring, samt kravet til en spesifikk statikk størrelse. Gitt at Norconsult beregninger stemmer er Statnetts anbefalinger akseptable for nye kraftverk, ikke for eksisterende installasjoner. At FCR-D skal aktiveres selv om det ikke har tilslag reises det spørsmål ved. FCR-D er et markedskrav som krever prekvalifisering. Det kan derfor ikke brukes som ekstra krav til LFSM.

Erfaringene med modusbytter er blandet. Det er eksempler på at turbinregulatorer ikke har detektert separatudrift. I Sverige hvor det er mere vanlig med modusendringer, er det erfart hyppige modusendringer på grunn av urolig frekvens og manglende omkoblinger på grunn av uklare regler. Kraftprodusenter har ikke et komplett nettbilde og separatdriftsdetektering i turbinregulatoren er begrenset. Det er Statnett som har ansvar for separatdriftsdetekteringen. Alternativt kan PFK blokkeres dersom det opprettes en inngang i turbinregulator for aktivering av separatudrift. Separatdriftssignal kan overføres til SCADA for blokkering av aFRR reguleringer.

Kravene til separatudrift og svartstart bør samordnes med Beredskapsforskriften.

Viktig å stille absolutte krav til frakobling i separat drift når spenning og frekvens ikke er tilfredsstillende (FOL).

De fleste kraftverk som mater inn i regionalnettet har egenskaper for separatudrift, noen unntak for gamle elvekraftverk, bl.a. rørturbiner og gamle elvekraftverk (francis) som ikke er modernisert. Egenskaper for separatudrift og start fra dødt nett er ikke savnet for kraftverk som mater inn i distribusjonsnettet i dag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Hurtig innfasing

Referansegruppen har ikke meldt inn andre innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
15.2.a,b,c,d,f,g			X	X			X	X
15.3			X				X	
15.4.a			X	X			X	X
15.4.b,c			X	X			X	X
15.5.a			X	X			X	X
15.5.b,c			X	X			X	X
15.6			X	X			X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 16

Engelsk forordningstekst

Article 16

General requirements for type D power generating modules

1. *In addition to fulfilling the requirements listed in Article 13, except for Article 13(2)(b), (6) and (7), Article 14, except for Article 14(2), and Article 15, except for Article 15(3), type D power generating modules shall fulfil the requirements set out in this Article.*
2. *Type D power generating modules shall fulfil the following requirements relating to voltage stability:*
 - (a) *with regard to voltage ranges:*
 - (i) *without prejudice to point (a) of Article 14(3) and point (a) of Article 13(3), a power generating module shall be capable of staying connected to the network and operating within the ranges of the network voltage at the connection point, expressed by the voltage at the connection point related to the reference 1 pu voltage, and for the time periods specified in Tables 6.1 and 6.2;*
 - (ii) *the relevant TSO may specify shorter periods of time during which power generating modules shall be capable of remaining connected to the network in the event of simultaneous overvoltage and underfrequency or simultaneous undervoltage and overfrequency;*
 - (iii) *notwithstanding the provisions of point (i), the relevant TSO in Spain may require power generating modules be capable of remaining connected to the network in the voltage range between 1.05 pu and 1.0875 pu for an unlimited period;*
 - (iv) *for the 400 kV grid voltage level (or alternatively commonly referred to as 380 kV level) the reference 1 pu value is 400 kV, for other grid voltage levels the reference 1 pu voltage may differ for each system operator in the same synchronous area;*
 - (v) *notwithstanding the provisions of point (i), the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may require power generating modules to remain connected at 400kV network in the voltage range limits and for the time periods that apply in the Continental Europe synchronous area.*

<i>Synchronous area</i>	<i>Voltage range</i>	<i>Time period for operation</i>
<i>Continental Europe</i>	<i>0.85 pu – 0.90 pu</i>	<i>60 minutes</i>
	<i>0.90 pu – 1.118 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.118 pu – 1.15 pu</i>	<i>To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes</i>
<i>Nordic</i>	<i>0.90 pu – 1.05 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.05 pu – 1.10 pu</i>	<i>60 minutes</i>
<i>Great Britain</i>	<i>0.90 pu – 1.10 pu</i>	<i>Unlimited</i>
<i>Ireland and Northern Ireland</i>	<i>0.90 pu – 1.118 pu</i>	<i>Unlimited</i>
<i>Baltic</i>	<i>0.85 pu – 0.90 pu</i>	<i>30 minutes</i>
	<i>0.90 pu – 1.118 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.118 pu – 1.15 pu</i>	<i>20 minutes</i>

Table 6.1: The table shows the minimum time periods during which a power generating module must be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network, where the voltage base for pu values is from 110 kV to 300 kV.

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
<i>Continental Europe</i>	<i>0.85 pu – 0.90 pu</i>	<i>60 minutes</i>
	<i>0.90 pu – 1.05 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.05 pu – 1.10 pu</i>	<i>To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes</i>
<i>Nordic</i>	<i>0.90 pu – 1.05 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.05 pu – 1.10 pu</i>	<i>To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes</i>
<i>Great Britain</i>	<i>0.90 pu – 1.05 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.05 pu – 1.10 pu</i>	<i>15 minutes</i>
<i>Ireland and Northern Ireland</i>	<i>0.90 pu – 1.05 pu</i>	<i>Unlimited</i>
<i>Baltic</i>	<i>0.88 pu – 0.90 pu</i>	<i>20 minutes</i>
	<i>0.90 pu – 1.097 pu</i>	<i>Unlimited</i>
	<i>1.097 pu – 1.15 pu</i>	<i>20 minutes</i>

Table 6.2: The table shows the minimum time periods during which a power generating module must be capable of operating for voltages deviating from the reference 1 pu value at the connection point without disconnecting from the network where the voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV.

- (b) wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation may be agreed between the relevant system operator and the power generating facility owner in coordination with the relevant TSO. If wider voltage ranges or longer minimum times for operation are economically and technically feasible, the power generating facility owner shall not unreasonably withhold an agreement;
 - (c) Without prejudice to point (a), the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify voltages at the connection point at which a power generating module is capable of automatic disconnection. The terms and settings for automatic disconnection shall be agreed between the relevant system operator and the power generating facility owner.
3. Type D power generating modules shall fulfil the following requirements in relation to robustness:
- (a) with regard to fault-ride-through capability:
 - (i) power generating modules shall be capable of staying connected to the network and continuing to operate stably after the power system has been disturbed by

secured faults. That capability shall be in accordance with a voltage-against-time profile at the connection point for fault conditions specified by the relevant TSO.

The voltage-against-time-profile shall express a lower limit of the actual course of the phase-to-phase voltages on the network voltage level at the connection point during a symmetrical fault, as a function of time before, during and after the fault.

That lower limit shall be specified by the relevant TSO, using the parameters set out in Figure 3 and within the ranges set out in Tables 7.1 and 7.2 for type D power generating modules connected at or above the 110 kV level.

That lower limit shall also be specified by the relevant TSO, using parameters set out in Figure 3 and within the ranges set out in Tables 3.1 and 3.2 for type D power generating modules connected below the 110 kV level.;

- (ii) each TSO shall specify the pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability referred to in point (iv) of Article 14(3)(a). The specified pre-fault and post-fault conditions for the fault-ride-through capability shall be made publicly available;

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (or 0.14 - 0.25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	0.25	t_{rec1} :	$t_{clear} - 0.45$
U_{rec1} :	0.5 – 0.7	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0.7$
U_{rec2} :	0.85 – 0.9	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1.5$

Table 7.1: Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power generating modules.

Voltage parameters [pu]		Time parameters [seconds]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0.14 – 0.15 (or 0.14 - 0.25 if system protection and secure operation so require)
U_{clear} :	U_{ret}	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0.85	t_{rec3} :	1.5 – 3.0

Table 7.2: Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules.

- (b) *at the request of a power generating facility owner, the relevant system operator shall provide the pre-fault and post-fault conditions to be considered for fault-ride-through capability as an outcome of the calculations at the connection point as specified in point (iv) of Article 14(3) (a) regarding:*
 - (i) *pre-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;*
 - (ii) *pre-fault operating point of the power generating module expressed as active power output and reactive power output at the connection point and voltage at the connection point; and*
 - (iii) *post-fault minimum short circuit capacity at each connection point expressed in MVA;*
 - (c) *fault-ride-through capabilities in case of asymmetrical faults shall be specified by each TSO.*
4. *Type D power generating modules shall fulfil the following general system management requirements:*
- (a) *with regard to synchronisation, when starting a power generating module, synchronisation shall be performed by the power generating facility owner only after authorisation by the relevant system operator;*
 - (b) *the power generating module shall be equipped with the necessary synchronisation facilities;*
 - (c) *synchronisation of power generating modules shall be possible at frequencies within the ranges set out in Table 2;*
 - (d) *the relevant system operator and the power generating facility owner shall agree on the settings of synchronisation devices to be concluded prior to operation of the power generating module. This agreement shall cover:*
 - (i) *voltage;*
 - (ii) *frequency;*
 - (iii) *phase angle range;*
 - (iv) *phase sequence;*
 - (v) *deviation of voltage and frequency.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 16

Generelle krav til produksjonsenheter av type D

1. I tillegg til å overholde kravene fastsatt i § 13, med unntak av annet ledd bokstav b, sjette ledd og syvende ledd, § 14 med unntak av annet ledd og § 15 med unntak av tredje ledd, skal produksjonsenheter av type D overholde kravene som fastsettes i denne paragraf.
2. Produksjonsenheter av type D skal overholde følgende krav til spenningsstabilitet:
 - (a) med hensyn til spenningsområder:
 - (i) Skal en produksjonsenhet, uten at det går ut over krav gitt i § 14 tredje ledd bokstav (a) og tredje ledd bokstav (a) nedenfor, kunne forbli tilknyttet nettet og i

drift innenfor angitte spenningsområder i tilknytningspunktet. De angitte tidsintervallene og spenningsområdene er spesifisert i tabell 6.1 og 6.2, og spenningsområdene er uttrykt ved spenningen i tilknytningspunktet referert referansespenningen 1 pu;

- (ii) kan systemansvarlig fastsette kortere tidsintervaller for når produksjonsenheter skal kunne forbli tilknyttet nettet i tilfeller med samtidig overspenning og underfrekvens eller samtidig underspenning og overfrekvens;
- (iii) kan aktuell systemansvarlig i Spania, til tross for bestemmelsene i punkt (i), kreve at produksjonsenheter kan forbli tilknyttet nettet i spenningsområdet mellom 1,05 pu og 1,0875 pu under en ubegrenset tidsperiode;
- (iv) er for 400 kV spenningsnivået (eller alternativt ofte referert til som 380 kV) referansen 1 pu satt til 400 kV. For andre spenningsnivåer kan referansen 1 pu spenning variere for ulike systemansvarlige innenfor det samme synkronområdet;
- (v) kan systemansvarlige i det baltiske synkronområdet, til tross for bestemmelsene i punkt (i), kreve at produksjonsenheter kan forbli tilknyttet 400 kV nettet i de spenningsområder og tidsperioder som gjelder for det kontinental-europeiske synkronområdet.

Synkronområde	Spenningsområde	Tidsintervall for stabil drift
Kontinental-Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,118 pu	Ubegrenset
	1,118 pu – 1,15 pu	Fastsettes av hver TSO, men ikke kortere enn 20 minutter og ikke lenger enn 60 minutter
Norden	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter
Storbritannia	0,90 pu–1,10 pu	Ubegrenset
Irland og Nord Irland	0,90 pu – 1,118 pu	Ubegrenset
Baltikum	0,85 pu – 0,90 pu	30 minutter
	0,90 pu – 1,118 pu	Ubegrenset
	1,118 pu – 1,15 pu	20 minutter

Tabell 6.1: Tabellen viser de korteste tidsintervallene hvor en produksjonsenhet skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift, for spenningsavvik fra referansen 1 pu i tilknytningspunktet. Spenningsreferansen for pu-verdier er for systemspenninger fra og med 110 kV til 300 kV.

Synkronområde	Spenningsområder	Tidsintervall for stabil drift
Kontinental-Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	Fastsettes av hver TSO, men ikke kortere enn 20 minutter og ikke lenger enn 60 minutter
Norden	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	Fastsettes av systemansvarlig, men ikke lenger enn 60 minutter
Storbritannia	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	15 minutter
Irland og Nord Irland	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
Baltikum	0,88 pu – 0,90 pu	20 minutter
	0,90 pu – 1,097 pu	Ubegrenset
	1,097 pu – 1,15 pu	20 minutter

Tabell 6.2: Tabellen viser de korteste tidsintervallene hvor en produksjonsenhet skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift, for spenningsavvik fra referansen 1 pu i tilknytningspunktet. Spenningsreferansen for pu verdier er fra og med 300 kV til 400 kV.

- (b) Utvidede spenningsområder eller lengre tidsintervaller for drift uten utfall kan avtales mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier i samarbeid med systemansvarlig. Dersom utvidete spenningsområder eller lengre minimumstider for drift uten utfall er økonomisk og teknisk realiserbare, kan ikke produksjonsanleggets eier uten grunn nekte å inngå en slik avtale;
- (c) Uten at det går ut over krav gitt i bokstav (a), har aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig rett til å fastsette spenningsgrenser i tilknytningspunktet hvor en produksjonsenhet skal kunne koble seg automatisk fra nettet. Betingelser og innstillinger for automatisk frakobling skal avtales mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier.

3. Produksjonsenheter av type D skal overholde følgende krav til robusthet;

- (a) med hensyn til "fault-ride-through"-egenskaper:
 - (i) skal produksjonsenheter ha evne til å forbli tilknyttet nettet og fortsatt driftes stabilt etter at kraftsystemet har vært utsatt for en feilhendelse som har blitt

klarert ved normal feilklarering. Evnen skal være i samsvar med en gjeldende spenning-tid-profil i tilknytningspunktet fastsatt av systemansvarlig.

Spenning-tid-profilen skal vise den nedre grensen for det faktiske fase-til-fase spenningsforløpet for spenningsnivået i tilknytningspunktet under en symmetrisk feil, som en funksjon av tid før, under og etter en feil.

Den nedre grensen skal fastsettes av systemansvarlig basert på parameterne gitt i figur 3, og innenfor grensene gitt i tabell 7.1 og 7.2 for produksjonsenheter av type D tilknyttet 110 kV driftsspenning eller høyere.

Den nedre grensen for produksjonsenheter av type D tilknyttet spenningsnivå lavere enn 110 kV skal også fastsettes av systemansvarlig, basert på parameterne gitt i figur 3 og innenfor grensene gitt i tabell 3.1 og 3.2.;

- (ii) skal systemansvarlig spesifisere betingelsene som skal gjelde før og etter feil i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper referert til i § 14 tredje ledd bokstav (a) punkt (iv). De spesifiserte betingelsene skal gjøres offentlig tilgjengelige;

Spenningsparametere [pu]		Tidsparametere [sekunder]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (eller 0,14 – 0,25 dersom verninnstillinger i kraftsystemet og sikker drift krever det)
U_{clear} :	0,25	t_{rec1} :	$t_{clear} - 0,45$
U_{rec1} :	0,5 – 0,7	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85 – 0,9	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tabell 7.1: Parametere for figur 3 som skal benyttes i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper til synkrone produksjonsenheter.

Spenningsparametere [pu]		Tidsparametere [sekunder]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14 – 0,15 (eller 0,14 – 0,25 dersom verninnstillinger i kraftsystemet og sikker drift krever det)
U_{clear} :	U_{ret}	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5 – 3,0

Tabell 7.2: Parametere for figur 3 som skal benyttes i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper til kraftparkmoduler.

- (b) aktuell systemoperatør skal, på forespørsel fra produksjonsanleggets eier, oppgi forholdene før og etter en feilhendelse som skal hensyntas i forbindelse med krav om "fault-ride-through"-egenskaper. Forholdene skal være et resultat av beregninger i tilknytningspunktet som fastsatt i § 14 tredje ledd bokstav (a) punkt (iv) når det gjelder:
 - (i) minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt før feil, uttrykt i MVA;
 - (ii) produksjonsenhetens driftspunkt før feil, uttrykt i aktiv og reaktiv effektproduksjon/forbruk i tilknytningspunktet, samt spenning i tilknytningspunktet før feil; og
 - (iii) minimum kortslutningsytelse i hvert tilknytningspunkt etter feil, uttrykt i MVA;
 - (c) "fault-ride-through"-egenskaper ved asymmetriske feil skal fastsettes av systemansvarlig.
4. Produksjonsenheter av type D skal overholde følgende krav til generell systemutforming:
- (a) med hensyn til innfasing, ved oppstart av en produksjonsenhet skal synkronisering utføres av produksjonsanleggets eier etter tillatelse fra aktuell systemoperatør;
 - (b) produksjonsenheten skal være utstyrt med nødvendig utstyr for synkronisering;
 - (c) synkronisering av produksjonsenheter skal kunne gjøres innenfor frekvensområdene fastsatt i tabell 2;
 - (d) aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier skal bli enige om innstillingene for synkroniseringsutstyret før produksjonsenheten tas i bruk. Denne avtalen skal dekke:
 - (i) spenning;
 - (ii) frekvens;
 - (iii) område for fasevinkel;
 - (iv) faserekkefølge;
 - (v) spennings- og frekvensavvik.

Formål med bestemmelsen

16.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Formålet med bestemmelsen er å gjøre gyldig alle bestemmelser for type A, B og C produksjonsanlegg for type D enheter, med unntak av §13.2.b, §13.6, §13.7, §14.2 og §15.3.

16.2 Spenningsstabilitet

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsenheter kan operere ved de spenningsavvik, som kan oppstå ved normaldrift, samt ved forstyrrelser som utfall av en produksjonsenhet, en last eller en overføringslinje.

Bokstav (b) og (c) kan ses som presiseringer, der bokstav (c) tydeliggjør at aktuell systemoperatør har rett til å spesifisere ved hvilke spenninger produksjonsenheter skal kobles bort. Disse spenninger skal være utenfor de spenningsområder og tidsintervaller som gis av bokstav (a).

16.3 Robusthet - FRT

Krav om "fault-ride-through" (FRT) egenskaper for produksjonsenheter av type D skal forhindre at produksjonsenheterne, som er tilknyttet nett med nominell driftsspenning større enn eller lik 110 kV, faller ut ved normal feilklarering på disse spenningsnivåene. Type D anlegg tilknyttet spenningsnivå < 110 kV har samme FRT krav, som for produksjonsenheter av type B og C. Disse vil tilsammen begrense det potensielle produksjonstapet ved feilene og sikre at mer alvorlige forstyrrelser unngås. Eksempel på mer alvorlige forstyrrelser er frekvenskollaps i et synkronområde eller overlast på ledninger, som i sin tur kan føre til kaskaderende utfall.

16.4 Systemkoordinering

Formålet er å sikre ansvarsfordeling og koordinering av egenskaper knyttet til synkronisering av produksjonsenheter for innfasing mot nettet.

Bakgrunn til bestemmelsen

16.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Gjør relevante krav for tidligere paragrafer gjeldende for type D anlegg.

16.2 Spenningsstabilitet

Flere av de storskala forstyrrelser som har oppstått i kraftsystemet på Kontinentet de senere år har sin opprinnelse i spenningssammenbrudd. For sikker planlegging og drift av kraftsystemet, som ivaretar spenningsstabilitet og god forsyningssikkerhet, er det kritisk viktig at produksjonsenheter kan forbli i drift ved de spenningsavvik, som kan oppstå i normaldrift og ved forstyrrelser. Dette forutsetter at de spenningsområder og tidsintervaller, som produksjonsenheterne skal kunne operere innenfor, er spesifisert.

16.3 Robusthet - FRT

Feil på de høyeste spenningsnivåene (≥ 110 kV) kan påvirke spenningen (gi et spenningsfall) innenfor et stort område. Et slikt spenningsfall kan gi utfall av betydelige mengder produksjon, både gjennom utfall av enkelte større produksjonsenheter og gjennom utfall av et stort antall produksjonsenheter av mer begrenset størrelse.

16.4 Systemkoordinering

For å sikre ryddige forhold rundt innfasing av produksjonsanlegg av type D ved oppstart, er det nødvendig med god koordinering mellom aktuell systemoperatør og den som har driftsansvaret for produksjonsanlegget. For å sikre at anlegg ikke fases inn på nettet uten at aktuell systemoperatør er klar over dette, skal dette ikke skje før etter tillatelse fra aktuell systemoperatør. Tilsvarende er det viktig å sikre en god koordinering av produksjonsenheterens synkroniseringsutstyr.

For å sikre at senere endring i innstillingene for synkroniseringsutstyret ikke påvirker stabiliteten og håndteringen av nødtiltak negativt, er det nødvendig at slike endringer er gjenstand for samme avtalebaserte koordinering som er regulert i §14.5 og 15.6. For ikke å sette systemet i fare er det avgjørende at slike endringer avtales før de gjennomføres.

Statnetts anbefaling

16.1 Gyldighet i forhold til tidligere paragrafer

For type D anlegg gjelder kravene gitt i §15.2.d. Anbefalingen er imidlertid forskjellige.

For Frequency Sensitivity Mode gjelder følgende for type D:

Parametere	Områder eller verdier	Valg implementering
Område for aktiv effekt referert merkeeffekt (effekt-/frekvensrespons område) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5-10 %	5%
For produksjonsenheter med tregghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til § 15.d.iv.	2 sekunder	2 sekunder
For produksjonsenheter uten tregghetsmoment, maksimal tillatt tidsforsinkelse t_1 , med mindre annet er begrunnet i henhold til §15.2.d.iv.	Spesifisert av systemansvarlig	2 sekunder
Maksimalt tillatt tid før full aktivering skal være nådd, t_2 , med mindre lengre aktiveringstid er tillatt av systemansvarlig på grunn av systemstabilitet.	30 sekunder	Type D; 300 sekunder

Tabell A9 krav til FSM for Type D anlegg

Se for øvrig bakgrunn og veiledning til paragrafen under 15.2.d.

16.2 Spenningsstabilitet

Det er entydig definert at spenningsgrensene refereres tilknytningspunktet.

For produksjonsenheter av type D, som er tilknyttet spenningsnivåer med nominell driftsspenning ≥ 110 kV og < 300 kV er kravet til i hvilke spenningsområder og tidsintervaller produksjonsenhetene skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift entydig definert i forordningen.

For produksjonsenheter av type D, som er tilknyttet spenningsnivåer med nominell driftsspenning ≥ 300 kV og $\leq 420^{13}$ kV er det fastsatt i forordningen at de innenfor spenningsområdet 0,90-1,05 pu skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift under en ubegrenset tidsperiode. For spenningsområdet 1,05-1,10 pu er det imidlertid lagt opp til at tidsintervallet for stabil drift skal fastsettes av systemansvarlig. Her anbefaler Statnett at produksjonsenhetene skal kunne forbli i drift i minst 60 minutter. Tiden er fastsatt med følgende bakgrunn:

- Det er behov for at produksjonsenhetene holder inne ved kortvarige overspenninger i dette spenningsområdet. Det er derfor nødvendig med minimumskrav for å sikre dette.
- 60 minutter tilsvarer forventet valg i våre nordiske naboland.
- Statnetts anbefaling til tiden en produksjonsenhet tilknyttet angitt spenningsnivå skal holde inne ved overspenninger, skal samsvare med prioriteringslisten for hvilke deler av kraftsystemet som skal holde inne. I rekkefølgen mest robust til minst robust har vi;
 - Linjer og kabler, inklusive HVDC.
 - Produksjonsanlegg.
 - Last.

¹³ §16.2.a.iv åpner for at andre spenningsnivåer kan refereres 1 pu for ulike systemansvarlige innenfor det samme synkronområdet. Statnett har valgt dagens løsning, 420 kV referert 1 pu.

Dette gir følgende anbefalte tabell referert tabell 6.2 i NC-RfG:

Synkronområde	Spenningsområde	Tidsintervall for stabil drift
Norden	0,9 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu	60 minutter

Tabell A10 – Statnetts anbefalte spenningsområder for Type D anlegg ved nominell driftsspenning ≥ 300 kV og ≤ 420 kV

16.3 Robusthet-FRT

Analyser, erfaringer, innspill og diskusjon med bransjen og leverandører, viser at dagens krav om at vannkraftanlegg tilknyttet 132 kV nettet skal forbli tilkoblet nettet ved feil, som varer i 400 ms og 15% restspenning, er svært utfordrende og kostbart for nye anlegg, om i det heletatt mulig for eksisterende anlegg. Dagens krav er heller ikke i samsvar med rammene som NC-RfG setter.

Statnett anbefaler derfor at de nye kravene til FRT-egenskaper for alle produksjonsenheter tilkoblet spenningsnivå høyere eller lik 110 kV, dimensjoneres for uforsinket feilklarering, dvs. 150 ms og 0% restspenning. Vi vil da få et regelverk som tar hensyn til tekniske og økonomiske begrensninger for produksjonsanlegg, lik behandling av produksjonsenheter og krav, som ligger innenfor rammene gitt av NC-RfG.

Det tallmaterialet vi har sammenstilt så langt viser at bruk av vernsamband samfunnsøkonomisk vil kunne være en bedre løsning for å sikre ønsket robusthet i kraftsystemet, og som lettere lar seg tilpasse de aktuelle behovene. At netteier avklarer behov for robusthet mot feil, enten ved forsinket eller uforsinket klarering, vil bidra til å synliggjøre hvor tiltak bør iverksettes og en optimalisering i valg av løsninger. Det vil trolig også legge til rette for løsninger med bedre og tilpasset vernsamarbeid der dette er teknisk og økonomisk hensiktsmessig.

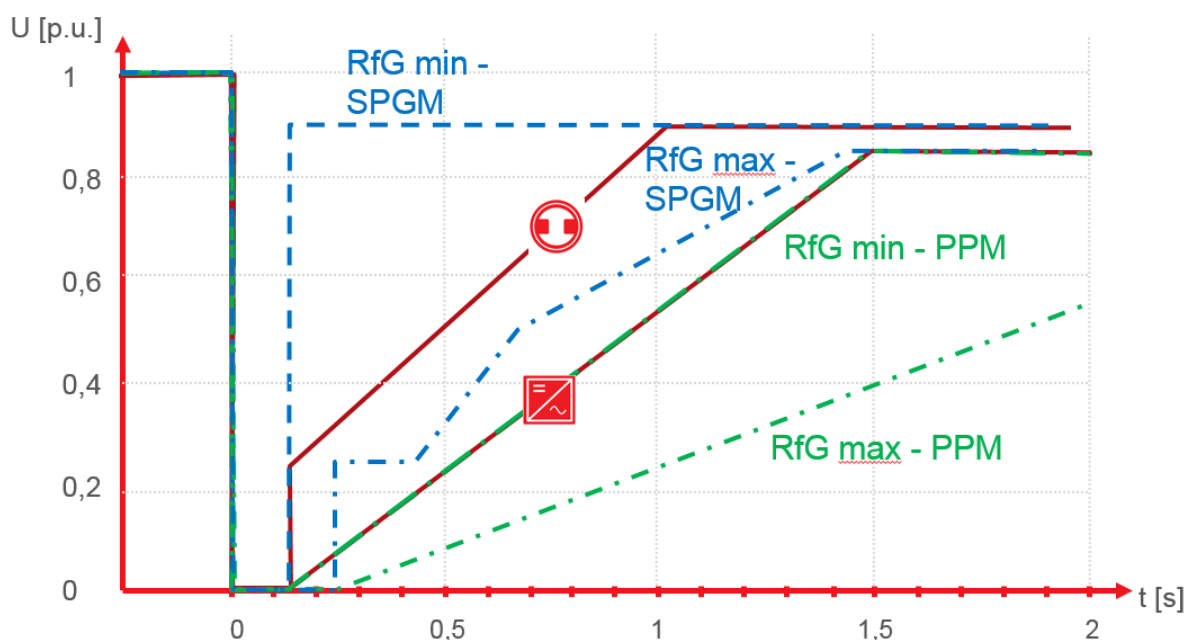
I kravene for synkrone produksjonsenheter konkluderer Statnett med at kravene skal ta høyde for momentane feilklareringer. Med konklusjonen om at robustnivået kan tillates å ligge der, ser Statnett ingen grunn til at konklusjonene for kraftparkmoduler skal være noe annerledes. Feilklareringstiden, T_{clear} , er derfor den samme, 150 ms og spenningsgjenopprettingen legges på mildeste nivå. Fra erfaring med kraftparkmoduler kjenner Statnett til at evnen fra disse er langt bedre enn for synkrone produksjonsenheter, med evne til å håndtere feilklareringstider på 500-1000 ms. Statnett tar derfor høyde for at egenskapene ikke skal begrenses unødige. Statnett anbefaler følgende verdier, tabell 4, og kurveform, figur 4, for FRT for type D produksjonsenheter:

Spenning		Tid	
U_{ret}	0	T_{clear}	0,15
U_{clear}	0,25	T_{rec1}	0,3267
U_{rec1}	0,5	T_{rec2}	0,3267
U_{rec2}	0,9	T_{rec3}	1,00

Tabell A11 - Verdiene for U_{rec1} , T_{rec1} og T_{rec2} er fastsatt/beregnet for å skape en lineær kurve fra 150 ms til 1 sek.

Spenning		Tid	
U_{ret}	0	T_{clear}	0,15
U_{clear}	0	T_{rec1}	0,15
U_{rec1}	0	T_{rec2}	0,15
U_{rec2}	0,85	T_{rec3}	1,5

Tabell A12 - Verdiene for U_{rec1} , T_{rec1} og T_{rec2} er fastsatt/beregnet for å skape en lineær kurve fra 150 ms til 1 sek.



Figur A2: spenning-tid-profil for produksjonsenheter av type D, både synkrone produksjonsenheter og kraftparkmoduler. Maks og min grenser i RfG illustrert for synkrone produksjonsenheter (blå) og kraftparkmoduler (grønn)

For forhold før og etter feilhendelse henvises det til §14.3.

Det presiseres at det er, etter Statnetts vurdering, en uoverensstemmelse i forordningen når det kommer til den kontinuerlige spenningen etter feil, U_{rec2} , hvilket er endelig definert til 0,85 pu. Dette gjelder både for tabell A4 og A12 hvilket er henholdsvis FRT-verdiene for kraftparkmoduler av type C og type D. Uoverensstemmelsen er at spenningsgrensene gitt av §16.2 angir kontinuerlig spenningsgrense på 0,9 pu for type D. Statnetts anbefalinger for type C, definert gjennom §15.3, angir tilsvarende spenningsgrenser som type D. Statnett mener det er behov for en avklaring av denne uoverensstemmelsen før forordningen operasjonaliseres. Statnett er av den oppfatning at 0,9 pu kontinuerlig spenning for FRT-kurven for kraftparkmoduler må legges til grunn og ikke 0,85 pu, slik det det fremkommer av tabell 4. Statnett har meldt denne uoverensstemmelsen til ENTSO-E.

16.4 Systemkoordinering

Forordningsteksten er langt på vei endelig uten tilpasningsmuligheter. Nødvendig synkroniseringsutstyr må defineres og innstillingen av dette avtales mellom eier/konsesjonær for produksjonsenheten og aktuell systemoperatør.

For å sikre en enhetlig og harmonisert tilnærming til krav og koordinering av synkroniseringskrav i kraftsystemet, anbefaler Statnett at disse forholdene koordineres i samarbeid med systemansvarlig, tilsvarende reguleringene fastlagt i §14.5 og §15.6.

Forordningen slår fast at det kun er eier/konsesjonær, som kan stå for synkroniseringen av type D-anlegg. Det finnes i dag en rekke driftsavtaler i Norge, som gjør at det er en annen enn eier/konsesjonær som står for selve innfasingen (shall be performed by). Implementeringsteksten bør ta høyde for dette.

Sammenligning med eksisterende regelverk

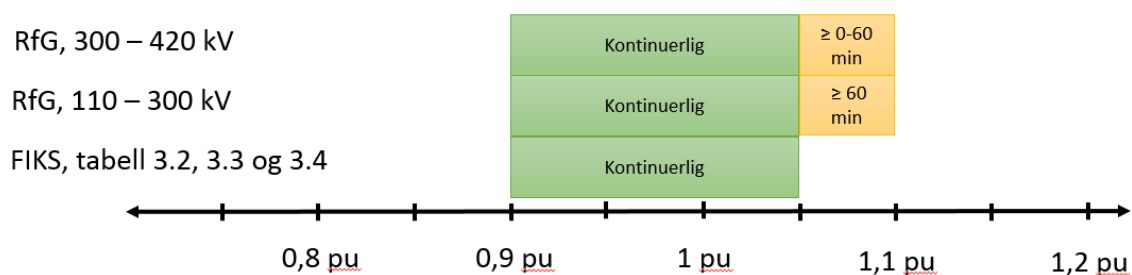
16.2 Spenningsstabilitet

For produksjonsenheter er det for alle teknologier, vann, vind og termisk, krav i FIKS om at de skal holde inne kontinuerlig for spenninger i intervallet 0,9-1.05 pu. Fra underkapitlene "Nettets egenskaper" i kapittel 3.2-3.4 i FIKS heter det;

"Toleransekrav for å forbli innkoblet ved variasjon i frekvens og spenning i samkjøringsnettet på 132, 300 og 420 kV-nivå er gitt i tabell 3.2-3.4".

Det er med andre ord nettspenning som er omtalt i tabellene 3.2-3.4. I hjelpedokumentet til NC-RfG "Frequently asked questions" presiseres det at NC-RfG kravene også refereres til "Point of Connection", altså nettspenning.

Figur I22 gir en oversikt over forskjellene mellom dagens bestemmelse i FIKS og rammene gitt av NC-RfG.



Figur I22: Oversikt over spenningsområder og tidsintervaller produksjonsenheter av type D skal forbli tilknyttet nettet og i drift iht. rammene gitt i NC-RfG og dagens krav i FIKS.

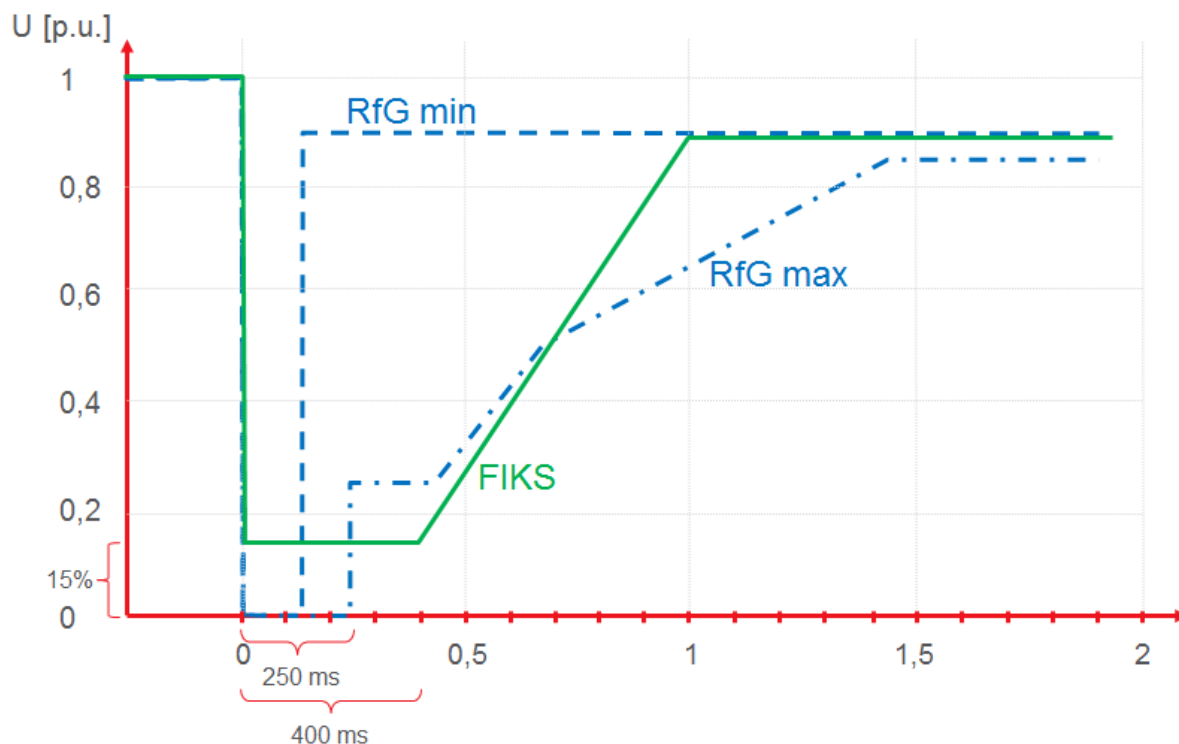
RENs retningslinjer gjelder ikke for produksjonsenheter som er tilknyttet de spenningsnivåer som er aktuelle i denne bestemmelse.

16.3 Robusthet-FRT

I dag stiller FIKS ulike krav til FRT avhengig av hvor produksjonsanlegget er tilknyttet. Kravene er satt med bakgrunn i hvilke vernfilosofi vi har på disse spenningsnivåene.

På de høyeste spenningsnivåene (300 og 420 kV) er det etablert vernsamband som sikrer uforsinket feilklarering – feilen fjernes momentant (raskere enn 100 ms). For produksjonsanlegg tilknyttet 220 kV og oppover er kravet at anleggene skal forbli tilkoblet gjennom feilforløp på 150 ms ved 0 % restspenning.

På 132 kV nivå er det normalt ikke etablert slik vernsamband. For å sikre selektivitet (hindre at vern kommer i konflikt med hverandre) vil enkelte feil ha en forsinket feilklareringstid. Dette er bakgrunnen for at FIKS 2012 stiller krav til at produksjonsanlegg tilknyttet 132 kV skal dimensjoneres for en feilklareringstid på 400 ms og restspenningen estimert til $U_{\text{ret}}=15\%$. Rammene for FRT kravene i NC-RfG og FIKS 2012 kravene for produksjonsanlegg tilknyttet 132 kV er vist i figur I23.



Figur I23 - Sammenlikning av rammene for FRT krav i NC-RfG og krav i FIKS-2012 for produksjonsanlegg tilknyttet 132 kV nettet.

Majoriteten av dagens vannkraftanlegg ble bygget ut uten at det ble stilt eksplisitte krav til FRT egenskaper. Erfaringene fra årene etter introduksjonen av FRT-kravet har vist at å innfri kravet om å ikke falle ut (holde synkronisme) i 400 ms ved 15% restspenning er svært krevende om i det heletatt mulig. I dialogen med bransjen og leverandører fremkommer det at dagens 400 ms FRT-krav er "umulig" å overholde for eksisterende vannkraftanlegg.

Analyser gjennomført av Statnett viser at produksjonsanlegg tilknyttet sentralnettet (300 og 420 kV nettet) har kritiske feilklareringstider i området 150-250 ms. Med bakgrunn i feilforløpets karakteristikk og at designkriteriene for produksjonsanlegg tilknyttet 132 kV trolig er relativt lik for de

tilknyttet 300 og 420 kV nettet, kan man anta at produksjonsapparatet i 132 kV nettet følger de samme feilklareringstider. Dette underlaget illustrerer at det i dag ikke er samsvar mellom krav og faktisk funksjonalitet for produksjonsenheter i 132 kV.

Simuleringer har vist at tyngden, dvs. den roterende massen i produksjonsenheten, må være 4-8 ganger så stor for å holde synkronisme ved 400 ms og $U_{rest}=15$. Større aktører oppgir at de ikke har noen vannkraftanlegg som oppfyller dette kravet i dag. I senere tid er dette også demonstrert med analyser ved fos §14-søknader, blant annet Vamma G12, Høyanger G4, Rana G1-4, Langvatn med flere. Betrakninger foretatt av Statkraft viser at kostnadene for å kunne oppfylle dagens FRT-krav i vannkraftanlegg er store og i enkelte tilfelle umulig, da kravet til kritisk turtall blir uoverkommelig. Bare for generatoren på 100 MVA vil det koste om lag 20 MNOK mer i rene ekstrainvestering for å oppfylle kravet i FIKS, samtidig som virkningsgraden for anlegget reduseres. For å få produksjonsanlegget til å oppfylle kravet kommer også ekstrakostnader i fysiske utforming av anleggene (utvidelser av stasjonshall og løftehøyder for kraner), som er spesielt kostnadsdrivende for produksjonsenheter anlagt i fjell.

Om produksjonsenheten(es) robusthet vurderes kritisk for systembalansen, bør vernsamband vurderes som en alternativ løsning. En slik vurdering bør gjøres av berørte netteiere i samarbeid med systemansvarlige. Vernsamband vil gi momentan feilklarering for alle trefasefeil. En slik løsning, sett i sammenheng med egenskapene i eksisterende produksjonsenheter, vil gi en reell økt robusthet i systemet.

For nye anlegg vil tilpasning av FRT-kravet gi en mer samfunnsøkonomisk optimal tilpasning. Det kan likevel være lokal interesse av strenge FRT krav, for eksempel om det er feil på linjer som ensidig forsyner et område, slik at produksjonsenheten først må holde inne gjennom feilen, for så å forsyne separatdriften. En annen relevant problemstilling er om summen av produksjon i et område er så stor at bortfall av denne produksjonen gir utfordringer for systembalansen. Da vil nytteverdien av robusthet mot forsinket feilklarering være større. Antall steder denne problemstillingen er aktuell er ikke vurdert, men det vurderes å være strengt å dimensjonere samtlige produksjonsenheter etter denne risikoen. Utvidet vernsamband vurderes å være mer målrettet og ha en langt større samfunnsøkonomisk kost-/nyttebrøk enn kostnadskrevende dimensjoneringskriterier for vannkraftanlegg.

Forenklete beregninger av kostnader knyttet til implementering av vernsamband viser at investeringskostnaden ligger i størrelsesorden 0,2 – 1.9 mill.kr pr stasjon. I tillegg kommer årlige driftskostnader i størrelsesorden 40.000,- kr. Statnetts anslag ligger i størrelsesorden 2.2 – 3.3 mill.kr. i ugunstige tilfeller. De enkle kostnadsoverslagene viser at bruk av vernsamband har betydelig lavere kostnader enn tiltak i produksjonsapparatet.

Ved vurdering av FRT krav og forhold knyttet til brytersvikt og feil i vernkommunikasjon, har Statnett støttet seg på feilstatistikk og vurderinger av disse. Det er tatt utgangspunkt i hvordan endring i FRT krav kan påvirke konsekvenser ved 3 fase kortslutninger. Det er ikke dokumentert større problemer knyttet til bortfall av produksjon ved kortslutninger i 132 kV nettet, hvor eksisterende vern har feilklareringstider i området 100-700 ms (henholdsvis normal feilklarering og bryterfeilklarering, FIKS 2012 side 64). Dette til tross for at produksjonsenheter tilknyttet 132 kV-nett har kritiske feilklareringstider i området 150-250 ms. Dette er et resultat av at det er svært få feil med forsinket feilklarering (>100 ms), samt at restspenningene observeres nokså høye når de først opptrer. Med større problemer menes bortfall av produksjon, som har gitt utfordringer for systembalansen eller lokal forsyning. I de tilfeller produksjon har falt bort ved nettfail er det som regel forårsaket av feilinnstilte releer i produksjonsanleggene, dvs. de løser ut før ledningsvernene. Det er registrert få tilfeller av brytersvikt eller svikt i vernkommunikasjon. En tilnærming hvor en feil i nettet følges av flere hendelser med lav sannsynlighet skal være dimensjonerende (linjefeil + brytersvikt/feil i

vernsambandet) oppfattes ikke som en fornuftig tilnærming, med mindre konsekvensene er svært store. Det vurderes derfor ikke som hensiktsmessig å legge brytersvikt eller feil i vernkommunikasjon til grunn ved fastsettelse av FRT krav.

Kravene til FRT kan bidra til at roterende masse forblir i systemet, men innebærer ikke at den er tilgjengelig ved behov. FRT-kravet er ikke begrunnet og vurdert opp mot dette behovet. Statnett anser at denne problemstillingen bør håndteres gjennom allerede igangsatte prosjekter også i Nordisk regi, med sikte på å etablere markedsbaserte mekanismer på dette området.

16.4 Systemkoordinering

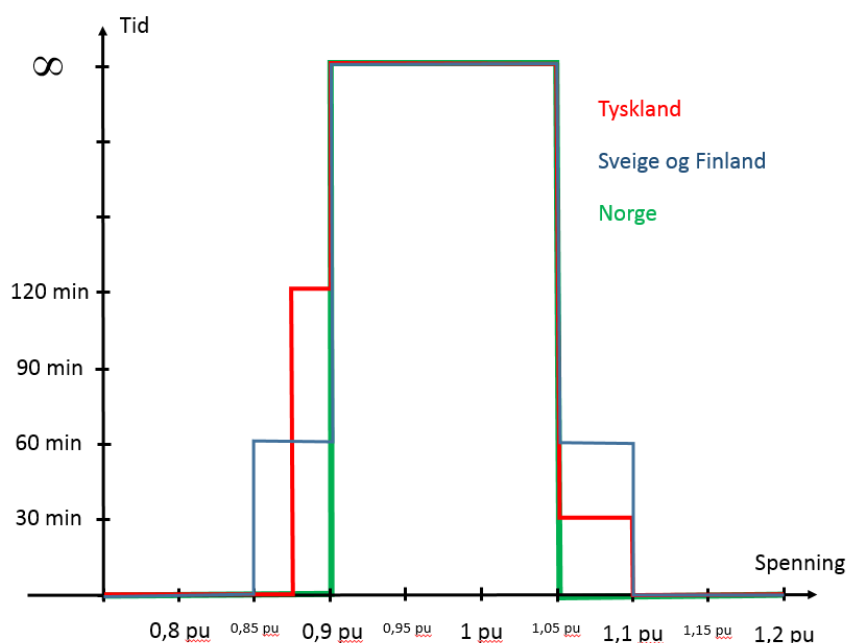
Det er i dag ikke regulert noe koordineringsansvar knyttet til innfasing og synkronisering av produksjonsenheter.

Det er en rekke driftsavtaler som gjør at det er en annen enn eier/konsesjonær som står for selve innfasingen (shall be performed by). Det finnes også en rekke koblingsavtaler for alle høyspenningsanlegg der flere eiere/konsesjonærer er involvert. Her er grenseskillene i anlegget eksplisitt beskrevet, og hvem som kan gjøre koblinger for andre.

Sammenligning med andre land

16.2 Spenningsstabilitet

Oversikten i figur I24 viser hvilke krav utvalgte land stiller i dag til spenningsområder og tidsintervaller der produksjonsenheter skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift. I tillegg har Storbritannia og Irland krav til spenningsområder og tidsintervaller som sammenfaller med NC-RfG.



Figur I24 - Oversikt over i hvilke spenningsområder og tidsintervaller Tyskland, Sverige, Finland og Norge per i dag krever at produksjonsenheter skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift.

16.3 Robusthet - FRT

Se beskrivelsen gitt i sammenlikningen med andre land §§14.3 og 15.4.

16.4 Systemkoordinering

Statnett har ingen sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette området.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonseenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
16.2				X				X
16.3				X				X
16.4				X				X

KAPITTEL 2 – KRAV TIL SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 17

Engelsk forordningstekst

Article 17

Requirements for type B synchronous power generating modules

1. *Type B synchronous power generating modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b), and 14.*
2. *Type B synchronous power-generating modules shall fulfil the following additional requirements relating to voltage stability:*
 - (a) *with regard to reactive power capability, the relevant system operator shall have the right to specify the capability of a synchronous power generating module to provide reactive power;*

- (b) *with regard to the voltage control system, a synchronous power-generating module shall be equipped with a permanent automatic excitation control system that can provide constant alternator terminal voltage at a selectable setpoint without instability over the entire operating range of the synchronous power-generating module.*
3. *With regard to robustness, type B synchronous power generating modules shall be capable of providing post-fault active power recovery. The relevant TSO shall specify the magnitude and time for active power recovery.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 17

Krav til synkrone produksjonsenheter av type B

1. Synkrone produksjonsenheter av type B skal overholde kravene gitt i §13, unntatt §13 annet ledd bokstav b, og §14.
2. Synkrone produksjonsenheter av type B skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:
 - (a) Med hensyn til reaktiv dimensjonering, skal aktuell systemoperatør kunne sette krav til den synkrone produksjonsenhetens evne til å levere/trekke reaktiv effekt.
 - (b) Med hensyn til spenningsreguleringen, skal en synkron produksjonsenhet være utrustet med automatisk magnetiseringssystem, som stabilt kan levere konstant generatorklemmespenning med justerbart settpunkt innenfor hele driftsområdet til den synkrone produksjonsenheten;
3. Med hensyn til robusthet, skal synkrone produksjonsenheter av type B kunne gjenopprette den aktive effekten etter feil. Systemansvarlig skal fastsette størrelsen og tidsintervall for gjenoppretting av aktiv effekt.

Formål med bestemmelsen

17.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Bestemmelsen skal sikre reaktive reserver for spenningsregulering i anleggenes tilknytningspunkter, og bidra til å sikre stabil drift ved feil.

17.2 Tilleggskrav for spenningsstabilitet

Sikre evne til å levere reaktiv regulering og effektiv og god spenningsregulering.

17.3 Robusthet

Formålet med denne bestemmelsen er å begrense konsekvensene av et midlertidig bortfall av innmatet aktiv effekt og å stabilisere frekvensen og lokal spenning etter en klarert feil i transmisjonssnett. Videre skal det bidra til å demme opp for frakobling gitt av store frekvensendringer i et synkronområde.

Bakgrunn til bestemmelsen

17.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Relevante generelle krav i §13 gjøres i hovedsak gjeldende også for type B anlegg.

17.2 Tilleggskrav for spenningsstabilitet

Produksjonsenheters evne til å levere reaktiv effekt er kritisk for en effektiv spenningsregulering i nettet, både i stasjonær drift og i situasjoner med feil i systemet. Aktuell systemoperatør må derfor kunne stille krav til leveranser av reaktiv effekt. Forordningen legger opp til at spenningsregulatorens funksjonalitet og ytelse ikke defineres i større detalj enn at den skal levere konstant og stabil spenning.

17.3 Robusthet

Fra et systemdriftsperspektiv vil det kunne være viktig at alle produksjonsenheter (type B og oppover), inkludert kraftparkmoduler, kan bidra til å gjenopprette aktiv effektproduksjon raskt etter at en feil er klarert. Reetablering av leveranser av aktiv effekt etter en feil er avgjørende for frekvensstabilitet, spesielt for mindre synkrone områder og for større synkrone soner dersom nettet er splittet opp, eller for separatdriftsområder, ettersom svingmassen i slike delområder kan bli lav og frekvenssensitiviteten stor.

Statnetts anbefaling

17.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger på dette punktet.

17.2.a Reaktiv effekt

Kravet er ikke uttømmende og regulerer aktuell systemoperatørs rett til å stille krav til leveranser av reaktiv effekt. Etter Statnetts vurdering må aktuell systemoperatør kunne stille krav til reaktiv regulering i produksjonsenheterne. Statnett anbefaler imidlertid at det ikke settes eksplisitte krav i forordningen til reaktiv dimensjonering, men at det kan stilles krav i de ulike tilknytningspunktene ved behov. Kravene som fastsettes bør skje på en harmonisert og nøytral måte. En nærmere avklaring av kriterier og metoder for fastsettelse bør utarbeides i samarbeid mellom aktuelle systemoperatører, systemansvarlig og eiere/konsesjonærer for produksjonsenheterne når regelverket skal operasjonaliseres.

17.2.b Spenningsregulering

For type B er kravene endelig definert. Det stilles et absolutt krav om stabil drift i hele driftsområdet til produksjonsenheten. Reguleringssløyfen skal være stabil i hele driftsområdet slik at endring av settpunkt gir tilsvarende endring i generatorklemmespenningen.

Statnett anbefaler at etterlevelsen av dette kravet dokumenteres gjennom simuleringer og i eiers/konsesjonærens rapportering ved idriftsettelse. Krav om påvisning av etterlevelse av kravene dekkes av aktuelle paragrafer om simuleringer og prøver. I tillegg bør det utarbeides relevante støttedokumenter (tilsvarende "Veileder til krav i FIKS om prøver og dokumentasjon av prøver").

17.3 Robusthet

Statnett ser ikke behovet for denne bestemmelsen for synkrone produksjonsenheter. Synkrone produksjonsenheter har en iboende egenskap til å levere aktiv effekt under og etter feil i kraftsystemet, så lenge de forblir tilkoblet nettet.

Behovene vil derimot være annerledes for asynkrone produksjonsenheter som vind- og solkraft.

Sammenligning med eksisterende regelverk

17.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Se sammenlikninger med eksisterende regelverk gitt i §16.

17.2 Tilleggskrav for spenningsstabilitet

Dagens krav til reaktiv effekt er regulert gjennom fos og veiledning gitt av FIKS kapittel 3.2, side 36, Reaktiv effekt/spenning: Magnetiseringsutrustning/spenningsregulator og FIKS kapittel 3.2 side 36 og kapittel 3.4, side 45.

FIKS kapittel 3.2, side 36, Reaktiv effekt/spenning: Magnetiseringsutrustning/spenningsregulator

Ytelser

- Systemansvarlig kan i medhold av fos § 15 fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, samt vedta reaktiv regulering.
- Synkrongeneratorer ≥ 1 MVA skal ved fullast legges ut med effektfaktor $\cos\phi \leq 0,86$ kapasitivt (overmagnetisert) og $\cos\phi \leq 0,95$ induktivt (undermagnetisert), referert generatorklemme.
- Asynkrongeneratorer skal i utgangspunktet minst kompenseres for sitt reaktive tomgangsforbruk, men dette må vurderes ut fra spenningen på stedet.

Funksjoner

- Generator (ikke asynkrongenerator) $\geq 0,5$ MVA skal ha spenningsregulator/utstyr for kontinuerlig spenningsregulering.
- Generator ≥ 25 MVA skal ha dempetilsats.
- Settpunkt for spenning (spenningsreferanse) skal kunne innstilles både lokalt og fra driftsentral.
- Spenningsregulator skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for generator. Dersom ikke spesielle forhold krever det, forutsettes reaktiv effektutveksling mellom generatorens maks.- og min.- grenser.
- MVar- eller $\cos\phi$ -regulering skal ikke benyttes uten at dette er avtalt og godkjent av systemansvarlig. Ved bruk av MVar- eller $\cos\phi$ -regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt. Små kraftverk i lokale nett kan ha MVar- eller $\cos\phi$ -regulering.

Innstilling (parametrering)

- Spenningsregulatorer skal være av PID-type og ha mulighet for innstilling av statikk for aktiv og reaktiv effekt.
- Begrensere for magnetiseringsstrøm og -spenning for synkrongenerator skal ikke stilles så lavt at reaktiv ytelse reduseres i forhold til generatorens kapabilitetsdiagram, og bl.a. hindrer dempetilsatsen i å fungere optimalt.
- Minimumskrav er utregulering av en 5 % sprangrespons i løpet av en definert tid inntil spenningen har nådd 90 % av endelig (stasjonær) verdi.

Reaktiv-/spenningsrespons i normaldrift og under driftsforstyrrelser

- Utreguleringstiden for synkronmaskiner med statisk magnetisering skal være $\leq 0,5$ s.
- Utreguleringstiden for andre magnetiseringssystemer (feltmaskin) skal være $\leq 1,0$ s.

Dempetilsats for aggregat ≥ 25 MVA

Alle aggregat skal i den grad det er mulig bidra til å dempe vinkelustabilitet, ikke forverre den. Av den grunn skal store generatorer utstyres med dempetilsats. I dag betinger en praktisk fungerende dempetilsats at generator har statisk magnetisering.

Fra dagens krav i FIKS fremgår det at kravene til spenningsregulatoren gjelder fra produksjonsenheter større enn 0,5 MVA, altså betydelig strengere enn kravene i NC-RfG, som gjelder for anlegg $\geq 1,5$ MW.

Synkrongenerator ≥ 25 MVA skal ifølge FIKS ha statisk magnetisering med dempetilsats. I NC-RfG stilles det krav om dempetilsats kun for type D anlegg, dvs. installert ytelse ≥ 30 MW eller produksjonsanlegg tilknyttet spenningsnivå ≥ 110 kV uavhengig av installert ytelse.

FIKS kapittel 3.2 side 36 og kapittel 3.4, side 45:

"Begrensere for magnetiseringsstrøm og -spenning for synkrongenerator skal ikke stilles så lavt at reaktiv ytelse reduseres i forhold til generatorens driftsdiagram og bl.a. hindrer dempetilsatsen i å fungere optimalt."

FIKS angir at det er "generatorens driftsdiagram" som skal være dimensjonerende, til forskjell fra NC-RfG som angir at "den synkrone produksjonsenheten driftes innenfor sine tekniske begrensninger." I praksis vil den begrensende komponenten i magnetiseringsutstyret og feltviklingene dimensjoneres etter kravet til reaktiv effekt ved maks aktiv effektproduksjon, $P_{\max}$.

17.3 Robusthet

Det er ingen regulering av dette i dag.

Sammenligning med andre land

Statnett har ikke funnet noen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er systemansvarlig som i tilfelle skal spesifisere størrelsen og tiden for aktivering av aktiv effekt. Kravene vil ha betydning for aktuell systemoperatører på de nettnivå hvor type B er tilkoblet og bør derfor koordineres med aktuelle systemoperatører. Det vil være avgjørende å sikre en harmonisert metode for å definere de ulike kravene i ulike tilknytningspunkter. Det bør derfor utarbeides veiledning for hvordan de ulike kravene i tilknytningspunktene settes. Det er viktig å sikre et tett samarbeid mellom aktuelle systemoperatører og systemansvarlig i dette arbeidet.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
17.2.a		X						
17.2.b		X	X					
17.3		X	X	X				

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 18

Engelsk forordningstekst

Article 18

Requirements for type C synchronous power generating modules

1. *Type C synchronous power generating modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13, 14, 15 and 17, except for Article 13 (2)(b) and 13(6), Article 14(2) and Article 17(2)(a).*
2. *Type C synchronous power generating modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:*
 - (a) *with regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a synchronous power generating module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the alternator terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power demand of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the synchronous power generating module or its alternator terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.*
 - (b) *with regard to reactive power capability at maximum capacity:*
 - (i) *the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements in the context of varying voltage. For that purpose the relevant system operator shall specify a $U-Q/P_{max}$ -profile within the boundaries of which the synchronous power generating module shall be capable of providing reactive power at its maximum capacity. The specified $U-Q/P_{max}$ profile may take any shape, having regard to the potential costs of delivering the capability to provide reactive power production at high voltages and reactive power consumption at low voltages;*

- (ii) the U - Q/P_{max} -profile shall be specified by the relevant system operator in coordination with the relevant TSO, in conformity with the following principles:
- the U - Q/P_{max} -profile shall not exceed the U - Q/P_{max} -profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 7;
 - the dimensions of the U - Q/P_{max} -profile envelope (Q/P_{max} range and voltage range) shall be within the range specified for each synchronous area in Table 8; and
 - the position of the U - Q/P_{max} -profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope in Figure 7;

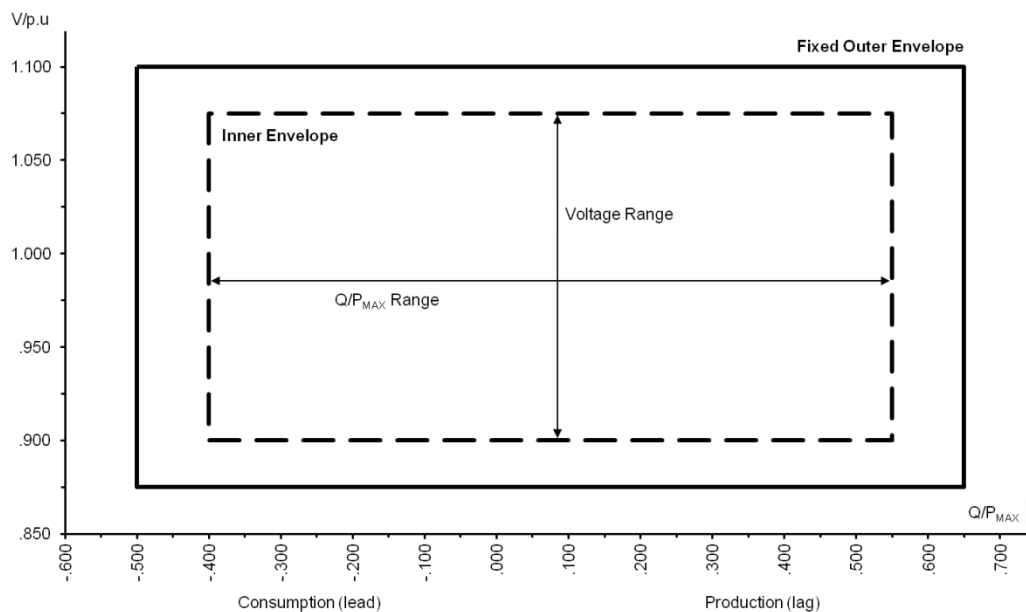


Figure 7: U - Q/P_{max} -profile of a synchronous power generating module. The diagram represents boundaries of a U - Q/P_{max} -profile by the voltage at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and its the reference 1 pu value, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity (P_{max}). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

Synchronous area	Maximum range of Q/P_{max}	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0.95	0.225
Nordic	0.95	0.150
Great Britain	0.95	0.225
Ireland and Northern Ireland	1.08	0.218
Baltic	1.0	0.220

Table 8: Parameters for the inner envelope in Figure 7

- (iii) *the reactive power provision capability requirement applies at the connection point. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest values. The full reactive power range is therefore not expected to be available across the range of steady-state voltages;*
 - (iv) *the synchronous power generating module shall be capable of moving to any operating point within its U - $Q/P_{\max}$ profile in appropriate timescales to target values requested by the relevant system operator;*
- (c) *with regard to reactive power capability below maximum capacity, when operating at an active power output below the maximum capacity ($P < P_{\max}$), the synchronous power-generating modules shall be capable of operating at every possible operating point in the P - Q -capability diagram of the alternator of that synchronous power-generating module, at least down to minimum stable operating level. Even at reduced active power output, reactive power supply at the connection point shall correspond fully to the P - Q -capability diagram of the alternator of that synchronous power-generating module, taking the auxiliary supply power and the active and reactive power losses of the step-up transformer, if applicable, into account.*

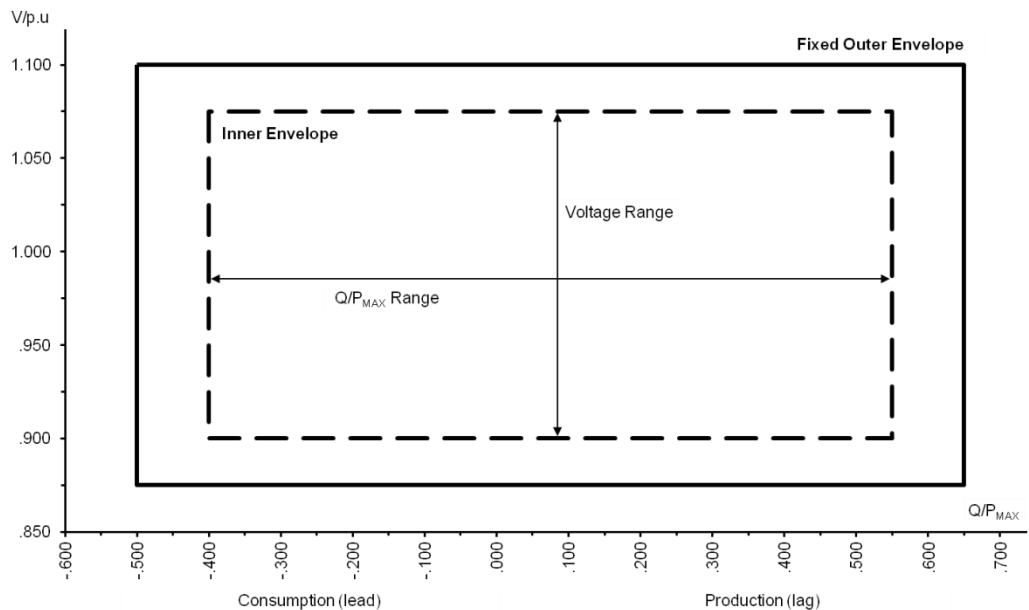
Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 18

Krav til synkrone produksjonsenheter av type C

1. Synkrone produksjonsenheter av type C skal overholde kravene gitt i §§ 13, 14 og 17, utenom §13 annet ledd bokstav b og § 13 sjette ledd, §14 annet ledd og §17 annet ledd bokstav a.
2. Synkrone produksjonsenheter av type C skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:
 - (a) Med hensyn til reaktiv effekt, kan aktuell systemoperatør fastsette tilleggskrav til leveranse av reaktiv effekt. Dette kan gjøres i de tilfeller der tilknytningspunktet til den synkrone produksjonsenheten verken er lokalisert ved generatortransformatorens høyspenningsside eller ved generatorklemmene dersom det ikke eksisterer en generatortransformator. Den ekstra reaktive effekten skal kompensere for det reaktive forbruket til linjen eller kabelen mellom høyspenningssiden til den synkrone produksjonsenhets generatortransformator, eller ved generatorklemmene dersom det ikke finnes en generatortransformator, og tilknytningspunktet. Den ekstra reaktive effekten skal leveres av eieren for den aktuelle linjen eller kabelen.
 - (b) med hensyn til reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt:
 - (i) skal aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette krav til reaktiv dimensjonering ved varierende spenning. For dette formål skal aktuell systemoperatør fastsette en U - $Q/P_{\max}$ -profil med rammer som den synkrone produksjonsenheten skal kunne levere reaktiv effekt innenfor. Den fastsatte U - $Q/P_{\max}$ -profilen kan ha enhver form, forutsatt at man tar i betraktning de potensielle kostnadene ved reaktiv effektproduksjon ved høye spenninger og reaktivt effektforbruk ved lave spenninger.
 - (ii) U - $Q/P_{\max}$ -profilen skal fastsettes av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig etter følgende prinsipper:

- U-Q/P_{max}-profilen skal ikke ligge utenfor U-Q/P_{max}-profilens grenser, representert av den indre rammen (betegnet "inner envelope") i figur 7;
- størrelsen på U-Q/P_{max}-profilen (utstrekningen for Q/P_{max} og spenning) skal være innenfor området spesifisert for synkronområdet angitt i tabell 8; og
- Plasseringen av U-Q/P_{max}-profilen skal ligge innenfor den fastsatte ytre rammen (betegnet "fixed outer envelope") i figur 7.



Figur 7: U-Q/P_{max}-profil for en synkron produksjonsenhet. Diagrammet representerer grensene for en U-Q/P_{max}-profil ved spenningen i tilknytningspunktet, uttrykt ved forholdet mellom den faktiske verdien og referanseverdien 1 pu, mot forholdet mellom reaktiv effekt (Q) og merkeeffekt (P_{max}). Plasseringen, størrelsen og formen på den indre rammen (betegnet "inner envelope") er bare for illustrasjon.

Synkronområde	Maksimal utstrekning for Q/P _{max}	Maksimal utstrekning for stasjonær spenning i pu
Kontinental-Europa	0.95	0.225
Norden	0.95	0.150
Storbritannia	0.95	0.225
Irland and Nord Irland	1.08	0.218
Baltikum	1.0	0.220

Tabell 8: Parametere for den indre rammen (betegnet "inner envelope") i figur 7.

- (iii) Krav om reaktiv dimensjonering gjelder i tilknytningspunktet. For profiler som ikke er rektangulære, vil spenningsområdets utstrekning (i tabell 8) representeres med spenningsens høyeste og laveste pu-verdi. I disse tilfellene er full reaktiv ytelse ikke forventet tilgjengelig innenfor hele området av stasjonære spenninger;

- (iv) Den synkrone produksjonsenheten skal ha evne til å bevege seg til ethvert driftspunkt innenfor enhetens U - $Q/P_{\max}$ -profil innen rimelig tid, for å nå verdier for leveranse/forbruk av reaktiv effekt som aktuell systemoperatør etterspør;
- (c) Med hensyn til reaktiv dimensjonering ved aktiv effektproduksjon under merkeeffekt ($P < P_{\max}$), skal produksjonsenheten kunne operere ved ethvert mulig driftspunkt i generatorens P - Q -kapabilitetsdiagram, minst ned til det laveste stabile driftspunktet. Også ved redusert aktiv effektproduksjon, skal leveransen og forbruk av reaktiv effekt i tilknytningspunktet være i henhold til P - Q -kapabilitetsdiagrammet til den synkrone produksjonsenheten, hensyntatt hjelpestrømforsyningen og aktive og reaktive effekttap i generatortransformatoren, dersom det er relevant.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen skal sikre reaktive reserver for spenningsregulering i anleggenes tilknytningspunkter og bidra til å sikre stabil drift ved feil.

Bakgrunn til bestemmelsen

18.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Relevante krav i forutgående paragrafer gjøres gjeldende også for type C anlegg.

18.2.a Reaktiv effekt

Generatortransformator, kabel fra generatortransformator og ut av stasjonen, lange produksjonsradialer frem til tilknytningspunktet for produksjonsanlegget, avhengig av hvor tilknytningspunktet er definert, vil øke impedansen og føre til at spenningsreguleringen vil bli mindre effektiv i tilknytningspunktet. Dette kan føre til at spenningen blir over eller under ønsket nivå i tilknytningspunktet. Kravet skal sikre nødvendig magnetisering av generatortransformator, kabler og linjer frem til tilknytningspunktet og god spenningsregulering. Dette vil bidra til å øke overført effekt fra tilknytningspunktet.

18.2.b Reaktiv effekt ved merkeeffekt

Bakgrunnen for bestemmelsen er å sikre leveranser av reaktiv effekt dimensjonert etter de behov som finnes i tilknytningspunktet og for overordnede systembehov.

18.2.c Reaktiv effekt ved aktiv effekt lavere enn merkeeffekt

Evnen til å levere reaktiv effekt skal ikke påvirkes av at produksjonsenhetene driftes lavere enn merkeeffekt.

Statnetts anbefaling

18.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

§18 inneholder ingen krav til spenningsregulatorens funksjonalitet annet enn henvisningen til §17.2.b. Statnett oppfatter at forordningsteksten i §17.2.b har et for lavt detaljeringsnivå for type C anlegg. Statnett legger derfor til grunn at man i operasjonaliseringen av regelverket detaljerer innholdet i denne paragrafen. Innhold som Statnett mener er relevant å inkludere er;

- Innstilling av kompensering for aktiv- og reaktiv strøm.
 Kravene til funksjonalitet bør i størst mulig grad stilles i tilknytningspunktet (ref. definisjon av P_{max} , definisjon av P-Q-driftsdiagram, definisjon av U-Q/ P_{max} -diagram, restspenning FRT osv.). Innstilling av aktiv og reaktiv strømkompensering benyttes for å kompensere for det reaktive forbruket i generatortransformator og produksjonsradialer slik at man regulerer spenningen i et punkt utenfor generatorklemmene (tilknytningspunktet). Uten funksjonaliteten må spenningsvariasjonene være i området 10-20% (avhengig av transformatorreaktansen) for å utnytte hele den reaktive ytelsen. Det anses som lite hensiktsmessig å stille krav til reaktiv effekt uten samtidig å sikre funksjonalitet for å benytte denne reaktive effekten på best mulig måte, særlig tatt i betraktning at det ikke er identifisert noen kostnader med funksjonen da den er standard på de fleste moderne spenningsregulatorer. Funksjonen er i tråd med "IEEE 421.5 - Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies".
- Begrensere;
 - o Over- og undermagnetiseringsbegrensere
 Begrensere er i produsentens egeninteresse for å beskytte maskinen mot henholdsvis overoppheting og tap av stabilitet. Sistnevnte har også betydning for systemdriften da det kan påføre systemet utfordringer. Det er Statnetts erfaring at funksjonen har blitt benyttet til å begrense reaktiv ytelse i unødig stor grad. I og med at det er en egeninteresse for produsentene å benytte slike begrensere anser ikke Statnett at slike krav vil være kostnadsdrivende for produsentene.
 - o Statorstrømbegrenser
 Behovet for statorstrømbegrenser følger samme argumentasjon som for over- og undermagnetiseringsbegrensere. Statnett har ikke registrert noen u hensiktsmessig bruk av slike begrensere. I veiledning til bruk av begrensere er det uansett hensiktsmessig å definere statorstrømbegrenseren.
- Ytelse
 §17.2.b inneholder ingen krav til spenningsregulatorens ytelse – utreguleringstid, båndbredde eller lignende. Det er heller ingen eksplisitte krav til testing av spenningsregulatoren for synkrone produksjonsenheter. Forordningen legger opp til at systemoperatør kan kreve tester i tillegg til simulering og prøving for kravetterlevelse for spenningsregulering, §42.2.b.

For å trekke en parallell til kraftparkmoduler er det nokså detaljerte krav til både spenningsregulatorens funksjonalitet og ytelse, samt testing av disse. Statnett oppfatter det hensiktsmessig at synkrone produksjonsenheter har samme krav. Dette gir forutsigbarhet for aktører som skal følge regelverket, det gir systemansvarlig mulighet til å følge opp de egenskapene som systemet har og behøver, og det gir likebehandling, både mellom aktører og mellom kraftparkmoduler og synkrone produksjonsenheter.

De ovennevnte punktene kan kort oppsummeres med at Statnett anbefaler i operasjonaliseringen av regelverket å stille like krav til spenningsregulering for type C gjennom §17.2.b med samme innhold som for type D - §19.2, med unntak av §19.2.b.(v) som omhandler dempetilsats (Power system stabilizer – PSS). Det er ikke identifisert noen kostnader ved en slik praktisering.

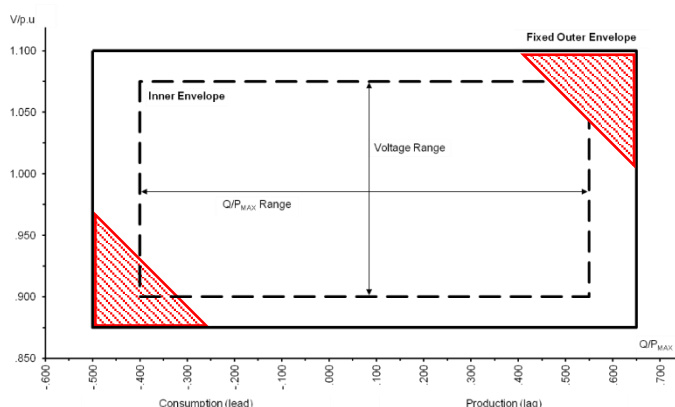
18.2.a Reaktiv effekt

Det er ingen konkrete verdier som fastsettes i forordningen. Produksjonsanleggets eier/konsesjonær plikter alltid å informere aktuell systemoperatør om tiltak i produksjonsanlegget, ref. §40.2. Aktuell

systemoperatør kan med grunnlag i nettberegninger etterspørre utvidet reaktiv ytelse, sammenlignet med minimumskravet, som defineres ved generatorklemmene av aktuell systemoperatør, ref. § 17.2.

18.2.b Reaktiv effekt ved merkeeffekt

Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig fastsette krav til reaktiv dimensjonering innenfor rammene av en gitt U-Q/P_{max}-profil, som den synkrone produksjonsenheten skal kunne levere reaktiv effekt innenfor. Det er ikke satt noen formkrav til profilen utover at det skal tas hensyn til potensielle kostnader ved reaktiv effektproduksjon ved høye spenninger (øvre høyre del av figur 125) og reaktivt effektforbruk ved lave spenninger (nedre venstre hjørne i figur 125).



Figur 125 - Utfordringer med ytterpunkter i U-Q/P_{max} profilene

En bekymring meldt av leverandører er ifølge ENTSO-E at det nedre venstre og øvre høyre hjørne av den ytre konvolutt er for krevende, ved at det innebærer en høy kostnad knyttet til behovet for trinnkoblere eller behov for tilleggsytelser for reaktiv effekt. ENTSO-E understreker derfor, tilsvarende for FRT kravene, at nasjonal implementering i henhold til § 4.3 vil respekteres og at det er nødvendig å finne tilpasninger som sikrer et teknisk/økonomisk optimum.

I denne sammenheng oppgir ENTSO-E at det ikke alle steder benyttes U-Q/P_{max}-profiler, men derimot stilles krav til leveranse av reaktiv effekt innenfor et gitt cosφ-område underlagt bestemte grenseverdier (som i Norge). Med hensyn til fremtidige behov for å håndtere en økt desentral produksjonsportefølje, gir ikke ENTSO-E noen videre rettleiding på hvordan konvolutt tilnærmingen bør avgrenses.

Statnett anbefaler at det ikke fastsettes noen konkrete profiler i selve forordningen, men at dette utarbeides for de ulike tilknytningspunkt av aktuell systemoperatør i tett dialog med systemansvarlig. Dette åpner for en bedre tilpasning av kravene både med hensyn til metodikk og for å ivareta spesielle lokale behov. For å sikre en helhetlig og koordinert tilnærming til dette arbeidet, anbefaler Statnett at systemansvarlig delegeres et overordnet ansvar for å gi overordnede føringer for utviklingen av slik profiler og at det utarbeides veiledning i denne sammenheng hvor de overordnede føringene og metoden for fastsettelse av profiler utarbeides i samarbeid med relevante aktører.

18.2.c Reaktiv effekt ved aktiv effekt lavere enn merkeeffekt

Kravene er endelig gitt og Statnett har ingen øvrige anbefalinger til bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

18.2.a Reaktiv effekt

Se sammenlikning med eksisterende regelverk for §17.2 over.

NC-RfG og FIKS samsvarer for kompensering av reaktiv strøm.

FIKS:

"Det forutsettes mulighet for innstilling av statikk eller kompensering tilpasset maskinen vha. tilbakekobling av den reaktive strømmen"

18.2.b Reaktiv effekt ved merkeeffekt

Det finnes ingen direkte sammenliknbare regler i norsk regelverk utover de krav som stilles til leveranser av reaktiv effekt i FIKS og tilhørende utdypninger.

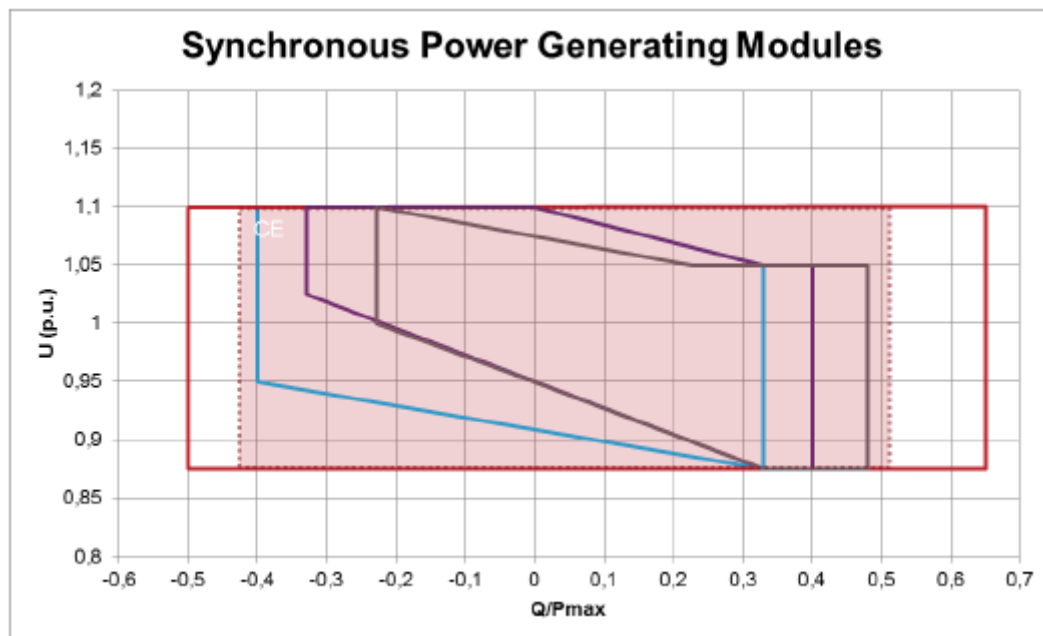
18.2.c Reaktiv effekt ved aktiv effekt lavere enn merkeeffekt

Se "Sammenlikningen med eksisterende regelverk" under §17.2.a, b og §18,2.a.

Sammenligning med andre land

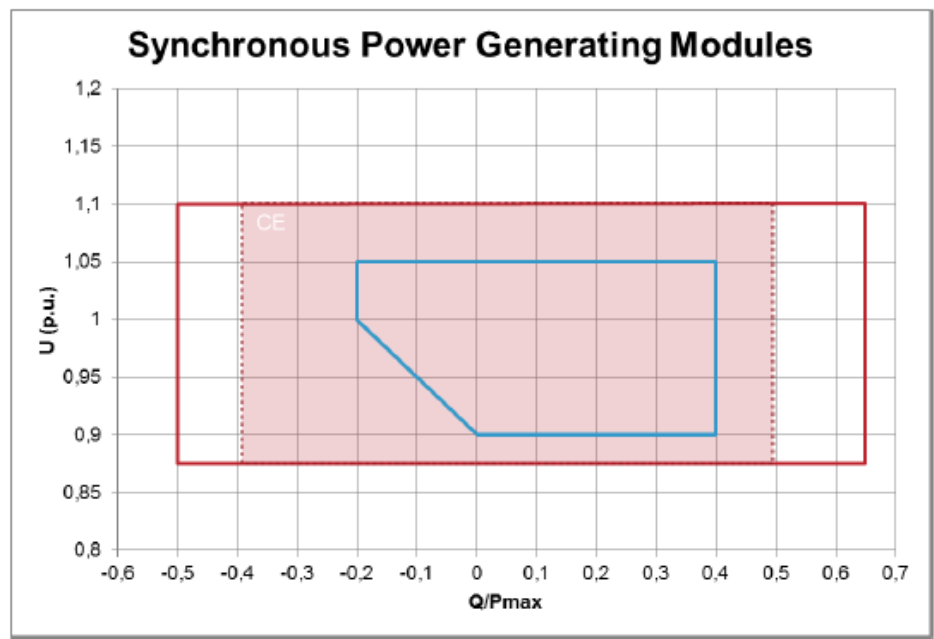
18.2. Reaktiv effekt

Tyskland



Figur I26 - tysk grid code for synkrongeneratorer – 3 opsjoner

Danmark



Figur I27 - dansk grid code for synkrogeneratorer

Statnett har ikke øvrig sammenlikningsgrunnlag for andre land.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
18.1								
18.2.a			X	X				
18.2.b			X	X				
18.2.c			X	X				

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 19

Engelsk forordningstekst

Article 19

Requirements for type D synchronous power generating modules

1. *Type D synchronous power generating modules shall fulfil the requirements laid down in Article 13, except for Article 13(2)(b) and (6), Article 14 except for Article 14(2), Article 15, except for Article 15(3), Article 16, Article 17, except for Article 17(2) and Article 18.*
2. *Type D synchronous power generating modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:*
 - (a) *the parameters and settings of the components of the voltage control system shall be agreed between the power generating facility owner and the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO;*
 - (b) *the agreement referred to in subparagraph (a) shall cover the specifications and performance of an automatic voltage regulator ('AVR') with regard to steady-state voltage and transient voltage control and the specifications and performance of the excitation control system. The latter shall include:*
 - (i) *bandwidth limitation of the output signal to ensure that the highest frequency of response cannot excite torsional oscillations on other power generating modules connected to the network;*
 - (ii) *an underexcitation limiter to prevent the AVR from reducing the alternator excitation to a level which would endanger synchronous stability;*
 - (iii) *an overexcitation limiter to ensure that the alternator excitation is not limited to less than the maximum value that can be achieved whilst ensuring that the synchronous power generating module is operating within its design limits;*
 - (iv) *a stator current limiter; and*
 - (v) *a PSS function to attenuate power oscillations, if the synchronous power generating module size is above a value of maximum capacity specified by the relevant TSO.*
3. *The relevant TSO and the power generating facility owner shall enter into an agreement regarding technical capabilities of the power generating module to aid angular stability under fault conditions.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 19

Krav til synkrone produksjonsenheter av type D

1. Synkrone produksjonsenheter av type D skal overholde kravene gitt i § 13, utenom annet ledd bokstav b og sjette ledd, § 14 utenom annet ledd, § 15 utenom tredje ledd, § 16, § 17 utenom annet ledd og § 18.
2. Synkrone produksjonsenheter av type D skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:

- (a) parametere og innstillingene til de ulike delene i spenningsreguleringssystemet skal avtales mellom produksjonsanleggets eier og aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig;
 - (b) avtalen henvist til i (a) skal omhandle spesifikasjonene og yteevnen til den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') med hensyn på stasjonær og transient spenningsregulering og spesifikasjonene og yteevnen til magnetiseringssystemet. Avtalen skal for magnetiseringssystemet inkludere følgende:
 - (i) båndbreddebegrensning av utsignalet fra spenningsregulatoren for å sørge for at høyeste frekvensrespons ikke utløser pendlinger i øvrige produksjonsenheter tilkoblet kraftsystemet;
 - (ii) en undermagnetiseringsbegrenser for å forhindre den automatiske spenningsregulatoren fra å redusere generatorens magnetisering til et nivå som kan sette den synkrone stabiliteten i fare;
 - (iii) en overmagnetiseringsbegrenser som innstilles slik at generatorens maksimale magnetisering ikke begrenses samtidig som den synkrone produksjonsenheten driftes innenfor sine tekniske begrensninger;
 - (iv) en statorstrømbegrenser; og
 - (v) en funksjon for å dempe pendlinger (dempetilsats) dersom den synkrone produksjonsenhets merkeeffekt er over en størrelse fastsatt av systemansvarlig;
3. Systemansvarlig og produksjonsanleggets eier skal inngå en avtale om produksjonsanleggets tekniske egenskaper for å bidra til vinkelstabilitet under feilhendelser.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsen skal sikre at produksjonsanleggene kan regulere spenning effektivt og stabilt, uten unødige begrensninger i driftsområdet.

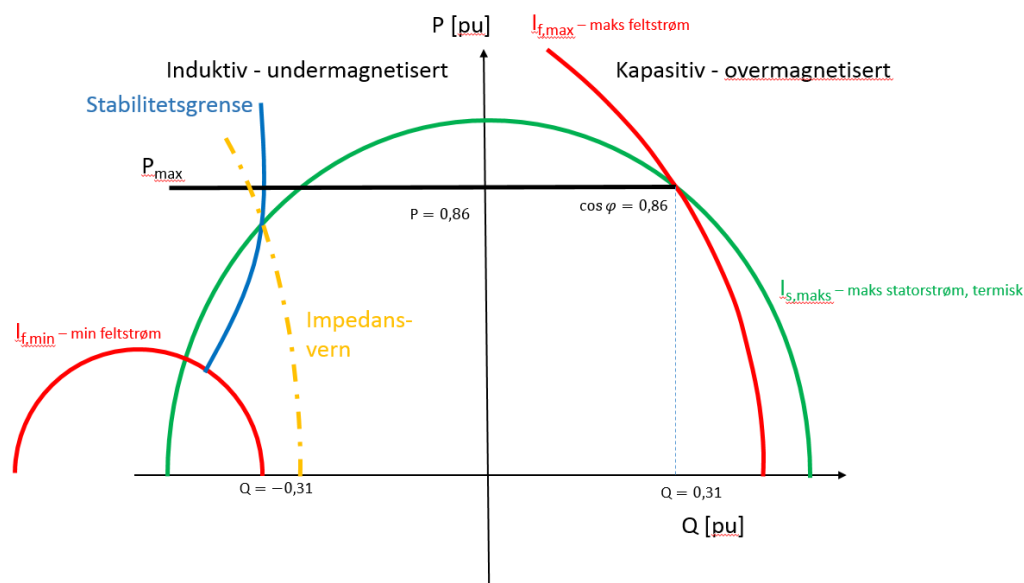
Bakgrunn til bestemmelsen

19.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Relevante krav i forutgående paragrafer gjøres gjeldende også for type D anlegg.

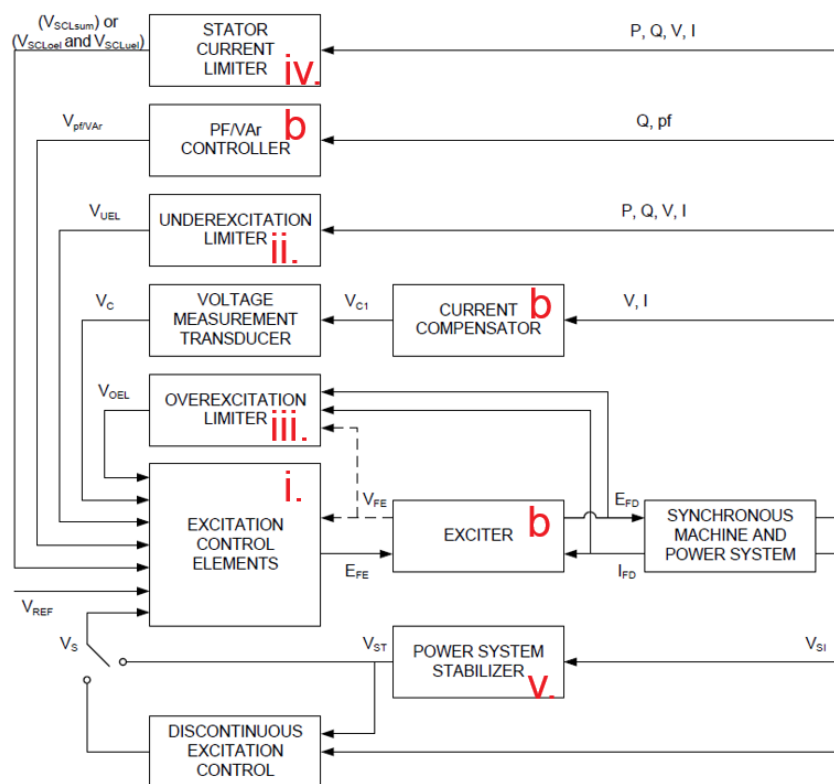
19.2 Spenningsstabilitet

Driftsdiagrammet til synkrongeneratorer avgrenses av flere forhold. Et typisk driftsdiagram er vist i figur I28, hvor grensene dannes av minimum og maksimum feltstrøm (dimensjonering på magnetiseringsutstyr eller feltviklinger), termisk strømgrense for stator og stabilitetsgrense (rotorvinkel). Avtalen, som henvist til i bestemmelsen, skal legge til rette for at vern og begrensere legges slik at driftsdiagrammet skal kunne utnyttes i størst mulig grad.



Figur I28 - Driftsdiagrammet for en typisk synkron produksjonsenhet

Figur I29 under tydeliggjør skillet mellom magnetiseringsutstyr og regulator. Figuren er hentet fra IEEE Std 421.5™-2005. Magnetiseringsutstyret (exiter) responderer på signal fra de ytre kontrollsløyfene. De ytre reguleringsløyfene gir et pådrag til magnetiseringsutstyret som regulerer opp feltspenning og feltstrøm.



Figur I29 - blokkdiagram for synkrone produksjonsenheters spenningsregulator med markering av relevans til §19.2.

Med utgangspunkt i figur I29 over anbefaler Statnett at bestemmelsene i denne paragrafen dekker følgende:

- a) Alle ytre kontrollere skal avtales mellom produksjonsanleggets eier/konsesjonær og aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig.
- b) Magnetiseringsutstyret:
 - (i) Forsterkningen i magnetiseringsutstyret skal ikke være så høyt at det får negativ innvirkning på omliggende produksjonsenheter. Dette fordi rotorvinkel og klemmespenningen hører sammen, og høyt pådrag fra magnetiseringen (høy feltspenning, E_{FD}) kan skape svingninger. Dette betyr at regulator ikke må stilles så følsom at man får ustabilitet i produksjonsenheten eller i systemet.
 - (ii) For å hindre at produksjonsenheten mister synkronismen bør det være en funksjon for å begrense undermagnetisering. Uten slik begrenser kan produksjonsenheten falle på vern av typen "tap av magnetisering"/"minimum reaktans". Innstilling av slik begrenser er ikke entydig, og bør gjøres på grunnlag av de tekniske egenskapene til kraftverket. Stabilitetsgrensen avhenger av polkonfigurasjon (utpregede eller sylindriske), synkronreaktans (d-aksen og q-aksen for utpregede poler, kun d-aksen for sylindriske) og nominell klemmespenning. Stabilitetsgrensen i figur I28 (blå kurve) er kun for illustrasjon, og kan ligge annerledes enn vist, både på grunn av de tekniske egenskapene og valg av sikkerhetsmarginer. Det er vanlig å legge inn en 10% sikkerhetsmargin i kritisk vinkel. Dette er imidlertid en praksis som mistenkes å være utdatert. Det er derfor inkludert en tekst i anbefalingen at systemansvarlig bør involveres i parametring.
 - (iii) Om magnetiseringsutstyret ikke er riktig dimensjonert har den ikke mulighet til å utnytte hele arbeidsområdet til produksjonsenheten. Begrensere skal ikke unødig brukes. Relevante bruksområder for begrensere er for stabilitetshensyn eller spesielle hensyn.
 - (iv) Statorstrømbegrensere skal ivareta at de termiske grensene til generatoren ikke overskrides.
 - (v) PSS, eller dempetilsatsen, skal bidra til å forbedre stabiliteten til produksjonsenheten, ved hjelp av tilbakekobling av både aktiv effekt og turtall/elektrisk frekvens (IEEE-standarder PSS2A eller nyere). Rotorvinkelen er en funksjon av generatorspenningen (med mer) og ved hjelp av rask regulering, riktig faseforskyvning sammenlignet med svingningene, vil pendlinger dempes mer effektivt. Parametring for denne skal gjøres i samarbeid med systemansvarlig når produksjonsenheten er over en gitt størrelse.

19.3 Vinkelstabilitet

Bestemmelsen skal sikre at det er avtalt funksjonalitet, som ivaretar vinkelstabilitet under feilsituasjoner.

Statnetts anbefaling

Statnett anbefaler at krav til spenningsregulator, dens funksjoner og parameterinnstilling, reguleres av tilknytningsavtalen i tråd med veiledning utarbeidet av systemansvarlig, i samarbeid med aktuelle

systemoperatører og relevante eiere/konsesjonærer for produksjonsenheter. Statnett anbefaler at avtalen inkludere følgende presiseringer vedrørende tilleggskrav til spenningsstabilitet gitt av §19.2:

a) Ingen presiseringer.

b) Punktet er todelt;

- Angående "spesifikasjonene og yteevnen til den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') og hensynet til stasjonær og transient spenningsregulering". Statnett vurderer denne delen som uttømmende, men legger til grunn at man i operasjonaliseringen lager generelle retningslinjer for "spesifikasjonene og yteevnen". Det kan forventes at disse retningslinjene i form vil være lik kravteksten fra §21.3.d. Denne paragrafen omfatter ytelsen til spenningsregulatoren for kraftparkmoduler. Det vises til "Bakgrunn og veiledningsdokumentasjon for paragraf 21" for formål og bakgrunn til kravene. Oppsummert bør funksjonaliteten og verdiene for synkrone produksjonsenheter være;
- Modus for regulering av reaktiv effekt; Spenningsregulering, MVar-regulering eller $\cos \phi$ -regulering.
- Spenningssettpunkt innstillbart mellom 0,95 og 1,05 pu med steg på 0,01 pu og reaktiv statikkinnstilling innstillbar mellom 2 og 7% i tilknytningspunktet.
- Settpunktet kan innstilles med dødbånd +/- 5%, med steg mindre eller lik 0,5% (kun etter avtale med aktuell systemoperatør og frivillig funksjonalitet for synkrone produksjonsenheter).
- Utreguleringstiden, t_1 , av 90% reaktivt bidrag ved 5% spenningsprang i tilknytningspunktet (og uten innstilt lastkompensering/statikk) skal være;
 1. Under 30 MW; 1 sekund.
 2. Over 30 MW; 0,5 sekunder.Tid til stasjonært reaktivt bidrag, t_2 , ved 5% spenningsprang i tilknytningspunktet (og uten innstilt lastkompensering/statikk) skal være;
 3. Under 30 MW; 10 sekunder.
 4. Over 30 MW; 5 sekunder
- I reaktiv effektmodus skal man regulere i steg på 5 MVar eller 5% av reaktiv ytelse. Nøyaktigheten skal være +/- 5 MVar eller +/- 5% av reaktiv ytelse – den lavere av de to.
- I effektfaktorregulering skal effektfaktor kunne innstilles i steg på 0,01. Nøyaktigheten skal være +/- 5 MVar eller +/- 5% – den lavere av de to – av reaktiv ytelse fra den reaktive effekten som skal produseres ved innstilt effektfaktor, $Q = S_{momentan} * \sin \varphi$.
- Aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig bestemme hvilken modus for reaktiv effektregulering, som skal benyttes av de overnevnte, samt settpunkt og muligheter for fjernstyring.

c) For ytelsene til magnetiseringsutstyret anbefales følgende:

(i) Ingen presiseringer.

(ii) Statnett legger til grunn at følgende gjelder ved bruk av undermagnetiseringsbegrensere:

- Begrensere for minimal feltstrøm skal stilles slik at denne ikke passerer grensen for stabilitet eller grensen for oppvarming av endområdet av stator, og ellers ikke begrenses unødige.
 - Begrensninger av stabilitetshensyn skal underbygges av konkrete tekniske vurderinger og settes i samarbeid med systemansvarlig.
- (iii) Statnett legger til grunn følgende vedrørende overmagnetiseringsbegrensere:
- Begrensere for maksimal feltstrøm skal stilles slik at resulterende ytelse er på grensen til magnetiseringsutstyrets og feltviklingenes dimensjonering.
 - Overmagnetiseringsbegrenseren skal stilles inn for å takle midlertidige overmagnetisering dersom det er vist at det behøves av stabilitetshensyn. Gjennom kravetterlevelsen vil det stilles krav om å dokumentere at stabiliteten er tilfredsstillende og at dempetilsats (PSS) fungerer effektivt. Får at PSS skal fungere effektivt må magnetiseringsutstyret ha funksjonalitet for kortvarig overmagnetisering. Statnett detaljerer ikke kravet om overmagnetisering ytterligere, men det kan forventes at allerede etablerte krav til statisk magnetisering med takspenningsfaktor 2 i 10 sekunder, legges til grunn som kriterie for å påvise at dempetilsatsen har tilstrekkelig pådrag. Dersom tilsvarende egenskaper kan oppnås ved andre løsninger kan dette benyttes dersom kravetterlevelsen kan dokumenteres.
- (iv) Ingen presiseringer.
- (v) Statnett legger til grunn at leverandør viser at parametring gir forbedret damping. Optimal innstilling av dempetilsatsen krever til dels omfattende systemstudier. Det finnes noen generelle kjøreregler som kan benyttes. Det kan være aktuelt å utgi veiledere for parametring ved idriftsettelse.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se sammenlikning med eksisterende regelverk under §17.2.

Kravene til begrensene for magnetiseringsstrøm og -spenning er vagere i FIKS enn kravene gitt av NC-RfG paragraf 19.2.b.ii og iii. Funksjonen og hensikten er imidlertid den samme.

Tilsvarende finner man for dempetilsatsfunksjonen, som i NC-RfG finnes i 19.2.b.v. Her samsvarer stort sett FIKS og NC-RfG, med unntak av at type D er definert som produksjonsanlegg ≥ 30 MVA eller produksjonsanlegg tilknyttet over 110 kV.

Spesifikasjoner og ytelse (reguleringsmoduser, utreguleringstid, toleransegrenser o.l.) som foreslås inkludert i NC-RfGs 19.2.b er også dekket av FIKS.

Sammenligning med andre land

Ut over det som ENTSO-E har sammenstilt, vist under §18, har ikke Statnett noen øvrige sammenlikninger eller eksempler fra eksisterende regelverk i Europa.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
19.1				X				
19.2				X				
19.3				X				

KAPITTEL 3 – KRAV TIL KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 20

Engelsk forordningstekst

Article 20

Requirements for type B power park modules

1. *Type B power park modules shall fulfil the requirements laid down in Articles 13, except for Article 13(2)(b), and Article 14.*
2. *Type B power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:*
 - (a) *with regard to reactive power capability, the relevant system operator shall have the right to specify the capability of a power park module to provide reactive power;*
 - (b) *the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify that a power park module be capable of providing fast fault current at the connection point in case of symmetrical (3-phase) faults, under the following conditions:*
 - (i) *the power park module shall be capable of activating the supply of fast fault current either by:*
 - *ensuring the supply of the fast fault current at the connection point; or*
 - *measuring voltage deviations at the terminals of the individual units of the power park module and providing a fast fault current at the terminals of these units;*
 - (ii) *the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify:*

- *how and when a voltage deviation is to be determined as well as the end of the voltage deviation;*
 - *the characteristics of the fast fault current, including the time domain for measuring the voltage deviation and fast fault current, for which current and voltage may be measured differently from the method specified in Article 2;*
 - *the timing and accuracy of the fast fault current, which may include several stages during a fault and after its clearance;*
- (c) *with regard to the supply of fast fault current in case of asymmetrical (1-phase or 2-phase) faults, the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall have the right to specify a requirement for asymmetrical current injection.*
3. *Type B power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to robustness:*
- (a) *the relevant TSO shall specify the post-fault active power recovery that the power park module is capable of providing and shall specify:*
- (i) *when the post-fault active power recovery begins, based on a voltage criterion;*
 - (ii) *a maximum allowed time for active power recovery; and*
 - (iii) *a magnitude and accuracy for active power recovery;*
- (b) *the specifications shall be in accordance with the following principles:*
- (i) *interdependency between fast fault current requirements according to points (b) and (c) of paragraph (2) and active power recovery;*
 - (ii) *dependence between active power recovery times and duration of voltage deviations;*
 - (iii) *a specified limit of the maximum allowed time for active power recovery;*
 - (iv) *adequacy between the level of voltage recovery and the minimum magnitude for active power recovery; and*
 - (v) *adequate damping of active power oscillations.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 20

Krav til kraftparkmoduler av type B

1. Kraftparkmoduler av type B skal overholde kravene gitt i § 13, utenom annet ledd bokstav b, og § 14.
2. Kraftparkmoduler av type B skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:
 - (a) med hensyn til reaktiv effekt, skal aktuell systemoperatør ha rett til å fastsette en kraftparkmoduls evne til å levere/trekke reaktiv effekt;
 - (b) aktuell systemoperatør skal, i samarbeid med systemansvarlig, ha rett til å fastsette at en kraftparkmodul skal kunne levere hurtig feilstrømbidrag i tilknytningspunktet ved en symmetrisk (trefase) feil, under følgende betingelser:
 - (i) kraftparkmodulen skal kunne aktivere det hurtige feilstrømbidraget enten ved å:
 - sikre leveransen av feilstrømbidraget i tilknytningspunktet; eller

- måle spenningsavvik ved klemmene til de individuelle enhetene i kraftparkmodulen og levere feilstrømbidraget ved klemmene til disse enhetene;
- (ii) aktuell systemoperatør skal i samarbeid med systemansvarlig fastsette:
 - hvordan og når et spenningsavvik anses å ha inntruffet samt når spenningsavviket opphører;
 - karakteristikken til det hurtige feilstrømbidraget, inkludert tidsrammen for måling av spenningsavvik og av hurtig feilstrømbidrag. Målemetode for strøm og spenning kan være annerledes enn den spesifisert i § 2;
 - responstid og nøyaktighet for det hurtige feilstrømbidraget, som kan inkludere flere steg under en feil og etter klarering av feilen;
- (c) Med hensyn til hurtig feilstrømbidrag ved asymmetriske (énfase eller tofase) feil, har aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig rett til å fastsette krav til asymmetrisk feilstrømbidrag.

3. Kraftparkmoduler av type B skal overholde følgende tilleggskrav til robusthet:

- (a) Systemansvarlig skal fastsette gjenoppretting av aktiv effekt etter en feilhendelse som kraftparkmodulen skal klare å levere, og skal spesifisere:
 - (i) når gjenoppretting av aktiv effekt skal starte, basert på et spenningskriterium;
 - (ii) maksimal tillatt tid for gjenoppretting av aktive effekt; og
 - (iii) størrelse og nøyaktighet for gjenoppretting av aktiv effekt;
- (b) spesifikasjonene skal være i henhold til følgende prinsipper:
 - (i) gjensidig avhengighet mellom kravene til hurtig feilstrøm i henhold til annet ledd bokstav b og c og gjenoppretting av aktiv effekt;
 - (ii) avhengighet mellom tidsintervaller for gjenoppretting av aktiv effekt og varighet av spenningsavvik;
 - (iii) en spesifisert grense for maksimal tillatt tid før gjenoppretting av aktiv effekt;
 - (iv) Tilstrekkelighet mellom nivået for gjenoppretting av spenning og minimumsstørrelsen for gjenoppretting av aktiv effekt; og
 - (v) tilstrekkelig demping av effektpendlinger.

Formål med bestemmelsen

20.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Kravene til kraftparkmoduler av type B skal underlegges de samme kravene, som for synkrongeneratorer av type A og B med unntak av kravet til automatisk fra- og tilkobling, §13.2.b.

20.2.a Reaktiv effekt

Bestemmelsen skal sikre muligheten til stille krav til reaktive leveranser fra vindkraftparker og nødvendig spesifisering til anleggets evne til å levere/trekke reaktiv effekt.

20.2.b Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil

Formålet med kravet er å begrense konsekvensene av kortslutninger knyttet til uønsket påvirkning av vernutrustning og stabilisere spenningen etter feilklarering av feil i transmisjonsnettet. Målet er å øke kortslutningsytelsen i forbindelse med symmetriske 3-fasefeil. Kortslutningsytelse er et mål på styrken på nettet. Med høy kortslutningsytelse er nettet mindre mottagelig for spenningsforstyrrelser, både med hensyn på fundamental frekvens og harmoniske, man sikrer slukkebetingelsene for feil (feilstrømmen er høy nok til å sikre selektivitet på vern) og en bedre spenning i det resterende nett ved nærliggende feilforløp.

20.2.c Hurtig feilstrømsbidrag – asymmetriske feil

Samme som over, men for asymmetriske feil (1 og 2-fasefeil).

20.3.a og b Robusthet

Formålet er å avklare hvilke betingelser som skal gjelde for gjenopptakelse av leveranser av aktiv effekt etter feil og prinsippene for dette.

Bakgrunn til bestemmelsen

20.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Kraftparkmoduler av type B skal i all hovedsak overholde kravene gitt for type A og B synkrone produksjonseenheter.

20.2.a Reaktiv effekt

Se begrunnelse beskrevet for samme kravene som for synkrongeneratorer av type A og B.

20.2.b og c Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil

Kraftparkmoduler, med frekvensregulerte vekselrettere, har generelt lavere overlaster enn tradisjonelle synkrone kraftverk. I feilforløp har synkronmaskiner en iboende evne til å følge spenningsvariasjoner og bidra med spenningsstøtte. Kraftparkmoduler "ser" kortslutninger annerledes enn en synkronmaskin. Hurtig feilstrømsbidrag må derfor defineres for ikke-synkrone produksjonseenheter, som vindturbiner med partiell eller fullskala omformere og konvertere for PV-anlegg. Ikke-synkront innebærer i denne sammenheng at minst en del av aktiv effekt mates inn i nettet gjennom kraftelektronikk. Slikt utstyr kan utnyttes fleksibelt siden oppførselen til en stor grad er styrt av software. Synkrongeneratorer derimot har en iboende egenskap til å reagere automatisk på spenningsendringer. Synkrongeneratorer trenger derfor ikke å vurderes i forhold til et tilsvarende krav.

Den økende andelen av fornybar kraftproduksjon (PV og vindkraft) presser ut konvensjonell kraftproduksjon på kontinentet. Konsekvensene av en slik utvikling er at bidraget av aktiv effekt ved feil i systemet avtar med stigende spennings sensitivitet. Denne utviklingen vil fortsette dersom avbøtende tiltak ikke gjøres i systemet¹⁴. Hurtig reaktiv feilstrømsbidrag under feil i systemet bidrar

¹⁴ Trolig vil denne utviklingen ha mindre betydning i Norge, ettersom vannkraften ikke utfordres på same måte som den konvensjonelle termiske produksjonen på Kontinentet.

både til å gjenopprette spenningen under feil og sikre et hurtig strømbidrag slik at vern i systemet fungerer etter intensjonen. Begge disse aspektene, som er en del av funksjonsevnen i forbindelse med FRT, er avgjørende for systemstabiliteten.

Tidsaspektet for leveransen av hurtig feilstrømsbidrag kan deles i tre:

- A) Umiddelbart etter at feilen har oppstått, mens vernet i transmisjonssystemet måler og ikke har løst ut, eksempelvis 0 – 40 ms.
- B) Den resterende tiden frem til feilen er klarert.
- C) Umiddelbart etter feilklarering.

For tidsintervallet gitt av A er målet for transmisjonssystemet å sikre tilstrekkelig størrelse på innmatet strøm, slik at vernet kan finne feilstedet raskt og selektivt. I denne fasen er et stort nok feilstrømsbidrag viktigere enn å levere en eksakt størrelse. For å sikre en rask levering av feilstrøm er det lite hensiktsmessig å skille mellom aktivt og reaktivt strømbidrag.

I tidsintervallet gitt av B er målet for transmisjonssystemet å løfte spenningsnivået så mye som mulig, for å sikre den lokale stabiliteten av produksjonsenheter. Her er også et høyest mulig bidrag viktigere enn å nå et gitt fastsatt måltall for spenningen.

For tidsintervallet gitt av C er det viktigste målet i store systemer (med mye total treghetsmoment) å gjenopprette systemspenningen med et begrenset innsvingningsforløp innen en rimelig tid.

For mindre synkrone områder/separatområder og systemer med lite eller avtagende treghetsmoment, kan strømbidrag for å bidra til frekvensstabilitet vurderes i tidsperioden gitt i C (selv før spenningen er stabilisert). I de minste områdene kan dette også være hensiktsmessig i tidsintervallet gitt av B.

Et asymmetrisk reaktiv feilstrømsbidrag for å bidra til å gjenopprette spenningen under feilforløp er opsjonelt, men anbefalt for systemer med et stort innslag av ikke-synkrone produksjonsenheter.

I radielle nett vil et hurtig feilstrømsbidrag fra ikke-synkrone produksjonsenheter lokalisert i underliggende nett referert feilstedet kunne gi to effekter:

- Feilstrømsbidraget fra underliggende nett kan redusere feilstrømsbidraget fra overliggende nett og føre til at vernløsningen ikke isolerer feilen.
- Forsinket feilklarering siden feilstrømmen kan bidra til å opprettholde feilen

Utfordringene forbundet med manglende feilstrømsbidrag fra kraftelektronikk fra ikke-synkrone produksjonsenheter under og umiddelbart etter feil, avhenger av hvor feilen inntreffer og karakteristikken til det lokale nettet (eksempelvis landbasert eller offshore basert, lange eller korte AC forbindelser, lokalnett med produksjonsoverskudd eller –underskudd). Slike forhold bør tas i betraktning når kravene utformes og eventuelt tilpasses ulike forhold, i den grad dette er hensiktsmessig, vurdert i forhold til ressursene dette vil krever fra involverte parter.

20.3. Gjenoppretting av aktiv effekt etter feil

Se begrunnelse gitt i §17.3. Dekker også begrunnelsen for kraftparkmoduler.

I ENTSO-Es veiledningstekst står følgende vedrørende nasjonal implementering:

Paragraf 20.3 i NC-RfG definerer de nødvendige krav til kraftparkmoduler av type B. det er pre-definerte prinsipper som skal tas i betraktning i den nasjonale implementeringsprosessen:

- Gjensidige avhengigheter mellom krav til reaktiv hurtig feilstrømsbidrag og gjenoppretting av aktive effektleveranser.
- Avhengighet mellom tid for gjenoppretting av aktive effektleveranser og varigheten av spenningsavvik.
- Spesifiserte grenser for maksimal tillatt tid for gjenoppretting av aktive leveranser.
- Tilstrekkelig demping av aktive effektpendlinger.

Systemansvarlig skal spesielt spesifisere følgende:

- Når gjenoppretting av aktive leveranser etter feil starter (basert på et spenningskriterie).
- Maksimal tillatt tid for gjenoppretting av aktive leveranser, og
- størrelsen og nøyaktigheten for gjenopprettingen av aktive leveranser.

Statnetts anbefaling

20.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten.

20.2.a Reaktiv effekt

Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten.

20.2.b Hurtig feilstrømsbidrag – symmetriske feil

Feilstrømsbidrag, hurtig oppregulering av reaktiv strøm. Denne funksjonaliteten er under mye diskusjon og forskning, og det er derfor ikke en eksakt vitenskap å bestemme hva som er optimale parametere. Statnett ønsker å synliggjøre hvilke parametre som kan forventes å være aktuelle for denne funksjonaliteten og inkluderer i anbefalingen at funksjonaliteten skal ha innstillbare parametere. Det åpner for å gjennomføre senere tilpasninger ut ifra erfaringer og ny kunnskap. Når det gjelder anbefalinger på tidsresponsen for feilstrømsbidraget det for tidlig å konkludere. Statnetts anbefaling skal synliggjøre forventete verdier for denne typen krav og representerer derfor ikke Statnetts endelige anbefaling til feilstrømsbidrag. Aktuelle innstillinger refereres Figur 3 og gjelder både over og underspenning, selv om funksjonen i all hovedsak er myntet på underspenning. Dette fordi spenningsavvikene i denne retningen ofte er større og mer kritisk med tanke på spenningskollaps. Aktuelle utreguleringstider refereres til figur A7.

- Terskelspenning – $\Delta U_1 = 0,1 - 0,3 \text{ pu}$.

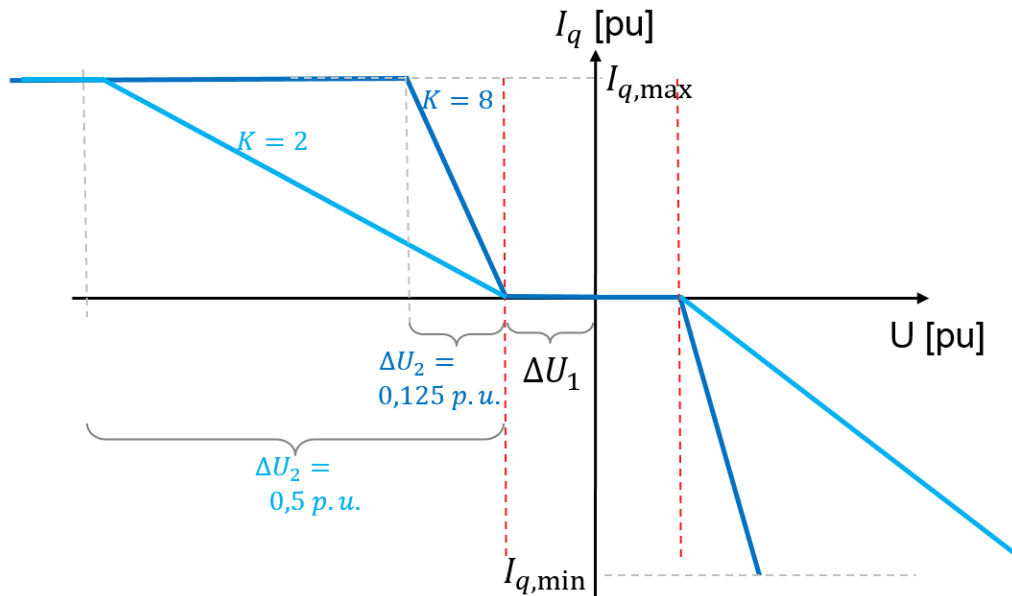
Feilstrømsbidraget skal komme og avta ved et spenningsavvik, ΔU_1 , som angir når en feil har inntruffet. Dette spenningsavviket skal være en innstillbar verdi mellom 0,1 og 0,3 pu.

Ved prioritet av reaktiv strøm anser Statnett det som hensiktsmessig å ha mulighet til å stille terskelen lavere enn 0,9 pu. Dette er grensen for normal drift og en anvendt grense i andre land. Det kan tenkes at prioritering av reaktiv strøm (og følgelig nedprioritering av aktiv strøm/effekt) rett utenfor normalbåndet kan gi større ulemper for systemdriften (produksjonsunderskudd) enn fordeler (spenningsstøtte). Statnett anser derfor denne innstillingsmuligheten som hensiktsmessig. Det er ikke identifisert noen kostnader med innstillbar terskel.

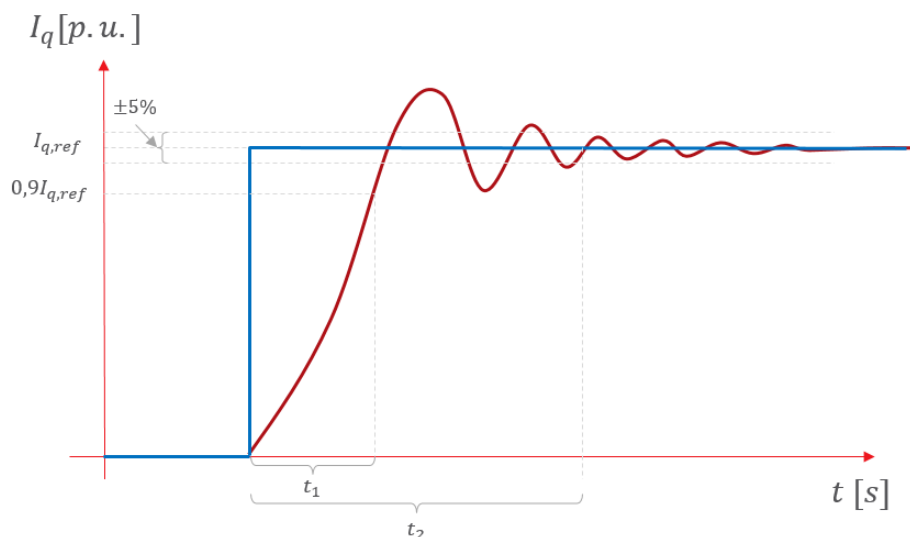
- Feilstrømsbidraget skal være proporsjonalt med spenningsavviket, $I_q = K * \Delta U_2$. Denne proporsjonaliteten skal være innstillbar mellom 2 og 8. Dette kan eventuelt uttrykkes ved et 100%

reaktivt bidrag ved $\Delta U_2 = 0,125 - 0,5 \text{ pu}$. Det er ikke identifisert noen kostnad med innstillbare verdier dersom disse er tydelige på et tidlig tidspunkt.

- Reguleringsstid (for responstiden vurderer Statnett at det kan være kostnadsdrivene med strenge krav. Med tanke på at det er lite erfaring med funksjonaliteten, særlig i Norge, er disse verdiene å anse som et forslag).
 Responstid, $t_1 - < 60 \text{ ms}$ 90% bidrag.
 Stasjonært bidrag, $t_2 - < 100 - 150 \text{ ms}$ (+/- 5% stasjonær toleranse).



Figur 3 - Virkemåte feilstrømbidrag. Den reaktive strømmen, I_q , er proporsjonalt (K-faktor) med avviket, ΔU_2 , under innstilt terskel, innstilt ved et spenningsavvik, ΔU_1 .



Figur A7 - Feilstrømbidrag ved et spenningsprang. Stegresponsen for den reaktive strømmen, I_q , er resultatet av karakteristikken gitt av Figur 3. Tiden til 90% bidrag av reaktiv strøm er t_1 , tid til stasjonært bidrag er t_2 .

20.2.c Hurtig feilstrømsbidrag – asymmetriske feil

Statnett legger til grunn samme presiseringer som for 20.2.b.

20.3.a Gjenoppretting av aktiv effekt etter feil

Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten.

20.3.b Prinsipper for gjenoppretting

Statnett har ingen anbefalinger utover det som fremgår av forordningsteksten.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Dagens regelverk er regulert i fos og veiledning gitt i FIKS kapittel 3.3. om Vindkraft, s. 39 – 42.

Krav som stilles gjelder generelt for vindkraftparker ≥ 1 MVA. Til tross for sterkt varierende effektproduksjon i vindkraftverk stilles det i utgangspunktet samme krav til disse som til andre kraftverk, dog tilpasset kraftverkstypens karakteristika.

Reguleringsfunksjonalitet - Generelt

- Systemansvarlig kan i medhold av fos § 9 pålegge konsesjonær å bidra med regulerstyrke og tilhørende roterende reserve, samt reaktiv ytelse innenfor produksjonsenhetenes tekniske begrensninger.
- Produksjonen fra vindkraftparker optimaliseres, som regel ved hurtig lokal regulering, men vindkraftparken tillates å ha felles funksjon, som "parkregulator", dersom dette er ønskelig for å kontrollere parkens samlede produksjon, og ved signal/ordre om å endre produksjon eller spenning. Det skal kunne initieres ulike typer reguleringer, som aktiv og reaktiv effekt samt frekvens, på hver enkelt vindturbin eller via parkregulatoren.
- Innstilling av vindturbin/omformers og parkregulators ulike funksjoner skal fremlegges for systemansvarlig. Mulighet for frekvensregulering skal primært være implementert for hver enkelt vindturbin/omformer. Parkregulatoren forventes å fungere som sekundær effekt-/frekvensregulator.
- Hvorvidt og i hvilken grad vindkraftparken skal delta i frekvensreguleringen skal avtales med systemansvarlig.

Reaktiv effekt - dimensjonering

- Vindkraftparker ≥ 1 MVA skal ved full last legges ut med effektfaktor $\cos\phi \leq 0,95$ kapasitivt (overmagnetisert) og $\cos\phi \leq 0,95$ induktiv (undermagnetisert) referert transformatorens nettside (PCC – Point of Common Coupling).
- Direktekoblede asynkronmaskiner skal ha utstyr for kompensering av sitt reaktive forbruk. Dette utstyret skal dimensjoneres ut fra reaktivt behov i tilknyttet nett, og om nødvendig ha dynamisk spenningsregulering.

Spenningsregulering - generelt

- Systemansvarlig kan fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet, samt vedta den reaktive reguleringen i medhold av fos § 15.

- Vindkraftanlegg med effektomformer skal utrustes med dynamisk spenningsregulering innenfor gjeldende krav. Spenningsregulatoren skal ikke innstilles med dødbånd.

Funksjoner

- Spenningsregulatoren skal virke fritt og uten unødig begrensning innenfor ytelsesgrensene for vindkraftparken og eventuelt tilhørende kompenseringssanlegg.
- Settpunkt for spenning (spenningsreferanse) skal kunne innstilles både lokalt og fra bemannet driftssentral.
- Vindkraftparker skal kunne regulere spenningen på eget tilknytningspunkt innenfor toleransegrensene gitt av FoL § 3. I tillegg kan det være aktuelt å utnytte den reaktive kapasiteten til å støtte spenningen i sentralnettet.
- MVAR- eller $\cos\phi$ -regulering skal ikke benyttes uten at dette er avtalt og godkjent av systemansvarlig. Ved bruk av MVAR- eller $\cos\phi$ -regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt.

Innstilling (parametrering)

- Spenningsregulatorer skal være av PID-type og ha mulighet for aktiv- og reaktivstatikkinnstilling.
- Minimumskrav er utregulering av en 5% sprangrespons i løpet av en definert tid inntil spenningen har nådd 90 % av endelig (stasjonær) verdi.

Reaktiv-/spenningsrespons i normaldrift og under driftsforstyrrelser

- Utreguleringstiden iht. ovenstående skal for hvert vindkraftanlegg være $\leq 1,0$ s.

Sammenligning med andre land

§20.2.a Reaktiv effekt

Statnett har ikke noe sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette området.

§20.2.b og c Hurtig feilstrømsbidrag ved symmetriske og asymmetriske feil

Dagens krav til hurtig feilstrømsbidrag varierer i Europa. Nedenfor gjengis noen eksempler på slike krav. Den raske endringen som skjer i systemkarakteristikken i Europa skaper behov for å revurdere kravene.

I Storbritannia er det relativt enkle krav som går tilbake til 2005. Hovedbegrunnelsen for disse kravene er knyttet til frekvensstabilitet, som en avgjørende faktor for FRT funksjonaliteten. I Tyskland, men også i andre land, har det vært stilt krav til at kraftparkmoduler skal levere kortslutningsstrøm under feil for å forhindre uønskede driftssituasjoner for vern. Stabilisering av spenningen under og etter kortslutninger i transmisjonsnettet er også et viktig område.

Storbritannia

Når systemspenningen faller under 90%, skal produksjonsenhetene levere feilstrøm under feilforløpet, uten forsinkelse, ved å bruke hele den dynamiske feilstrømsevnen, dvs. levere full kapasitet når $U < 0,9$ pu og returnere til normal hurtig spenningsregulering når $U > 0,9$ pu.

Det reaktive strømbidraget er begrenset av et krav om å opprettholde det aktive strømbidraget frem til feilklarering (dvs. det aktive strømbidraget har prioritet). Dette kravet ble introdusert med bakgrunn i å sikre frekvensstabilitet.

Praktiseringen av regelverket har vist seg å bli utfordrende med hensyn på manglende klarhet i begrep som "uten forsinkelser under feilens varighet". Dette har i stor grad blitt misforstått til å være 60 ms, svært ulikt den opprinnelige intensjonen for normale mål for feilklareringstider på 80 ms.

Tyskland

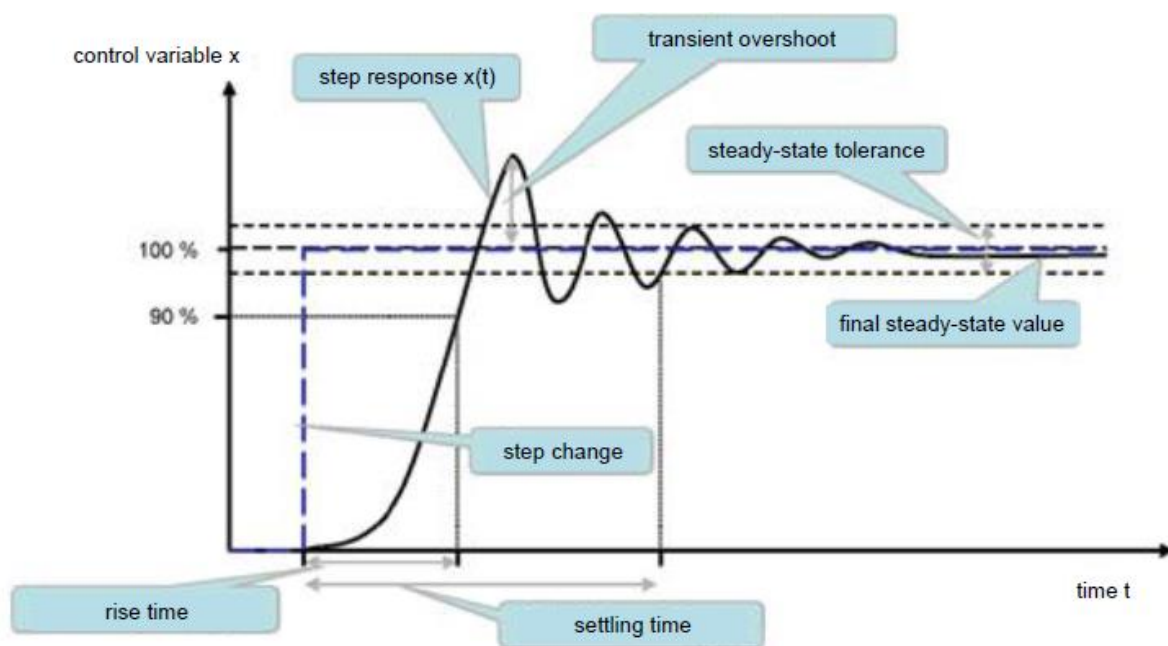
Transmission Code 2007

- 100 % feilstrømsbidrag 20 ms etter feil er oppdagetafter (gjelder fortsatt men vil bli erstattet).

VDE AR-N-4120 TAR Hochspannung (HV direktiv, gjeldende, men under revisjon)

- Stigningstiden for kortslutningsstrømbidraget (rise time) < 30 ms, innsvingningstid (settling times) < 60 ms både i positiv og negativ sekvens. Disse kravene oppfattes som innfridd når positiv/negativ sekvensverdier er innenfor hhv. perioden 30 – 50 ms og 60 – 80 ms.

Eksempler av stigningstiden og innsvingningstiden er gitt i VDE AR-N-4120, eks. figur I30.



Figur I30 - Trinnrespons, stignings- og innsvingningstid

Stigningstiden er tiden mellom et gitt settpunkt for trinnendring og trinnrespons med et bestemt forhold (eks. 90%) av ønsket verdi av trinntiden.

Innsvingningstiden er tiden mellom et gitt settpunkt for trinnendring og trinnrespons for tiden det tar å nå ønsket toleransegrense (som kan være annerledes en 90%) for den siste tiden.

Minimumskrav om 100 % av merkestrøm i minst en fase. Prioritet gis til reaktiv strømbidrag.

I nett, som i hovedsak er radielle eller driftes delt, skal ikke-synkrone generatorer begrense feilstrømsbidraget i feilintervallene A og B (ref. bakgrunns beskrivelsen) til deres tekniske minimum. Dette gjelder for de fleste ikke-synkrone motorene tilknyttet mellomspenningsnivå (1 kV – 30kV), som ikke direkte er tilknyttet samme samleskinne som mellom- og høgspenningstransformatoren. De må forbli tilknyttet nettet for å sikre innmating direkte etter feilklarering (feilintervall C).

Behov for koordinering med andre interessenter

20.1

Ingen behov utover de koordineringsbehov som er beskrevet for §§13 og 14.

20.2.a

Aktuell systemoperatørs fastleggelse av evne til å levere reaktiv effekt må tas i dialog med eier/konsesjonær for produksjonsenheten og bør koordineres med systemansvarlig, for å sikre en helhetlig og harmonisert tilnærming til de kravene som settes.

20.2.b

Det er et krav til koordinering mellom aktuell systemoperatør og systemansvarlig. Kravene som fremmes bør skje i dialog med eier/konsesjonær for produksjonsanlegget.

20.2.c

Som over.

20.3.a og b

Som over.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
20.1								
20.2.a						X		
20.2.b						X	X	X
20.2.c						X	X	X
20.3.a						X	X	X
20.3.b						X	X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 21

Engelsk forordningstekst

Article 21

Requirements for type C power park modules

1. *Type C power park modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b) and (6), Article 14, except for Article 14(2), Article 15 and Article 20, except for Article 20(2)(a), unless referred to otherwise in point (v) of paragraph (3)(d).*
2. *Type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to frequency stability:*
 - (a) *the relevant TSO shall have the right to specify that power park modules be capable of providing synthetic inertia during very fast frequency deviations;*
 - (b) *the operating principle of control systems installed to provide synthetic inertia and the associated performance parameters shall be specified by the relevant TSO.*
3. *Type C power park modules shall fulfil the following additional requirements in relation to voltage stability:*
 - (a) *with regard to reactive power capability, the relevant system operator may specify supplementary reactive power to be provided if the connection point of a power park module is neither located at the high-voltage terminals of the step-up transformer to the voltage level of the connection point nor at the convertor terminals, if no step-up transformer exists. This supplementary reactive power shall compensate the reactive power demand of the high-voltage line or cable between the high-voltage terminals of the step-up transformer of the power park module or its convertor terminals, if no step-up transformer exists, and the connection point and shall be provided by the responsible owner of that line or cable.*
 - (b) *with regard to reactive power capability at maximum capacity:*
 - (i) *the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements in the context of varying voltage. To that end, it shall specify a U-Q/P_{max}-profile that may take any shape within the boundaries of which the power park module shall be capable of providing reactive power at its maximum capacity;*
 - (ii) *the U-Q/P_{max}-profile shall be specified by each relevant system operator in coordination with the relevant TSO in conformity with the following principles:*
 - *the U-Q/P_{max}-profile shall not exceed the U-Q/P_{max}-profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 8;*
 - *the dimensions of the U-Q/P_{max}-profile envelope (Q/P_{max} range and voltage range) shall be within the values specified for each synchronous area in Table 9;*
 - *the position of the U-Q/P_{max}-profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope set out in Figure 8; and*
 - *the specified U-Q/P_{max} profile may take any shape, having regard to the potential costs of delivering the capability to provide reactive power*

production at high voltages and reactive power consumption at low voltages;

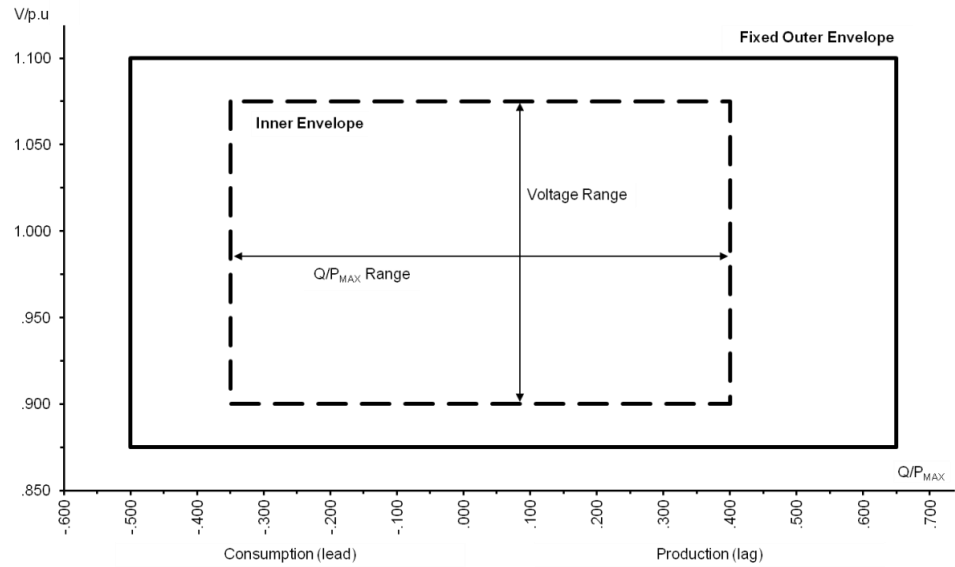


Figure 8: U - $Q/P_{\max}$ -profile of a power park module. The diagram represents boundaries of a U - $Q/P_{\max}$ -profile by the voltage at the connection point, expressed by the ratio of its actual value and its reference 1 pu value, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity ($P_{\max}$). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

Synchronous area	Maximum range of $Q/P_{\max}$	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0.75	0.225
Nordic	0.95	0.150
Great Britain	0.66	0.225
Ireland and Northern Ireland	0.66	0.218
Baltic	0.80	0.220

Table 9: Parameters for the inner envelope in Figure 8

- (iii) the reactive power provision capability requirement applies at the connection point. For profile shapes other than rectangular, the voltage range represents the highest and lowest values. The full reactive power range is therefore not expected to be available across the range of steady-state voltages;
- (c) With regard to reactive power capability below maximum capacity:
 - (i) the relevant system operator in coordination with the relevant TSO shall specify the reactive power provision capability requirements and shall specify a P - $Q/P_{\max}$ -profile that may take any shape within the boundaries of which the

power park module shall be capable of providing reactive power below maximum capacity;

- (ii) the P - $Q/P_{\max}$ -profile shall be specified by each relevant system operator in coordination with the relevant TSO, in conformity with the following principles:
 - the P - $Q/P_{\max}$ -profile shall not exceed the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope, represented by the inner envelope in Figure 9;
 - the $Q/P_{\max}$ range of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope is specified for each synchronous area in Table 9;
 - the active power range of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope at zero reactive power shall be 1 pu;
 - the P - $Q/P_{\max}$ -profile can be of any shape and shall include conditions for reactive power capability at zero active power; and
 - the position of the P - $Q/P_{\max}$ -profile envelope shall be within the limits of the fixed outer envelope set out in Figure 9;
- (iii) when operating at an active power output below maximum capacity ($P < P_{\max}$), the power park module shall be capable of providing reactive power at any operating point inside its P - $Q/P_{\max}$ -profile, if all units of that power park module which generate power are technically available that is to say they are not out of service due to maintenance or failure, otherwise there may be less reactive power capability, taking into consideration the technical availabilities;

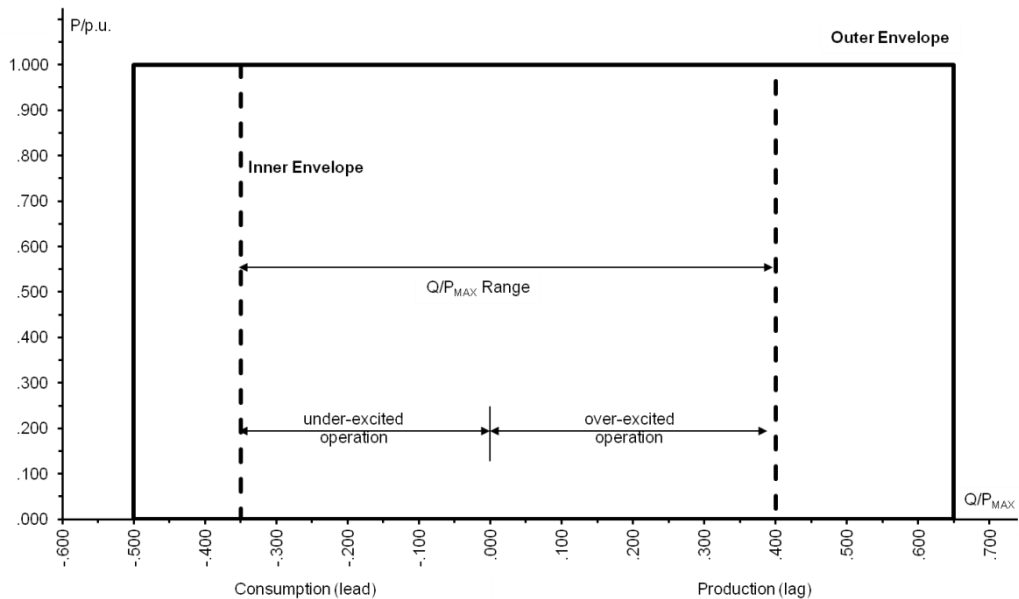


Figure 9: P - $Q/P_{\max}$ -profile of a power park module. The diagram represents boundaries of a P - $Q/P_{\max}$ -profile at the connection point by the active power, expressed by the ratio of its actual value and the maximum capacity pu, against the ratio of the reactive power (Q) and the maximum capacity ($P_{\max}$). The position, size and shape of the inner envelope are indicative.

- (iv) the power park module shall be capable of moving to any operating point within its P - $Q/P_{\max}$ profile in appropriate timescales to target values requested by the relevant system operator;

- (d) with regard to reactive power control modes:
- (i) The power park module shall be capable of providing reactive power automatically by either voltage control mode, reactive power control mode or power factor control mode;
 - (ii) For the purposes of voltage control mode, the power park module shall be capable of contributing to voltage control at the connection point by provision of reactive power exchange with the network with a setpoint voltage covering 0.95 to 1.05 pu in steps no greater than 0.01 pu, with a slope having a range of at least 2 to 7 % in steps no greater than 0.5 %. The reactive power output shall be zero when the grid voltage value at the connection point equals the voltage setpoint;
 - (iii) the setpoint may be operated with or without a deadband selectable in a range from zero to ± 5 % of reference 1 pu network voltage in steps no greater than 0.5 %;
 - (iv) Following a step change in voltage, the power park module shall be capable of achieving 90 % of the change in reactive power output within a time t_1 to be specified by the relevant system operator in the range of 1 to 5 seconds, and must settle at the value specified by the slope within a time t_2 to be specified by the relevant system operator in the range of 5 to 60 seconds, with a steady-state reactive tolerance no greater than 5 % of the maximum reactive power. The relevant system operator shall specify the time specifications;
 - (v) for the purpose of reactive power control mode, the power park module shall be capable of setting the reactive power setpoint anywhere in the reactive power range, specified by point (a) of Article 20(2) and by points (a) and (b) of Article 21(3), with setting steps no greater than 5 MVar or 5 % (whichever is smaller) of full reactive power, controlling the reactive power at the connection point to an accuracy within plus or minus 5 MVar or plus or minus 5 % (whichever is smaller) of the full reactive power;
 - (vi) for the purpose of power factor control mode, the power park module shall be capable of controlling the power factor at the connection point within the required reactive power range, specified by the relevant system operator according to point (a) of Article 20(2) or specified by points (a) and (b) of Article 18(3), with a target power factor in steps no greater than 0.01. The relevant system operator shall specify the target power factor value, its tolerance and the period of time to achieve the target power factor following a sudden change of active power output. The tolerance of the target power factor shall be expressed through the tolerance of its corresponding reactive power. This reactive power tolerance shall be expressed by either an absolute value or by a percentage of the maximum reactive power of the power park module;
 - (vii) the relevant system operator, in coordination with the relevant TSO and with the power park module owner, shall specify which of the above three reactive power control mode options and associated setpoints is to apply, and what further equipment is needed to make the adjustment of the relevant setpoint operable remotely;
- (e) with regard to prioritising active or reactive power contribution, the relevant TSO shall specify whether active power contribution or reactive power contribution has priority during faults for which fault-ride-through capability is required. If priority is given to active power contribution, this provision has to be established no later than 150 ms from the fault inception;

- (f) *with regard to power oscillations damping control, if specified by the relevant TSO a power park module shall be capable of contributing to damping power oscillations. The voltage and reactive power control characteristics of power park modules must not adversely affect the damping of power oscillations.*

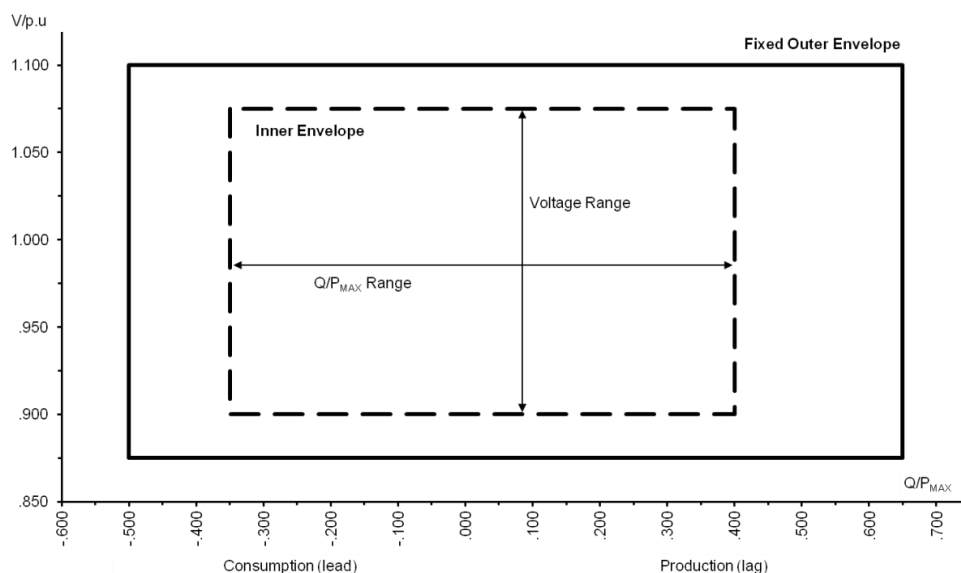
Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 21

Krav til type C kraftparkmoduler

1. Kraftparkmoduler av type C skal overholde kravene gitt i § 13, unntatt §13(2)(b) og (6), § 14 unntatt §14(2), § 15 og § 20 unntatt §20(2)(a), med mindre det refereres til noe annet i punkt (v) i ledd (3) bokstav (d).
2. Kraftparkmoduler av type C skal overholde følgende tilleggskrav med hensyn til frekvensstabilitet:
 - (a) Systemansvarlig skal ha rett til å fastsette at kraftparkmoduler skal ha evne til å levere syntetisk tregghetsmoment under hurtige frekvensavvik;
 - (b) Driftsprinsipper for installerte kontrollsystemer for leveranser av syntetisk tregghetsmoment og de tilhørende ytelsesparametrene skal fastsettes av systemansvarlig.
3. Kraftparkmoduler av type C skal overholde følgende tilleggskrav til spenningsstabilitet:
 - (a) Med hensyn til reaktiv effekt, kan aktuell systemoperatør fastsette tilleggskrav til leveranse av reaktiv effekt. Dette kan gjøres i de tilfeller der tilknytningspunktet for kraftparkmodulen verken er lokalisert ved høyspenningssiden til transformatoren for opptransformering til spenningsnivået i tilknytningspunktet eller ved omformerens terminalklemmer dersom det ikke eksisterer noen transformator for opptransformering. Den ekstra reaktive effekten skal kompensere for det reaktive forbruket til høyspenningslinjen eller -kabelen mellom høyspenningssiden til kraftparkmodulens transformator for opptransformering eller ved omformerens terminalklemmer, dersom det ikke eksisterer en transformator for opptransformering, og tilknytningspunktet. Den ekstra leverte reaktive effekten skal leveres av eier for den aktuelle linjen eller kabelen.
 - (b) med hensyn til reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt:
 - (i) skal aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette krav til reaktiv dimensjonering ved varierende spenning. For dette formål, skal det fastsettes en U - $Q/P_{\max}$ -profil, som kan ha en hvilken som helst form, innenfor rammene hvor kraftparkmodulen skal kunne levere reaktiv effekt;
 - (ii) U - $Q/P_{\max}$ -profilen skal fastsettes av aktuell systemoperatør i samarbeid med systemansvarlig, i henhold til følgende prinsipper:
 - U - $Q/P_{\max}$ -profilen skal ikke ligge utenfor U - $Q/P_{\max}$ -profilens grenser, representert av den indre rammen (betegnet "inner envelope") i figur 8;
 - Størrelsen på U - $Q/P_{\max}$ -profilen (utstrekningen for $Q/P_{\max}$ og spenning) skal være innenfor området spesifisert for synkronområdet angitt i tabell 9;
 - Plasseringen av U - $Q/P_{\max}$ -profilen skal ligge innenfor den fastsatte ytre rammen (betegnet "fixed outer envelope") i figur 8;

- Den fastsatte U - $Q/P_{\max}$ profilen kan ha enhver form, forutsatt at man tar i betraktning de potensielle kostnadene ved reaktiv effektproduksjon ved høye spenninger og reaktivt effektforbruk ved lave spenninger.



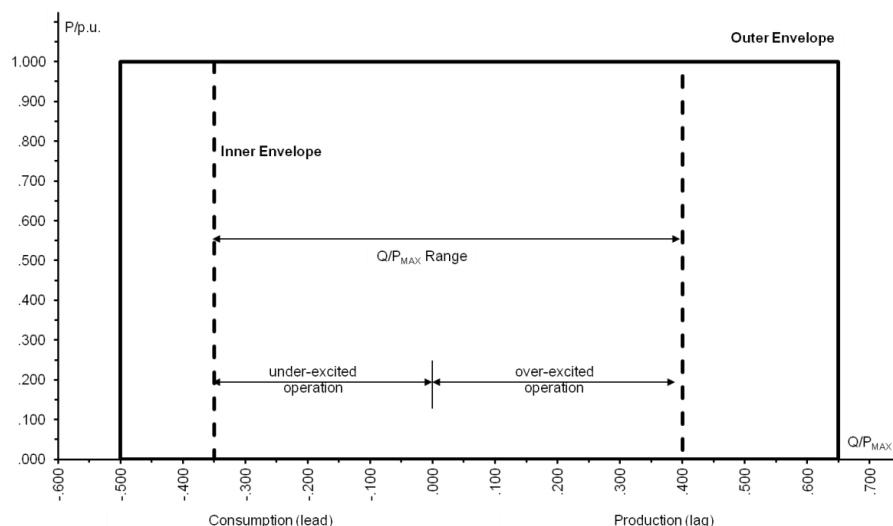
Figur 8: U - $Q/P_{\max}$ -profil for en kraftparkmodul. Diagrammet representerer grensene for en U - $Q/P_{\max}$ -profil ved spenningen i tilknytningspunktet, uttrykt ved forholdet mellom den faktiske verdien og referanseverdien 1 pu, mot forholdet mellom reaktiv effekt (Q) og merkeeffekt ($P_{\max}$). Plasseringen, størrelsen og formen på den indre rammen (betegnet "inner envelope") er bare for illustrasjon.

Synkronområde	Maksimal utstrekning for $Q/P_{\max}$	Maksimal utstrekning for stasjonær spenning i pu
Continental Europe	0.75	0.225
Norden	0.95	0.150
Storbritannia	0.66	0.225
Irland and Nord Irland	0.66	0.218
Baltikum	0.80	0.220

Tabell 9: Parametere for den indre rammen (betegnet "inner envelope") i figur 8.

- (iii) krav om reaktiv dimensjonering gjelder for tilknytningspunktet. For profiler som ikke er rektangulære, vil spenningsområdets utstrekning (i tabell 9) representeres med spennings høyeste og laveste pu-verdi. I disse tilfellene er full reaktiv ytelse ikke forventet tilgjengelig innenfor hele intervallet av stasjonære spenninger;

- (c) Med hensyn til reaktiv dimensjonering ved drift av kraftparkmodulen med aktiv effektproduksjon under merkeeffekt:
- (i) Aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, fastsette krav til reaktiv dimensjonering og en $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profil. Profilen kan ha enhver form og skal angi rammene der en kraftparkmodul skal ha evne til å levere/trekke reaktiv effekt ved aktiv effektproduksjon under merkeeffekt;
 - (ii) $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilen skal fastsettes av aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig, i samsvar med følgende prinsipper:
 - $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilen skal ikke ligge utenfor $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilens grenser, representert ved den indre rammen (betegnet "inner envelope") i figur 9;
 - $Q/P_{\max}$ -intervallet for $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilens grenser er angitt for hvert synkronområde i tabell 9;
 - $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilens intervall for aktiv effekt ved reaktiv effekt lik null skal være 1 pu;
 - $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilen kan ha enhver form, og skal inkludere betingelser for reaktiv dimensjonering ved aktiv effekt lik null; og
 - $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilen skal ligge innenfor den faste ytre rammen (betegnet "fixed outer envelope") vist i figur 9;
 - (iii) ved drift med aktiv effektproduksjon lavere enn merkeeffekt ($P < P_{\max}$), skal kraftparkmodulen ha evne til å levere reaktiv effekt ved ethvert driftspunkt innenfor dens $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profil dersom alle enhetene i kraftparkmodulen er tilgjengelige, det vil si at de ikke er ute av drift som følge av revisjoner eller feil, ellers vil det kunne være mindre reaktiv effekt tilgjengelig, hensyntatt den tekniske tilgjengeligheten;



Figur 9: $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profilen til en kraftparkmodul. Diagrammet representerer grensene til en $P\text{-}Q/P_{\max}$ -profil ved aktiv effekt i tilknytningsspunktet, uttrykt ved forholdet mellom den faktiske verdien og merkeeffekten (pu), mot forholdet mellom reaktiv effekt (Q) og merkeeffekten ($P_{\max}$). Plasseringen, størrelsen og formen til rammen i figuren (betegnet "inner envelope") er bare for illustrasjon.

- (iv) kraftparkmodulen skal ha evne til å bevege seg til ethvert driftspunkt innenfor enhetens P-Q/Pmax-profil innen rimelig tid, for å nå verdier for leveranse/forbruk av reaktiv effekt som aktuell systemoperatør etterspør.
- (d) med hensyn til ulike modus for regulering av reaktiv effekt:
 - (i) skal kraftparkmodulen ha funksjonalitet for å kunne levere reaktiv effekt ved spenningsregulering, MVar-regulering eller $\cos \phi$ -regulering;
 - (ii) skal kraftparkmodulen, når det gjelder modus for spenningsregulering, kunne bidra til å regulere spenningen i tilknytningspunktet ved utveksling av reaktiv effekt med et spenningssettpunkt som dekker 0,95 til 1,05 pu av nominell driftsspenning i steg som ikke skal overstige 0,01 pu, og med en reaktiv statikkinnstilling mellom 2 og 7 % i steg som ikke skal overstige 0,5 %. Reaktiv effektproduksjon skal være null når spenningsnivået i tilknytningspunktet er lik spenningssettpunktet;
 - (iii) skal settpunktet kunne innstilles med eller uten dødbånd, der dødbåndet skal være justerbart i intervallet fra 0 til $\pm 5\%$ av nominell driftsspenning, i steg som ikke skal overstige 0,5 %;
 - (iv) skal kraftparkmodulen, ved en stegendring i spenningen, kunne oppnå 90 % respons i reaktiv effektutveksling innen en tid t_1 , fastsatt innenfor intervallet 1 til 5 sekunder, og skal stabilisere seg ved verdien som fastsettes av den reaktive statikkinnstillingen innen en tid t_2 , fastsatt innenfor intervallet 5 til 60 sekunder. Aktuell systemoperatør skal fastsette de aktuelle tidsparametrene;
 - (v) skal kraftparkmodulen, når det gjelder modus for MVar-regulering, kunne endre settpunkt for reaktiv effekt til alle verdier innenfor reaktiv effekt-intervallet omtalt i § 20 annet ledd bokstav (a) og § 21 tredje ledd bokstavene (a) og (b), med steg mindre enn 5 MVar eller 5 % av full reaktiv effekt ytelse (avhengig av hva som er minst);
 - (vi) skal kraftparkmodulen, når det gjelder modus for $\cos \phi$ -regulering, kunne regulere effektfaktoren i tilknytningspunktet innen det påkrevde området for reaktiv effekt fastsatt av aktuell systemoperatør i henhold til § 20 annet ledd bokstav (a) eller fastsatt i § 21 tredje ledd bokstavene (a) og (b), og med mulighet for innstilling av settpunkt for effektfaktor i steg som ikke skal overstige 0,01. Aktuell systemoperatør skal fastsette innstilt settpunkt for effektfaktoren, dens nøyaktighet og kravet til responstid for å oppnå settpunktet ved en plutselig endring i aktiv effektproduksjon. Nøyaktigheten for settpunktet til effektfaktoren skal uttrykkes ved nøyaktigheten til den korresponderende reaktive effekten. Denne nøyaktigheten skal uttrykkes enten ved en absolutt verdi eller ved en prosent av kraftparkmodulens maksimale reaktive effekt;
 - (vii) skal aktuell systemoperatør, i samarbeid med systemansvarlig og kraftparkmodulens eier, fastsette hvilket av de tre ovenfor nevnte reguleringsmodusene for reaktiv effekt som skal benyttes, tilhørende settpunkter og hvilken øvrig utrustning som er nødvendig for å kunne fjernstyre det aktuelle settpunktet;
- (e) Med hensyn til prioritering av aktivt eller reaktivt effektbidrag, skal systemansvarlig spesifisere hvorvidt aktivt effektbidrag eller reaktivt effektbidrag er prioritert under feil hvor "fault-ride-through"-egenskaper er påkrevet. Dersom aktivt effektbidrag prioriteres, må dette være aktivert innen 150 ms etter at feilen inntreffer.

- (f) Med hensyn til demping av effektpendlinger, kan systemansvarlig angi at kraftparkmodulen skal ha evne til å bidra i demping av effektpendlinger. Kraftparkmodulens karakteristikk for regulering av spenning og reaktiv effekt må ikke påvirke dempingen av effektpendlinger negativt.

Formål med bestemmelsen

21.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Formålet er å sikre at kraftparkmoduler av type C har de samme kravene som type A og B synkrone produksjonseenheter med unntak av §13.2.b, §13.6 og §14.2, samt type B kraftparkanlegg med unntak av §20.2.a.

21.2.a og b Frekvensstabilitet – syntetisk treghetsmoment og driftsprinsipper

Sørge for tilgang til og kontroll av syntetisk treghetsmoment fra kraftparkmoduler av type C.

21.3.a Spenningsstabilitet - Reaktiv effekt

Bestemmelsen skal sikre reaktive reserver for spenningsregulering i anleggenes tilknytningspunkter, og bidra til å sikre stabil drift ved feil.

21.3.b Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt

Bestemmelsen skal sikre reaktive reserver for spenningsregulering i anleggenes tilknytningspunkter, og bidra til å sikre stabil drift ved feil.

21.3.c Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering under merkeeffekt

Bestemmelsen skal sikre at det blir fastlagt tilpassede krav til reaktiv effekt og spenningsprofiler i de ulike tilknytningspunktene når anleggene ikke går for full kapasitet.

21.3.d Spenningsstabilitet – modus for regulering av reaktiv effekt

Sikre en effektiv og forutsigbar respons fra spenningsregulatorene gitt de ulike reguleringsmodus de benytter (spenning-, reaktiv effekt- eller cosφ modus).

21.3.e Prioritering mellom aktiv og reaktiv effektbidrag

Sikre systemansvarlig retten til å avgjøre prioritet i fordelingen mellom aktiv og reaktiv effektproduksjon under feil i de anlegg hvor FRT egenskaper er nødvendig.

21.3.f Demping av effektpendlinger

Ved behov sørge for at kraftparkmoduler kan bidra til demping av oscillasjoner i systemet, i prinsippet kraftparkmodulers ekvivalent til PSS.

Bakgrunn til bestemmelsen

21.1 Gyldighet i forhold til tidligere bestemmelser

Sikre at de grunnleggende kravene gitt for type A og B synkrongeneratorer også gjelder for kraftparkmoduler av type C.

21.2.a Frekvensstabilitet – syntetisk treghetsmoment

Det kan være behov for å sikre syntetisk treghetsmoment fra kraftparkmoduler.

Treghetsmoment er en avgjørende parameter for frekvensstabilitet ettersom den er en avgjørende faktor for frekvensendringer i tilfeller der systembelastningen endrer seg og skaper ubalanser (frekvenssensitivitet). Med inntoget av fornybare energikilder uten svingmasse av betydning (PV, Vind, småskala vannkraftverk) presses konvensjonell kraftproduksjon ut¹⁵ og den totale svingmassen i systemet reduseres over tid med tilsvarende økende frekvenssensitivitet i systemet. I denne sammenheng kan krav til syntetisk treghetsmoment være et viktig element å vurdere i forbindelse med frekvensstabilitetsutfordringer og tilknytning av kraftparkmoduler.

Syntetisk treghetsmoment levert fra kraftparkmoduler simulerer effekten fra synkrongeneratorer ved å levere veldig hurtig aktiv effekt til systemet i feiltilfeller. "Feil" er ensbetydende med kortslutninger og komponentsvikt. Selv om dette spiller en rolle for at det blir ubalanser i første omgang, er det ubalansen selv, som er av interesse i denne sammenhengen. Behovet for syntetisk treghetsmoment gjelder først og fremst for små synkrone områder med et høyt innslag av ikke-synkron kraftproduksjon. For større synkrone områder kan det være et viktig bidrag for å unngå systemkollaps i tilfeller der nettet splittes opp i mindre separatområder. Fra et systemperspektiv kan det derfor være viktig at alle kraftparkmoduler av type C og D har evnen til å bidra med syntetisk treghetsmoment¹⁶.

21.2.b Frekvensstabilitet – driftsprinsipper for syntetisk treghetsmoment

I den grad det stilles krav til syntetisk treghetsmoment, må også prinsippene for drift etableres.

21.3.a Spenningsstabilitet - Reaktiv effekt

Generatortransformator, kabel fra generatortransformator og ut av stasjonen, lange produksjonsradialer frem til tilknytningspunktet for produksjonsanlegget, avhengig av hvor tilknytningspunktet er definert, vil øke impedansen og føre til at spenningsreguleringen vil bli mindre effektiv i tilknytningspunktet. Dette kan føre til at spenningen blir over eller under ønsket nivå i tilknytningspunktet. Kravet skal sikre nødvendig magnetisering av generatortransformator, kabler og linjer fremt til tilknytningspunktet og en god spenningsregulering. Dette bidrar også til å øke overført effekt fra tilknytningspunktet.

21.3.b Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt

Bakgrunnen for bestemmelsen er å sikre leveranser av reaktiv effekt dimensjonert etter behovene i tilknytningspunktet og for overordnede systembehov.

¹⁵ Primært i termiske systemer. Treghetsmoment er kostbart og konkurransen i kraftmarkedet gir incentive til å redusere kostnadene i produksjonsanleggene når disse bygges eller fornyes.

¹⁶ **Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation**, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

21.3.c Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering under merkeeffekt

Sikre muligheten for reaktiv reguleringsevne når kraftparkmoduler operer under maksimumskapasitet.

21.3.d Spenningsstabilitet – modus for regulering av reaktiv effekt

Sikre kontroll over de ulike reguleringsmodus for leveranser av reaktiv effekt.

21.3.e Prioritering mellom aktiv og reaktiv effektbidrag

Sikre en nødvendig fordeling av aktiv og reaktiv effekt i feilsituasjoner.

21.3.f Demping av effektpendlinger

Sørge for at også kraftparkmoduler kan bidra til demping i systemet.

Statnetts anbefaling

21.1

Bestemmelsen er endelig gitt og Statnett har ingen øvrige anbefalinger på punktet.

21.2.a og b Frekvensstabilitet, syntetisk tregghetsmoment og driftsprinsipper

Bestemmelsen er endelig gitt og Statnett har ingen øvrige anbefalinger på punktet.

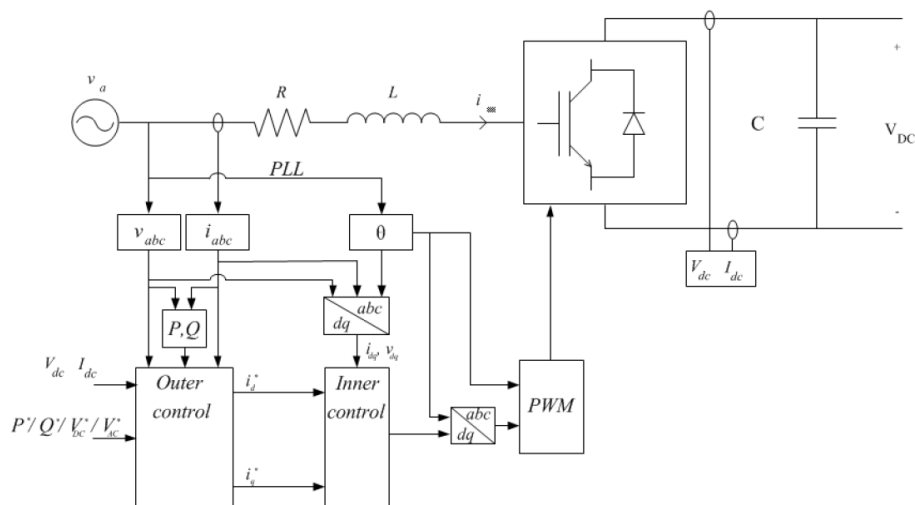
21.3.a Spenningsstabilitet - Reaktiv effekt

Eier/konsesjonær av produksjonsenheten plikter å informere aktuell systemoperatør om tiltak i anlegget. Aktuell systemoperatør kan med grunnlag i nettberegninger etterspørre utvidet reaktiv ytelse, sammenlignet med minimumskravet gitt av forordningen.

Kraftparkmoduler av type C skal ha en spenningsregulator med funksjonalitet for kompensering av reaktiv effekt forbruk/produksjon grunnet impedansen (reaktans og resistans) i transformator(er) og linje (Transducer control). Parametrering skal gjøres etter avtale mellom aktuell systemoperatør og eier/konsesjonær for produksjonsenheten. For høyere spenningsnivå er det normalt tilfredsstillende å kun ha reaktiv kompensering, da motstanden i linjene er svært lave. For lavere spenningsnivåer kan det være aktuelt med kompensering av aktiv effekt i tillegg. Dette gjelder særlig for distribuert kraft (lange linjer med lavt spenningsnivå) hvor resistansen i linjen er høy nok til å trekke ned spenningen i tilknytningspunktet. Dette må avklares mellom aktuell systemoperatør og eier/konsesjonær for produksjonsenheten.

Dersom aktuell systemoperatør etterspør mer reaktiv effekt, skal dette være begrunnet i nettanalyser, som rettferdiggjør behovet ut i fra konkrete tekniske forhold. En slik analyse bør, som minimum, inneholde respons på spenningssprang og langsomme spenningsvariasjoner ved både tung- og lett last. Her anbefales RENS veileder, "3006 - Råd om Nettanalyse".

Det tolkes av bestemmelsen at det skal være funksjonalitet i spenningsregulatoren for å kompensere for spenningsfallet fram til tilknytningspunktet. Tilbakekoblingen er vist i figuren under, figur A8, hvor kompenseringen vil være en funksjon av I_{abc} (tre-fase strøm) og ligge i Outer Control.



Figur A8 - Forenklet kontrollskjema for én type omformeranlegg av type VSC.

21.3.b Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til dette punktet.

21.3.c Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering under merkeeffekt

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til dette punktet.

21.3.d Spenningsstabilitet - Modus for regulering av reaktiv effekt

Med hensyn til kraftparkmoduler av type C og D gjelder følgende:

- (i) Endelig definert.
- (ii) Endelig definert.
- (iii) Endelig definert.
- (iv) Utreguleringstiden for 5% spenningsprang anbefales å være 1 sekund, i henhold til dagens krav. Stasjonært bidrag av reaktiv effekt innen 10 sekunder.
- (v) Endelig definert.
- (vi) Endelig definert.
- (vii) Endelig definert.

21.3.e Prioritering mellom aktiv og reaktiv effektbidrag

Systemansvarliges spesifiseringer på dette punkt vil skje i operasjonaliseringen av regelverket. Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til denne bestemmelsen.

21.3.f Damping av effektpendlinger

Bestemmelsen er delvis en kan bestemmelse, hvor systemansvarlig kan stille krav til at kraftparkmodulen skal ha evne til å dempe effektpendlinger. Dette kan skje enten som en veiledning

til paragrafen eller som et direktekrav når regelverket brukes overfor aktuelle produksjonsenheter. Statnett har ingen tilleggssanbefalinger til denne bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

21.2.a og b Frekvensstabilitet – Syntetisk tregghetsmoment og driftsprinsipper

I FIKS s. 41 "Dimensjonering av vindkraftaggregater og driftsbetingelser", presiseres det at det kan stilles krav til syntetisk tregghetsmoment.

Tregghetsmoment og mulighet for kortvarig levering av effekt til nettet ved driftsforstyrrelser skal vurderes der det kan leveres slik ytelse (inertia emulation), i første rekke for enheter med fullfrekvensomformer.

21.3.a Spenningsstabilitet - Reaktiv effekt

Se bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for §20.2.a.

21.3.b Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering ved merkeeffekt

Se bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for §20.2.a.

21.3.c Spenningsstabilitet - Reaktiv dimensjonering under merkeeffekt

Det er ikke regelverk som regulerer dette i dag utover de generelle kravene til vindkraft om regulering av reaktiv effekt.

21.3.d Spenningsstabilitet – modus for regulering av reaktiv effekt

Med referanse til underpunktene i paragrafen har FIKS følgende innhold med hensyn til de ulike reaktiv effekt-modusene:

- (i) FIKS stiller krav til at spenningsregulering skal være tilgjengelig for alle produksjonsenheter >0,5 MVA. Om $\cos \phi$ - og MVAR-regulering er tilgjengelig, skal de ikke anvendes uten avtale med systemansvarlig.
- (ii) FIKS; "Spenningsregulator skal ... ha mulighet for aktiv- og reaktiv statikk innstilling", ingen detaljer om statikkinnstillingsmuligheter.
- (iii) Ingen spesielle referanser, praksis for å la netteier bestemme settpunkt.
- (iv) FIKS; skal nå 90% av endringen i reaktiv effekt i løpet av 0,5 sekunder (vann og termisk m/statisk magnetisering)/ 1 sekund (vann og termisk m/annen magnetisering)/1 sekund (vind). Ingen referanse til toleransegrenser.
- (v) FIKS; "Ved bruk av MVAR- eller $\cos \phi$ -regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt", ingen ytterligere spesifikasjoner til MVAR-regulering.
- (vi) FIKS; "Ved bruk av MVAR- eller $\cos \phi$ -regulering skal denne kun etterregulere settpunkt langsomt", ingen ytterligere spesifikasjoner $\cos \phi$ -regulering.
- (vii) FIKS; "MVAR- eller $\cos \phi$ -regulering skal ikke benyttes uten at dette er avtalt og godkjent av systemansvarlig.", ingen spesifiseringer for fjernstyring.

21.3.e Prioritering mellom aktiv og reaktiv effektbidrag

I FIKS s. 41, under dimensjonering av vindkraftanlegg og driftsbetingelser, kulepunkt 2 heter det:

Kortslutningsytelse og bidrag ved feil i nettet skal vurderes der det kan leveres slik ytelse, i første rekke for fullfrekvensomformer, men også asynkrongeneratorer. Vindkraftverk skal sikres tilstrekkelige utløsebetingelser.

21.3.f Demping av effektpendlinger

I FIKS s. 26, under kapittelet om SVC anlegg, 3. avsnitt heter det:

SVC- anlegg spesifiseres i hvert enkelt tilfelle ut fra nettets behov. Det stilles derfor ikke generelle krav til til SVC-anlegg. Det forutsettes likevel som hovedregel at SVC-anlegg ≥ 25 MVA skal utstyres med dempetilsats – POD

Dette er med andre ord ikke et direkte krav til kraftparkmoduler, men indirekte overfor likeretter teknologi benyttet for tilkobling av kraftparkmoduler. Kraftparkmoduler av nyere type kan opereres som Statcom-er, som deler mange av egenskapene med SVC, og i så måte kan brukes til å forbedre systemstabiliteten.

Sammenligning med andre land

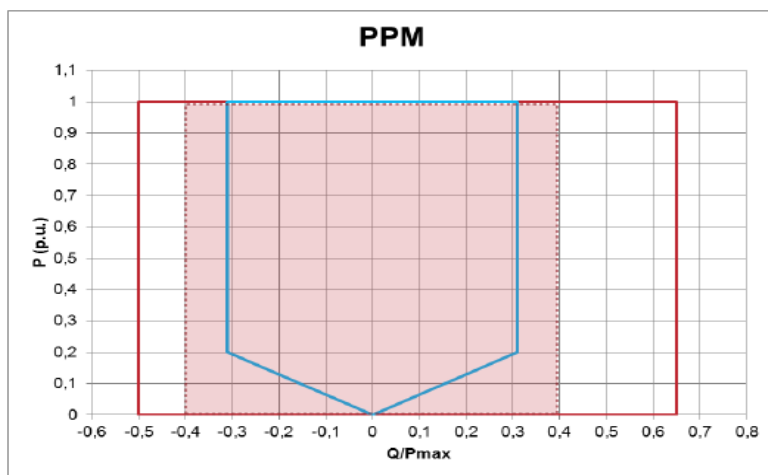
21.2. Syntetisk treghetsmoment

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette punktet.

21.3. Spenningsstabilitet – reaktiv effekt

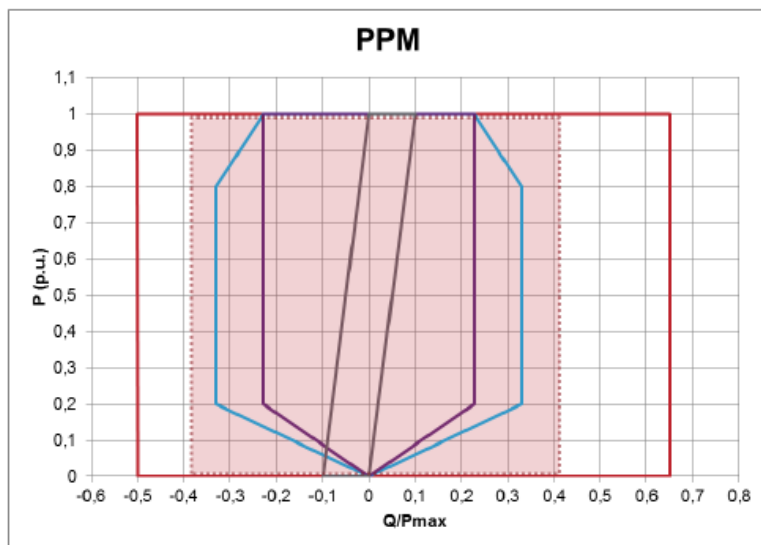
21.3.b.ii U-Q/ $P_{\max}$ -profiler

Tyskland



Figur I31 - tysk grid code for kraftparkmoduler

Danmark



Figur I32 - dansk grid code for kraftparkmoduler

21.3.d

(i) Tyskland

Alle tre modus skal være tilgjengelig.

Danmark

Spenningsregulering skal anvendes om ikke annet avtales med systemansvarlig, men " .. skal ud over automatisk spenningsregulering have mulighed for at operere med automatisk regulering af $\tan\phi$, ... "

Sverige

Spenningsregulering.

(ii) Tyskland

Lagt til opp at reguleringsparametre skal avtales i hvert tilfelle.

Danmark

Magnetiseringsutstyr skal operere iht. standard EN 60034-16-1.

Sverige

"Spänningsregleringen skall kunna arbeta med en karakteristik (en reaktiv reglerstyrka uttryckt i Mvar/kV)."

(iii) Tyskland

Ingenting om valg av spenningssettpunkt.

Sverige

Ingenting om valg av spenningssettpunkt.

Danmark

Ingenting om valg av spenningssettpunkt.

(iv) Tyskland

For online target-value specification, the new specifications for the working point of the reactive power exchange shall be realized after one minute, at the latest, at the grid connection point.

Danmark

"Magnetiseringssystemets tidsrespons ved en momentan 10 % ændring i spændingen skal være ikke-oscillerende, have en stigetid ("rise-time"), som defineret i EN60034-16-1, på maksimalt 0,3 sekund for et statisk magnetiseringssystem, maksimalt 0,5 sekund for et roterende magnetiseringssystem ("rotating exciter") ved en positiv spændingsændring og maksimalt 0,8 sekund for et roterende magnetiseringssystem ("rotating exciter") ved en negativ spændingsændring.

Oversving ("overshoot"), som defineret i EN60034-16-1, ved en momentan 10 % ændring i spændingen skal maksimalt være 15 %."

Sverige

- Med generator i tomgång, som inte är ansluten till elnätet, får svarstiden T för generatorspänningen ej överstiga de i tabellen nedan (Tabell 4) angivna värdena vid stegändring från 1,0 till 1,1 p.u. insignal till spänningsregulatorn. Insignal 1 p.u. är relaterad till nominell generatorspänning. Minsta svarstid gäller utifrån storleken på enskild generator och anläggning.

Tabell 4

Enskild generator Märkeffekt S_n (MVA)	Svarstid T (sekunder)
≤ 50	1,00
50–100	$1,00 - (S_n - 50) \cdot 0,004$
≥ 100	0,80

Svarstiden T är den tid som åtgår för generatorspänningen för tomgående, icke nätansluten anläggning att uppnå 90 % av resulterande ändring i generatorspänningen efter en stegändring från 1,0 till 1,1 p.u. av spänningsregulatorns insignal.

Tabell I4 – Svenske krav til responstider for spenningsregulator

I tillegg:

"Vid en stegändring får generatorspänningens maximala översväng ej överstiga 15 % av spänningsändringen. Generatorspänningen får ej oscillera mer än ± 5 % av spänningsändringen 2 sekunder efter stegändringen."

(v) Ingenting i tysk, svensk eller dansk grid code.

(vi) Ingenting i svensk eller tysk regelverk.

Danmark

"Automatisk regulering af $\tan\phi$ skal kunne ske med en opløsning på 0,1 eller derunder."

(vii) Tyskland

TSO to operator of the generating unit:

- "Reference value of the reactive power in the form of schedule or as an instantaneous value (e.g. for voltage and reactive power control)"
- "Actual values of the active and reactive power and of the voltage within the feed-in control panel."

Sverige

"Stora och medelstora anläggningar skall vara utrustade på ett sådant sätt att de inom 15 minuter efter att en driftstörning inträffat och även därefter kan styras manuellt, antingen genom fjärrkontroll eller genom lokalkontroll. Styrningen skall möjliggöra tillkoppling till elnätet, fränkoppling från elnätet samt reglering av aktiv och reaktiv effekt. Manuella åtgärder skall kunna vidtas även i de fall eventuella återuppbyggnadsautomatiker inte fungerar. Med reglering i denna bestämmelse avses att kunna sätta börvärde och ändra reglerautomatikernas funktion."

Danmark

"Spændingsreguleringens referencespænding (sætpunkt) skal kunne indstilles inden for fuldlast spændingsområdet i henhold til afsnit 5, ved eksternt signal."

21.3.e Prioritering mellom aktiv og reaktiv effektbidrag

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette punktet.

21.3.f Demping av effektpendlinger

Statnett har ikke sammenlikningsgrunnlag med andre land på dette punktet.

Behov for koordinering med andre interessenter

Basert på SO-GL skal alle TSOer i et synkront område gjennomføre studier for å identifisere og avklare behovet for å fastsette eventuelle minstekrav til treghetsmoment. Hver TSO har rett til å definere og implementere i driften minimum treghetsmoment i sitt eget driftsområde. Dette krever samarbeid mellom TSOer i systemdriftsavtale for deling av informasjon, ekspertise og resultater.

Interaksjonen mellom separatdriftsvern basert på RoCoF (der disse benyttes) og dt/df i systemhendelser bør vurderes. Spesielt krever NC-RfG at aktuell systemoperatør samarbeider med systemansvarlige om spesifiseringen av RoCoF-typer av separatdriftsvern, som er tett integrert med systemets behov for treghetsmoment.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
21.1							X	
21.2.a							X	X
21.2.b							X	X
21.3.a							X	X
21.3.b							X	X
21.3.c							X	X
21.3.d							X	X
21.3.e							X	X
21.3.f							X	X

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 22

Engelsk forordningstekst

Article 22

Requirements for type D power park modules

Type D power park modules shall fulfil the requirements listed in Articles 13, except for Article 13(2)(b) and (6), Article 14, except for Article 14(3), Article 15, except for Article 15(3), Article 16, Article 20 except for Article 20(2)(a) and Article 21.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 22

Krav til kraftparkmoduler av type D

Kraftparkmoduler av type D skal overholde kravene gitt i § 13 unntatt §13(2)(b) og (6), § 14 unntatt §14(3), §15 unntatt §15(3), §16, §20 unntatt §20(2)(a), og § 21.

Formål med bestemmelsen

Sikre at kraftparkmoduler av type D overholder de samme kravene som Type A, B og C synkrone produksjonsenheter med unntak av §13.2.b og §13.2.6, §14.3, §15.3, Type B og C kraftparkanlegg med unntak av §20.2.a.

Bakgrunn til bestemmelsen

Som over.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tillegg anbefalinger til denne bestemmelsen utover det som allerede er gitt for kraftparkmoduler av type B og C, hhv. §§ 20 og 21.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se behandlingen av type B og C kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Se behandlingen av type B og C kraftparkmoduler.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonseenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
								X

KAPITTEL 4 – KRAV TIL OFFSHORE KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 23

Engelsk forordningstekst

Article 23

General provisions

1. *The requirements set out in this Chapter apply to the connection to the network of AC-connected power park modules located offshore. An AC-connected power park module located offshore which does not have an offshore connection point shall be considered as an*

onshore power park module and thus shall comply with the requirements governing power park modules situated onshore.

2. *The offshore connection point of an AC-connected offshore power park module shall be specified by the relevant system operator.*
3. *AC-connected offshore power park modules within the scope of this Regulation shall be categorised in accordance with the following offshore grid connection system configurations:*
 - (a) *configuration 1: AC connection to a single onshore grid interconnection point whereby one or more offshore power park modules that are interconnected offshore to form an offshore AC system are connected to the onshore system;*
 - (b) *configuration 2: Meshed AC connections whereby a number of offshore power park modules are interconnected offshore to form an offshore AC system and the offshore AC system is connected to the onshore system at two or more onshore grid interconnection points.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 23

Generelle bestemmelser

1. Kravene fastsatt i dette kapitlet gjelder tilknytningen av vekselstrømsstilknyttede offshore kraftparkmoduler. En vekselstrømsstilknyttet offshore kraftparkmodul som ikke har et tilknytningspunkt offshore skal anses som en landbasert kraftparkmodul og skal dermed etterkomme kravene for landbaserte kraftparkmoduler.
2. Et offshore tilknytningspunkt for en vekselstrømsstilknyttet offshore kraftparkmodul skal fastsettes av aktuell systemoperatør.
3. Vekselstrømsstilknyttede offshore kraftparkmoduler innenfor rammene av denne forskrift skal kategoriseres i samsvar med følgende offshore nettilknytnings systemkonfigurasjoner:
 - (a) Konfigurasjon 1: en eller flere kraftparkmoduler som er sammenkoblet offshore og utgjør et offshore vekselstrømsystem, som tilknyttes nettet på land via én vekselstrømforbindelse til et enkelt landbasert tilknytningspunkt;
 - (b) Konfigurasjon 2: et antall offshore kraftparkmoduler er sammenkoblet offshore og utgjør et vekselstrømsystem, hvor offshore vekselstrømsystemet er tilknyttet nettet på land ved to eller flere maskede vekselstrømforbindelser til flere landbaserte tilknytningspunkter.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å definere hvilke offshore kraftparkmoduler som skal underlegges bestemmelsene i NC-RfG.

Bakgrunn til bestemmelsen

Offshore kraftparkmoduler som er tilknyttet land gjennom AC forbindelser vil påvirke kraftsystemet på samme måte som landbaserte kraftparkmoduler. For å sikre at slike anlegg reguleres på samme måte som de landbaserte, må det avklares hvilke anlegg som skal reguleres.

Kun offshore kraftparkmoduler som har et definert tilknytningspunkt på land, faller innenfor NC-RfG bestemmelsene. Det er aktuell systemoperatør, som skal vurdere behovet for å stille krav til tilknytningen, og som dermed skal definere tilknytningspunktet. For de anlegg som defineres å være tilknyttet det landbaserte systemet skilles det mellom to tilknytningskategorier 1) de som tilknyttes som separate enheter mot ett tilknytningspunkt på land, 2) de som er integrert i et masket AC offshore nett og tilknyttet to eller flere tilknytningspunkter på land.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsen definerer to typer tilknytningskategorier som aktuell systemoperatør skal fastlegge for tilknytning(e), kategori 1 og 2. Vi kan ikke se at denne kategoriseringen brukes i andre bestemmelser. For kategori 2 vil tilknytningspunktene kunne berøre flere aktuelle systemoperatører og det vil i slike tilfeller være behov for en koordinering mellom de aktuelle systemoperatørene. I den sammenheng bør koordineringen skje i dialog med systemansvarlig, for å sikre at tilknytningene ikke påvirker total systemet på en uheldig måte og at de krav som stilles er tilpasset dette.

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger på denne paragrafen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Antall relevante anlegg i Norge er få og regelverket som regulerer slike tilknytninger er ikke utviklet utover det som gjelder for landbaserte anlegg, se tidligere kapitler hvor FIKS veiledning beskrives.

Sammenligning med andre land

Med bakgrunn i ovennevnte har vi ingen sammenlikninger med andre land og er heller ikke kjent med at det er laget sammenlikninger mellom land i Europa på dette området.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømtilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 24

Engelsk forordningstekst

Article 24

Frequency stability requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The frequency stability requirements laid down respectively in Article 13(1) to (5), except for Article 13(2)(b), Article 15(2) and Article 21(2) shall apply to any AC-connected offshore power park module.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 24

Frekvensstabilitetskrav gjeldende for vekselstrømtilknyttede offshore kraftparkmoduler

Frekvensstabilitetskravene fastsatt i henholdsvis §13(1) til (5), med unntak av §13(2)(b), §15(2) og §21(2), skal gjelde for vekselstrømtilknyttede offshore kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge de samme kraven for frekvensstabilitet til grunn for offshore tilknyttede kraftparkmoduler, som for type A og C synkrongeneratorer og kraftparkmoduler av type C.

Bakgrunn til bestemmelsen

Som over.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggсанbefalinger på denne bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ikke laget noe eget regelverk for offshore kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ikke et sammenlikningsgrunnlag for andre land.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømsilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 25

Engelsk forordningstekst

Article 25

Voltage stability requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

1. *Without prejudice to point (a) of Article 14(3) and point (a) of Article 16(3), an AC-connected offshore power park module shall be capable of staying connected to the network and operating within the ranges of the network voltage at the connection point, expressed by the voltage at the connection point related to reference 1 pu voltage , and for the time periods specified in Table 10.*
2. *Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSO in Spain may require AC-connected offshore power park modules to remain connected to the network in the voltage range between 1.05 pu and 1.0875 pu for an unlimited period.*
3. *Notwithstanding the provisions of paragraph 1, the relevant TSOs in the Baltic synchronous area may require AC-connected offshore power park modules to remain connected at 400 kV network in the voltage range and for the time periods that apply to the Continental Europe synchronous area.*

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutes
	0.9 pu – 1.118 pu*	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu*	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
	0.90 pu – 1.05 pu**	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu**	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0.90 pu – 1.05 pu	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu*	60 minutes
	1.05 pu – 1.10 pu**	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0.90 pu – 1.10 pu*	Unlimited
	0.90 pu – 1.05 pu**	Unlimited
	1.05 pu – 1.10 pu**	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0.90 pu – 1.10 pu	Unlimited
Baltic	0.85 pu – 0.90 pu*	30 minutes
	0.90 pu – 1.118 pu*	Unlimited
	1.118 pu – 1.15 pu*	20 minutes
	0.88 pu – 0.90 pu**	20 minutes
	0.90 pu – 1.097 pu**	Unlimited
	1.097 pu – 1.15 pu**	20 minutes

* The voltage base for pu values is below 300 kV.

** The voltage base for pu values is from 300 kV to 400 kV.

Table 10: The table shows the minimum period during which an AC-connected offshore power park module must be capable of operating over different voltage ranges deviating from the reference 1 pu value without disconnecting.

4. *The voltage stability requirements specified respectively in points (b) and (c) of Article 20(2) as well as in Article 21(3) shall apply to any AC-connected offshore power park module.*
5. *The reactive power capability at maximum capacity specified in point (b) of Article 21(3) shall apply to AC- connected offshore power park modules, except for Table 9. Instead, the requirements of Table 11 shall apply.*

Table 11
Parameters for Figure 8

Synchronous area	Maximum range of $Q/P_{\max}$	Maximum range of steady-state voltage level in PU
Continental Europe	0,75	0,225
Nordic	0,95	0,150
Great Britain	0(*) 0,33(**)	0,225
Ireland and Northern Ireland	0,66	0,218
Baltic	0,8	0,22

(*)At the offshore connection point for configuration 1.

(**) At the offshore connection point for configuration 2.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 25

Spenningsstabilitetskrav gjeldende for vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler

1. Uten at det går ut over krav fastsatt i § 14 tredje ledd bokstav (a) og § 16 tredje ledd bokstav (a), skal en vekselstrømstilknyttet havsbasert kraftparkmodul kunne forbli tilknyttet nettet og i drift innenfor kraftsystemets definerte spenningsområde i tilknytningspunktet, uttrykt ved spenningen i tilknytningspunktet referert referansen 1 pu, og for de tidsintervaller spesifisert i tabell 10.
2. Aktuell systemansvarlig i Spania kan, til tross for bestemmelsene i første ledd, kreve at vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler kan forbli tilknyttet nettet i spenningsområdet mellom 1,05 pu og 1,0875 pu under en ubegrenset tidsperiode.
3. Systemansvarlige i det baltiske synkronområdet kan, til tross for bestemmelsene i første ledd, kreve at vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler kan forbli tilknyttet 400 kV nettet i de spenningsområder og tidsperioder som gjelder for det kontinental-europeiske synkronområdet.

Synkronområde	Spenningsområde	Tidsintervall for stabil drift
Kontinental-Europa	0,85 pu – 0,90 pu	60 minutter
	0,9 pu – 1,118 pu*	Ubegrenset
	1,118 pu – 1,15 pu*	Fastsettes av hver TSO, men ikke kortere enn 20 minutter og ikke lenger enn 60 minutter
	0,90 pu – 1,05 pu**	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu**	Fastsettes av hver TSO, men ikke kortere enn 20 minutter og ikke lenger enn 60 minutter
Norden	0,90 pu – 1,05 pu	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu*	60 minutter
	1,05 pu – 1,10 pu**	Fastsettes av hver TSO, men ikke lenger enn 60 minutter
Storbritannia	0,90 pu – 1,10 pu*	Ubegrenset
	0,90 pu – 1,05 pu**	Ubegrenset
	1,05 pu – 1,10 pu**	15 minutter
Irland og Nord Irland	0,90 pu – 1,10 pu	Ubegrenset
Baltikum	0,85 pu – 0,90 pu*	30 minutter
	0,90 pu – 1,118 pu*	Ubegrenset
	1,118 pu – 1,15 pu*	20 minutter
	0,88 pu – 0,90 pu**	20 minutter
	0,90 pu – 1,097 pu**	Ubegrenset
	1,097 pu – 1,15 pu**	20 minutter

* Spenningsreferansen for pu-verdier er under 300 kV.

** Spenningsreferansen for pu-verdier er fra og med 300 kV til 400 kV.

Tabell 10: Tabellen viser de korteste tidsintervallene hvor en vekselstrømstilknyttet havsbasert kraftparkmodul skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift, for spenningsavvik fra referansen 1 pu.

4. Spenningsstabilitetskriteriene spesifisert i henholdsvis bokstav b og c i paragraf 20.2 og i paragraf 21.3 gjelder for enhver AC tilknyttet offshore kraftparkmodul.
5. Evnen til å levere reaktiv effekt ved maksimum aktiv effekt spesifisert i bokstav b i paragraf 21.3, skal gjelde for AC-tilknyttede offshore kraftparkmoduler med unntak av tabell 9. Kravene i tabell 11 skal gjelde.

Tabell 11
Parametere for figur 8

Synkronområde	Maksimumsområde for $Q/P_{\max}$	Maksimumsområde for normale driftsspenninger i PU
Kontinental Europa	0,75	0,225
Norden	0,95	0,150
Storbritannia	0(*) 0,33(**)	0,225
Irland og Nord-Irland	0,66	0,218
De Baltiske stater	0,8	0,22

(*) Ved offshore tilknytningspunkt for konfigurasjon 1.

(**) Ved offshore tilknytningspunkt for konfigurasjon 2.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å sikre at offshore kraftparkmoduler kan operere ved de spenningsavvik, som kan oppstå ved normaldrift og ved driftsforstyrrelser.

Bakgrunn til bestemmelsen

Det vises til tilsvarende avsnitt i bakgrunns- og veiledningsdokumentet for §16 annet ledd.

Statnetts anbefaling

Statnett anbefaler at vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler skal kunne forbli tilknyttet nettet og i drift innenfor samme spenningsområder og tidsintervaller som landbaserte produksjonsenheter av type D. Dette betyr at krav om drift i minimum 60 minutter i spenningsområdet 1,05-1,10 pu anbefales. For begrunnelse vises det til tilsvarende avsnitt i bakgrunns- og veiledningsdokumentet for § 16.2.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Verken FIKS eller RENs retningslinjer inneholder noen krav som er spesifikt rettede mot vekselstrøms-tilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forskriftstekst.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 26

Engelsk forordningstekst

Article 26

Robustness requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

1. *The robustness requirements of power generating modules laid down in paragraph 4 of Article 15 and paragraph 3 of Article 20 shall apply to AC-connected offshore power park modules.*
2. *The fault-ride-through capability requirements laid down in point (a) of Article 14(3) and point (a) of Article 16(3) shall apply to AC-connected offshore power park modules.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 26

Robusthetskrav gjeldene for vekselstrømstilknyttede offshore kraftparkmoduler

1. Krav til robusthet for kraftparkmoduler fastsatt i § 15 fjerde ledd og § 20 tredje ledd skal gjelde for vekselstrømstilknyttede kraftparkmoduler.
2. Krav til "fault-ride-through"-egenskaper fastsatt i § 14 tredje ledd bokstav a og § 16 tredje ledd skal gjelde for vekselstrømstilknyttede kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsen er å legge til rette for at AC-tilknyttede offshore kraftparkmoduler kan operere ved de spenningsavvik, som kan oppstå ved normaldrift, samt ved forstyrrelser som utfall av en produksjonsenhet, last eller overføringsnett gjennom å styre effektproduksjonen ned via styringssignaler. Krav om "fault-ride-through" (FRT) egenskaper skal forhindre at innmatet produksjon faller ut ved feilklarering i nettet for å begrense det potensielle produksjonstapet ved feilene og sikre at mer alvorlige forstyrrelser unngås. Videre skal bestemmelsen avklare hvilke betingelser som skal gjelde for gjenopptakelse av leveranser av aktiv effekt etter feil og prinsippene for dette.

Bakgrunn til bestemmelsen

Det vises til tilsvarende avsnitt i bakgrunns- og veiledningsdokumentet for §§14.2, 15.3.a, 16.3 og 20.3.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til disse bestemmelsene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Statnett har ingen sammenlikninger med annet regelverk.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 27

Engelsk forordningstekst

Article 27

System restoration requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The system restoration requirements laid down respectively in paragraph 4 of Article 14 and paragraph 5 of Article 15 shall apply to AC-connected offshore power park modules.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 27

Krav til gjenoppretting av normal drift for vekselstrømstilknyttede offshore kraftparkmoduler

Krav til gjenoppretting av normal drift fastsatt i henholdsvis § 14 fjerde ledd og § 15 femte ledd skal gjelde for vekselstrømstilknyttede offshore kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sørge for at gjenoppbygging av systemet etter feil og utfall og tilbakeføring av systemet til normaldrift gjøres på en effektiv og sikker måte. Videre skal bestemmelsene sørge for at produksjonsenheten kan holde inne i separatdrift dersom det er behov for dette, frem til det isolerte området igjen er tilknyttet omkringliggende synkronsystem. I slike situasjoner skal produksjonsenhetene kunne koble tilbake på nettet kontrollert og sikkert.

Bakgrunn til bestemmelsen

Sikre en hensiktsmessig regulering av funksjonalitet for AC-tilknyttet offshore kraftparkmoduler.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til bestemmelsene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ikke noe eksisterende regelverk som regulerer dette i dag for AC-tilknyttet offshore kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømsilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 28

Engelsk forordningstekst

Article 28

General system management requirements applicable to AC-connected offshore power park modules

The general system management requirements laid down in paragraph 5 of Article 14, paragraph 6 of Article 15 and paragraph 4 of Article 16 shall apply to AC-connected offshore power park modules.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 28

Generelle systemutformingskrav gjeldende for vekselstrømsilknyttede offshore kraftparkmoduler

De generelle systemutformingskravene fastsatt i § 14 femte ledd, § 15 sjette ledd og § 16 fjerde ledd skal gjelde for vekselstrømsilknyttede offshore kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsen

Se formålsbeskrivelsen for paragrafene 14.5, 15.6 og 16.4.

Bakgrunn til bestemmelsen

Se bakgrunnsbeskrivelsen for paragrafene 14.5, 15.6 og 16.4.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger til denne bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det er ikke noe eksisterende regelverk som regulerer dette i dag for AC-tilknyttet offshore kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen gjelder for vekselstrømstilknyttede havsbaserte kraftparkmoduler.

DEL III – DRIFTSTILLATELSESPROSEDYRER FOR TILKNYTNING

KAPITTEL 1 – TILKNYTNING AV NYE PRODUKSJONSENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 29 - 37

Engelsk forordningstekst

Article 29

General provisions

1. *The power generating facility owner shall demonstrate to the relevant system operator that it has complied with the requirements set out in Title II of this Regulation by completing successfully the operational notification procedure for connection of each power generating module described in Articles 30 to 37.*
2. *The relevant system operator shall clarify and make publicly available the details of the operational notification procedure.*

Article 30

Operational notification of type A power generating modules

1. *The operational notification procedure for connection of each new type A power generating module shall consist of submitting an installation document. The power generating facility owner shall ensure that the required information is filled in on an installation document obtained from the relevant system operator and is submitted to the system operator. Separate installation documents shall be provided for each power generating module within the power generating facility.*

The relevant system operator shall ensure that the required information can be submitted by third parties on behalf of the power generating facility owner.

2. *The relevant system operator shall specify the content of the installation document, which shall have at least the following information:*
 - (a) the location at which the connection is made;*
 - (b) the date of the connection;*
 - (c) the maximum capacity of the installation in kW;*
 - (d) the type of primary energy source;*
 - (e) the classification of the power generating module as an emerging technology according to Title VI of this Regulation;*
 - (f) reference to equipment certificates issued by an authorised certifier used for equipment that is in the site installation;*
 - (g) as regards equipment used, for which an equipment certificate has not been received, information shall be provided as directed by the relevant system operator; and*
 - (h) the contact details of the power generating facility owner and the installer and their signatures.*
3. *The power generating facility owner shall ensure that the relevant system operator or the competent authority of the Member State is notified about the permanent decommissioning of a power generating module in accordance with national legislation.*

The relevant system operator shall ensure that such notification can be made by third parties, including aggregators.

Article 31

Operational notification of type B, C and D power generating modules

1. *The operational notification procedure for connection of each new type B, C and D power generating module shall allow the use of equipment certificates issued by an authorised certifier.*

Article 32

Procedure for type B and C power generating modules

1. *For the purpose of operational notification for connection of each new type B and C power generating module, a power generating module document ('PGMD') shall be provided by the power generating facility owner to the relevant system operator and shall include a statement of compliance.*

For each power generating module within the power generating facility, separate independent PGMDs shall be provided.

2. *The format of the PGMD and the information to be given therein shall be specified by the relevant system operator. The relevant system operator shall have the right to request that the power generating facility owner include the following in the PGMD:*
 - (a) *evidence of an agreement on the protection and control settings relevant to the connection point between the relevant system operator and the power generating facility owner;*
 - (b) *itemised statement of compliance;*
 - (c) *detailed technical data of the power generating module with relevance to the grid connection as specified by the relevant system operator;*
 - (d) *equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of power generating modules, where these are relied upon as part of the evidence of compliance;*
 - (e) *for Type C power generating modules, simulation models pursuant to point (c) of Article 15(6);*
 - (f) *compliance test reports demonstrating steady-state and dynamic performance as required by Chapters 2, 3 and 4 of Title IV, including use of actual measured values during testing, to the level of detail required by the relevant system operator; and*
 - (g) *studies demonstrating steady-state and dynamic performance as required by Chapters 5, 6 or 7 of Title IV, to the level of detail required by the relevant system operator.*
3. *The relevant system operator, on acceptance of a complete and adequate PGMD, shall issue a final operational notification to the power generating facility owner.*
4. *The power generating facility owner shall notify the relevant system operator or the competent authority of the Member State about the permanent decommissioning of a power generating module in accordance with national legislation.*
5. *Where applicable, the relevant system operator shall ensure that the commissioning and decommissioning of Type B and Type C power generating modules can be notified electronically.*
6. *Member States may provide that the PGMD shall be issued by an authorised certifier.*

Article 33

Procedure for type D power generating modules

1. *The operational notification procedure for connection of each new type D power generating module shall comprise:*
 - (a) *energisation operational notification ('EON');*
 - (b) *interim operational notification ('ION'); and*
 - (c) *final operational notification ('FON').*

Article 34

Energisation operational notification for type D power generating modules

1. *An EON shall entitle the power generating facility owner to energise its internal network and auxiliaries for the power generating modules by using the grid connection that is specified for the connection point.*

2. *An EON shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of preparations including agreement on the protection and control settings relevant to the connection point between the relevant system operator and the power generating facility owner.*

Article 35

Interim operational notification for type D power generating modules

1. *An ION shall entitle the power generating facility owner to operate the power generating module and generate power by using the grid connection for a limited period of time.*
2. *An ION shall be issued by the relevant system operator, subject to completion of the data and study review process as required by this Article.*
3. *With regard to the data and study review, the relevant system operator shall have the right to request that the power generating facility owner provide the following:*
 - (a) *itemised statement of compliance;*
 - (b) *detailed technical data on the power generating module of relevance to the grid connection as specified by the relevant system operator;*
 - (c) *equipment certificates issued by an authorised certifier in respect of power generating modules, where they are relied upon as part of the evidence of compliance;*
 - (d) *simulation models, as specified by point (c) of Article 15(6) and required by the relevant system operator;*
 - (e) *studies demonstrating the expected steady-state and dynamic performance as required by Chapter 5, 6 or 7 of Title IV; and*
 - (f) *details of intended compliance tests in accordance with Chapters 2, 3 and 4 of Title IV.*
4. *The maximum period during which the power generating facility owner may maintain ION status shall be 24 months. The relevant system operator is entitled to specify a shorter ION validity period. An extension of the ION shall be granted only if the power generating facility owner has made substantial progress towards full compliance. Outstanding issues shall be clearly identified at the time of requesting extension.*
5. *An extension of the period during which the power generating facility owner may maintain ION status, beyond the period established in paragraph 4, may be granted if a request for a derogation is made to the relevant system operator before the expiry of that period in accordance with the derogation procedure laid down in Article 60.*

Article 36

Final operational notification for type D power generating modules

1. *A FON shall entitle the power generating facility owner to operate a power generating module by using the grid connection.*
2. *A FON shall be issued by the relevant system operator, upon prior removal of all incompatibilities identified for the purpose of ION status and subject to completion of the data and study review process as required by this Article.*
3. *For the purposes of the data and study review, the power generating facility owner must submit the following to the relevant system operator:*
 - (a) *an itemised statement of compliance; and*

- (b) *an update of applicable technical data, simulation models and studies as referred to in points (b), (d) and (e) of Article 35(3), including the use of actual measured values during testing.*
- 4. *If incompatibility is identified in connection with the issuing of the FON, a derogation may be granted upon a request made to the relevant system operator, in accordance with the derogation procedure described in Title V. A FON shall be issued by the relevant system operator if the power generating module complies with the provisions of the derogation.*

Where a request for a derogation is rejected, the relevant system operator shall have the right to refuse to allow the operation of the power generating module until the power generating facility owner and the relevant system operator resolve the incompatibility and the relevant system operator considers that the power generating module complies with the provisions of this Regulation.

If the relevant system operator and the power generating facility owner do not resolve the incompatibility within a reasonable timeframe, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation, each party may refer the issue for decision to the regulatory authority.

Article 37

Limited operational notification for type D power generating modules

1. *Power generating facility owners to whom a FON has been granted shall inform the relevant system operator immediately in the following circumstances:*
 - (a) *the facility is temporarily subject to either significant modification or loss of capability affecting its performance; or*
 - (b) *equipment failure leading to non-compliance with some relevant requirements.*
2. *The power generating facility owner shall apply to the relevant system operator for a LON, if the power generating facility owner reasonably expects the circumstances described in paragraph 1 to persist for more than three months.*
3. *A LON shall be issued by the relevant system operator and shall contain the following information which shall be clearly identifiable:*
 - (a) *the unresolved issues justifying the granting of the LON;*
 - (b) *the responsibilities and timescales for the expected solution; and*
 - (c) *a maximum period of validity which shall not exceed 12 months. The initial period granted may be shorter with the possibility of an extension if evidence is submitted to the satisfaction of the relevant system operator demonstrating that substantial progress has been made towards achieving full compliance.*
4. *The FON shall be suspended during the period of validity of the LON with regard to the items for which the LON has been issued.*
5. *A further extension of the period of validity of the LON may be granted upon a request for a derogation made to the relevant system operator before the expiry of that period, in accordance with the derogation procedure described in Title V.*
6. *The relevant system operator shall have the right to refuse to allow the operation of the power generating module, once the LON is no longer valid. In such cases, the FON shall automatically become invalid.*

7. *If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the power generating module once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6, the power generating facility owner may refer the issue for decision to the regulatory authority within six months after the notification of the decision of the relevant system operator.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Artikkel 29

Generelle bestemmelser

1. Produksjonsanleggets eier skal dokumentere overfor aktuell systemoperatør at nye produksjonsenheter oppfyller kravene som er fastsatte i del II i denne forskrift. Dette gjøres ved å gjennomføre prosedyren for idriftsettelse som er beskrevet i §§ 30 til 37.
2. Aktuell systemoperatør skal spesifisere og offentliggjøre detaljene i prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning av produksjonsenheter.

Paragraf 30

Prosedyre for idriftsettelse ved tilknytning av type A produksjonsenheter

1. Prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning av type A produksjonsenheter består av å sende inn et installasjonsdokument. Produksjonsanleggets eier skal sørge for at påkrevet informasjon fylles ut i installasjonsdokumentet, og at utfylt dokument for hver produksjonsenhet sendes til aktuell systemoperatør. Mal for installasjonsdokument skal offentliggjøres av aktuell systemoperatør.

Aktuell systemoperatør skal sørge for at informasjonen som er påkrevet kan sendes inn av en tredjepart på vegne av en eier.
2. Aktuell systemoperatør skal spesifisere innholdet i installasjonsdokumentet, som minst skal inneholde følgende informasjon:
 - (a) tilknytningspunktets geografiske plassering,
 - (b) dato for idriftsettelse,
 - (c) produksjonsenhetens maksimale effektproduksjon i kW,
 - (d) produksjonsenhetens primære energikilde,
 - (e) opplysning om hvorvidt produksjonsenheten er klassifisert som ny produksjonsteknologi i henhold til del VI i denne forskrift,
 - (f) henvisning til utstyrssertifikat utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan som skal omfatte all utrustning inkludert i produksjonsenheten,
 - (g) for utstyr i anlegget som mangler utstyrssertifikat skal det fremlegges informasjon i et omfang angitt av aktuell systemoperatør, og
 - (h) kontaktinformasjon til produksjonsanleggets eier og produksjonsanleggets installatør og deres signaturer.
3. Produksjonsanleggets eier skal sørge for at aktuell systemoperatør eller reguleringsmyndigheten er skriftlig informert om nedleggelse av en produksjonsenhet i henhold til nasjonal lovgivning.

Aktuell systemoperatør skal legge til rette for at en tredjepart kan informere om nedleggelsen.

Paragraf 31

Prosedyre for idriftsettelse ved tilknytning av type B, C og D produksjonsenheter

Prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning av nye type B, C og D produksjonsenheter tillater bruk av utstyrssertifikat som en del av dokumentasjonen. Utstyrssertifikatet må være utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan.

Paragraf 32

Prosedyre for type B og C produksjonsenheter

1. Produksjonsanleggets eier skal ved tilknytning av nye type B og C produksjonsenheter sende inn et produksjonsenhetsdokument til aktuell systemoperatør. Dokumentet skal inneholde en erklæring om kravetterlevelse.

Det skal sendes inn egne produksjonsenhetsdokument for hver produksjonsenhet i et produksjonsanlegg.
2. Aktuell systemoperatør skal spesifisere utformingen av produksjonsenhetsdokumenter og informasjonen som skal oppgis i disse. Aktuell systemoperatør har rett til å kreve at eieren av produksjonsanlegget inkluderer følgende i produksjonsenhetsdokumentet:
 - (a) dokumentasjon for en avtale om vern- og reguleringsinnstillinger som er relevante for tilknytningspunktet,
 - (b) en punktvis erklæring om kravetterlevelse,
 - (c) detaljerte tekniske data for produksjonsenheten, med relevans for idriftsettelse av enheten, i henhold til aktuell systemoperatørs spesifisering,
 - (d) utstyrssertifikat som er utstedt av et sertifiseringsorgan som er godkjent for sertifisering av produksjonsenheter, når slike sertifikater utgjør en del av grunnlaget for å fremvise kravetterlevelse,
 - (e) simuleringsmodeller i henhold til § 15 sjette ledd bokstav (c) for type C produksjonsenheter,
 - (f) prøverapporter med detaljeringsgrad som aktuell systemoperatør krever. Prøverapportene skal vise etterlevelse av krav til statiske og dynamiske egenskaper i henhold til kapittel 2, 3 og 4 i del IV, inkludert faktisk målte verdier under testene, og
 - (g) analyser med detaljeringsgrad som aktuell systemoperatør krever. Analysene skal vise statiske og dynamiske egenskaper i henhold til kravene i kapittel 5, 6 og 7 i del IV.
3. Aktuell systemoperatør skal, etter at et fullstendig og tilfredsstillende produksjonsenhetsdokument er akseptert, utstede et idriftsettelsesdokument til produksjonsanleggets eier som gir permanent driftstillatelse.
4. Produksjonsanleggets eier skal skriftlig informere aktuell systemoperatør eller reguleringsmyndigheten om nedleggelse av en produksjonsenhet i henhold til nasjonal lovgivning.
5. Aktuell systemoperatør skal sørge for at informasjon om idriftsettelse for type B og C produksjonsenheter kan meldes elektronisk.
6. Reguleringsmyndigheten kan fastsette at et produksjonsenhetsdokument skal utstedes av et godkjent sertifiseringsorgan.

Paragraf 33

Prosedyre for type D produksjonsenheter

1. Prosedyren for idriftsettelse ved tilknytning av type D produksjonsenheter består av tre delprosesser:
 - (a) tillatelse til spenningssetting,
 - (b) midlertidig driftstillatelse, og
 - (c) permanent driftstillatelse.

Paragraf 34

Tillatelse til spenningssetting for type D produksjonsenheter

1. Produksjonsanleggets eier kan ikke spenningssette intern kraftforsyning og hjelpesystem via produksjonsenhets normale nettilknytning før det foreligger et dokument som tillater spenningssetting.
2. Aktuell systemoperatør skal utstede dokumentet som tillater spenningssetting. Dette forutsetter at produksjonsanleggets eier har gjennomført de nødvendige forberedelsene, inkludert at avtale er inngått med aktuell systemoperatør om vern- og reguleringsinnstillinger i tilknytningspunktet.

Paragraf 35

Midlertidig driftstillatelse for type D produksjonsenheter

1. Produksjonsanleggets eier kan ikke starte midlertidig drift av en produksjonsenhet før det foreligger et dokument som tillater midlertidig drift. Midlertidig drift vil si å levere kraft via nettilknytningen under en begrenset tidsperiode.
2. Aktuell systemoperatør skal utstede dokumentet som gir midlertidig driftstillatelse, under forutsetning av at data og analyser som er påkrevet i denne paragraf er gjennomgått og godkjent.
3. Aktuell systemoperatør har, med hensyn til data og analyser, rett til å kreve at produksjonsanleggets eier leverer følgende:
 - (a) en punktvis erklæring om kravetterlevelse,
 - (b) detaljerte tekniske data for produksjonsenheten, med relevans for nettilknytning av enheten, i henhold til aktuell systemoperatørs spesifikasjon,
 - (c) utstyrssertifikat som er utstedt av et sertifiseringsorgan som er godkjent for sertifisering av produksjonsanlegg, når slike sertifikater utgjør en del av grunnlaget for å vise kravetterlevelse,
 - (d) simuleringsmodeller i henhold til § 15 sjette ledd bokstav (c) og aktuell systemoperatørs krav,
 - (e) analyser som med den detaljeringsgrad som aktuell systemoperatør etterspør viser statiske og dynamiske egenskaper i henhold til kravene i kapittel 5, 6 og 7 i del IV, og
 - (f) detaljert dokumentasjon av planlagte tester for å vise på kravetterlevelse i henhold til kravene i kapittel 2, 3 og 4 i del IV.
4. Maksimal tidsperiode for midlertidig driftstillatelse for en produksjonsenhet er 24 måneder. Aktuell systemoperatør har rett til å angi en kortere tidsperiode for midlertidig driftstillatelse. En forlengelse av tidsperioden for midlertidig driftstillatelse skal i utgangspunktet kun

innvilges i de tilfeller der produksjonsanleggets eier har gjort betydelige fremskritt mot full kravetterlevelse. Utestående punkter skal identifiseres tydelig når det søkes om forlengelse.

5. En forlengelse av tidsperioden for midlertidig driftstillatelse for en produksjonsenhet, ut over tidsperioden som er etablert i fjerde ledd, kan innvilges. En slik forlengelse fordrer at produksjonsanleggets eier søker til aktuell systemoperatør om unntak fra ett eller flere krav i denne forskrift før tidsperioden for midlertidig driftstillatelse er utløpt i henhold til unntaksprosedyren som er fastlagt i § 60.

Paragraf 36

Permanent driftstillatelse for type D produksjonsenheter

1. Et dokument som gir permanent driftstillatelse skal gi produksjonsanleggets eier rett til å drive produksjonsenheten og levere kraft via nettilknytningen.
2. Aktuell systemoperatør skal utstede dokumentet som gir permanent driftstillatelse. Permanent driftstillatelse forutsetter at eventuelle mangler i forhold til kravene i denne forskrift som har blitt avdekket under tidsperioden for midlertidig driftsgodkjenning har blitt utbedret, samt at data og analyser som er påkrevet i denne paragraf er gjennomgått og godkjent.
3. Produksjonsanleggets eier skal med hensyn til data og analyser levere følgende til aktuell systemoperatør:
 - (a) en punktvis erklæring om kravetterlevelse, og
 - (b) en oppdatering av de tekniske data, simuleringsmodeller og analyser som refereres i § 35 tredje ledd bokstav (b), (d) og (e) ved bruk av faktisk målte verdier under prøveperioden.
4. Dersom mangel på samsvar med ett eller flere krav i denne forskrift identifiseres i forbindelse med permanent driftstillatelse kan unntak innvilges ved søknad til aktuell systemoperatør i henhold til unntaksprosedyren i del V. Aktuell systemoperatør skal utstede et dokument som gir permanent driftstillatelse under forutsetning at produksjonsenheten overholder bestemmelsene i unntaket.

Dersom en søknad om unntak avslås skal aktuell systemoperatør ha rett å nekte drift av produksjonsenheten inntil produksjonsanleggets eier i samarbeid med aktuell systemoperatør utbedrer aktuell(e) mangel (mangler) og aktuell systemoperatør anser at produksjonsenheten overholder bestemmelsene i denne forskrift.

Dersom produksjonsanleggets eier i samarbeid med aktuell systemoperatør ikke utbedrer aktuell(e) mangel (mangler) innenfor en rimelig tidsperiode, og senest innen seks måneder etter at søknaden om unntak har blitt avslått, kan enhver av partene henvende seg til reguleringsmyndigheten for vedtak i saken.

Paragraf 37

Begrenset driftstillatelse for type D produksjonsenheter

1. Produksjonsanleggets eier, som har fått innvilget permanent driftstillatelse, skal umiddelbart informere aktuell systemoperatør som innvilget den permanente driftstillatelsen i følgende tilfeller:
 - (a) produksjonsenheten enten er utsatt for en vesentlig endring eller midlertidig har mistet egenskaper som påvirker enhetens leveranse, eller
 - (b) feil på utstyr fører til manglende etterlevelse av ett eller flere krav.

2. Produksjonsanleggets eier skal søke til aktuell systemoperatør om en begrenset driftstillatelse dersom eier forventer at omstendighetene i første ledd skal vedvare i mer enn tre måneder.
3. Aktuell systemoperatør skal utstede et dokument som gir begrenset driftstillatelse, dokumentet skal inneholde følgende informasjon som skal være tydelig identifiserbar:
 - (a) de uløste spørsmål som berettiger innvilgelse av den begrensede driftstillatelsen,
 - (b) ansvarsområdene og tidsrammene for den forventede løsningen, og
 - (c) en maksimal gyldighetsperiode som ikke skal overskride 12 måneder. Den initiale gyldighetsperioden som innvilges kan være kortere med mulighet å forlenge perioden hvis produksjonsanleggets eier kan påvise at fremdriften mot å oppnå full kravetterlevelse har vært betydelig.
4. Den permanente driftstillatelsen skal tilbakekalles under den tidsperiode da den begrensede driftstillatelsen er gyldig med hensyn på de punkter som den begrensede driftstillatelsen vedrører.
5. Aktuell systemoperatør kan ytterligere forlenge den begrensede driftstillatelsen ved søknad om unntak fra ett eller flere krav i denne forskrift i henhold til unntaksprosedyren i del V før gyldighetsperioden for den begrensede driftstillatelsen har løpt ut.
6. Aktuell systemoperatør skal ha rett til å nekte å tillate drift av en produksjonsenhet når en begrenset driftstillatelse ikke lenger er gyldig. I slike tilfeller skal den tidligere utstedte permanente driftstillatelsen gjøres ugyldig.
7. Hvis aktuell systemoperatør ikke godkjenner en forlengelse av gyldighetsperioden for en begrenset driftstillatelse i henhold til femte ledd, eller nekter å tillate drift av produksjonsenheten når den begrensede driftstillatelsen har løpt ut i henhold til sjette ledd, kan produksjonsanleggets eier vende seg til reguleringsmyndigheten for et vedtak i saken. En slik henvendelse skal skje innen seks måneder etter at aktuell systemoperatør har nektet å tillate drift av produksjonsenheten.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene fastlegger prosedyren for godkjenning av idriftsettelse av nye produksjonsenheter. Omfanget av prosedyren er avhengig av produksjonsenhetens merkeeffekt, dvs. hvilken type-betegnelse produksjonsenheten er klassifisert som og dermed enhetens betydning for kraftsystemet. Prosedyren skal sikre at aktuell systemoperatør er kjent med nye produksjonsenheter før de idriftsettes, at de tekniske funksjonskrav, som skal avtales for en produksjonsenhet i henhold til del II i forordningen, har blitt avtalt (når relevant), samt at produksjonsenheten overholder de tekniske funksjonskravene.

Bakgrunn til bestemmelsen

Ingen ytterligere informasjon utover det som er gitt over.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er allerede i stor grad definert i forordningen. Mulighetene for tilpasninger er derfor begrenset.

Statnett anbefaler følgende justeringer/forbedringer ved implementering i norsk rett.

- §30.3, samt §32.4 og 5, omfatter krav om informasjon til aktuell systemoperatør og reguleringsmyndigheten ved nedleggelse av produksjonsenheter av type A til C. Tilsvarende krav er ikke gitt for type D produksjonsenheter. Samme bestemmelse bør gjelde for type D anlegg.
- §32.5 angir at det skal være mulig å melde fra elektronisk om idriftsettelse og nedleggelse av type B og C produksjonsenheter. Tilsvarende bestemmelse bør også legges til for type A og D produksjonsenheter.

§32.2.f angir at eier/konsesjonær skal levere prøverapporter til aktuell systemoperatør etter idriftsettelse av type B og C produksjonsenheter. Tilsvarende fremgår ikke like tydelig for type D produksjonsenheter. Statnett mener at §36.3 skal forstås slik at aktuell systemoperatør har rett til å stille krav om at prøverapporter for type D anlegg skal innrapporteres på samme måte som i §32.2.f.

Sammenligning med eksisterende regelverk

§14 i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) stiller krav til at konsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg tilknyttet regional- eller sentralnettet, og at systemansvarlig skal fatte vedtak om godkjenning av disse anlegg før de kan idriftsette. Anlegg omfatter i dette tilfelle produksjonsenheter. Fos §14 stiller også krav til at områdekonsesjonær skal informere systemansvarlig om planer for nye eller endringer i eksisterende produksjonsanlegg (produksjonsenheter) i eget distribusjonsnett, når disse planene kan ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller sentralnettet. Systemansvarlig kan da fatte vedtak vedrørende anleggenes funksjonalitet. Generelt sett dekker dagens regulering i fos §14 de fleste produksjonsenheter som i forordningen klassifiserer som type C og D, og til en viss grad type B.

Detaljert informasjon om søknads- og godkjenningsprosedyren iht. fos §14 er ikke spesifisert direkte i fos, men veiledende og detaljert informasjon om prosessen er i stedet offentliggjort på systemansvarliges nettsider. Forslagene i forordningen er betydelig mer detaljerte når det gjelder kravene til (søknads- og) godkjenningsprosedyren enn fos §14, og krever samtidig at ytterligere detaljer skal offentliggjøres av aktuell systemoperatør.

Dagens prosedyre iht. fos §14 innebærer at systemansvarlig i et godkjenningsdokument vedtar de tekniske funksjonskrav som en produksjonsenhet skal etterleve. Systemansvarliges godkjenningen innebærer samtidig en aksept av den dokumentasjonen (inkludert de nødvendige analyser) som konsesjonær har lagt frem for å bekrefte at kravene etterleves. Forordningen legger til grunn at de tekniske funksjonskravene skal avtales i tilknytningskontrakten. Godkjenningsprosedyren skal sikre at kravene etterleves.

Gjennom dagens fos §14 prosedyre stiller systemansvarlig krav om at funksjonalitetsprøver skal bekrefte etterlevelse av spesifikke krav ved idriftsettelse, gjennom vilkår i godkjenningsdokumentet. Prøverapporten skal rapporteres til systemansvarlig. Forordningen stiller direkte krav om rapportering til aktuell systemoperatør av prøver for produksjonsenheter av type B, C og D, før endelig godkjenningsdokumentasjon kan utstedes.

Dagens fos §14 prosedyre har begrensede krav til rapportering av anleggsdata før vedtak om idriftsettelse fattes. Detaljerte tekniske data skal innrapporteres til systemansvarlig senest 4 uker før idriftsettelse iht. fos §14a. Kravet til rapportering av data gjelder alle konsesjonspliktige produksjonsenheter, dvs. også produksjonsenheter som ikke omfattes av systemansvarliges godkjenning, og er uavhengig av godkjenningsprosedyren. Forordningen forutsetter at detaljerte tekniske data for

produksjonsenheten innrapporteres til systemoperatøren før produksjonsenheten godkjennes.

Forordningen åpner for at det kan kreves innrapportert simuleringsmodeller for produksjonsenheter av type C og D før disse godkjennes. Simuleringsmodellene skal modellere anleggets oppførsel både i stabil og dynamisk drift. Dagens prosedyre iht. fos §14 inkluderer normalt ikke et krav om innsending av simuleringsmodeller. Systemansvarlig innhenter i stedet simuleringsmodellene fra innrapporterte anleggsdata og de kravstilte funksjonalitetsprøvene/ prøverapportene.

Dagens prosedyre iht. fos §14 inneholder ikke en tydelig differensiering av omfanget på prosedyren ut ifra produksjonsenhetenes maksimale effektproduksjon. Siden kravene, som skal etterleves, er noe forskjellige for ulike typer/størrelse på produksjonsenheter, er det allerede en viss naturlig differensiering i krav til rapportering av analyser og prøver. Forordningen differensierer entydig omfanget på prosedyren ut i fra produksjonsenhetenes maksimale effektproduksjon.

For produksjonsenheter, som ikke omfattes av systemansvarliges godkjenning iht. fos §14, avtales og godkjennes de tekniske funksjonskravene og produksjonsenheten normalt gjennom tilknytningskontrakter, som inngås mellom eier/konsesjonær for produksjonsenheten og netteier i det aktuelle tilknytningspunktet (aktuell systemoperatør) iht. kravene i §13 sjette ledd i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

Energilovsforskriftens §3-5 d) regulerer nedleggelse av konsesjonsgitte anlegg.

d) *Nedleggelse og rydding av anlegg*

Anlegg med konsesjon etter energiloven § 3-1 kan ikke nedlegges uten tillatelse fra Norges vassdrags- og energidirektorat.

Hvis konsesjonæren ikke lenger vil drive anlegget mens konsesjonen løper, skal det søkes Norges vassdrags- og energidirektorat om nedleggelse.

Senest ett år før konsesjon utløper skal konsesjonæren søke Norges vassdrags- og energidirektorat om forlengelse av konsesjon eller skriftlig varsle om nedleggelse av elektriske anlegg.

Ved nedleggelse plikter den tidligere konsesjonæren å fjerne det nedlagte anlegg og så langt det er mulig føre landskapet tilbake til naturlig tilstand.

Norges vassdrags- og energidirektorat kan sette frist for arbeidet og treffe bestemmelser med hensyn til tilbakeføringen.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette punktet.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter støtter Statnetts anbefaling om at krav ved nedleggelse, elektronisk varslings og prøverapporter bør gjelde for type A og D-anlegg på lik linje med B og C-anlegg. Det anbefales at det foruten å være krav til en maksimal tidsperiode for tidsbegrenset driftstillatelse også være krav til en minimum tidsperiode på 12 måneder i forordningen, med den begrunnelse at det kreves en sesong med full drift for å få full oversikt over om produksjonsenheten fungerer tilfredsstillende under varierende forhold. Disse representanter presiserer at det i originalteksten til

NC-RfG står "der det er aktuelt" om elektronisk varsling. For øvrig har disse representanter ingen spesielle merknader.

Viktigheten av å sikre likebehandling og harmoniserte løsninger i måten tildeling av driftstillatelser gis er påpekt fra andre medlemmer av referansegruppen. Ut over dette har det ikke vært meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger fra referansegruppens øvrige deltakere.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
29	X	X	X	X	X	X	X	X
30	X				X			
31		X	X	X		X	X	X
32		X	X			X	X	
33				X				X
34				X				X
35				X				X
36				X				X
37				X				X

KAPITTEL 2 – KOST-/NYTTEANALYSER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 38 - 39

Engelsk forordningstekst

Article 38

Identification of costs and benefits of application of requirements to existing power-generating modules

1. *Prior to the application of any requirement set out in this Regulation to existing power generating modules in accordance with paragraph 3 of Article 4, the relevant TSO shall undertake a qualitative comparison of costs and benefits related to the requirement under consideration. This comparison shall take into account available network-based or market-based alternatives. The relevant TSO may only proceed to undertake a quantitative cost-benefit analysis in accordance with paragraphs 2 to 5, if the qualitative comparison*

indicates that the likely benefits exceed the likely costs. If, however, the cost is deemed high or the benefit is deemed low, then the relevant TSO shall not proceed further.

2. *Following a preparatory stage undertaken in accordance with paragraph 1, the relevant TSO shall carry out a quantitative cost-benefit analysis of any requirement under consideration for application to existing power generating modules that have demonstrated potential benefits as a result of the preparatory stage according to paragraph 1.*
3. *Within three months of concluding the cost-benefit analysis, the relevant TSO shall summarise the findings in a report which shall:*
 - (a) *include the cost-benefit analysis and a recommendation on how to proceed;*
 - (b) *include a proposal for a transitional period for applying the requirement to existing power generating modules. That transitional period shall not be more than two years from the date of the decision of the regulatory authority or where applicable the Member State on the requirement's applicability;*
 - (c) *be subject to public consultation in accordance with Article 10.*
4. *No later than six months after the end of the public consultation, the relevant TSO shall prepare a report explaining the outcome of the consultation and making a proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing power generating modules. The report and proposal shall be notified to the regulatory authority or, where applicable, the Member State, and the power generating facility owner or, where applicable, third party shall be informed on its content.*
5. *The proposal made by the relevant TSO to the regulatory authority or, where applicable, the Member State pursuant to paragraph 4 shall include the following:*
 - (a) *an operational notification procedure for demonstrating the implementation of the requirements by the existing power generating facility owner;*
 - (b) *a transitional period for implementing the requirements which shall take into account the category of the power generating module as specified in paragraph 2 of Article 5 and paragraph 1 of Article 6 and any underlying obstacles to the efficient implementation of the equipment modification/refitting.*

Article 39

Principles of cost-benefit analysis

1. *Power generating facility owners and DSOs including CDSOs shall assist and contribute to the cost-benefit analysis undertaken according to Articles 38 and 63 and provide the necessary data as requested by the relevant system operator or relevant TSO within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the relevant TSO. For the preparation of a cost-benefit-analysis by a power generating facility owner, or prospective owner, assessing a potential derogation pursuant to Article 62, the relevant TSO and DSO, including CDSO, shall assist and contribute to the cost-benefit analysis and provide the necessary data as requested by the power generating facility owner, or the prospective owner, within three months of receiving a request, unless agreed otherwise by the power generating facility owner or the prospective owner.*
2. *A cost-benefit analysis shall be in line with the following principles:*
 - (a) *the relevant TSO, power generating facility owner or prospective owner shall base its cost-benefit analysis on one or more of the following calculating principles:*
 - (i) *the net present value;*

- (ii) *the return on investment;*
- (iii) *the rate of return;*
- (iv) *the time needed to break even;*
- (b) *the relevant TSO, power generating facility owner or prospective owner shall also quantify socio-economic benefits in terms of improvement in security of supply and shall include at least:*
 - (i) *the associated reduction in probability of loss of supply over the lifetime of the modification;*
 - (ii) *the probable extent and duration of such loss of supply;*
 - (iii) *the societal cost per hour of such loss of supply;*
- (c) *the relevant TSO, power generating facility owner or prospective owner shall quantify the benefits to the internal market in electricity, cross-border trade and integration of renewable energies, including at least:*
 - (i) *the active power frequency response;*
 - (ii) *the balancing reserves;*
 - (iii) *the reactive power provision;*
 - (iv) *congestion management;*
 - (v) *defence measures;*
- (d) *the relevant TSO, shall quantify the costs of applying the necessary rules to existing power generating modules, including at least:*
 - (i) *the direct costs incurred in implementing a requirement;*
 - (ii) *the costs associated with attributable loss of opportunity;*
 - (iii) *the costs associated with resulting changes in maintenance and operation.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 38

Identifisering av kostnader og nytte med å stille krav til eksisterende produksjonsenheter

1. Systemansvarlig skal gjennomføre en kvalitativ sammenligning av de kostnader og den nytte som er forbundet med et krav, før noen av kravene i denne forskrift stilles til eksisterende produksjonsenheter i henhold til § 4 tredje ledd. Sammenligningen skal ta hensyn til tilgjengelige nettanleggs- og markedsbaserte alternativer. Systemansvarlig kan bare gå videre med en kvantitative kost-/nytteanalyser i henhold til annet til femte ledd, under forutsetning at den kvalitative kost-/nytteanalysen indikerer at den forventede nytten overstiger de forventede kostandene. Systemansvarlig skal ikke gå videre dersom kostnaden er vurdert å være høy eller nytten er vurdert å være lav.
2. Systemansvarlig skal utføre en kvantitativ kost-/nytteanalyse av ethvert krav som er under vurdering for å stilles til eksisterende produksjonsenheter, etter at en kvalitativ kostnad-/nytteanalyse har blitt gjennomført i henhold til første ledd. En forutsetning for denne analysen er at en potensiell nytte er påvist gjennom den kvalitative kost-/nytteanalysen.

3. Systemansvarlig skal oppsummere resultatene i en rapport innen tre måneder etter at kost-/nytteanalysen er ferdigstilt. Rapporten skal:
 - (a) inkludere kost-/nytteanalysen og en anbefaling til fortsatt håndtering,
 - (b) inkludere et forslag til varighet på overgangsperiode for å stille kravet til eksisterende produksjonsenheter. Varigheten på overgangsperioden skal ikke overstige to år fra den dato da reguleringsmyndigheten vedtar at kravet skal innføres.
 - (c) legges frem for offentlig høring i henhold til § 10.
4. Systemansvarlig skal, innen seks måneder etter at den offentlige høringen er avsluttet, forberede en rapport som beskriver utfallet av den offentlige høringen og gir en innstilling til hvorvidt det aktuelle kravet skal innføres for eksisterende produksjonsenheter. Reguleringsmyndigheten, eier(e) for produksjonsanlegg som påvirkes av innstillingen og (når relevant) tredjeparter skal varsles om rapportens innhold.
5. Innstillingen som systemansvarlig leverer til reguleringsmyndigheten i henhold til fjerde ledd skal inneholde følgende:
 - (a) en prosedyre for idriftsettelse, for at en eksisterende produksjonsanleggs eier skal kunne påvise at nødvendige tiltak for å implementere (og etterleve) kravene har blitt iverksatt for aktuell(e) produksjonsenhet(er),
 - (b) en overgangsperiode for å implementere (og etterleve) kravene. Varigheten på overgangsperioden skal ta hensyn til kategoriseringen av produksjonsenheter, slik den er spesifisert i § 5 annet ledd og § 6 første ledd, og eventuelle underliggende hindringer for å effektivt modifisere/bygge om nødvendig utstyr.

Paragraf 39

Prinsipper for kostnad-nytteanalyser

1. DSO og eiere av produksjonsanlegg skal bistå og bidra til kost-/nytteanalyser som gjennomføres i henhold §§ 38 og 63. De skal overlevere den nødvendige informasjonen som etterspørres av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig innen tre måneder etter at en forespørsel er mottatt, hvis ikke en lengre tidsperiode er avtalt.
 Systemansvarlig og aktuell systemoperatør skal bistå og bidra til kost-/nytteanalyser som utarbeides av en eier eller en potensiell fremtidig eier for et produksjonsanlegg for å vurdere et potensielt unntak i henhold til § 62. De skal overlevere den nødvendige informasjonen som etterspørres av eier eller den potensielle fremtidige eieren for produksjonsanlegget innen tre måneder etter at forespørselen er mottatt, hvis ikke en lengre tidsperiode er avtalt.
2. En kost-/nytteanalyse skal være i tråd med følgende prinsipper:
 - (a) Aktuell systemoperatør, systemansvarlig, eier eller potensiell fremtidig eier for et produksjonsanlegg skal basere sine kost-/nytteanalyser på ett eller flere av følgende beregningsprinsipper:
 - (i) netto nåverdi,
 - (ii) avkastningen på investeringen,
 - (iii) avkastningsgraden,
 - (iv) tiden som behøves for å nå et nullresultat,
 - (b) aktuell systemoperatør, systemansvarlig, eier eller potensiell fremtidig eier for et produksjonsanlegg skal kvantifisere samfunnsøkonomisk nytte i form av økt forsyningssikkerhet, som i det minste skal inkludere:

- (i) den tilhørende reduksjonen i sannsynlighet for avbrudd i strømforsyningen,
 - (ii) det forventede omfanget og den forventede varigheten på et slikt avbrudd i strømforsyningen,
 - (iii) den samfunnsøkonomiske kostnaden per time for et slikt avbrudd i strømforsyningen,
- (c) aktuell systemoperatør, systemansvarlig, eier eller potensiell fremtidig eier for et produksjonsanlegg skal kvantifisere nytten for det interne elmarkedet, grenseoverskridende handel og integrasjon av fornybare energikilder ut fra, i det minste, følgende aspekter:
- (i) frekvenskvaliteten,
 - (ii) reserver for balansering av systemet,
 - (iii) levering av reaktiv effekt,
 - (iv) flaskehalshåndtering,
 - (v) tiltak for å forhindre systemsammenbrudd,
- (d) aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal kvantifisere kostandene for å stille krav til eksisterende produksjonsenheter, inkludert i det minste:
- (i) de direkte kostnadene som resultat av at et krav implementeres,
 - (ii) kostnader som kan skyldes tap av muligheter,
 - (iii) kostnader som er et resultat av endringer i drift og vedlikehold.

Formål med bestemmelsen

Formålet med bestemmelsene er å sikre at systemansvarlig stiller krav som er samfunnsmessig rasjonelle. Bestemmelsene klargjør hva som skal til når det gjelder kost-/nytteanalyser for at krav i henhold til forordningen skal kunne stilles til eksisterende produksjonsenheter og for å innvilge unntak fra forordningen.

Mer spesifikt er hensikten med §38 å detaljere kravene til prosessen, som skal gjennomføres før noen av kravene i forordningen kan stilles til eksisterende produksjonsenheter, forutsatt at disse produksjonsenhetene ikke gjennomgår vesentlige endringer. §38 er en utdypning til §4. Paragrafen klargjør at hvis krav skal stilles til eksisterende produksjonsenheter så må det påvises at dette er rasjonelt – først i en kvalitativ kost-/nytteanalyse og deretter en kvantitativ kost-/nytteanalyse.

§39 tydeliggjør prinsippene for hvordan kvantitative kost-/nytteanalyser skal utføres. I tillegg til å være en del av prosessen som er beskrevet i §38 er disse analysene påkrevd som en del av underlaget ved søknad om unntak fra et eller flere krav i forordningen iht. del V i forordningen.

Bakgrunn til bestemmelsen

Ved utarbeidelse av forordningen ble det lagt stor vekt på at bestemmelsene skulle være formålstjenlige og godt begrunnet. Utgangspunktet for arbeidet har vært at kravene skal gjelde for alle nye produksjonsenheter og for produksjonsenheter som gjennomgår vesentlige endringer. Det er også disse forutsetningene som har ligget til grunn for innspill på forordningen fra andre interessenter. Det er da rimelig at dersom disse forutsetninger skal fravikes, må det kunne påvises at avvikene er rasjonelle.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene om kost-/nytteanalyser (§38 og §39) er allerede fullstendig definert i forordningen. Mulighetene for valg og nasjonale tilpasninger er derfor begrenset.

Statnett ønsker imidlertid å påpeke det vi oppfatter som en uklarhet. Del V i forordningen legger til rette for at både eiere/konsesjonærer og potensielle fremtidige eiere/konsesjonærer for produksjonsanlegg, samt aktuell systemoperatør og systemansvarlig kan søke om unntak fra et eller flere krav i forordningen. En kost-/nytteanalyse i tråd med §39 skal da være en del av en slik søknad. §39.2.a-c samsvarer ikke med del V i forordningen, da aktuell systemoperatør mangler i beskrivelsen av de som skal utforme kost-/nytteanalyser i tråd med prinsippene i forordningen. Denne utydelsen bør spilles inn til ACER/ENTSO-E for videre behandling og avklaring.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Formålsbestemmelsene både i energiloven og forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) uttrykker at regelverket skal legge til rette for en samfunnsmessig rasjonell utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Det er med hjemmel i dette lovverket systemansvarlig godkjenner idriftsettelse av nye anlegg (fos §14) og nettselskapene inngår tilknytningskontrakter (kontrollforskriften §13-6 Nettavtale).

Hverken energiloven eller fos detaljerer hva som er å oppfatte som samfunnsmessig rasjonelt. I nettmeldingen (melding 14 til Stortinget i 2011-2012, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/>) fremgår det at samfunnsmessig rasjonelt betyr det samme som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det er da samfunnsøkonomiske analyser som skal danne grunnlaget for å vurdere hva som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Offisielle anbefalinger og regler for slike analyser er tilgjengelig via Direktoratet for økonomistyring (DFØ):

- <http://www.dfo.no/no/Styring/Samfunnsokonomisk-analyse/>

I forbindelse med KSU ordningen (kraftsystemutredninger) har også NVE laget veiledningsmateriale på hva som er en "forenklet samfunnsøkonomisk analyse" for det som gjelder langsiktig utvikling av kraftsystemet:

- <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/forenklede-samfunnsokonomiske-vurderinger-av-forventede-investeringer-og-alternative-loesninger/>

Statnett ser ikke at det refererte veiledningsmaterialet avviker fra kravene i forordningen. Samtidig er eksisterende veiledningsmateriale ikke spesifikt relatert til kost/nytte-aspekter med krav til produksjonsenheter. Statnett vurderer derfor at det ikke er noe motsetningsforhold i å fortsatt vise til DFØs veiledere som mal for hvordan slike analyser skal gjennomføres. Samtidig vil det være en fordel hvis NVEs veiledningsmateriale utvikles for å si noe mer om hvordan kost-/nytteanalyser skal forstås og gjennomføres i forhold til forordningens krav for produksjon. Statnett anser en slik utvikling av veiledningsmateriale å ligge utenfor den oppgaven vi er tildelt av NVE med å gi anbefaling til implementering av forordningen.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på disse bestemmelsene.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ettersom de samfunnsøkonomiske kost-/nytteanalysene og underlaget for disse involverer ulike parter, eks. aktuelle systemoperatører, systemansvarlig, eier/konsesjonær eller potensiell fremtidig eier/konsesjonær, er det behov for en koordinering av hvordan dette skal gjennomføres i praksis og en harmonisering av hvilke forutsetninger og underlag som skal inngå i analysene.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter vil understreke at § 38 og 39 må sees i sammenheng med merknadene gitt til §4. Disse representanter merker seg §38.1 hvor det heter at det før anvendelse av dette regelverket på eksisterende anlegg, skal gjennomføres en kost-/nytteanalyse, som beskrevet i §§38 og 39. Kost-/nytteanalysen bør gjennomføres av den som er relevant systemoperatør i forhold til det produksjonsanlegget det skal gjøres kost-/nytteanalyser for. Dette vil kunne være andre enn TSO ved søknad fra relevant systemoperatør som beskrevet under § 4.1.a, om at NC-RfG-krav helt eller delvis skal gjøres gjeldende ved endringer av type C og D-anlegg som er vesentlige, men ikke påvirker vannføringen, ref våre merknader til §4.

Slik Energi Norges representanter tolker det Statnett skriver under §§ 38 og 39 under formålet med bestemmelsen, mener Statnett at NC-RfG krav kan gjøres gjeldende for eksisterende anlegg som ikke gjennomgår vesentlige endringer. Dette er Energi Norges representanter uenig i. Som beskrevet i vår merknad til § 4, oppfatter vi at harmonisert implementering vil kreve et generelt krav om vesentlige endringer før noen av RfG-kravene kan gjøres gjeldende for eksisterende anlegg, og at dette skal dokumenteres gjennom kost-/nytteanalyser i hvert enkelt tilfelle.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for systemansvarlig, aktuell systemoperatør, DSOer og eier/konsesjonær for produksjonsenheten.

DEL IV - KRAVETTERLEVELSE

KAPITTEL 1 – OVERVÅKNING AV KRAVETTERLEVELSE

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 40 - 43

Engelsk forordningstekst

Article 40

Responsibility of the power generating facility owner

1. *The power generating facility owner shall ensure that each power generating module complies with the requirements applicable under this Regulation throughout the lifetime of the facility. For type A power generating modules, the power generating facility owner may rely upon equipment certificates, issued as per Regulation (EC) No 765/2008.*
2. *The power generating facility owner shall notify to the relevant system operator any planned modification of the technical capabilities of a power generating module which may affect its compliance with the requirements applicable under this Regulation, before initiating that modification.*
3. *The power generating facility owner shall notify the relevant system operator of any operational incidents or failures of a power generating module that affect its compliance with the requirements of this Regulation, without undue delay, after the occurrence of those incidents.*
4. *The power generating facility owner shall notify the relevant system operator of the planned test schedules and procedures to be followed for verifying the compliance of a power generating module with the requirements of this Regulation, in due time and prior to their launch. The relevant system operator shall approve in advance the planned test schedules and procedures. Such approval by the relevant system operator shall be provided in a timely manner and shall not be unreasonably withheld.*
5. *The relevant system operator may participate in such tests and record the performance of the power generating modules.*

Article 41

Tasks of the relevant system operator

1. *The relevant system operator shall assess the compliance of a power generating module with the requirements applicable under this Regulation, throughout the lifetime of the power generating facility. The power generating facility owner shall be informed of the outcome of this assessment.*

For type A power generating modules, the relevant system operator may rely upon equipment certificates issued by an authorised certifier for this assessment.

2. *The relevant system operator shall have the right to request that the power generating facility owner carry out compliance tests and simulations according to a repeat plan or*

general scheme or after any failure, modification or replacement of any equipment that may have an impact on the power generating module's compliance with the requirements of this Regulation.

The power generating facility owner shall be informed of the outcome of those compliance tests and simulations.

3. *The relevant system operator shall make publicly available a list of information and documents to be provided as well as the requirements to be fulfilled by the power generating facility owner within the framework of the compliance process. The list shall cover at least the following:*
 - (a) *all the documentation and certificates to be provided by the power generating facility owner;*
 - (b) *details of the technical data on the power generating module of relevance to the grid connection;*
 - (c) *requirements for models for steady-state and dynamic system studies;*
 - (d) *timeline for the provision of system data required to perform the studies;*
 - (e) *studies by the power generating facility owner to demonstrate the expected steady-state and dynamic performance in accordance with the requirements set out in Chapters 4 and 5 of Title IV;*
 - (f) *conditions and procedures, including the scope, for registering equipment certificates; and*
 - (g) *conditions and procedures for the use of relevant equipment certificates issued by an authorised certifier by the power generating facility owner.*
4. *The relevant system operator shall make public the allocation of responsibilities between the power generating facility owner and the system operator for compliance testing, simulation and monitoring.*
5. *The relevant system operator may totally or partially delegate the performance of its compliance monitoring to third parties. In such cases, the relevant system operator shall continue ensuring compliance with Article 12, including entering into confidentiality commitments with the assignee.*
6. *If compliance tests or simulations cannot be carried out as agreed between the relevant system operator and the power generating facility owner due to reasons attributable to the relevant system operator, then the relevant system operator shall not unreasonably withhold the operational notification referred to in Title III.*

Article 42

Common provisions for compliance testing

1. *Testing of the performance of individual power generating modules within a power generating facility shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been complied with.*
2. *Notwithstanding the minimum requirements for compliance testing set out in this Regulation, the relevant system operator is entitled to:*
 - (a) *allow the power generating facility owner to carry out an alternative set of tests, provided that those tests are efficient and suffice to demonstrate that a power generating module complies with the requirements of this Regulation;*

- (b) *require the power generating facility owner to carry out additional or alternative sets of tests in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance testing under the provisions of Chapter 2, 3 or 4 of Title IV, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation; and*
 - (c) *require the power generating facility owner to carry out appropriate tests in order to demonstrate a power generating module's performance when operating on alternative fuels or fuel mixes. The relevant system operator and the power generating facility owner shall agree on which types of fuel are to be tested.*
3. *The power generating facility owner is responsible for carrying out the tests in accordance with the conditions laid down in Chapters 2, 3 and 4 of Title IV. The relevant system operator shall cooperate and not unduly delay the performance of the tests.*
 4. *The relevant system operator may participate in the compliance testing either on site or remotely from the system operator's control centre. For that purpose, the power generating facility owner shall provide the monitoring equipment necessary to record all relevant test signals and measurements as well as ensure that the necessary representatives of the power generating facility owner are available on site for the entire testing period. Signals specified by the relevant system operator shall be provided if, for selected tests, the system operator wishes to use its own equipment to record performance. The relevant system operator has sole discretion to decide about its participation.*

Article 43

Common provisions on compliance simulation

1. *Simulation of the performance of individual power generating modules within a power generating facility shall aim at demonstrating that the requirements of this Regulation have been fulfilled.*
2. *Notwithstanding the minimum requirements set out in this Regulation for compliance simulation, the relevant system operator may:*
 - (a) *allow the power generating facility owner to carry out an alternative set of simulations, provided that those simulations are efficient and suffice to demonstrate that a power generating module complies with the requirements of this Regulation or with national legislation; and*
 - (b) *require the power generating facility owner to carry out additional or alternative sets of simulations in those cases where the information supplied to the relevant system operator in relation to compliance simulation under the provisions of Chapter 5, 6 or 7 of Title IV, is not sufficient to demonstrate compliance with the requirements of this Regulation.*
3. *To demonstrate compliance with the requirements of this Regulation, the power generating facility owner shall provide a report with the simulation results for each individual power generating module within the power generating facility. The power generating facility owner shall produce and provide a validated simulation model for a given power generating module. The scope of the simulation models is set out in point (c) of Article 15(6).*
4. *The relevant system operator shall have the right to check that a power generating module complies with the requirements of this Regulation by carrying out its own compliance simulations based on the provided simulation reports, simulation models and compliance test measurements.*

5. *The relevant system operator shall provide the power generating facility owner with technical data and a simulation model of the network, to the extent necessary to carry out the requested simulations in accordance with Chapter 5, 6 or 7 of Title IV.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 40

Ansvaret til produksjonsanleggets eier

1. Produksjonsanleggets eier skal forsikre seg om at hver produksjonsenhet gjennom hele sin levetid etterlever kravene i denne forordningen. For produksjonsenheter av type A, kan eieren støtte seg på utstyrssertifikat, utstedte i henhold til EU-forordning 756/2008.
2. Produksjonsanleggets eier skal varsle aktuell systemoperatør om hver planlagte endring av en produksjonsenhets tekniske egenskaper, som kan påvirke enhetens etterlevelse av kravene i denne forordningen, før endringen iverksettes.
3. Produksjonsanleggets eier skal, uten ugrunnet opphold, varsle aktuell systemoperatør om alle driftsforstyrrelser og feil hos en produksjonsenhet som påvirker etterlevelsen av kravene i denne forordningen.
4. Produksjonsanleggets eier skal, i god tid og før iverksettelse av prøvene, varsle aktuell systemoperatør om planlagte prøveprogrammer og prosedyrer som skal følges for å verifisere en produksjonsenhets etterlevelse av kravene i denne forordning. Aktuell systemoperatør skal godkjenne de planlagte prøve-programmene og prosedyrene på forhånd. En slik godkjenning av aktuell systemoperatør skal gis i rimelig tid og skal ikke nektes uten saklig grunn.
5. Aktuell systemoperatør kan delta ved slike prøver og registrere (måle) responsen hos produksjonsenhetene.

Paragraf 41

Oppgaver for aktuell systemoperatør

1. Aktuell systemoperatør skal evaluere en produksjonsenhets etterlevelse av kravene i denne forordningen, gjennom hele levetiden for et produksjonsanlegg. Eieren av produksjonsanlegget skal informeres om utfallet av evalueringen.

For produksjonsenheter av type A kan aktuell systemoperatør støtte seg på utstyrssertifikat som er utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan i denne evalueringen.
2. Aktuell systemoperatør skal ha rett til å etterspørre at produksjonsanleggets eier gjennomfører prøver og simuleringer for å påvise kravetterlevelse. Dette skal kunne gjennomføres etter en gjentakende plan, som en del av en generell ordning samt etter en feil, endring eller utskiftning av utstyr som kan ha påvirkning på produksjonsenhetens etterlevelse av krav i denne forskrift.

Produksjonsanleggets eier skal informeres om aktuell systemoperatørs evaluering av disse prøvene og simuleringene.
3. Aktuell systemoperatør skal offentliggjøre en liste med informasjon og dokumenter som skal leveres samt kravene som skal oppfylles av produksjonsanleggets eier innenfor rammene for prosessen for å vise kravetterlevelse. Listen skal i det minste omfatte følgende:

- (a) all dokumentasjon og alle sertifikater som skal leveres av produksjonsanleggets eier;
 - (b) detaljerte tekniske data for produksjonsenheten med relevans for enhetens tilknytning til nettet;
 - (c) krav til modeller for å kunne gjennomføre statiske og dynamiske analyser;
 - (d) tidsplan for leveranse av de anleggsdata som er nødvendig for å gjennomføre analysene;
 - (e) analyser som produksjonsanleggets eier har gjennomført for å vise den forventede statiske og dynamiske responsen i henhold til kravene i kapitlene 4 og 5 i avsnitt IV;
 - (f) betingelser og prosedyrer, inkludert omfanget, for å registrere utstyrssertifikat; og
 - (g) betingelser og prosedyrer for hvordan produksjonsanleggets eier kan benytte utstyrssertifikat som er utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan.
4. Aktuell systemoperatør skal publisere ansvarsfordelingen mellom produksjonsanleggets eier og aktuell systemoperatør når det gjelder prøver, simuleringer og overvåkning for å påvise kravetterlevelse.
 5. Aktuell systemoperatør kan helt eller delvis delegere gjennomførelsen av sin verifisering av kravetterlevelse til tredjeparter. I slike tilfeller, skal aktuell systemoperatør fortsatt sikre at kravet i § 12 oppfylles, inkludert inngåelse av nødvendige sikkerhetsavtaler med oppdragstakeren.
 6. Dersom prøver eller simuleringer ikke kan gjennomføres som avtalt mellom aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier grunnet årsaker som kan tilskrives aktuell systemoperatør, skal ikke aktuell systemoperatør uten saklig grunn nekte å utstede idriftsettelsesdokumentet som det refereres til i del III.

Paragraf 42

Felles bestemmelser for krav om verifiserende prøver

1. Prøver av responsen fra enkelte produksjonsenheter innenfor et produksjonsanlegg skal ha som målsetning å verifisere etterlevelse av kravene i denne forordningen.
2. Uten at det går ut over minimumskrav til verifiserende prøver som er fastsatte i denne forordningen, skal aktuell systemoperatør ha rett til å:
 - (a) tillate at produksjonsanleggets eier utfører andre typer av prøver, under forutsetning at disse prøvene er effektive og tilstrekkelige for å påvise at en produksjonsenhet oppfyller kravene i denne forordningen;
 - (b) kreve at produksjonsanleggets eier utfører ytterligere prøver eller andre typer av prøver i de tilfeller der overlevert informasjon om verifiserende prøver fastsatt i bestemmelsene i kapittel 2, 3 og 4 i del IV ikke er tilstrekkelig for å påvise at kravene i denne forordningen er oppfylte; og
 - (c) kreve at produksjonsanleggets eier utfører relevante prøver for å påvise responsen hos en produksjonsenhet når den drives med alternative brenslers eller med en blanding av brenslers. Aktuell systemoperatør og eieren av produksjonsanlegget skal bli enige om hvilke typer av brenslers som skal prøves.
3. Produksjonsanleggets eier er ansvarlig for å gjennomføre prøvene i henhold til betingelsene fastsatt i kapittel 2, 3 og 4 i avsnitt IV. Aktuell systemoperatør skal samarbeide og ikke unødig forsinke utførelsen av prøvene.
4. Aktuell systemoperatør kan delta i utførelsen av prøver, enten på stedet eller fjernt fra driftssentral. Produksjonsanleggets eier skal, for dette formål, sørge for at måleutstyr som er

nødvendig for å registrere alle relevante prøvesignaler og målinger er til stede. I tillegg skal eieren sørge for å ha nødvendige representanter til stede under hele prøveperioden. Signaler som er spesifiserte av aktuell systemoperatør skal stilles til rådighet hvis aktuell systemoperatør, for utvalgte prøver, ønsker å bruke sitt eget måleutstyr for å registrere responsen. Aktuell systemoperatør avgjør sin deltakelse etter egen vurdering.

Paragraf 43

Felles bestemmelser for krav om verifiserende simuleringer

1. Simuleringer av responsen til individuelle produksjonsenheter i et produksjonsanlegg skal ha som mål å vise etterlevelse av kravene i denne forordningen;
2. Til tross for minimumskravene til verifiserende simuleringer fastsatt i denne forordningen kan aktuell systemoperatør:
 - (a) tillate at produksjonsanleggets eier gjennomfører alternative simuleringer, under forutsetning av at de alternative simuleringene er effektive og tilstrekkelige for å verifisere at produksjonsenheten oppfyller kravene i denne forordningen eller nasjonal lovgivning; og
 - (b) kreve at produksjonsanleggets eier utfører ytterligere simuleringer eller alternative typer av simuleringer i de tilfellene hvor informasjonen gitt til aktuell systemoperatør i forbindelse med verifiserende simuleringer i henhold til bestemmelsene i kapittel 5, 6 eller 7 i del IV ikke er tilstrekkelig for å verifisere at kravene i denne forordningen er oppfylte.
3. For å verifisere at kravene i denne forordningen er oppfylte skal produksjonsanleggets eier levere en rapport med resultatene fra simuleringene for hver produksjonsenhet i produksjonsanlegget. Produksjonsanleggets eier skal lage og levere en validert simuleringsmodell for en gitt produksjonsenhet. Rammene for simuleringsmodellen er fastsatt i § 15 sjette ledd bokstav (c).
4. Aktuell systemoperatør skal ha rett til å verifisere at en produksjonsenhet oppfyller kravene i denne forskrift gjennom å utføre egne simuleringer basert på innleverte simuleringsrapporter, simuleringsmodeller og målinger fra verifiserende prøver.
5. Aktuell systemoperatør skal gi produksjonsanleggets eier tekniske data og en simuleringsmodell av kraftsystemet, i den utstrekning som er nødvendig for å gjennomføre de påkrevde simuleringene i henhold til kapittel 5, 6 eller 7 i del IV.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om overvåkning av kravetterlevelse har som formål å sikre at kravene gitt av denne forordningen etterleveres i praksis og at kraftanleggene innehar nødvendige funksjonalitetsegenskaper.

Bakgrunn til bestemmelsen

Det er avgjørende at produksjonsanlegg, som tilknyttes nettet, har nødvendige funksjonalitets-egenskaper for å ivareta hensyn til leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i kraftsystemet. For å ivareta disse forhold må ulike roller og ansvar reguleres og krav settes til både funksjonssimuleringer før idriftsettelse og funksjonsprøver etter idriftsettelse.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er i hovedsak entydig definert i forordningen.

Oppgavene tillagt aktuell systemoperatør og produksjonsanleggets eier/konsesjonær regulert i §41 kan bli svært omfattende. Den engelske teksten kan forstås på ulike måter, enten som en levetidsanalyse av etterlevelse eller som en løpende analyse av etterlevelse (hvert år hvert 5 år etc.). Det er fornuftig å kunne følge dette opp med jevne mellomrom eller når det er grunn til å tro at etterlevelsen ikke er slik den bør. Statnett anbefaler at det presiseres nærmere at denne oppfølgingen gjøres på en standardisert måte og med intervaller, som ikke blir for arbeidskrevende. Eksempelvis kan slike evalueringer gjøres hvert 10 år, eller hyppigere, dersom det foreligger berettiget grunn til å tro at anlegget ikke lenger har de fastlagte funksjonalitetsegenskapene.

§42.2.b åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve ytterligere verifiserende prøver når det er nødvendig. §43.2.b åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve ytterligere simuleringer eller alternative typer av simuleringer når gjeldende minimumskrav ikke oppfattes å være tilstrekkelige for å fastslå kravetterlevelse. Muligheten til å stille utfyllende krav både til prøver og simuleringer oppfatter Statnett som viktig for å kunne sikre verifisering av kravetterlevelse. Slike utvidelser bør imidlertid gjøres på en koordinert og begrunnet måte, slik at aktørene ikke utsettes for en unødvendig ulik praktisering av regelverket, eller at urimelige krav til verifisering stilles overfor aktørene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Prøver

FIKS kapittel 7 og 8 stiller krav om verifiserende prøver for vann- og varmekraftaggregater. Kravene gjelder i hovedsak for produksjonsenheter ≥ 10 MVA. De prøver det stilles krav til er:

- Prøve av responsen i frekvensreguleringsmodus (FSM).
- Prøve av modus for spenningsregulering.
- Prøve av evne til å dempe effektpendlinger (både for aggregater med og uten dempetilsats).
- Prøve av separatdriftsegenskaper¹⁷.
- Prøve av egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett¹.

Prøvene er beskrevet i nærmere detalj i veileder på systemansvarliges nettsider, se [link](#).

Vedlegg 3 gir en mer detaljert sammenligning av kravene til verifiserende prøver i ny EU-forordning (RfG) og tilsvarende krav i dagens regelverk (FIKS).

Turbinregulatorens funksjon skal prøves i henhold til denne beskrivelsen ved idriftsetting av nye aggregater eller etter større vedlikehold eller modernisering som kan innebære endrede reguleringsmessige egenskaper.

Prøvene som beskrives er rettet mot å vise aggregatets reguleringsytelse under normal drift. Beskyttelse av aggregatet ved spesielle hendelser eller transienter ved utfall er ikke behandlet i disse retningslinjene.

Registrering av målinger må gjøres på hensiktsmessig måte slik at små variasjoner av målesignalet – ofte mindre enn 1 % kan synliggjøres.

¹⁷ Dersom slike egenskaper er avtalte/påkrevet.

IEC 60308 – "International Standard for Testing of Control Systems for Hydroturbines" gjelder som grunnleggende plattform. Standarden behandler basismomenter som måleinstrumenter og terminologi.

Målinger skal omfatte registrering (digitalt eller analogt) av:

- Generatorfrekvens.
- Generatoreffekt.
- Servoslag for ledeapparat, for kaplan ledeapparat og løpehjul, for pelton minst én nål og deflektorservoposisjon (der deflektorservoposisjon er tilgjengelig).
- Innstillingsverdi / børverdi.

Målingen av generatorfrekvens skal ha en båndbredde på minst 5 Hz ved en fasevridning på 90° og -3 dB. En måling basert på generatorfrekvens kan teoretisk oppnå maksimal båndbredde på 12,5 Hz ved 90° fasevridning og -0 dB. Oppløsningen i frekvensmålingen skal være minst 0,005 Hz.

Generatoreffekten skal måles med en oppløsning på 0,05 % og en båndbredde på minst 10 Hz ved en fasevridning 90° og -3 dB.

Servoslag osv. skal måles med en oppløsning på 0,05 % og en båndbredde på minst 10 Hz ved en fasevridning 90° og -3 dB.

Egenskaper som skal måles er:

- Servosløyfe tidskonstant.
- Dødtid.
- Statikkfunksjon.
- Isolertnettdrift.

Prøving i tomgang

Spenningsregulator

- Sprangresponser med opptak av 5 % spenningsprang opp og 5 % ned (95 % → 100 % → 95 %).
- Opptak av amplitude-fasegang vha. frekvensgangsanalysator med forstyrrelsessignal påtrykket inngangen for spenningsregulator iht. figur 8.5-1 i FIKS. Klemmespenningen skal være 5 % over nominell spenning. Frekvensgangen skal dokumentere at spenningsregulatoren har tilstrekkelig båndbredde iht. krav. Måleområde 0,1 – 100 rad/s.

Dempetilsats

- Tilsats med enten effektinngang eller frekvensinngang
 - ✓ Opptak av amplitude-fase-frekvensgang vha. frekvensgangsanalysator med forstyrrelsessignal 0,1 – 100 rad/s påtrykket dempetilsatsens effektinngang, alternativt frekvensinngang iht. figur 8.5-2 i FIKS. Målesløyfen skal være åpen.
 - ✓ Figur 8.5-3 i FIKS viser tillatt område for amplitude-/fase for effektmålesløyfen, og figur 8.5-4 i FIKS viser tillatt område for frekvensmålesløyfen.
 - ✓ Målesløyfen skal være åpen.
- Kombinert tilsats med både effekt- og frekvensmåling iht. PSS2A.
 - ✓ Amplitude- og fasegangen for den kombinerte tilsatsen tas som en typeprøve. AFF-plottet kombineres med resultatet fra AFF-opptaket for spenningsregulatoren og tegnes ut. På grunn av nettets påvirkning kan forsterkningen (dempetilsats+spenningsregulator) ved 10 rad. måtte

ligge nær eller utenfor spesifisert område og fasevinkelen innenfor $\pm 120^\circ$ (effektsløyfe) alt. $\pm 30^\circ$. Se figur 8.5-3 og figur 8.5-4 i FIKS.

Prøving i nettdrift

Forutsetninger

- Det måles mellom inngang dempetilsats på både frekvens og effektsløyfe (begge sløyfer brutt) og generatorklemmer.
- Impulsresponssignalet påtrykkes inngangen for spenningsregulatoren.

Dempetilsats

- Impulsrespons av størrelse 5 % i 200 ms på spenningsregulatorens inngang for spenningssettpunktet. Tas for 75 % last. Prøven tas både med og uten dempetilsats. Prøven uten dempetilsats vil også vise maskinens egenfrekvens.
- AFF-plott for verifikasjon: Denne kan utelates dersom impulsresponsen gir tilfredsstillende resultat. Forstyrrelsessignal påtrykkes effekt- alt. Frekvensinngangen. Tas for 75 % last. Plottet skal oppfylle kravene i figur 8.5-3 og 4 i FIKS. Prøven vil med forutsetning om lukkede sløyfer vise resulterende frekvensgang for alle typer tilsatser.
- For å ta hensyn til variasjonen i nettets stivhet økes forsterkningen i sløyfen med 9 dB i nettdrift med dempetilsats, med inntil full last (normaldrift, ikke påtrykket forstyrrelsessignal eller sprang). Det skal ikke oppstå oscillasjoner innenfor måleområdet 0,1 – 100 rad/s.

Systemansvarliges praksis når vedtak om idriftsettelse iht. fos § 14 for produksjonsenheter fattes er å stille vilkår om at prøvene nevnt foran utføres ved idriftsettelse og rapporteres til systemansvarlige senest 4 uker etter idriftsettelse. Dette gjelder både ved idriftsettelse av nye produksjonsenheter og ved idriftsettelse etter endringer som kan påvirke egenskapene.

RENs retningslinjer for produksjonsenheter tilknyttet spenningsnivå 36-420 kV refererer til kravene for verifiserende prøver i FIKS, se REN-blad 0332. I tillegg inneholder retningslinjene for større produksjonsenheter krav om prøving av evnen til å regulere aktiv effekt etter et gitt settpunkt (styring av aktiv effektproduksjon), krav om å prøve med hensyn til spenningskvalitet, samt krav om avslagsprøve. Disse tilleggskravene er også relevante for produksjonsenheter tilknyttet spenningsnivå lavere enn 36 kV, sammen med krav om prøve av modus for spenningsregulering, se REN-blad 0312.

Simuleringer

FIKS beskriver ikke tydelig hvilke simuleringer som konsesjonær skal gjennomføre og rapportere til systemansvarlig, men systemansvarliges praksis har vært å etterspørre følgende:

- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om FRT-egenskaper etterleves.
- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om separatudriftsegenskaper etterleves.
- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav om evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk etterleves for vindkraftverk.
- Analyse (simuleringer) som verifiserer at krav til modus for spenningsregulering etterleves for vindkraftverk (nærmere bestemt at krav til utreguleringstid og dynamiske egenskaper når et spenningsprang påtrykkes i referansespenningen er oppfylt).

Begrunnelsen for å etterspørre analysene (simuleringene) har vært et eller flere av følgende momenter:

- Det er vanskelig, om i det hele tatt mulig, å verifisere etterlevelse av alle funksjonskrav kun ved prøver.
- Produksjonsenheter kan i liten grad tilpasses for å etterleve disse funksjonskrav i etterkant om ikke kravene er ivarettatte allerede ved dimensjoneringen av anlegget.
- Enkelte funksjonskrav kan være spesielt krevende.

Vedlegg 3 gir en mer detaljert sammenligning av kravene til verifiserende simuleringer i NC-RfG og tilsvarende krav i dagens regelverk (FIKS).

RENs retningslinjer angir heller ikke tydelig hvilke simuleringer som et produksjonsanleggs eier/konsesjonær forventes gjennomføre. Det kan derimot tolkes dit hen at krav om evne til reaktiv produksjon og forbruk skal dokumenteres (se REN-blad 0303). Samme REN-blad detaljerer også hva som skal gjelde for produksjonsenheter som har krav om transient stabilitet og robusthet overfor driftsforstyrrelser i nettet.

For å verifisere oppfyllelsen av slike krav er det nødvendig med simuleringer, selv om ikke simuleringene må rapporteres til aktuell systemoperatør.

Kravene om verifiserende simuleringer og prøver er generelt mer omfattende i EU-forordningen enn dagens regelverk. Dette er et resultat av følgende:

- Forordningen omfatter verifisering av kravetterlevelse for alle typer av produksjonsenheter og er ikke avgrenset til landbaserte vann-, varme- og vindkraftaggregater på tilsvarende måte som FIKS.
- Forordningen stiller krav til mer funksjonalitet enn dagens regelverk og stiller dermed også mer omfattende krav til verifisering av funksjonalitet enn dagens regelverk. Det er en større mengde funksjonskrav som skal verifiseres.
- Forordningen skal legge til rette for at produksjonsanleggenes eiere/konsesjonærer kan levere validerte simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Det er flere krav som tidligere kun ble verifisert ved prøver som i henhold til forordningen også skal verifiseres ved simuleringer. Tidligere har det vært aktuell systemoperatørs oppgave å lage simuleringsmodeller ut fra innrapporterte anleggsdata og prøverapporter.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter i referansegruppen er enig med Statnett i at relevant systemoperatør må kunne utføre oppgaver knyttet til kravetterlevelse på en tilfredsstillende måte. Dette stiller krav til kompetanse hos den enkelte relevante systemoperatør, og understreker behovet for utarbeidelse av veiledere mv. for å legge til rette for harmonisert implementering av regelverket, jfr disse representantenes merknad til §7. For øvrig ingen spesielle merknader.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
40	X	X	X	X	X	X	X	X
41	X	X	X	X	X	X	X	X
42	X	X	X	X	X	X	X	X
43	X	X	X	X	X	X	X	X

KAPITTEL 2 – PRØVING AV KRAVETTERLEVELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 44 - 46

Engelsk forordningstekst

Article 44

Compliance tests for type B synchronous power generating modules

1. *Power generating facility owners shall undertake LFSM-O response compliance tests in relation to type B synchronous power generating modules.*
Instead of carrying out the relevant test, power generating facility owners may rely upon equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificate shall be provided to the relevant system operator.
2. *The following requirements with regard to the LFSM-O response test shall apply:*
 - (a) *the power generating module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of any large increase of frequency in the system shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as*

droop and deadband, and dynamic parameters, including frequency step change response shall be verified;

- (b) the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity change in active power, taking into account the droop settings and the deadband. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously at both the speed governor and load controller of the control systems, taking into account the scheme of those control systems;*
- (c) The test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, meet the requirements set out in paragraph 2 of Article 13; and*
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.*

Article 45

Compliance tests for type C synchronous power generating modules

- 1. In addition to the compliance tests for type B synchronous power generating modules described in Article 44, power generating facility owners shall undertake the compliance tests set out in paragraphs 2, 3, 4 and 6 of this Article in relation to type C synchronous power generating modules. Where a power generating module provides black start capability, power generating facility owners shall also undertake the tests referred to in paragraph 5. Instead of the relevant test, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificate shall be provided to the relevant system operator.*
- 2. The following requirements with regard to the LFSM-U response test shall apply:*
 - (a) it shall demonstrate that the power generating module is technically capable of continuously modulating active power at operating points below maximum capacity to contribute to frequency control in case of a large frequency drop in the system;*
 - (b) the test shall be carried out by simulating appropriate active power load points, with low frequency steps and ramps big enough to trigger active power change of at least 10 % of maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into both the speed governor and the load controller references;*
 - (c) the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) the test results, for both dynamic and static parameters, comply with point (c) of Article 15(2); and*
 - (ii) undamped oscillations do not occur after the step change response.*
- 3. The following requirements with regard to the FSM response test shall apply:*
 - (a) it shall demonstrate that the power generating module is technically capable of continuously modulating active power over the full operating range between maximum capacity and minimum regulating level to contribute to frequency control. The steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband and dynamic parameters, including robustness through frequency step change response and large, fast frequency deviations shall be verified;*

- (b) *the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the settings of droop and deadband, as well as the capability to actually increase or decrease active power output from the respective operating point. If required, simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into the references of both the speed governor and the load controller of the unit or plant control system.*
 - (c) *The test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the activation time of full active power frequency response range as a result of a frequency step change is no longer than required by point (d) of Article 15(2);*
 - (ii) *undamped oscillations do not occur after the step change response;*
 - (iii) *the initial delay time complies with point (d) of Article 15(2);*
 - (iv) *the droop settings are available within the range specified in point (d) of Article 15(2) and the deadband (threshold) is not higher than the value specified in that Article; and*
 - (v) *the insensitivity of active power frequency response at any relevant operating point does not exceed the requirements set out in point (d) of Article 15(2).*
4. *With regard to the frequency restoration control test the following requirements shall apply:*
- (a) *the power generating module's technical capability to participate in frequency restoration control shall be demonstrated and the cooperation of FSM and frequency restoration control shall be checked;*
 - (b) *the test shall be deemed successful if the results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements of point (e) of Article 15(2).*
5. *With regard to the black start capability test the following requirements shall apply:*
- (a) *for power generating modules with black start capability, this technical capability to start from shut down without any external electrical energy supply shall be demonstrated;*
 - (b) *the test shall be deemed successful if the start-up time is kept within the timeframe set out in point (iii) of Article 15(5)(a).*
6. *With regard to the tripping to houseload test the following requirements shall apply:*
- (a) *the power generating modules' technical capability to trip to and stably operate on house load shall be demonstrated;*
 - (b) *the test shall be carried out at the maximum capacity and nominal reactive power of the power generating module before load shedding;*
 - (c) *the relevant system operator shall have the right to set additional conditions , taking into account point (c) of Article 15(5);*
 - (d) *the test shall be deemed successful if tripping to house load is successful, stable houseload operation has been demonstrated in the time period set out in point (c) of Article 15(5) and re-synchronisation to the network has been performed successfully.*
7. *With regard to the reactive power capability test the following requirements shall apply:*
- (a) *the power generating module's technical capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with points (b) and (c) of Article 18(2) shall be demonstrated;*

- (b) *the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the power generating module operates at maximum reactive power for at least one hour, both leading and lagging, at:*
 - *minimum stable operating level;*
 - *maximum capacity; and*
 - *an active power operating point between those maximum and minimum levels;*
 - (ii) *the power generating module's capability to change to any reactive power target value within the agreed or decided reactive power range shall be demonstrated.*

Article 46

Compliance tests for type D synchronous power generating modules

1. *Type D synchronous power generating modules are subject to the compliance tests for type B and C synchronous power generating modules described in Articles 44 and 45.*
2. *Instead of the relevant test, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 44

Verifiserende prøver for synkrone produksjonsenheter av type B

1. Produksjonsanleggs eier skal gjennomføre verifiserende prøver for å påvise riktig respons i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens hos synkrone produksjonsenheter av type B.

I stedet for å utføre de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at de aktuelle kravene er oppfylte. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.
2. Følgende krav med hensyn til prøven av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens skal oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon for å bidra i frekvensreguleringen ved store frekvensøkninger i kraftsystemet skal påvises. De stasjonære reguleringsparameterne, som for eksempel frekvensstatikk og dødbånd, og de dynamiske parameterne, inkludert responsen ved en stegformet frekvensendring, skal verifiseres;
 - (b) prøven skal gjennomføres ved å påtrykke frekvenssteg og ramper som er store nok til å utløse en endring på minst 10 % av merkeeffekt, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd. Dersom det er påkrevet, skal simulerte frekvensforstyrrelsessignaler påføres hastighetsregulatoren og lastreguleringsutrustningens kontrollsystem samtidig, hensyntatt utformingen av kontrollutrustningen;
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:

- (i) resultatene fra prøven, for både dynamiske og stasjonære parametere, oppfyller kravene fastsatt i §13 annet ledd; og
- (ii) det oppstår ikke udempede pendlinger som følge av den stegformede frekvensendringen.

Paragraf 45

Verifiserende prøver for synkrone produksjonsenheter av type C

1. I tillegg til de verifiserende prøvene for synkrone produksjonsenheter av type B som er beskrevet i § 44, skal eier av produksjonsenheter av type C gjennomføre de verifiserende prøvene fastsatt i annet, tredje, fjerde og sjette ledd i denne paragrafen. Dersom en produksjonsenhet skal ha egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett, skal produksjonsanleggets eier også gjennomføre prøvene beskrevet i femte ledd. I stedet for de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at kravene er oppfylt. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.
2. Følgende krav med hensyn til prøven av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus- underfrekvens skal oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon ved driftspunkter under merkeeffekt for å bidra i frekvensreguleringen ved store frekvensfall i kraftsystemet skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved passende driftspunkter for aktiv effektproduksjon og ved å påtrykke frekvenssteg og ramper ved lav frekvens. Frekvensstegene og rampene skal være store nok til å utløse en endring på minst 10 % av merkeeffekten, hensyntatt statikkinnstilling og dødbånd. Dersom det er påkrevet, skal simulerte frekvensforstyrrelsessignaler påføres hastighetsregulatoren og lastreguleringsutrustningens kontrollsystem samtidig, hensyntatt utformingen av kontrollutrustningen;
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) resultatene fra prøven, for både dynamiske og stasjonære parametere, oppfyller kravene fastsatt i §15 annet ledd bokstav (c); og
 - (ii) det oppstår ikke udempede pendlinger som følge av den stegformede frekvensendringen.
3. Følgende krav med hensyn til prøven av responsen i frekvensreguleringsmodus skal oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon innenfor hele sitt driftsområde, mellom merkeeffekt og laveste effektnivå som produksjonsenheten kan operere stabilt ved, for å bidra i frekvensreguleringen skal verifiseres. De stasjonære reguleringsparameterne, som for eksempel frekvensstatikk og dødbånd, og de dynamiske parameterne, inkludert stabilitet ved en stegformet frekvensendring og store, raske frekvensavvik skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved å påtrykke frekvenssteg og ramper store nok til å utløse hele effekt-/frekvensresponsområdet, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd, samt evnen til å faktisk kunne øke eller redusere aktiv effektproduksjon ved det aktuelle driftspunktet. Dersom det er påkrevet, skal simulerte frekvensforstyrrelsessignaler injiseres enhetens eller stasjonens referanser for hastighetsregulator og lastregulerings kontrollsystem samtidig.

- (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) aktiveringstiden for full effekt-/frekvensrespons som et resultat av en stegformet frekvensendring er ikke lenger enn kravet gitt i §15 annet ledd bokstav (d);
 - (ii) det oppstår ikke udempede pendlinger som følge av den stegformede frekvensendringen;
 - (iii) frekvensresponsens maksimale tidsforsinkelse er i overensstemmelse med §15 annet ledd bokstav (d);
 - (iv) frekvensstatikken kan stilles innenfor området angitt i §15 annet ledd bokstav (d), og dødbåndet for effekt-/frekvensresponsen er ikke større enn verdien angitt i §15; og
 - (v) unøyaktigheten for effekt-/frekvensresponsen ved ethvert aktuelt driftspunkt overstiger ikke kravene fastsatt i § 15 annet ledd bokstav (d).
- 4. Med hensyn til prøver av sekundær- og tertiærregulering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets tekniske evne til å bidra i sekundær- og tertiærreguleringen skal verifiseres og samspillet mellom frekvensreguleringsmodus og sekundær- og tertiærreguleringen skal kontrolleres;
 - (b) prøven skal anses som vellykket dersom resultatene, for både dynamiske og statiske parametere, er i overensstemmelse med kravene fastsatt i §15 annet ledd bokstav (e).
- 5. Med hensyn til prøven av egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett skal følgende krav oppfylles:
 - (a) for produksjonsenheter med egenskaper for oppstart fra spenningsløst nett skal evnen til oppstart fra spenningsløst nett uten ekstern energiforsyning verifiseres;
 - (b) prøven skal anses som vellykket dersom oppstartstiden er innenfor rammene gitt i punkt (iii) i §15 femte ledd bokstav a.
- 6. Med hensyn til prøven av overgang til tomgangsdrift skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets tekniske evne til å håndtere overgang til tomgangsdrift og til å driftes stabilt i tomgangsdrift skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved maksimal effektproduksjon og nominell reaktiv effekt før lastbortkobling;
 - (c) Aktuell systemoperatør skal ha rett til å fastsette tilleggsbetingelser, hensyntatt §15 femte ledd bokstav (c);
 - (d) prøven skal anses som vellykket dersom overgang til tomgangsdrift er vellykket, stabil tomgangsdrift har blitt verifisert innen tidsintervallet gitt i §15 femte ledd bokstav (c) og re-synkronisering/innfasing til nettet har blitt vellykket gjennomført.
- 7. Med hensyn til prøven av evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets tekniske evne til å produsere og forbruke reaktiv effekt i henhold til §18 annet ledd bokstav (b) og (c) skal verifiseres;
 - (b) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylt:
 - (i) produksjonsenheten kan driftes ved henholdsvis maksimal reaktiv produksjon og maksimalt reaktivt forbruk i minst en time ved:
 - laveste stabile driftspunkt;

- merkeeffekt; og
 - et driftspunkt med aktiv effektproduksjon mellom laveste stabile driftspunkt og merkeeffekt;
- (ii) produksjonsenhetsens evne til å endre sin reaktive produksjon/forbruk til et hvilket som helst driftspunkt innenfor det avtalte eller fastsatte reaktive driftsområdet skal verifiseres.

Paragraf 46

Verifiserende prøver for synkrone produksjonsenheter av type D

1. Synkrone produksjonsenheter av type D er underlagt kravene om prøver for synkrone produksjonsenheter av type B og C beskrevet i §§ 44 og 45.
2. I stedet for å utføre de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at kravene er oppfylt. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om verifiserende prøver har som formål å vise at fastsatte krav etterleves.

Bakgrunn til bestemmelsen

I tillegg til å påvise etterlevelse av funksjonskravene for produksjonsenheter gitt av forordningen, skal kravene til prøver legge til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Prøvene brukes for å vise hvorvidt og i hvilken grad simuleringsmodellene samsvarer med virkeligheten. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Statnetts anbefaling

I §45.6.b skal prøven utføres ved maksimal effektproduksjon og nominell reaktiv effekt før lastbortkobling. Hvorvidt det bør være nominell reaktiv effekt over- eller undermagnetisert og hvilken betydning dette vil ha bør avklares nærmere.

Bestemmelsene er i hovedsak entydig definert i forordningen. §42.2. åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve ytterligere verifiserende prøver når det er nødvendig.

Statnett mener at det er nødvendig med følgende prøver utover de som er beskrevet i kapittel 2 av forordningen:

- Prøve av modus for spenningsregulering (minimum), samt modus for MVar- og/eller cos ϕ -regulering (dersom det er aktuelt at disse moduser skal aktiveres) bør også stilles til synkrone produksjonsenheter av type C og D og omfattes av paragraf 18.2.c og 19.2.b. Tilsvarende krav finnes allerede for kraftparkmoduler, jfr. §48.7-10. Prøvene vil være en viktig del i å bekrefte validiteten av simuleringsmodeller eller som grunnlag for å tilpasse simuleringsmodeller for denne funksjonaliteten, beskrevet nedenfor.

- Prøve av demping av effektpendlinger.
Det er behov for å prøve funksjonaliteten for demping av effektpendlinger og kravet bør derfor også stilles til synkrone produksjonsenheter. Kravet om prøving bør alltid være gjeldende når dempetilsatser/enheter som demper effektpendlinger blir installert. Installasjon av slike enheter kan skje på frivillig basis eller dersom systemansvarlig stiller krav iht. §15.6.c, §21.3.f og §22. Prøvene vil være en viktig del i å bekrefte validiteten av simuleringsmodeller eller som grunnlag for å tilpasse simuleringsmodeller for denne funksjonaliteten, beskrevet nedenfor.
- Prøve av separatdriftsegenskaper¹⁸
Der det stilles krav til separatdriftsegenskaper bør egenskapene prøves så langt dette er mulig. Kravet vil typisk være aktuelt for synkrone produksjonsenheter av type C og D. Prøvene vil være en viktig del i å bekrefte validiteten av simuleringsmodeller eller som grunnlag for å tilpasse simuleringsmodeller for denne funksjonaliteten, beskrevet nedenfor.

Prøvene bør sees i sammenheng med dagens krav til prøving, se spesifikasjon på systemansvarliges nettsider, ref. følgende link. Prøver og akseptkriterier kan delvis settes lik dagens, men trenger tilpasning for å ivareta forskjeller mellom dagens krav og kravene i del II i forordningen.

Statnett mener verifiserende prøver er viktig for å sikre riktig funksjonalitet, og at slike prøver er nødvendig for å lage korrekte simuleringsmodeller. Under forutsetning om at Statnetts anbefaling videreføres inn i nasjonal lovgivning vil behovet for slike prøver bli ivaretatt og danne et viktig grunnlag for å verifisere at simuleringsmodellene er i samsvar med prøvene.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se beskrivelse under del IV, kapittel 1 – Overvåking av kravetterlevelse.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

¹⁸ Det er krav til gjennomføring av slike prøver i dag, så langt det er mulig å gjennomføre.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for alle produksjonsenheter underlagt NC-RfG.

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
44		X	X	X				
45			X	X				
46				X				

KAPITTEL 3 – PRØVING AV KRAVETTERLEVELSE AV KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 47 - 49

Engelsk forordningstekst

Article 47

Compliance tests for type B power park modules

1. Power generating facility owners shall undertake LFSM-O response compliance tests in relation to type B power park modules.
Instead of the relevant test, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificate shall be provided to the relevant system operator.
2. With regard to type B power park modules, the LFSM-O response tests shall reflect the choice of control scheme selected by the relevant system operator.
3. With regard to the LFSM-O response tests the following requirements shall apply:
 - (a) *the power park module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of increase of frequency in the system shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as droop and deadband, and dynamic parameters shall be verified;*
 - (b) *the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity change in active power, taking into account the droop settings and the deadband. To perform this test simulated frequency deviation signals shall be injected simultaneously into the references of both the speed governor and the load controller of the unit or plant control system.*
 - (c) *The test shall be deemed successful in the event that the test results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements set out in paragraph 2 of Article 13.*

Article 48

Compliance tests for type C power park modules

1. *In addition to the compliance tests for type B power park modules described in Article 47, power generating facility owners shall undertake the compliance tests set out in paragraphs 2 to 9 in relation to type C power park modules. Instead of the relevant test, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In such a case, the equipment certificate shall be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the active power controllability and control range test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's technical capability to operate at a load level below the setpoint set by the relevant system operator or the relevant TSO shall be demonstrated.*
 - (b) *the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the load level of the power park module is kept below the setpoint;*
 - (ii) *the setpoint is implemented according to the requirements laid down in Article 15(2) (a); and*
 - (iii) *the accuracy of the regulation complies with the value specified in point (a) of Article 15(2).*
3. *With regard to the LFSM-U response test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's technical capability to continuously modulate active power to contribute to frequency control in case of a large frequency drop in the system shall be demonstrated;*
 - (b) *the test shall be carried out by simulating the frequency steps and ramps big enough to trigger at least 10 % of maximum capacity active power change with a starting point of no more than 80 % of maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband.*
 - (c) *the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the test results, for both dynamic and static parameters, comply with the requirements laid down in Article 15(2) (c); and*
 - (ii) *undamped oscillations do not occur after the step change response.*
4. *With regard to the FSM response test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's technical capability to continuously modulate active power over the full operating range between maximum capacity and minimum regulating level to contribute to frequency control shall be demonstrated. The steady-state parameters of regulations, such as insensitivity, droop, deadband and range of regulation, as well as dynamic parameters, including frequency step change response shall be verified;*
 - (b) *the test shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband. Simulated frequency deviation signals shall be injected to perform the test.*
 - (c) *The test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*

- (i) *the activation time of the full active power frequency response range as a result of a frequency step change is no longer than that required by point (d) of Article 15(2);*
 - (ii) *undamped oscillations do not occur after the step change response;*
 - (iii) *the initial delay is in line with point (d) of Article 15(2);*
 - (iv) *the droop settings are available within the ranges specified in point (d) of Article 15(2) and the deadband (threshold) is not higher than the value chosen by the relevant TSO; and*
 - (v) *the insensitivity of active power frequency response does not exceed the requirement set out in point (d) of Article 15(2).*
- 5. *With regard to the frequency restoration control test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's technical capability to participate in frequency restoration control shall be demonstrated. The cooperation of both FSM and frequency restoration control shall be checked;*
 - (b) *the test shall be deemed successful if the results for both dynamic and static parameters comply with the requirements of point (e) of Article 15(2).*
- 6. *With regard to the reactive power capability test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's technical capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with points (b) and (c) of Article 21(3) shall be demonstrated;*
 - (b) *it shall be carried out at maximum reactive power, both leading and lagging, and shall verify the following parameters:*
 - (i) *operation in excess of 60 % of maximum capacity for 30 min;*
 - (ii) *operation within the range of 30 – 50 % of maximum capacity for 30 min; and*
 - (iii) *operation within the range of 10 – 20 % of maximum capacity for 60 min;*
 - (c) *the test shall be deemed successful if the following criteria are fulfilled:*
 - (i) *the power park module operates for a duration no shorter than the requested duration at maximum reactive power, both leading and lagging, in each parameter specified in paragraph (6) (b);*
 - (ii) *the power park module's capability to change to any reactive power target value within the agreed or decided reactive power range; and*
 - (iii) *no protection action takes place within the operation limits specified by the reactive power capacity diagram.*
- 7. *With regard to the voltage control mode test the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to operate in voltage control mode referred to in the conditions set out in points (ii) to (iv) of Article 21(3) (d) shall be demonstrated;*
 - (b) *The voltage control mode test shall verify the following parameters:*
 - (i) *the implemented slope and deadband according to Article 21(3)(d)(iii);*
 - (ii) *the accuracy of the regulation;*
 - (iii) *the insensitivity of the regulation; and*
 - (iv) *the time of reactive power activation;*

- (c) *The test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the range of regulation and adjustable droop and deadband complies with the agreed or decided characteristic parameters set out in point (d) of Article 21(3);*
 - (ii) *the insensitivity of voltage control is not higher than 0.01 pu, in accordance with point (d) of Article 21(3); and*
 - (iii) *following a step change in voltage, 90 % of the change in reactive power output has been achieved within the times and tolerances specified in point (d) of Article 21(3).*
8. *With regard to the reactive power control mode test the following requirements shall apply:*
- (a) *the power park module's capability to operate in reactive power control mode, in accordance with point (v) of Article 21(3) (d), shall be demonstrated;*
 - (b) *the reactive power control mode test shall be complementary to the reactive power capability test;*
 - (c) *the reactive power control mode test shall verify the following parameters:*
 - (i) *the reactive power setpoint range and increment;*
 - (ii) *the accuracy of the regulation; and*
 - (iii) *the time of reactive power activation.*
 - (d) *the test shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*
 - (i) *the reactive power setpoint range and increment are ensured in accordance with point (d) of Article 21(3); and*
 - (ii) *the accuracy of the regulation complies with the conditions set out in point (d) of Article 21(3).*
9. *With regard to the power factor control mode test the following requirements shall apply:*
- (a) *the power park module's capability to operate in power factor control mode in accordance with point (vi) of Article 21(3) (d) shall be demonstrated;*
 - (b) *the power factor control mode test shall verify the following parameters:*
 - (i) *the power factor setpoint range;*
 - (ii) *the accuracy of the regulation; and*
 - (iii) *the response of reactive power due to step change of active power;*
 - (c) *the test shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:*
 - (i) *the power factor setpoint range and increment are ensured in accordance with point (d) of Article 21(3);*
 - (ii) *the time of reactive power activation as a result of step active power change does not exceed the requirement laid down in point (d) of Article 21(3); and*
 - (iii) *the accuracy of the regulation complies with the value specified in point (d) of Article 21(3).*
10. *With regard to the tests referred to in paragraphs 7, 8 and 9, the relevant system operator may select only one of the three control options for testing.*

Article 49

Compliance tests for type D power park modules

1. *Type D power park modules are subject to the compliance tests for type B and C power park modules in accordance with the conditions set out in Articles 47 and 48.*
2. *Instead of the relevant test, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 47

Verifiserende prøver for kraftparkmoduler av type B

1. Produksjonsanleggs eiere skal gjennomføre verifiserende prøver for å påvise riktig respons i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens hos kraftparkmoduler av type B.

I stedet for å utføre de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at kravene er oppfylt. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.
2. Med hensyn til kraftparkmoduler av type B skal prøvene av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens reflektere de styrings- og reguleringsprinsipper som er valgt av aktuell systemoperatør.
3. Følgende krav med hensyn til prøven av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens skal oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon for å bidra i frekvensreguleringen ved store frekvensøkninger i kraftsystemet skal påvises. De statiske reguleringsparameterne, som for eksempel frekvensstatikk og dødbånd, og de dynamiske parameterne skal verifiseres;
 - (b) prøven skal gjennomføres ved å påtrykke frekvenssteg og ramper som er store nok til å utløse en endring på minst 10% av merkeeffekt, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd. For å gjennomføre denne prøven skal simulerte frekvenssignaler påføres samtidig ved både produksjonsenhetens eller produksjonsanleggets (kraftstasjonens) frekvensmåleutstyr og turbinregulering.
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom resultatene fra prøven, for både dynamiske og statiske parametere, oppfyller kravene fastsatt i §13 annet ledd.

Paragraf 48

Verifiserende prøver for kraftparkmoduler av type C

1. I tillegg til de verifiserende prøvene for kraftparkmoduler av type B som er beskrevet i § 47, skal eier av kraftparkmoduler av type C gjennomføre de verifiserende prøvene beskrevet i ledd 2 til 9 i denne paragrafen. I stedet for de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at kravene er oppfylt. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.
2. Med hensyn til prøven av styring av aktiv effektproduksjon innenfor reguleringsområdet for aktiv effektproduksjon skal følgende oppfylles:

- (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å driftes ved en belastning lavere enn settpunktet gitt av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig skal verifiseres;
 - (b) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) effektproduksjonen til kraftparkmodulen holdes på en verdi under settpunktet;
 - (ii) settpunktet er implementert i henhold til kravene fastsatt i §15 annet ledd bokstav (a); og
 - (iii) nøyaktigheten til reguleringen er i overensstemmelse med verdien fastsatt i § 15 annet ledd bokstav (a).
3. Med hensyn til responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-underfrekvens skal følgende krav oppfylles:
- (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon for å bidra i frekvensreguleringen ved store frekvensfall i kraftsystemet skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved å påtrykke frekvenssteg og ramper store nok til å utløse en endring på minst 10% av merkeeffekten med et driftspunkt før prøven ved effektproduksjon på maksimalt 80% av merkeeffekten, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd.
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) resultatene fra prøvene, for både dynamiske og statiske parametere, oppfyller kravene fastsatt i §15 annet ledd bokstav (c); og
 - (ii) det oppstår ikke udempede pendlinger som følge av den stegformede frekvensendringen.
4. Med hensyn til prøven av responsen i frekvensreguleringsmodus skal følgende krav oppfylles:
- (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å kontinuerlig justere aktiv effektproduksjon innenfor hele sitt driftsområde, mellom merkeeffekt og laveste effektnivå som produksjonsenheten kan operere stabilt ved, for å bidra i frekvensreguleringen skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved å påtrykke frekvenssteg og ramper store nok til å utløse hele effekt-/frekvensresponsområdet, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd. Simulerte frekvenssignaler skal påtrykkes for å gjennomføre prøven.
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) aktiveringstiden for full effekt-/frekvensrespons som et resultat av en stegformet frekvensendring er ikke lenger enn kravet gitt i §15 annet ledd bokstav (d);
 - (ii) det oppstår ikke udempede pendlinger som følge an den stegformede frekvensendringen;
 - (iii) frekvensresponsens maksimale tidsforsinkelse er i overensstemmelse med §15 annet ledd bokstav (d);
 - (iv) frekvensstatikken kan stilles innenfor området angitt i §15 annet ledd bokstav (d) og dødbåndet for effekt-/frekvensresponsen er ikke større enn verdien fastsatt av systemansvarlig; og
 - (v) unøyaktigheten for effekt-/frekvensresponsen overstiger ikke kravet fastsatt i §15 annet ledd bokstav (d).

5. Med hensyn til prøver av sekundær- og tertiærregulering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å bidra i sekundær- og tertiærreguleringen skal verifiseres. Samspillet mellom frekvensreguleringsmodus og sekundær- og tertiærreguleringen skal kontrolleres;
 - (b) prøven skal anses som vellykket dersom resultatene for både dynamiske og statiske parametere er i overensstemmelse med kravene fastsatt i §15 annet ledd bokstav (e).
6. Med hensyn til prøven av evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens tekniske evne til å produsere og forbruke reaktiv effekt i henhold til §21 tredje ledd bokstav (b) og (c) skal verifiseres;
 - (b) prøven skal utføres ved henholdsvis maksimal reaktiv produksjon og maksimalt reaktivt forbruk og skal verifisere følgende driftsbetingelser:
 - (i) drift i overkant av 60% av merkeeffekt i 30 minutter;
 - (ii) drift innenfor 30 – 50% av merkeeffekt i 30 minutter; og
 - (iii) drift innenfor 10 - 20 % av merkeeffekt i 60 minutter;
 - (c) prøven skal anses som vellykket dersom følgende kriterier er oppfylte:
 - (i) kraftparkmodulen kan driftes ved henholdsvis maksimal reaktiv produksjon og maksimalt reaktivt forbruk, i minimum den forespurte varigheten, for hver av driftsbetingelsene gitt i sjette ledd bokstav (b);
 - (ii) kraftparkmodulens kan endre sin reaktive produksjon/forbruk til et hvilket som helst reaktivt driftspunkt innenfor det avtalte eller fastsatte reaktive driftsområdet; og
 - (iii) ingen vern utløses innenfor driftsområdet spesifisert av kapabilitetsdiagrammet.
7. Men hensyn til prøver av modus for spenningsregulering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å driftes i spenningsreguleringsmodus, referert til i betingelsene gitt i §21 tredje ledd bokstav (d) punktene (ii) til (iv) skal verifiseres;
 - (b) prøven av spenningsreguleringsmodus skal verifisere følgende parametere:
 - (i) den implementerte reaktive statikken og dødbåndet i henhold til §21 tredje ledd bokstav (d) punkt (iii);
 - (ii) reguleringens nøyaktighet;
 - (iii) spenningssettpunktets oppløsning; og
 - (iv) tiden for aktivering av reaktiv effektrespons;
 - (c) Prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) området som spenningssettpunkt, justerbar reaktiv statikk og justerbart dødbånd kan stilles innenfor er i samsvar med avtalt eller fastsatt karakteristikk for parameterne gitt i §21 tredje ledd bokstav (d);
 - (ii) spenningssettpunktets oppløsning overskrider ikke 0,01 pu, i henhold til §21 tredje ledd bokstav (d); og
 - (iii) etterfulgt av en stegformet spenningsendring, er 90% av den reaktive effektresponsen oppnådd innen den responstiden og med den nøyaktigheten som er gitt i §21 tredje ledd bokstav (d).

8. Med hensyn til prøven av modus for MVar-regulering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens funksjonalitet for å driftes i modus for MVar-regulering, i henhold til §21 tredje ledd bokstav (d) punkt (v), skal verifiseres;
 - (b) prøven av modus for MVar-regulering skal være et tillegg til prøven av evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk;
 - (c) prøven av modus for MVar-regulering skal verifisere følgende parametere:
 - (i) området som settpunktet for reaktiv effekt kan stilles innenfor og størrelsen på stegene som settpunktet kan innstilles med;
 - (ii) reguleringens nøyaktighet; og
 - (iii) tiden for aktivering av reaktiv effektrespons.
 - (d) Prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) området som settpunktet for reaktiv effekt kan stilles innenfor og størrelsen på stegene som settpunktet kan innstilles med er i henhold til §21 tredje ledd bokstav (d); og
 - (ii) nøyaktigheten til reguleringen er i overensstemmelse med betingelsene fastsatt i §21 tredje ledd bokstav (d).
9. Med hensyn prøver av modus for cos ϕ -regulering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) Kraftparkmodulens evne til å driftes i modus for cos ϕ -regulering i henhold til § 21 tredje ledd bokstav (d) punkt (vi) skal verifiseres;
 - (b) Prøven av cos ϕ -regulering skal verifisere følgende parametere:
 - (i) området settpunktet for effektfaktoren kan stilles innenfor;
 - (ii) reguleringens nøyaktighet; og
 - (iii) responsen i reaktiv effekt som følge av en stegformet endring i aktiv effekt;
 - (c) Prøven skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) området settpunktet for effektfaktoren kan stilles innenfor og størrelsen på stegene som effektfaktoren kan innstilles med er i henhold til § 21 tredje ledd bokstav (d);
 - (ii) tiden for aktivering av reaktiv effektrespons som et resultat av en stegformet endring i aktiv effektproduksjon overstiger ikke krav fastsatt i § 21 tredje ledd bokstav (d); og
 - (iii) nøyaktigheten til reguleringen er i overensstemmelse med verdien spesifisert i §21 tredje ledd bokstav (d).
10. Med hensyn til prøvene referert til i syvende, åttende og niende ledd, kan aktuell systemoperatør velge at det bare skal gjennomføres prøver for en av de tre reguleringsmodusene.

Paragraf 49

Verifiserende prøver for kraftparkmoduler av type D

1. Kraftparkmoduler av type D er underlagt kravene om prøver for kraftparkmoduler av type B og C i henhold til betingelser fastsatt i §§ 47 og 48.

2. I stedet for å utføre de relevante prøvene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan for å vise at kravene er oppfylt. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatet leveres til aktuell systemoperatør.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om verifisering prøver for kraftparkmoduler har som formål å vise at fastsatte krav etterleves.

Bakgrunn til bestemmelsen

I tillegg til å påvise etterlevelse av funksjonskravene for kraftparkmoduler gitt av forordningen, skal kravene til prøver legges til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Prøvene brukes for å vise hvorvidt og i hvilken grad simuleringsmodellene samsvarer med virkeligheten. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Statnetts anbefaling

§48.2.b

I tillegg til de regulerte krav til verifiserende prøver anbefaler Statnett at kraftparkmodulens tekniske evne til å driftes ved en belastning ved eller lavere enn settpunktet gitt av aktuell systemoperatør eller systemansvarlig verifiseres.

Sammenligning med eksisterende regelverk

FIKS inneholder ingen tydelige krav til prøver ved idriftsettelse av vindkraftverk. Systemansvarliges praksis har i senere tid vært å stille krav til følgende prøver ved idriftsettelse:

- Prøve av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens (LFSM-O).
- Prøve av respons i frekvensreguleringsmodus (FSM).
- Prøve av evne til å regulere aktiv effekt etter en gitt settpunkt (styring av aktiv effektproduksjon).
- Prøve av evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk.
- Prøve av modus for spenningsregulering.

Den etablerte praksisen for disse prøvene er i ferd med å bli spesifisert i en veileder, som vil bli publisert på systemansvarliges nettsider.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for alle kraftparkmoduler underlagt NC-RfG.

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
47						X	X	X
48							X	X
49								X

KAPITTEL 4 – PRØVING AV KRAVETTERLEVELSE FOR OFFSHORE KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 50

Engelsk forordningstekst

Article 50

Compliance tests for offshore power park modules

The compliance tests established in paragraph 2 of Article 44, as well as in paragraphs (2), (3), (4), (5), (7), (8) and (9) of Article 48 shall apply to offshore power park modules.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 50

Verifiserende prøver for havbaserte kraftparkmoduler

Verifiserende prøver fastsatt i § 44 annet ledd, samt i § 48 annet, tredje, fjerde, femte, syvende, åttende og niende ledd skal gjelde for havbaserte kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om verifisering prøver for havbaserte kraftparkmoduler har som formål å vise at fastsatte krav etterleves.

Bakgrunn til bestemmelsen

I tillegg til å påvise etterlevelse av funksjonskravene for havbaserte kraftparkmoduler gitt av forordningen, skal kravene til prøver legges til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Prøvene brukes for å vise hvorvidt og i hvilken grad simuleringsmodellene samsvarer med virkeligheten. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Statnetts anbefaling

Statnett har ingen tilleggsanbefalinger på denne bestemmelsen.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes i dag ingen krav til verifiserende prøver for havbaserte kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for alle AC-tilknyttede offshore kraftparkmoduler underlagt NC-RfG.

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
50		X ⁽¹⁾					X ⁽²⁾	

⁽¹⁾ §44.2

⁽²⁾ §48.2, 3, 4, 5, 7, 8 og 9

KAPITTEL 5 – SIMULERING AV KRAVETTERLEVELSE FOR SYNKRONE PRODUKSJONSENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 51 - 53

Engelsk forordningstekst

Article 51

Compliance simulations for type B synchronous power generating modules

1. *Power generating facility owners shall undertake LFSM-O response simulations in relation to type B synchronous power generating modules. Instead of the relevant simulations, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier to demonstrate compliance with the relevant requirement. In that case, the equipment certificates shall be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the LFSM-O response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to modulate active power at high frequency in accordance with paragraph 2 of Article 13 shall be demonstrated by simulation;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by means of high frequency steps and ramps reaching minimum regulating level, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power generating module is validated against the compliance test for LFSM-O response described in paragraph 2 of Article 44; and*
 - (ii) *compliance with the requirement set out in paragraph 2 of Article 13 is demonstrated.*
3. *With regard to the simulation of fault-ride-through capability of type B synchronous power generating modules, the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to ride through faults in accordance with the conditions set out in subparagraph (a) of Article 14(3) shall be demonstrated by simulation;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement set out in point (a) of Article 14(3) is demonstrated.*
4. *With regard to the post fault active power recovery simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to provide post fault active power recovery referred to in the conditions set out in paragraph 3 of Article 17 shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement set out in paragraph 3 of Article 17 is demonstrated.*

Article 52

Compliance simulations for type C synchronous power generating modules

1. *In addition to the compliance simulations for type B synchronous power generating modules set out in Article 51, type C synchronous power generating modules shall be subject to the compliance simulations detailed in paragraphs 2 to 5. Instead of all or part of those simulations, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the LFSM-U response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to modulate active power at low frequencies in accordance with point (c) of Article 15(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by means of low frequency steps and ramps reaching maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power generating module is validated against the compliance test for LFSM-U response described in paragraph 2 of Article 45; and*
 - (ii) *compliance with the requirement of point (c) of Article 15(2) is demonstrated.*
3. *With regard to the FSM response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to modulate active power over the full frequency range in accordance with point (d) of Article 15(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power generating module is validated against the compliance test for FSM response described in paragraph 3 of Article 42; and*
 - (ii) *compliance with the requirement of point (d) of Article 15(2) is demonstrated.*
4. *With regard to the island operation simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's performance during island operation referred to in the conditions set out in point (b) of Article 15(5) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if the power generating module reduces or increases the active power output from its previous operating point to any new operating point within the P-Q-capability diagram within the limits of point (b) of Article 15(5), without disconnection of the power generating module from the island due to over or under-frequency.*
5. *With regard to the reactive power capability simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to provide leading and lagging reactive power capability in accordance with the conditions set out in points (b) and (c) of Article 18(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if the following conditions are fulfilled:*

- (i) *the simulation model of the power generating module is validated against the compliance tests for reactive power capability described in paragraph 7 of Article 45; and*
- (ii) *compliance with the requirements of points (b) and (c) of Article 18(2) is demonstrated.*

Article 53

Compliance simulations for type D synchronous power generating modules

1. *In addition to the compliance simulations for type B and C synchronous power generating modules set out in Articles 51 and 52, except for the simulation of fault-ride-through capability of type B synchronous power generating modules referred to in paragraph 3 of Article 51, type D synchronous power generating modules are subject to the compliance simulations set out in paragraphs 2 and 3. Instead of all or part of those simulations, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the power oscillations damping control simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *it shall be demonstrated that the power generating module's performance in terms of its control system ('PSS function') is capable of damping active power oscillations in accordance with the conditions set out in paragraph 2 of Article 19;*
 - (b) *the tuning must result in improved damping of corresponding active power response of the AVR in combination with the PSS function, compared to the active power response of the AVR alone;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:*
 - (i) *the PSS function damps the existing active power oscillations of the power generating module within a frequency range specified by the relevant TSO. That frequency range shall include the local mode frequencies of the power generating module and the expected network oscillations; and*
 - (ii) *a sudden load reduction of the power generating module from 1 pu to 0.6 pu of the maximum capacity does not lead to undamped oscillations in active or reactive power of the power generating module.*
3. *With regard to the simulation of fault-ride-through capability of type D synchronous power generating modules, the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power generating module's capability to provide fault-ride-through in accordance with the conditions set out in point (a) of Article 16(3) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (a) of Article 16(3) is demonstrated.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 51

Verifiserende simuleringer for synkrone produksjonsenheter av type B

1. *Produksjonsanleggets eier skal, for synkrone produksjonsenheter av type B, utføre simuleringer av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus- overfrekvens. I stedet for*

de relevante simuleringene, kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et autorisert sertifiseringsorgan for å vise at de aktuelle kravene er oppfylte. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres til aktuell systemoperatør.

2. Med hensyn til simuleringer av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens evne til å justere aktiv effektproduksjon ved høye frekvenser i henhold til §13 annet ledd skal vises;
 - (b) simuleringen skal utføres ved å påtrykke steg og ramper med høye frekvenser slik at laveste effektnivå som produksjonsenheten kan operere stabilt ved nås, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt:
 - (i) simuleringsmodellen av produksjonsenheten er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens angitt i §44 annet ledd; og
 - (ii) samsvar med krav gitt i §13 annet ledd er påvist.
3. Med hensyn til simuleringer av "fault-ride-through"-egenskaper for synkrone produksjonsenheter av type B skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens "fault-ride-through"-egenskaper i henhold til betingelsene gitt i §14 tredje ledd bokstav (a) skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav gitt i §14 tredje ledd bokstav (a) er påvist.
4. Med hensyn til simuleringer av evne til å gjenopprette aktiv effektproduksjon etter feil skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens evne til å gjenopprette aktiv effektproduksjon etter feil beskrevet i §17 tredje ledd skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med kravene i §17 tredje ledd er påvist.

Paragraf 52

Verifiserende simuleringer for synkrone produksjonsenheter av type C

1. I tillegg til de verifiserende simuleringene for synkrone produksjonsenheter av type B som beskrevet i § 51, skal produksjonsenheter av type C være underlagt de verifiserende simuleringene beskrevet i annet til femte ledd. I stedet for alle eller noen av disse simuleringene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et autorisert sertifiseringsorgan. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres til aktuell systemoperatør.
2. Med hensyn til simuleringer av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-underfrekvens skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhetens evne til å justere aktiv effektproduksjon ved lave frekvenser i henhold til §15 annet ledd bokstav (c) skal vises;
 - (b) simuleringen skal gjennomføres ved å påtrykke steg og ramper med lave frekvenser slik at merkeeffekt nås, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt:

- (i) simuleringsmodellen av produksjonsenheten er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-underfrekvens beskrevet i §15 annet ledd bokstav (c); og
 - (ii) samsvar med krav gitt i §15 annet ledd bokstav (c) er påvist.
- 3. Med hensyn til simulering av responsen i frekvensreguleringsmodus skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets evne til å justere aktiv effektproduksjon innenfor hele frekvensområdet i henhold til §15 annet ledd bokstav (d) skal vises;
 - (b) simuleringen skal gjennomføres ved å simulere frekvenssteg og ramper store nok til å utløse hele effekt-/frekvensresponsområdet, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt:
 - (i) simuleringsmodellen av produksjonsenheten er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i frekvensreguleringsmodus beskrevet i §42 tredje ledd; og
 - (ii) samsvar med krav i §15 annet ledd bokstav (d) er påvist.
- 4. Med hensyn til simuleringer av separatdriftsegenskaper skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets separatdriftsegenskaper beskrevet i §15 femte ledd bokstav (b) skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom produksjonsenheten reduserer eller øker sin aktive effektproduksjon fra sitt forrige driftspunkt til et nytt driftspunkt innenfor P-Q-kapabilitetsdiagrammet og grensene fastsatt i §15 femte ledd bokstav (b), uten at produksjonsenheten faller ut på grunn av over- eller underfrekvens.
- 5. Med hensyn til simulering av reaktiv dimensjonering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) produksjonsenhets evne til å produsere og forbruke reaktiv effekt i henhold til betingelsene gitt i §18 annet ledd bokstav (b) og (c) skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) simuleringsmodellen av produksjonsenheten er validert mot de verifiserende prøvene av reaktiv dimensjonering beskrevet i §45 syvende ledd; og
 - (ii) samsvar med krav i §18 annet ledd bokstav (b) og (c) er påvist.

Paragraf 53

Verifiserende simuleringer for synkrone produksjonsenheter av type D

1. I tillegg til de verifiserende simuleringene for synkrone produksjonsenheter av type B og C fastsatt i §§ 51 og 52, med unntak av simulering av "fault-ride-through"-egenskaper for synkrone produksjonsenheter av type B fastsatt i § 51 tredje ledd, skal synkrone produksjonsenheter av type D oppfylle kravene til verifiserende simuleringer fastsatt i annet og tredje ledd i denne paragrafen. I stedet for alle eller deler av simuleringene kan produksjonsanleggets eier benytte utstyrssertifikater utstedt av et autorisert sertifiseringsorgan. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres til aktuell systemoperatør.
2. Med hensyn til simulering av demping av effektpendlinger skal følgende krav oppfylles:

- (a) det skal påvises at produksjonsenhetens reguleringssystem (dempetilsats) er i stand til å dempe aktive effektpendlinger i henhold til betingelser fastsatt i §19 annet ledd;
 - (b) innstillingen av dempetilsatsens reguleringsparametere må resultere i en forbedret demping av korresponderende aktiv effektrespons fra den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') i kombinasjon med dempetilsats, sammenlignet med den aktive effektresponsen fra den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') alene;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) dempetilsatsen demper produksjonsenhetens eksisterende aktive effektpendlinger innenfor et frekvensområde fastsatt av systemansvarlig. Frekvensområdet skal inkludere produksjonsenhetens svingninger i rotorvinkel og forventede pendlinger i nettet; og
 - (ii) en plutselig lastreduksjon fra 1 pu til 0,6 pu av merkeeffekt fører ikke til udepede pendlinger i aktiv eller reaktiv effekt.
3. Med hensyn til simulering av "fault ride through"-egenskapene til synkroner produksjonsenheter av type D skal følgende krav oppfylles:
- (a) produksjonsenhetens "fault-ride-through"-egenskaper i henhold til betingelsene fastsatt i § 16 tredje ledd bokstav (a) skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav gitt i §16 tredje ledd bokstav (a) er påvist.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om verifiserende simuleringer har som formål å vise at fastsatte krav vil kunne etterleves når anlegget tilknyttes nettet og før det idriftsettes. I tillegg skal kravene til simulering legge til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Å stille funksjonskrav til produksjonsenheter er viktig for å sørge for at nødvendig funksjonalitet blir implementert hos enhetene. For å sikre at anleggene faktisk har nødvendig funksjonalitet før de gis godkjenning for tilkobling til nettet, må funksjonaliteten verifiseres gjennom simuleringer.

Statnetts anbefaling

§53.2.b

Innstillingen av dempetilsatsens reguleringsparametere må resultere i en forbedret demping av korresponderende aktiv effektrespons fra den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') i kombinasjon med dempetilsats, sammenlignet med den aktive effektresponsen fra den automatiske spenningsregulatoren ('AVR') alene.

Forordningen åpner for at aktuell systemoperatør kan kreve simuleringer utover de krav som stilles i forordningen når det er nødvendig, ref. §43.2.b.

Statnett mener at følgende er nødvendig i forhold til simuleringer utover det som er beskrevet i kapittel 5 i del IV av forordningen:

- Simuleringer av modus for spenningsregulering (minimum), samt modus for MVar- og/eller cos ϕ -regulering (dersom det er aktuelt at disse moduser skal aktiveres).
- Simulering av at funksjonalitet for demping av effektpendlinger ivaretas. Simulering (analyse) skal bekrefte stabilitet på eget/isolert nett (rent ohmsk) i full last for produksjonsenheter der det stilles krav om slike separatdriftsegenskaper.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se beskrivelse under del IV, kapittel 1 – Overvåking av kravetterlevelse.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppens deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
51		X	X	X ⁽¹⁾				
52			X	X				
53				X				

⁽¹⁾ med unntak av kravene til simulering av FRT funksjonalitet.

KAPITTEL 6 - SIMULERING AV KRAVETTERLEVELSE FOR KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 54 - 56

Engelsk forordningstekst

Article 54

Compliance simulations for type B power park modules

1. *Type B power park modules are subject to the compliance simulations in paragraphs 2 to 5. Instead of all or part of those simulations, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the LFSM-O response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to modulate active power at high frequency in accordance with paragraph 2 of Article 13 shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by means of high frequency steps and ramps reaching minimum regulating level, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for LFSM-O response set out in paragraph 2 of Article 47; and*
 - (ii) *compliance with the requirement laid down in paragraph 2 of Article 13 is demonstrated.*
3. *With regard to the fast fault current injection simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to provide fast fault current injection in accordance with the conditions set out in point (b) of Article 20(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (b) of Article 20(2) is demonstrated.*
4. *With regard to the fault-ride-through simulation capability of type B power park modules, the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to ride through faults in accordance with the conditions set out in point (a) of Article 14(3) shall be demonstrated by simulation;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in point (a) of Article 14(3) is demonstrated.*
5. *The following requirements with regard to the post fault active power recovery simulation shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to provide post fault active power recovery in accordance with the conditions set out in paragraph 3 of Article 20 shall be demonstrated;*

- (b) *the simulation shall be deemed successful if compliance with the requirement laid down in paragraph 3 of Article 20 is demonstrated.*

Article 55

Compliance simulations for type C power park modules

1. *In addition to the compliance simulations for type B power park modules set out in Article 54, type C power park modules are subject to the compliance simulations set out in paragraphs 2 to 7. Instead of all or part of those simulations, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.*
2. *With regard to the LFSM-U response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to modulate active power at low frequencies in accordance with point (c) of Article 15(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by simulating low frequency steps and ramps reaching maximum capacity, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for LFSM-U response set out in paragraph 3 of Article 48; and*
 - (ii) *compliance with the requirement laid down in point (c) of Article 15(2) is demonstrated.*
3. *With regard to the FSM response simulation the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's capability to modulate active power over the full frequency range as referred to in point (d) of Article 15(2) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be carried out by simulating frequency steps and ramps big enough to trigger the whole active power frequency response range, taking into account the droop settings and the deadband;*
 - (c) *the simulation shall be deemed successful in the event that:*
 - (i) *the simulation model of the power park module is validated against the compliance test for FSM response set out in paragraph 4 of Article 48; and*
 - (ii) *compliance with the requirement laid down in point (d) of Article 15(2) is demonstrated.*
4. *With regard to the island operation simulation, the following requirements shall apply:*
 - (a) *the power park module's performance during island operation in accordance with the conditions set out in point (b) of Article 15(5) shall be demonstrated;*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful in the event that the power park module reduces or increases the active power output from its previous operating point to any new operating point, within the P-Q-capability diagram and within the limits set out in point (b) of Article 15(5), without disconnection of the power park module from the island due to over-/under frequency.*
5. *With regard to the simulation of the capability of providing synthetic inertia, the following requirements shall apply:*
 - (a) *the model of the power park module's capability of providing synthetic inertia to a low frequency event as set out in point (a) of Article 21(2) shall be demonstrated;*

- (b) *the simulation shall be deemed successful if the model demonstrates that it complies with the conditions set out in paragraph 2 of Article 21.*
6. *With regard to the reactive power capability simulation, the following requirements shall apply:*
- (a) *the power park module shall demonstrate that it can provide leading and lagging reactive power capability as set out in points (b) and (c) of Article 21(3).*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful if the following conditions are cumulatively fulfilled:*
 - (i) *the simulation model of the power park module is validated against the compliance tests for reactive power capability set out in paragraph (6) of Article 48; and*
 - (ii) *compliance with the requirements laid down in points (b) and (c) of Article 21(3) is demonstrated.*
7. *With regard to the power oscillations damping control simulation, the following requirements shall apply:*
- (a) *the model of the power park module shall demonstrate that it can provide active power oscillations damping capability accordance with point (f) of Article 21(3);*
 - (b) *the simulation shall be deemed successful in the event that the model demonstrates compliance with the conditions described in point (f) of Article 21(3).*

Article 56

Compliance simulations for type D power park modules

1. *In addition to the compliance simulations for type B and C power park modules set out in Articles 54 and 55, except for the fault-ride-through capability of type B power park modules referred to in paragraph 4 of Article 54, type D power park modules are subject to the fault-ride-through capability of power park modules compliance simulation.*
2. *Instead of all or part of the simulations mentioned in paragraph 1, the power generating facility owner may use equipment certificates issued by an authorised certifier, which must be provided to the relevant system operator.*
3. *The model of the power park module shall demonstrate that it is suitable for simulating the fault-ride-through capability in accordance with point (a) of Article 16(3).*
4. *The simulation shall be deemed successful if the model demonstrates compliance with the conditions set out in point (a) of Article 16(3).*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 54

Verifiserende simuleringer for kraftparkmoduler av type B

1. Kraftparkmoduler av type B er underlagt de verifiserende simuleringene beskrevet i annet til femte ledd i denne paragrafen. I stedet for alle, eller deler av de beskrevne simuleringene, kan produksjonsanleggets eier anvende utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres aktuell systemoperatør.

2. Med hensyn til simuleringer av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å justere aktiv effektproduksjon ved høye frekvenser i henhold til §13 annet ledd skal vises;
 - (b) simuleringene skal utføres ved å påtrykke steg og ramper med høye frekvenser slik at laveste effektnivå som produksjonsenheten kan operere stabilt ved nås, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt:
 - (i) simuleringsmodellen av kraftparkmodulen er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens angitt i §47 annet ledd; og
 - (ii) samsvar med kravene gitt i §13 annet ledd er påvist.
3. Med hensyn til simulering av hurtig feilstrømsbidrag skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å levere hurtig feilstrømsbidrag i henhold til §20 annet ledd bokstav (b) skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav fastsatt i §20 annet ledd bokstav (b) er påvist.
4. Med hensyn til "fault-ride-through"-egenskaper for kraftparkmoduler av type B skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens "fault-ride-through"-egenskaper i henhold til betingelser gitt i §14 tredje ledd bokstav (a) skal vises ved simuleringer;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav fastsatt i §14 tredje ledd bokstav (a) er påvist.
5. Følgende krav med hensyn til simulering av gjenoppretting av aktiv effektproduksjon etter feil skal oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å gjenopprette aktiv effektproduksjon etter feil i henhold til betingelsene angitt i §20 tredje ledd skal vises;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom samsvar med krav fastsatt i §20 tredje ledd er påvist.

Paragraf 55

Verifiserende simuleringer for kraftparkmoduler av type C

1. I tillegg til de verifiserende simuleringene for kraftparkmoduler av type B som fastsatt i § 54, er kraftparkmoduler av type C underlagt de verifiserende simuleringene fastsatt i annet til syvende ledd i denne paragrafen. I stedet for alle eller noen av disse simuleringene kan produksjonsanleggets eier anvende utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres til aktuell systemoperatør.
2. Med hensyn til simulering av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus-underfrekvens skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å justere aktiv effektproduksjon ved lave frekvenser i henhold til §15 annet ledd bokstav (c) skal verifiseres;
 - (b) simuleringen skal utføres ved å påtrykke steg og ramper med lave frekvenser slik at merkeeffekt nås, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;

- (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt;
 - (i) simuleringsmodellen av kraftparkmodulen er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i begrenset frekvensreguleringsmodus – underfrekvens fastsatt i §48 tredje ledd; og
 - (ii) samsvar med krav fastsatt i §15 annet ledd bokstav (c) er påvist.
- 3. Med hensyn til simulering av responsen i frekvensreguleringsmodus skal følgende krav oppfylles;
 - (a) kraftparkmodulens evne til å justere aktiv effektproduksjon innenfor hele frekvensområdet referert til i §15 annet ledd bokstav (d) skal verifiseres;
 - (b) simuleringen skal utføres ved å simulere frekvenssteg og ramper store nok til å utløse hele effekt-/frekvensresponsområdet, hensyntatt innstilt frekvensstatikk og dødbånd;
 - (c) simuleringen skal anses som vellykket dersom følgende er oppfylt:
 - (i) simuleringsmodellen av kraftparkmodulen er validert mot de verifiserende prøvene av responsen i frekvensreguleringsmodus beskrevet i §48 fjerde ledd; og
 - (ii) samsvar med krav fastsatt i §15 annet ledd bokstav (d) er påvist.
- 4. Med hensyn til simulering av separatdriftsegenskaper skal følgende krav oppfylles;
 - (a) kraftparkmodulens separatdriftsegenskaper beskrevet i §15 femte ledd bokstav (b) skal verifiseres;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom kraftparkmodulen reduserer eller øker sin aktive effektproduksjon fra sitt opprinnelige driftspunkt til et nytt driftspunkt innenfor P-Q-kapabilitetsdiagrammet og grensene fastsatt i §15 femte ledd bokstav (b), uten at kraftparkmodulen faller ut på grunn av over- eller underfrekvens.
- 5. Med hensyn til simuleringer av evne til å levere syntetisk treghetsmoment, skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulens evne til å levere syntetisk treghetsmoment ved hendelser som gir lav frekvens som beskrevet i §21 annet ledd bokstav (a) skal verifiseres;
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom modellen påviser samsvar med betingelsene angitt i §21 annet ledd.
- 6. Med hensyn til reaktiv dimensjonering skal følgende krav oppfylles:
 - (a) kraftparkmodulen evne til å produsere og forbruke reaktiv effekt som fastsatt i §21 tredje ledd bokstav (b) og (c) skal verifiseres.
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket derom følgende betingelser er oppfylte:
 - (i) simuleringsmodellen av kraftparkmodulen er validert mot de verifiserende prøvene av reaktiv dimensjonering fastsatt i §48 sjette ledd; og
 - (ii) samsvar med krav fastsatt i §21 tredje ledd bokstav (b) og (c) er påvist.
- 7. Med hensyn til demping av effektpendlinger skal følgende krav oppfylles:
 - (a) modellen av kraftparkmodulen skal vise at kraftparkmodulen har evne til å dempe effektpendlinger i henhold til §21 tredje ledd bokstav (f);
 - (b) simuleringen skal anses som vellykket dersom modellen påviser samsvar med betingelsene gitt i §21 tredje ledd bokstav (f).

Paragraf 56

Verifiserende simuleringer for kraftparkmoduler av type D

1. I tillegg til de verifiserende simuleringene for kraftparkmoduler av type B og C fastsatt i §§ 54 og 55, med unntak av "fault-ride-through"-egenskapene for kraftparkmoduler av type B omtalt i §54 fjerde ledd, skal kraftparkmoduler av type D oppfylle kravene til verifiserende simuleringer av "fault-ride-through"-egenskaper angitt i denne paragrafen.
2. I stedet for alle eller deler av simuleringene nevnt i første ledd kan produksjonsanleggets eier anvende utstyrssertifikater utstedt av et godkjent sertifiseringsorgan. I slike tilfeller skal utstyrssertifikatene leveres til aktuell systemoperatør.
3. Modellen av kraftparkmodulen skal være egnet for simulering av "fault-ride-through"-egenskaper i henhold til §16 tredje ledd bokstav (a).
4. Simuleringen skal anses som vellykket dersom modellen viser at betingelsene angitt i § 16 tredje ledd bokstav (a) er oppfylte.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene om verifiserende simuleringer av kraftparkmoduler har som formål å vise at fastsatte krav kan etterleves før anlegget tilknyttes nettet. I tillegg skal kravene til simuleringer legges til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Å stille funksjonskrav til produksjonsenheter er viktig for å sørge for at nødvendig funksjonalitet blir implementert hos enhetene. For å sikre at anleggene faktisk har nødvendig funksjonalitet før de gis godkjenning for tilkobling til nettet, må funksjonaliteten verifiseres gjennom simuleringer.

Statnetts anbefaling

Forordningen åpner også for at aktuell systemoperatør kan kreve simuleringer utover de krav som stilles i forordningen når det er nødvendig, ref. §43.2.b.

Statnett mener at følgende er nødvendig i forhold til simuleringer utover det som er beskrevet i dette kapittelet i del IV av forordningen:

- Simuleringer av modus for spenningsregulering (minimum), samt modus for MVAR- og/eller cos ϕ -regulering (dersom det er aktuelt at disse moduser skal aktiveres).
- Simulering av at funksjonalitet for demping av effektpendlinger ivaretas. Simulering (analyse) skal bekrefte stabilitet på eget/isolert nett (rent ohmsk) i full last for produksjonsenheter der det stilles krav om slike separatdriftsegenskaper.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Se beskrivelse under del IV, kapittel 1 – Overvåking av kravetterlevelse.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

I denne sammenheng er det behov for et tett samarbeid mellom eier/konsesjonær av produksjonsanlegget, leverandørene av produksjonsutstyret og aktuell systemoperatør/systemansvarlig.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige deltakere har ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Gjelder for alle kraftparkmoduler underlagt NC-RfG. Kravene fastlagt for type B og C enheter, hhv. §§54.3, 5 og 55.4, 5 og 7 gjelder også for AC-tilknyttet offshore kraftparkmoduler.

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
54						X	X	X ⁽¹⁾
55							X	X
56								X

⁽¹⁾ med unntak av kravene til simulering av FRT funksjonalitet.

KAPITTEL 7 - SIMULERING AV KRAVETTERLEVELSE FOR OFFSHORE KRAFTPARKENHETER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 57

Engelsk forordningstekst

Article 57

Compliance simulations applicable to offshore power park modules

The compliance simulations specified in paragraphs 3 and 5 of Article 54 as well as in paragraphs 4, 5 and 7 of Article 55 shall apply to any offshore power park module.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 57

Verifiserende simuleringer gjeldende for havbaserte kraftparkmoduler

De verifiserende simuleringene fastsatt i § 54 tredje og femte ledd, samt § 55 fjerde, femte og syvende ledd skal gjelde for havbaserte kraftparkmoduler.

Formål med bestemmelsene

Bestemmelsene om verifiserende simuleringer for havbaserte kraftparkmoduler har som formål å vise at fastsatte krav vil kunne før anlegget tilknyttes nettet og idriftssettes. I tillegg skal kravene til simuleringer legge til rette for at produksjonsanleggets eier/konsesjonær kan levere simuleringsmodeller for sine anlegg til aktuell systemoperatør. Simuleringsmodellene for de enkelte produksjonsanleggene kan i sin tur benyttes av aktuell systemoperatør for å etablere modeller for større deler av kraftsystemet.

Bakgrunn til bestemmelsene

Å stille funksjonskrav til produksjonsenheter er viktig for å sørge for at nødvendig funksjonalitet blir implementert hos enhetene. For å sikre at anleggene faktisk har nødvendig funksjonalitet før de tilkobles nettet må funksjonaliteten verifiseres gjennom simuleringer.

Statnetts anbefaling

Forordningen åpner også for at aktuell systemoperatør kan kreve simuleringer utover de krav som stilles i forordningen når det er nødvendig, ref. §43.2.b.

Statnett mener at følgende er nødvendig i forhold til simuleringer utover det som er beskrevet under dette kapittelet 7 i del IV i forordningen:

- Simuleringer av modus for spenningsregulering (minimum), samt modus for MVar- og/eller cos ϕ -regulering (dersom det er aktuelt at disse moduser skal aktiveres).
- Simulering av at funksjonalitet for demping av effektpendlinger ivaretas. Simulering (analyse) skal bekrefte stabilitet på eget/isolert nett (rent ohmsk) i full last for produksjonsenheter der det stilles krav om slike separatdriftsegenskaper.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes i dag ikke noe eksisterende regelverk som beskriver krav til simuleringer for havbasert kraftparkmoduler.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Fra øvrige deltakere i referansegruppen har det i løpet av arbeidets gang blitt påpekt at det bør avklares hva aktuell systemoperatør skal gjøre dersom simuleringer viser etterlevelse, mens senere testing viser at etterlevelse ikke innfris. Skal anleggene nektes tilknytning eller skal det innvilges unntak? Skal avbøtende tiltak pålegges og i tilfelle av hvem? Det bør åpnes for at det kan benyttes alternative simuleringer og prøver, dersom disse er mer hensiktsmessige for å verifisere kravetterlevelse. Videre har det vært påpekt nødvendigheten av å søke pragmatiske løsninger, som ikke byråkratiserer kravetterlevelse unødvendig og forsinker prosjekter. Her som flere andre områder må kravene vurderes i forhold til kostander og nytte. Fokus på gode simuleringer, og særlig på de områder som i liten grad kan endres når anleggene er bygget har vært fremhevet. Utover dette har referansegruppens øvrige deltakere ikke meldt inn særskilte innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsene

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
57	Gjelder for AC-tilknyttede offshore kraftparkmoduler som er underlagt kravene i NC-RfG. Ref. også kravene fastlagt for type B og C enheter, hhv. §§54.3, 5 og 55.4, 5 og 7 gjelder.							

KAPITTEL 8 – IKKE-BINDENDE VEILEDNING OG OVERVÅKNING AV IMPLEMENTERING

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 58 - 59

Engelsk forordningstekst

Article 58

Non-binding guidance on implementation

1. *No later than six months after the entry into force of this Regulation, the ENTSO for Electricity shall prepare and thereafter every two years provide non-binding written guidance to its members and other system operators concerning the elements of this Regulation requiring national decisions. The ENTSO for Electricity shall publish this guidance on its website.*
2. *ENTSO for Electricity shall consult stakeholders when providing non-binding guidance.*
3. *The non-binding guidance shall explain the technical issues, conditions and interdependencies which need to be considered when complying with the requirements of this Regulation at national level.*

Article 59

Monitoring

1. *ENTSO for Electricity shall monitor the implementation of this Regulation in accordance with Article 8(8) of Regulation (EC) No 714/2009. Monitoring shall cover in particular the following matters:*
 - (a) *identification of any divergences in the national implementation of this Regulation;*
 - (b) *assessment of whether the choice of values and ranges in the requirements applicable to power generating modules under this Regulation continues to be valid.*
2. *The Agency, in cooperation with ENTSO for Electricity, shall produce by 12 months after the entry into force of this Regulation a list of the relevant information to be communicated by ENTSO for Electricity to the Agency in accordance with Article 8(9) and Article 9(1) of Regulation (EC) No 714/2009. The list of relevant information may be subject to updates. ENTSO for Electricity shall maintain a comprehensive, standardised format, digital data archive of the information required by the Agency.*
3. *Relevant TSOs shall submit to ENTSO for Electricity the information required to perform the tasks referred to in paragraphs 1 and 2.*

Based on a request of the regulatory authority, DSOs shall provide TSOs with information under paragraph 2 unless the information is already obtained by regulatory authorities, the Agency or ENTSO-E in relation to their respective implementation monitoring tasks, with the objective of avoiding duplication of information.
4. *Where ENTSO for Electricity or the Agency establish areas subject to this Regulation where, based on market developments or experience gathered in the application of this Regulation, further harmonisation of the requirements under this Regulation is advisable to promote market integration, they shall propose draft amendments to this Regulation pursuant to Article 7 (1) of Regulation (EC) No 714/2009.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 58

Ikke-bindende veiledning til implementering

1. Innen seks måneder etter at denne forordningen har trådt i kraft, og deretter annethvert år, skal ENTSO-E forberede en ikke-bindende veiledning til sine medlemmer og andre systemoperatører vedrørende de deler av denne forskrift som krever nasjonale avgjørelser. ENTSO-E skal publisere denne veiledningen på sin hjemmeside/nettside.
2. ENTSO-E skal konsultere interessenter i forbindelse med den ikke-bindende veiledningen.
3. Den ikke-bindende veiledningen skal forklare de tekniske temaer, betingelser og gjensidige avhengigheter som må tas hensyn til når kravene i denne forordningen skal etterleves på nasjonalt nivå.

Paragraf 59

Overvåkning

1. ENTSO-E skal overvåke implementeringen av denne forordningen i henhold til § 8 åttende ledd i EU-forordning 714/2009. Overvåkningen skal spesielt dekke følgende forhold:

- (a) identifisering av alle eventuelle avvik i den nasjonale implementeringen av denne forordningen;
 - (b) vurdering av hvorvidt valg av verdier og områder i kravene til produksjonsenheter i denne forordningen fortsatt er gyldige.
2. ACER, i samarbeid med ENTSO-E, skal innen 12 måneder etter at denne forskrift har trådt i kraft, lage en liste over relevant informasjon som skal kommuniseres av ENTSO-E til ACER i henhold til §8 niende ledd og §9 første ledd i EU-forordning 714/2009. Listen over relevant informasjon kan måtte oppdateres. ENTSO-E skal opprettholde et omfattende, digitalt dataarkiv på standardisert format for informasjonen som kreves av ACER.
 3. Systemansvarlige skal levere informasjonen som påkreves for å kunne gjennomføre oppgavene beskrevet i første og annet ledd til ENTSO-E.

DSOer skal, på forespørsel fra regulator, levere informasjon tilknyttet annet ledd til systemansvarlig, med mindre informasjonen allerede er innhentet av reguleringsmyndigheten, ACER eller ENTSO-E i forbindelse med deres respektive overvåkningsoppgaver knyttet til implementering, for å unngå duplisering av informasjon.
 4. Dersom ENTSO-E eller ACER ser områder knyttet til denne forordningen hvor det, basert på markedsutvikling eller erfaring fra anvendelsen av denne forordningen, er behov for ytterligere harmonisering av kravene i denne forordningen for å fremme markedsintegrasjon skal de foreslå utkast til endringer til denne forordningen i medhold med §7 første ledd i EU-forordning 714/2009.

Formål med bestemmelsen

Formålet ved bestemmelsen er å videreutvikle og harmonisere etterlevelsen av forordningens krav på tvers av landegrensene.

Bakgrunn til bestemmelsen

Regelverket, som fastsetter tekniske og administrative krav knyttet til funksjonalitet i produksjonsapparatet, er forskjellige mellom de ulike landene i Europa. NC-RfG er et skritt i retning av å harmonisere dette regelverket og legge til rette for likere konkurransevilkår i et felles integrert europeisk kraftmarked. Regelverket er krevende og åpner for nasjonale tilpasninger. Det er derfor behov for veiledning i implementeringen og oppfølgingen, som kan bidra til å trekke regelverket i felles retning og ivareta aktørenes interesser i det videre arbeidet.

Statnetts anbefaling

Reguleringene i §§ 58 og 59 er endelige. God veiledning og informasjonsutveksling mellom berørte parter er avgjørende for en god oppfølging og utvikling av regelverket. Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Det finnes ikke så langt vi vet sammenliknbart eksisterende regelverk.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Det er etter Statnetts oppfatning viktig at aktørene engasjerer seg og gir innspill og tilbakemeldinger på de forslagene til veiledning ENTSO-E utgir. I den sammenheng kan det være formålstjenlig med et samarbeid mellom Statnett, bransjeforeninger og reguleringsmyndigheten, for å sikre gode prosesser i denne sammenheng.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Referansegruppen har ikke spilt inn særskilte merknader til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragrafene gjelder primært ENTSO-E. Systemansvarlig og DSOer har et generelt ansvar å overlevere aktuell informasjon.

DEL V - UNNTAK

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 60 - 65

Engelsk forordningstekst

Article 60 **Power to grant derogations**

1. *Regulatory authorities may, at the request of a power-generating facility owner or prospective owner, relevant system operator or relevant TSO, grant power-generating facility owners or prospective owners, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing power- generating modules in accordance with Articles 61 to 63.*
2. *Where applicable in a Member State, derogations may be granted and revoked in accordance with Articles 61 to 63 by other authorities than the regulatory authority.*

Article 61 **General provisions**

1. *Each regulatory authority shall specify, after consulting relevant system operators and power-generating facility owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations pursuant to Articles 62 and 63. It shall publish those criteria on its website and notify them to the Commission within nine months of the entry into force of this Regulation. The Commission may require a regulatory authority to amend the criteria if it considers that they are not in line with this Regulation. This possibility to review and amend the criteria for granting derogations shall not affect the derogations already granted which shall continue to apply until the scheduled expiry date as detailed in the decision granting the exemption.*

2. *If the regulatory authority deems that it is necessary due to a change in circumstances relating to the evolution of system requirements, it may review and amend at most once every year the criteria for granting derogations in accordance with paragraph 1. Any changes to the criteria shall not apply to derogations for which a request has already been made.*
3. *The regulatory authority may decide that power-generating modules for which a request for a derogation has been filed pursuant to Articles 62 or 63 do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.*

Article 62

Request for a derogation by a power generating facility owner

1. *Power generating facility owners, or prospective owners, may request a derogation to one or several requirements of this Regulation for power generating modules within their facilities.*
2. *A request for a derogation shall be filed with the relevant system operator and include:*
 - (a) *an identification of the power generating facility owner, or prospective owner, and a contact person for any communications;*
 - (b) *a description of the power generating module or modules for which a derogation is requested;*
 - (c) *a reference to the provisions of this Regulation from which a derogation is requested and a detailed description of the requested derogation;*
 - (d) *detailed reasoning, with relevant supporting documents and cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 39;*
 - (e) *demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade.*
3. *Within two weeks of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall confirm to the power generating facility owner, or prospective owner, whether the request is complete. If the relevant system operator considers that the request is incomplete, the power generating facility owner, or prospective owner, shall submit the additional required information within one month from the receipt of the request for additional information. If the power generating facility owner, or prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn.*
4. *The relevant system operator shall, in coordination with the relevant TSO and any affected adjacent DSO or DSOs, assess the request for a derogation and the provided cost-benefit analysis, taking into account the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 61.*
5. *If a request for a derogation concerns a type C or D power generating module connected to a distribution system, including a closed distribution system, the relevant system operator's assessment must be accompanied by an assessment of the request for a derogation by the relevant TSO. The relevant TSO shall provide its assessment within two months of being requested to do so by the relevant system operator.*
6. *Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant system operator shall forward the request to the regulatory authority and submit the assessment(s) prepared in accordance with paragraphs 4 and 5. That period may be extended by one month where the relevant system operator seeks further information from the power generating facility owner,*

or prospective owner and by two months where the relevant system operator requests the relevant TSO to submit an assessment of the request for a derogation.

7. *The regulatory authority shall adopt a decision concerning any request for a derogation within six months from the day after it receives the request. That time limit may be extended by three months before its expiry where the regulatory authority requires further information from the power generating facility owner, or prospective owner, or from any other interested parties. The additional period shall begin when the complete information has been received.*
8. *The power generating facility owner, or prospective owner, shall submit any additional information requested by the regulatory authority within two months of such request. If the power generating facility owner, or prospective owner, does not supply the requested information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before its expiry:*
 - (a) *the regulatory authority decides to provide an extension; or*
 - (b) *the power generating facility owner, or prospective owner, informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.*
9. *The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants derogation, it shall specify its duration.*
10. *The regulatory authority shall notify its decision to the relevant power generating facility owner, or prospective owner, the relevant system operator and the relevant TSO.*
11. *A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to Article 65(2).*
12. *For Type A power generating modules, a request for a derogation under this Article may be made by a third party on behalf of the power generating module owner, or prospective owner. Such a request may be for a single power generating module or multiple, identical power generating modules. In the case of the latter, and provided the cumulative maximum capacity is specified, the third party may substitute the details required by point (a) of paragraph 2 with their details.*

Article 63

Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO

1. *Relevant system operators or relevant TSOs may request derogations for classes of power generating modules connected or to be connected to their network.*
2. *Relevant system operators or relevant TSOs shall submit their requests for derogation to the regulatory authority. Each request for a derogation shall include:*
 - (a) *identification of the relevant system operator or relevant TSO, and a contact person for any communications;*
 - (b) *a description of the power generating modules for which a derogation is requested and the total installed capacity and number of power generating modules;*
 - (c) *the requirement or requirements of this Regulation for which a derogation is requested, with a detailed description of the requested derogation;*
 - (d) *detailed reasoning, with all relevant supporting documents;*
 - (e) *demonstration that the requested derogation would have no adverse effect on cross-border trade;*

- (f) *a cost-benefit analysis pursuant to the requirements of Article 39. If applicable, the cost-benefit analysis shall be carried out in coordination with the relevant TSO and any adjacent DSO or DSOs.*
3. *Where the request for a derogation is submitted by a relevant DSO or CDSO, the regulatory authority shall, within two weeks from the day after receipt of that request, ask the relevant TSO to assess the request for a derogation in the light of the criteria determined by the regulatory authority pursuant to Article 61.*
 4. *Within two weeks from the day after the receipt of such request for assessment, the relevant TSO shall confirm to the relevant DSO or CDSO whether the request for a derogation is complete. If the relevant TSO considers that it is incomplete, the relevant DSO or CDSO shall submit the required additional information within one month from the receipt of the request for additional information.*
 5. *Within six months of receipt of a request for a derogation, the relevant TSO shall submit to the regulatory authority its assessment, including any relevant documentation. The six-month time limit may be extended by one month where the relevant TSO seeks further information from the relevant DSO or from the relevant CDSO.*
 6. *The regulatory authority shall adopt a decision concerning a request for a derogation within six months from the day after it receives the request. Where the request for a derogation is submitted by the relevant DSO or CDSO, the six-month time limit runs from the day following receipt of the relevant TSO's assessment pursuant to paragraph 5.*
 7. *The six-month time limit referred to in paragraph 6 may, before its expiry, be extended by an additional three months where the regulatory authority requests further information from the relevant system operator requesting the derogation or from any other interested parties. That additional period shall run from the day following the date of receipt of the complete information.*
The relevant system operator shall provide any additional information requested by the regulatory authority within two months from the date of the request. If the relevant system operator does not provide the requested additional information within that time limit, the request for a derogation shall be deemed withdrawn unless, before expiry of the time limit:
 - (a) *the regulatory authority decides to provide an extension; or*
 - (b) *the relevant system operator informs the regulatory authority by means of a reasoned submission that the request for a derogation is complete.*
 8. *The regulatory authority shall issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Where the regulatory authority grants derogation, it shall specify its duration.*
 9. *The regulatory authority shall notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO and the Agency.*
 10. *Regulatory authorities may lay down further requirements concerning the preparation of requests for derogation by relevant system operators. In doing so, regulatory authorities shall take into account the delineation between the transmission system and the distribution system at the national level and shall consult with system operators, power generating facility owners and stakeholders, including manufacturers.*
 11. *A regulatory authority may revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency pursuant to paragraph 2 of Article 65.*

Article 64

Register of derogations from the requirements of this Regulation

1. *Regulatory authorities shall maintain a register of all derogations they have granted or refused and shall provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.*
2. *The register shall contain, in particular:*
 - (a) *the requirement or requirements for which the derogation is granted or refused;*
 - (b) *the content of the derogation;*
 - (c) *the reasons for granting or refusing the derogation;*
 - (d) *the consequences resulting from granting the derogation.*

Article 65

Monitoring of derogations

1. *The Agency shall monitor the procedure of granting derogations with the cooperation of the regulatory authorities or relevant authorities of the Member State. Those authorities or relevant authorities of the Member State shall provide the Agency with all the information necessary for that purpose.*
2. *The Agency may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority to revoke a derogation due to a lack of justification. The Commission may issue a reasoned recommendation to a regulatory authority or relevant authority of the Member State to revoke derogation due to a lack of justification.*
3. *The Commission may request the Agency to report on the application of paragraphs 1 and 2 and to provide reasons for requesting or not requesting derogations to be revoked.*

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 60

Myndighet til å innvilge unntak

1. Reguleringsmyndigheten kan, ved søknad fra eier eller potensiell fremtidig eier av et produksjonsanlegg, aktuell systemoperatør eller systemansvarlig, innvilge unntak fra én eller flere bestemmelser i denne forskrift for nye og eksisterende produksjonsanlegg iht. §§ 61 til 63.
2. Dersom det er relevant kan unntak innvilges eller avslås i henhold til §§61 – 63 av andre myndigheter enn reguleringsmyndigheten.

Paragraf 61

Generelle bestemmelser

1. Reguleringsmyndigheten skal, etter høring hos aktuelle systemoperatører og eiere av produksjonsanlegg og andre berørte parter, angi kriteriene for å innvilge unntak i medhold av §§ 62 og 63. Kriteriene skal spesifiseres på reguleringsmyndighetens nettsider, og skal være innmeldt til Europakommisjonen innen 9 måneder etter at denne forskrift har trådt i kraft. Kommisjonen kan kreve at det gjøres endringer i kriteriene, dersom Kommisjonen mener at

kriteriene ikke er i tråd med denne forskrift. Muligheten til gjennomgå og endre kriteriene skal ikke påvirke allerede innvilgede unntak som fortsatt gjelder frem til tidspunktet da de utløper.

2. Hvis reguleringsmyndigheten anser at det er nødvendig å endre kriteriene for å innvilge unntak i henhold til første ledd, så kan dette skje maksimalt én gang per år. Eventuelle endringer i kriteriene gjøres ikke gjeldende for søknader om unntak som allerede har blitt sendt inn til reguleringsmyndigheten.
3. Reguleringsmyndigheten kan, dersom det har blitt søkt om unntak i henhold til §§ 62 og 63 i denne forskrift, bestemme at en produksjonsenhet ikke behøver å overholde de krav der det er søkt om unntak fra denne forskrift. Denne bestemmelsen gjelder fra dagen da søknaden har blitt innlevert, og inntil reguleringsmyndigheten har fattet vedtak i saken.

Paragraf 62

Søknad om unntak fra eier eller potensiell fremtidig eier av et produksjonsanlegg

1. Eier eller potensiell fremtidig eier av et produksjonsanlegg kan, for sine produksjonsenheter, søke om unntak fra et eller flere krav i denne forskrift.
2. En søknad om unntak skal sendes til aktuell systemoperatør og skal inkludere:
 - (a) navnet på eier eller den potensielle fremtidige eieren som søker om unntak, og kontaktperson for kommunikasjon relatert til søknaden,
 - (b) en beskrivelse av produksjonsenheten som søknaden vedrører,
 - (c) en henvisning til den bestemmelse eller de bestemmelser i denne forskrift som det søkes om unntak fra og en detaljert beskrivelse av det aktuelle unntaket,
 - (d) en detaljert begrunnelse for et eventuelt unntak med nødvendige underlagsdokumenter og en kostnad-nytteanalyse i henhold til §39, og
 - (e) dokumentasjon som bekrefter at et eventuelt unntak ikke får negative konsekvenser for grenseoverskridende handel.
3. Aktuell systemoperatør skal i løpet av to uker fra søknad om unntak er mottatt, bekrefte overfor søker hvorvidt søknaden er fullstendig. Dersom aktuell systemoperatør anser at søknaden er ufullstendig, skal søker oversende nødvendig kompletterende informasjon i løpet av en måned fra forespørselen om kompletterende informasjon er mottatt. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake.
4. Aktuell systemoperatør skal basert på kriteriene fastlagt av reguleringsmyndigheten i henhold til § 61, i samråd med systemansvarlig og berørte DSOer, vurdere søknaden om unntak og den medfølgende kost-/nytteanalysen.
5. Hvis søknaden om unntak vedrører en produksjonsenhet av type C eller D tilknyttet i distribusjonsnett, skal aktuell systemoperatørs vurdering alltid leveres sammen med systemansvarliges vurdering av søknaden. Systemansvarlig skal levere sin vurdering senest to måneder etter at ha blitt forespurt av aktuell systemoperatør.
6. Aktuell systemoperatør skal i løpet av seks måneder fra det tidspunktet en søknad om unntak er mottatt, videresende søknaden til reguleringsmyndigheten sammen med vurderingen(e) som har blitt utarbeidet i tråd med fjerde og femte ledd. Tidsfristen kan forlenges med en måned når aktuell systemoperatør etterspør ytterligere informasjon fra søker, og med to måneder når aktuell systemoperatør etterspør systemansvarliges vurdering av søknaden.
7. Reguleringsmyndigheten skal fatte vedtak om unntak i løpet av seks måneder fra søknaden er mottatt. Når reguleringsmyndigheten trenger ytterligere informasjon fra søker eller fra øvrige

interessenter, kan tidsfristen, før den utløper, forlenges med tre måneder. Den nye tidsfristen løper fra det tidspunktet da fullstendig informasjon er mottatt.

8. Søker skal levere tilleggsinformasjon som reguleringsmyndigheten etterspør, innen to måneder etter mottatt forespørsel. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake, med mindre:
 - (a) Reguleringsmyndigheten beslutter å forlenge den, eller
 - (b) søker sender inn en begrunnet vurdering til reguleringsmyndigheten om at søknaden om unntak er å anse som fullstendig.
9. Reguleringsmyndigheten skal fatte begrunnede vedtak for alle søknader om unntak. Dersom reguleringsmyndigheten innvilger et unntak, skal unntakets varighet spesifiseres.
10. Reguleringsmyndigheten skal informere søker, aktuell systemoperatør og systemansvarlig om sine vedtak om søknader om unntak.
11. Reguleringsmyndigheten kan oppheve et vedtak der unntak er innvilget, dersom omstendighetene og underliggende årsaker som lå til grunn for vedtaket ikke lengre er gjeldende, eller dersom Europakommisjonen eller ACER har utstedt en begrunnet anbefaling om å oppheve et slikt vedtak i henhold til § 65 annet ledd.
12. For produksjonsenheter av type A kan en tredjepart søke om unntak i henhold til denne paragraf på vegne av en eier eller en potensiell fremtidig eier. Søknaden kan gjelde én produksjonse enhet eller flere identiske produksjonsenheter. Tredjeparten kan erstatte informasjonen som etterspørres i annet ledd bokstav (a) med sin informasjon forutsatt at den samlede maksimale ytelsen er spesifisert.

Paragraf 63

Søknad om unntak for produksjonsenheter fra aktuell systemoperatør eller systemansvarlig

1. Aktuell systemoperatør kan søke om unntak for produksjonsenheter av spesifikke klasser som er tilknyttet, eller som skal tilknyttes, eget distribusjonsnett. Systemansvarlig kan søke om unntak for produksjonsenheter av spesifikke klasser som er tilknyttet, eller som skal tilknyttes, transmisjonsnettet.
2. En søknad om unntak skal sendes til reguleringsmyndigheten, og skal inkludere:
 - (a) navnet på aktuell systemoperatør eller systemansvarlig som søker om unntak og kontaktperson for kommunikasjon relatert til søknaden,
 - (b) en beskrivelse av produksjonsenheter som søknaden vedrører med opplysning om samlet ytelse for disse enheter og fordeling på antall enheter,
 - (c) en henvisning til den bestemmelse eller de bestemmelser i denne forskrift som det søkes om unntak fra og en detaljert beskrivelse av det aktuelle unntaket,
 - (d) en detaljert begrunnelse for et eventuelt unntak med nødvendige støttende dokumenter,
 - (e) dokumentasjon som bekrefter at et eventuelt unntak ikke får negative konsekvenser for grenseoverskridende handel, og
 - (f) en kostnad-nytteanalyse i henhold til kravene i § 39. Når det er relevant, skal kostnad-nytteanalysen gjennomføres i samråd med systemansvarlig og berørte DSOer.
3. Reguleringsmyndigheten skal innen to uker etter at en søknad om unntak fra en DSO er mottatt, be systemansvarlig om å vurdere søknaden i henhold til kriteriene som er fastsatt av reguleringsmyndigheten i henhold til § 61.

4. Systemansvarlig skal innen to uker etter at en forespørsel om å vurdere en søknad om unntak er mottatt, bekrefte overfor den søkende DSO hvorvidt søknaden er fullstendig eller ikke. Dersom systemansvarlig anser søknaden som ufullstendig, skal den søkende DSO oversende nødvendig informasjon innen en måned fra det tidspunktet forespørselen om utfyllende informasjon er mottatt.
5. Systemansvarlig skal innen seks måneder fra det tidspunktet en søknad er mottatt sende sin vurdering av søknaden, inkludert all relevant dokumentasjon, til reguleringsmyndigheten. Tidsfristen på seks måneder kan forlenges med én måned, dersom systemansvarlig etterspør ytterligere informasjon fra den søkende DSO.
6. Reguleringsmyndigheten skal fatte vedtak om unntak innen seks måneder fra søknaden er mottatt. Dersom en DSO søker om unntak, gjelder tidsfristen på seks måneder fra dagen da systemansvarliges vurdering av søknaden i henhold til femte ledd er mottatt.
7. Tidsfristen på seks måneder som det vises til i sjette ledd kan, før den løper ut, forlenges med ytterligere tre måneder, når reguleringsmyndigheten etterspør ytterligere informasjon fra søker (DSO eller systemansvarlig) eller fra enhver annen interessent. Den nye tidsfristen løper fra dagen da komplett informasjon er mottatt.

Søker skal levere tilleggsinformasjon som reguleringsmyndigheten etterspør, innen to måneder etter forespørselen er mottatt. Hvis søker ikke leverer den etterspurte informasjonen innen tidsfristen, skal søknaden om unntak anses å være trukket tilbake, med mindre:

 - (a) Reguleringsmyndigheten beslutter å forlenge den, eller
 - (b) søker sender inn en begrunnet vurdering til reguleringsmyndigheten om at søknaden om unntak er å anse som fullstendig.
8. Reguleringsmyndigheten skal fatte begrunnede vedtak for alle søknader om unntak. Dersom reguleringsmyndigheten innvilger et unntak, skal unntakets varighet spesifiseres.
9. Reguleringsmyndigheten skal informere søker (DSO eller systemansvarlig) og ACER om sitt vedtak om en søknad om unntak. I tilfelle at søker er en DSO skal reguleringsmyndigheten, i tillegg til å informere DSOen, også informere systemansvarlig.
10. Reguleringsmyndigheten kan fastsette ytterligere krav vedrørende utarbeidelsen av søknader om unntak. I tilfelle at det er aktuelt skal reguleringsmyndigheten ta i betraktning oppdelingen mellom transmisjons- og distribusjonsnett og de forskjellige eierenes oppgaver på nasjonalt nivå. Reguleringsmyndigheten skal da også konsultere systemoperatørene, eiere av produksjonsenheter og andre interessenter (inkludert leverandører).
11. Reguleringsmyndigheten kan oppheve et vedtak der unntak er innvilget dersom forutsetningene som ligger til grunn for vedtaket ikke lenger er gjeldende, eller dersom Europakommisjonen eller ACER har utstedt en begrunnet anbefaling om å oppheve et slikt vedtak i henhold til § 65 annet ledd.

Paragraf 64

Register over unntak fra kravene i denne forskrift

1. Reguleringsmyndigheten skal føre et register over alle unntak som har blitt innvilget eller avslått. En fullstendig oversikt skal leveres til ACER, med kopi til ENTSO-E, minst én gang hver sjettemåned.
2. Registret skal først og fremst inneholde:
 - (a) kravet eller kravene som det har blitt innvilget eller nektet unntak fra,
 - (b) innholdet i unntaket,

- (c) årsaken til at unntaket har blitt innvilget eller avslått, og
- (d) konsekvensene som følge av at et unntak har blitt innvilget.

Paragraf 65 **Oppfølging av unntak**

1. ACER skal følge opp prosedyren for å innvilge unntak i samarbeid med reguleringsmyndigheten. Reguleringsmyndigheten skal sørge for at den informasjon som er nødvendig for dette formålet blir levert til ACER.
2. ACER kan utstede en begrunnet anbefaling til reguleringsmyndigheten om å oppheve et unntak som anses som uberettiget. Europakommisjonen kan også utstede en begrunnet anbefaling til reguleringsmyndigheten om å oppheve et unntak som anses som uberettiget.
3. Europakommisjonen kan anmode ACER om å rapportere om hvordan første og annet ledd benyttes og årsakene til hvorfor anbefalinger om å oppheve unntak følges eller ikke følges.

Formål med bestemmelsen

Bestemmelsene muliggjør at reguleringsmyndigheten, eller den som delegeres myndighet, kan innvilge en eller flere produksjonsenheter unntak fra ett eller flere krav i forordningen ved søknad fra eier/konsesjonær eller en potensiell fremtidig eier/konsesjonær for et produksjonsanlegg. Bestemmelsene muliggjør også at reguleringsmyndigheten kan innvilge spesifikke klasser av produksjonsenheter unntak fra ett eller flere krav i forordningen ved søknad fra aktuell systemoperatør eller systemansvarlig. Bestemmelsene beskriver prosedyren for å søke om unntak, forutsetningene for å få unntak innvilget, samt informasjon om hvordan unntak som er innvilget/avslått skal registreres.

Bakgrunn til bestemmelsen

Selv om det er forutsatt at kravene i den nye forordningen for tilknytning av produksjon skal følges så langt som mulig, kan det ikke utelukkes at det eksisterer situasjoner der det er samfunnsøkonomisk urasjonelt å følge enkelte krav. For å håndtere slike situasjoner er det naturlig at det er mulighet til å få innvilget unntak fra krav i den nye forordningen, og at forutsetningene og prosedyren for å få unntak innvilget er tydelig beskrevet.

Da kravene i forordningen er utviklet blant annet med hensikt å tilrettelegge for at kraftprodusenter i ulike deler av Europa konkurrerer på så like vilkår som mulig, er det viktig med transparens i hvilke unntak som innvilges/avslås og derfor krav til registrering av alle unntak som er innvilget/avslått.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er allerede entydig definert i forordningen. På denne bakgrunn har Statnett ingen øvrige anbefalinger. Konklusjonene på dette området kan imidlertid endres avhengig av hvilke valg og konklusjoner som trekkes vedrørende ansvars- og rollefordeling og valg av ulike løsninger for unntak, ref. §60.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ved idriftsettelse av produksjonsenheter som per i dag skal godkjennes av systemansvarlig iht. forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) §14, kan unntak (avvik) fra systemansvarliges krav (FIKS og vedtak) innvilges. Kravene i FIKS 2012 er veiledende, og unntak fra kravene kan innvilges direkte av systemansvarlig som en del av godkjenningsprosedyren uten involvering av NVE. Unntak må begrunnes av konsesjonær ved søknad om godkjenning av idriftsettelse. Systemansvarliges godkjenningssdokumenter, inkludert innvilgede eller avslåtte unntak, er enkeltvedtak som kan påklages til NVE innen 3 uker av søkende konsesjonær eller berørt konsesjonær.

Ved idriftsettelse av produksjonsenheter som per i dag ikke omfattes av systemansvarliges godkjenning (produksjonsenheter tilknyttet i distribusjonsnett, og som ikke anses å ha vesentlig betydning for driften og utnyttelsen av regional- eller sentralnettet), er det opp til områdekonsesjonær å avtale hvilke funksjonskrav en produksjonsenhet skal etterleve (dette inkluderer krav som avviker fra FIKS 2012 eller RENs retningslinjer).

Kravene gitt av forordningen er derimot ikke veiledende og må følges. Godkjenning av idriftsettelse skal innvilges når kravene er fulgt. Godkjenning skal nektes når kravene ikke er fulgt, hvis et innvilget unntak ikke foreligger. Unntak kan i henhold til forordningen kun innvilges av reguleringsmyndigheten og ikke av systemansvarlig, med mindre dette ansvaret er delegert til systemansvarlig, ref. §60.2. Forordningen medfører generelt også krav til mer detaljert informasjon enn i dag for å få et unntak innvilget.

Med den nye forordningen vil det, som tidligere ble håndtert av systemansvarlig eller områdekonsesjonær ved godkjenning av idriftsettelse, bli tre separate aktiviteter som produksjonanleggets eier/konsesjonær må gjennomføre:

1. Få eventuelt unntak fra forordningen innvilget fra NVE.
2. Avtale de tekniske funksjonskrav som skal gjelde for produksjonsenheten med aktuell systemoperatør, innenfor rammene av forordningen, hvis ikke et unntak har blitt innvilget.
3. Få godkjent idriftsettelsen av produksjonsenheten fra aktuell systemoperatør.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forordningsteksten. Denne konklusjonen er imidlertid avhengig av valg av løsning for roller og ansvar for utøvelsen av de ulike forpliktelsene som er nedfelt i forordningen.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter

Energi Norges representanter oppfatter prosedyren for å få innvilget unntak, som meget rigid og som et argument for at det ikke bør etterstrebes tøffere krav enn absolutt nødvendig. Prinsippet i §60.2 er etter deres syn ikke i henhold til normal praksis i norsk forvaltningsrett, og forutsettes ikke aktivert i Norge. Forøvrig mener disse representanter at Statnett ikke kan regnes som myndighet etter disse bestemmelsene, jfr. opplistingen i §60.1.

Energi Norges representanter har ingen øvrige merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn andre innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Paragraf	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
60	X	X	X	X	X	X	X	X
61	X	X	X	X	X	X	X	X
62	X	X	X	X	X	X	X	X
63	X	X	X	X	X	X	X	X
64	X	X	X	X	X	X	X	X
65	X	X	X	X	X	X	X	X

DEL VI – OVERGANGSLØSNINGER FOR TEKNOLOGI UNDER UTVIKLING

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 66 - 70

Engelsk forordningstekst

Article 66

Emerging technologies

1. *With the exception of Article 30, the requirements of this Regulation shall not apply to power generating modules classified as an emerging technology, in accordance with the procedures set out in this Title.*
2. *A power generating module shall be eligible to be classified as an emerging technology pursuant to Article 69, provided that:*
 - (a) *it is of type A;*
 - (b) *it is a commercially available power generating module technology; and*
 - (c) *the accumulated sales of the power generating module technology within a synchronous area at the time of application for classification as an emerging technology do not exceed 25 % of the maximum level of cumulative maximum capacity established pursuant to paragraph 1 of Article 67.*

Article 67

Establishment of thresholds for classification as emerging technologies

1. *The maximum level of cumulative maximum capacity of power generating modules classified as emerging technologies in a synchronous area shall be 0.1 % of the annual maximum load in [2014] in that synchronous area.*
2. *Member States shall ensure that the maximum level of cumulative maximum capacity of power generating modules classified as emerging technologies is calculated by multiplying the maximum level of cumulative maximum capacity of power generating modules classified as emerging technologies of a synchronous area with the ratio of annual electrical energy generated in [2014] in the Member State to the total annual electrical energy generated in [2014] in the respective synchronous area to which the Member State belongs.*

For Member States belonging to parts of different synchronous areas, the calculation shall be carried out on a pro rata basis for each of those parts and combined to give the total allocation to that Member State.
3. *The source of the data for applying this Article shall be the ENTSO for Electricity's Statistical Factsheet published in [2015].*

Article 68

Application for classification as an emerging technology

1. *Within six months of the entry into force of this Regulation manufacturers of Type A power generating modules may submit to the relevant regulatory authority a request for classification of their power generating module technology as an emerging technology.*
2. *In connection with a request pursuant to paragraph 1, the manufacturer shall inform the relevant regulatory authority of the accumulated sales of the respective power generating module technology within each synchronous area at the time of application for classification as an emerging technology.*
3. *Proof that a request submitted pursuant to paragraph 1 complies with the eligibility criteria laid down in Articles 66 and 67 shall be provided by the manufacturer.*
4. *Where applicable in a Member State, assessment of requests and approval and withdrawal of classification as an emerging technology may be undertaken by authorities other than the regulatory authority.*

Article 69

Assessment and approval of requests for classification as an emerging technology

1. *By 12 months of the entry into force of this Regulation, the relevant regulatory authority shall decide, in coordination with all the other regulatory authorities of a synchronous area, which power generating modules, if any, should be classified as an emerging technology. Any regulatory authority of the relevant synchronous area may request a prior opinion from the Agency, which shall be issued within three months of receipt of the request. The decision of the relevant regulatory authority shall take into account the opinion of the Agency.*
2. *A list of power generating modules approved as emerging technologies shall be published by each regulatory authority of a synchronous area.*

Article 70

Withdrawal of classification as an emerging technology

1. *From the date of the decision of the regulatory authorities pursuant to paragraph 1 of Article 69, the manufacturer of any power generating module classified as an emerging technology shall submit to the regulatory authority every two months an update of the sales of the module per Member States for the past two months. The regulatory authority shall make publicly available the cumulative maximum capacity of power generating modules classified as emerging technologies.*
2. *In the event that the cumulative maximum capacity of all power generating modules classified as emerging technologies connected to networks exceeds the threshold established in Article 67, the classification as an emerging technology shall be withdrawn by the relevant regulatory authority. The withdrawal decision shall be published.*
3. *Without prejudice to the provisions of paragraphs 1 and 2, all regulatory authorities of a synchronous area may decide in a coordinated manner to withdraw a classification as an emerging technology. The regulatory authorities of the synchronous area concerned may request a prior opinion from the Agency, which shall be issued within three months of receipt of the request. Where applicable, the coordinated decision of the regulatory authorities shall take into account the opinion of the Agency. The withdrawal decision shall be published by each regulatory authority of a synchronous area.*

Power generating modules classified as emerging technologies and connected to the network prior to the date of withdrawal of that classification as an emerging technology shall be considered as existing power generating modules and shall therefore only be subject to the requirements of this Regulation pursuant to the provisions of paragraph 2 of Article 4 and Articles 38 and 39.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 66

Nye teknologier

1. Kravene i denne forordningen, med unntak av artikkel 30, gjelder ikke for produksjonsenheter som er klassifisert som ny teknologi i henhold til prosedyrene i dette avsnitt.
2. En produksjonsenhet kan klassifiseres som en ny teknologi i henhold til artikkel 69 under forutsetning av at:
 - (a) enheten er av type A,
 - (b) teknologien er kommersielt tilgjengelig, og
 - (c) det akkumulerte salget av denne teknologien i det nordiske synkronområdet, ved tidspunktet for søknad om klassifisering som ny teknologi, ikke overskrider 25% av samlet merkeeffekt i henhold til artikkel 67(1).

Paragraf 67

Maksimalt tillatt samlet merkeeffekt hos produksjonsenheter som klassifiseres som ny teknologi

1. Samlet merkeeffekt hos produksjonsenheter som klassifiseres som ny teknologi i det nordiske synkronområde skal ikke overskride 0,1 % av den maksimale lasten i synkronområdet referert år 2014.
2. Samlet merkeeffekt hos produksjonsenheter som klassifiseres som ny teknologi i Norge skal beregnes gjennom å multiplisere samlet merkeeffekt fra de aktuelle produksjonsenheterne i det nordiske synkronområdet med faktoren energiproduksjon i Norge år 2014, delt på energiproduksjonen i det nordiske synkronområdet år 2014.
3. Kilden til data som benyttes når denne artikkel anvendes skal være ENTSO-Es Statistical Factsheet publisert år 2015.

Paragraf 68

Søknad om klassifisering som ny teknologi

1. Tilvirkere av type A produksjonsenheter kan innen seks måneder etter at denne forskrift har trådt i kraft, søke om at deres produksjonsteknologi klassifiseres som ny teknologi. Søknad med ønske om klassifisering som ny teknologi sendes til reguleringsmyndigheten.
2. Tilvirkeren skal ved søknad i henhold til paragraf 1, informere reguleringsmyndigheten om det akkumulerte salget av aktuell produksjonsteknologi i det nordiske synkronområdet ved tidspunktet for søknad.
3. Tilvirkeren skal i søknaden som blir sendt inn i henhold til paragraf 1 dokumentere at søknaden oppfyller kriteriene som er spesifisert i artiklene 66 og 67.
4. Dersom det er relevant kan forespørsler om godkjenning og tilbakekallelse av klassifisering som ny teknologi gjennomføres av andre myndigheter enn reguleringsmyndigheten.

Paragraf 69

Vurdering og godkjenning av søknad om klassifisering som ny teknologi

1. Reguleringsmyndigheten skal innen 12 måneder etter at denne forskrift har trådt i kraft avgjøre hvilke produksjonsteknologier (om noen) som skal klassifiseres som ny teknologi. Beslutningen til reguleringsmyndigheten skal være basert på samarbeid med relevante regulerende myndigheter i øvrige land i det nordiske synkronområdet. Hvilken som helst av de aktuelle regulerende myndighetene i synkronområdet kan etterspørre en forhåndsuttalelse om klassifiseringen fra ACER, og forhåndsuttalelsen skal da utstedes i løpet av tre måneder etter at forespørselen er mottatt. Beslutningen fra de regulerende myndighetene skal ta hensyn til ACERs forhåndsuttalelse.
2. Reguleringsmyndigheten skal offentliggjøre en oversikt som viser produksjonsteknologier klassifiserte som ny teknologi.

Paragraf 70

Opphevelse av klassifisering som ny teknologi

1. Tilvirkere av produksjonsenheter klassifiserte som ny teknologi i henhold til artikkel 69(1) skal annenhver måned, fra den dato da reguleringsmyndigheten godkjente klassifiseringen, sende inn oppdaterte salgstall for Norge. Salgstallene skal sendes til reguleringsmyndigheten og de skal vise antall solgte enheter og merkeeffekt per solgte enhet. Reguleringsmyndigheten skal offentliggjøre samlet merkeeffekt for alle produksjonsenheter som er klassifiserte som ny teknologi.

2. Reguleringsmyndigheten skal oppheve klassifisering av produksjonsenheter som ny teknologi når samlet installert merkeeffekt til alle produksjonsenheter klassifiserte som ny teknologi overskrider grensen som er gitt av artikkel 67. Reguleringsmyndigheten skal offentliggjøre denne beslutning.
3. Aktuelle regulerende myndigheter i det nordiske synkronområdet kan, uten at det påvirker anvendelsen av bestemmelsene i paragraf 1 og 2, på en koordinert måte beslutte å oppheve en klassifisering som ny teknologi. De regulerende myndighetene kan be om en forhåndsuttalelse fra ACER, og forhåndsuttalelsen skal da utstedes i løpet av tre måneder etter at forespørselen er mottatt. I slike tilfeller skal den koordinerte beslutningen fra de regulerende myndighetene ta hensyn til ACERs forhåndsuttalelse. Reguleringsmyndigheten skal offentliggjøre beslutningen om opphevelse av klassifiseringen.

Produksjonsenheter som er klassifiserte som nye teknologier og tilknyttet nettet før dato for opphevelse av klassifiseringen er å anse som eksisterende produksjonsenheter, og skal derfor bare være underlagt kravene i denne forskrift i henhold til bestemmelsene i artikkel 4(3) og artiklene 38 og 39.

Formål med bestemmelsen

Ved å innføre bestemmelser om overgangsordninger for nye produksjonsteknologier, gis det åpning for å tilknytte et begrenset antall (et begrenset volum) forholdvis nyutviklede produksjonsenheter av type A som ikke overholder eller kan tilpasses for å overholde et flertall av de tekniske funksjonskrav som ellers skal gjelde for produksjonsenheter av denne type.

En søknad om klassifisering som ny teknologi skal sendes inn innen seks måneder etter at forordningen har trådt i kraft. Denne tidsfristen ivaretar at ingen ytterligere utvikling av teknologier, som ikke overholder kravene, vil skje i fremtiden.

Begrensningen i maksimalt tillatt samlet effektproduksjon hos produksjonsenheter som klassifiseres som nye teknologier skal sikre at disse produksjonsenheter, som mangler et flertall ønskelige egenskaper, ikke får en slik utbredelse at det blir underskudd på nødvendige egenskaper i kraftsystemet eller at forsyningssikkerheten blir truet.

Bakgrunn til bestemmelsen

Det har i den senere tid blitt utviklet noen produksjonsteknologier som ikke overholder, eller kan tilpasses for å overholde, et flertall av de tekniske funksjonskrav som ellers skal gjelde for slike produksjonsenheter, f.eks. mikroproduksjonsenheter, som leverer både varme og kraft og som er baserte på lineær Stirlingmotorteknologi. Tilvirkerne som utviklet disse nye produksjonsteknologier har hatt betydelige utviklingskostnader relatert til dette og har ennå ikke hatt mulighet å tjene inn disse kostnader. For at disse tilvirkere ikke skal lide uforholdsmessig økonomisk skade, har overgangsordningen for nye teknologier blitt innført i forordningen.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er allerede fullstendig definert i forordningen.

I tilknytning til §70 mener Statnett at det bør være §4.3 som refereres og ikke §4.2. I den videre oppfølgingen av regelverket bør det vurderes om det er mer hensiktsmessig å ta inn eksakte verdier i

forordningen i stedet for kun å angi hvor disse kan hentes fra eller hvordan de skal beregnes (f.eks. i §§66 og 67). Denne uklarheten bør spilles inn til ACER/ENTSO-E for videre behandling og avklaring.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Systemansvarliges veileder FIKS 2012 og RENs retningslinjer inneholder kun veiledende funksjonskrav og retningslinjer til mindre produksjonsenheter tilhørende forholdsvis etablerte produksjonsteknologier. For produksjonsenheter av type A kan aktuelle systemoperatører i sine tilknytningsavtaler avtale krav som avviker fra disse veiledende funksjonskrav og retningslinjer. Hvilke funksjonskrav som skal gjelde for type A produksjonsenheter av teknologier som ikke omtales i FIKS 2012 eller RENs retningslinjer kan på samme måte avtales i tilknytningsavtalen.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ingen behov for koordinering med andre interessenter eksisterer ved innføring av foreslått forskriftstekst. Det ligger imidlertid et behov for reguleringsmyndigheten i å koordinere med relevante regulerende myndigheter i andre land for å etterleve forordningen.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges medlemmer i referansegruppen har ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn andre innspill til Statnetts anbefalinger.

Det har i løpet av arbeidet blitt påpekt at det bør være mekanismer i regelverket for å håndtere produksjonsenheter, som blir idriftsatt og senere viser seg å forårsake betydelige forstyrrelser i nettet. Dette gjelder spesielt i forbindelse med produksjonsenheter, som blir klassifisert som nye teknologier, og dermed unntatt fra stort sett alle krav i NC-RfG.

Gyldighet for bestemmelsen

Artikkel	Synkrone produksjonsenheter				Kraftparkmoduler			
	Type A	Type B	Type C	Type D	Type A	Type B	Type C	Type D
66	X				X			
67	X				X			
68	X				X			
69	X				X			
70	X				X			

DEL VII – AVSLUTTENDE BESTEMMELSER

Bakgrunns- og veiledningsdokumentasjon for paragraf 71 - 72

Engelsk forordningstekst

Article 71

Amendment of contracts and general terms and conditions

1. *Regulatory authorities shall ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new power-generating modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation.*
2. *All relevant clauses in contracts and relevant clauses of general terms and conditions relating to the grid connection of existing power-generating modules subject to all or some of the requirements of this Regulation in accordance with Article 4(1) shall be amended in order to comply with the requirements of this Regulation. The relevant clauses shall be amended within three years following the decision of the regulatory authority or Member State as referred to in Article 4(1).*
3. *Regulatory authorities shall ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing power-generating facilities subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for power-generating facilities, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.*

Article 72

Entry into force

This Regulation shall enter into force on the twentieth day following that of its publication in the Official Journal of the European Union.

Without prejudice to Articles 4(2)(b), 7, 58, 59, 61 and Title VI, the requirements of this Regulation shall apply from three years after publication.

This Regulation shall be binding in its entirety and directly applicable in all Member States.

Statnetts tolkning av forordningsteksten

Paragraf 71

Endringer av kontrakter og generelle betingelser og vilkår

1. Reguleringsmyndigheten skal sørge for at alle relevante klausuler i kontrakter og generelle betingelser og vilkår, som angår nettilknytningen av nye produksjonsenheter, er i overensstemmelse med kravene i denne forordningen.
2. Alle relevante klausuler i kontrakter, samt relevante klausuler i generelle betingelser og vilkår, som angår nettilknytning av eksisterende produksjonsenheter, som omfattes av alle eller noen av kravene i denne forordningen i henhold til §4, første ledd, skal endres og bringes i overensstemmelse med kravene i denne forordningen. De relevante klausuler skal endres senest tre år etter iverksettelse av reguleringsmyndighetens, eller medlemslandets avgjørelse, jfr. §4, første ledd.
3. Reguleringsmyndigheten skal sørge for at nasjonale avtaler mellom systemoperatører og eiere av nye eller eksisterende produksjonsenheter, omfattet av denne forordningen og relaterte tilknytningskrav for produksjonsenheter, spesielt i nasjonale forskrifter, reflekterer kravene gitt av denne forordningen.

Paragraf 72

Ikrafttredelse

Denne forordningen skal tre i kraft den tyvende dagen etter at den er publisert i " Official Journal of the European Union".

Uten at det berører paragraf 4, 2. ledd bokstav b), paragraf 7, 58, 59 og 61 og hoveddel VI, skal kravene i denne forordningen være gyldige tre år etter offentliggjørelsen.

Denne forordningen er bindende i sin helhet og direkte gyldig for hver medlemsstat.

Formål med bestemmelsene

Formålet med bestemmelsene er å sørge for at alle kontrakter forordningen regulerer tilpasses forordningens krav. Videre at implementeringen skjer i henhold til fastsatte frister.

Bakgrunn til bestemmelsene

Sørge for implementering av regelverket.

Statnetts anbefaling

Bestemmelsene er endelige og Statnett har ingen øvrige anbefalinger.

Sammenligning med eksisterende regelverk

Ikke tilsvarende regelverk å sammenlikne med.

Sammenligning med andre land

Statnett har ingen sammenlikninger med andre land på dette området.

Behov for koordinering med andre interessenter

Ikke behov for å koordinere med andre interessenter.

Punkter der referansegruppens syn avviker fra Statnetts forslag

Energi Norges representanter

Energi Norges medlemmer i referansegruppen er enig i at det nye regelverket skaper behov for ny praksis, også når det gjelder avtaler for tilknytning av nye anlegg. Nærmere metoder for hvordan regelverket bør innføres på en effektiv måte blir sentralt i den påfølgende prosessen med utarbeidelse av veiledere og annet materiale for å legge til rette for god og harmonisert praksis. Utover dette har disse representanter ingen spesielle merknader til Statnetts forslag.

Det har for øvrig vært kommentert i referansegruppen at det kan bli krevende å flytte alle dagens funksjonskrav inn i privatretslige avtaler med detaljerte tekniske krav. En prosess med kontrakter introduserer en transaksjonsbasert forhandlingsløsning og kan ta lang tid med påfølgende tvisteavklaringer og forsinkelser av prosjekter. Tidsaspektet berører effektiviteten i prosessene, som er viktig å ta hensyn til. Dagens konsesjonsprosesser tar allerede lang tid. Det oppfattes som viktig å sørge for at denne form for kontraktsinngåelse ikke forlenger prosesstiden ytterligere. Utvikling av standard kontrakter og omforent veiledning til funksjonskrav og metoder er derfor viktig. Viktig at reguleringsmyndigheten og rest NVE involveres i dette arbeidet. Det er uklart hvordan dette skal håndteres for eksisterende anlegg, som underlegges NC-RfG. Reguleringsmyndighetens og rest NVEs ansvar og rolle knyttet til kontrakter og endringer i eksisterende kontrakter bør avklares. Det er ikke gitt at alle anlegg har kontrakter i det hele tatt i dag. Det er de små anleggene som har de største utfordringene, her er det flere mangler i dag. En slik avklaring vil være hensiktsmessig både for utbygger og nettselskap. Reguleringsmyndigheten har en rolle i å påse at det er en forsvarlig implementering, men må selv vurdere hvordan de ønsker å gjøre dette. Det er også et spørsmål hvorvidt reguleringsmyndigheten skal godkjenne avtaler etter at de er inngått eller om det her er snakk om forhåndsgodkjente standardkontrakter.

Alle bør ha like vilkår slik at det ikke blir forskjeller ut i fra hvor i nettet eller hvilket nettselskap man tilknytter seg. Dette er spesielt viktig for eksisterende anlegg dersom dette regelverket og krav om avtaler også vil gjelde når endringer foretas. Det er videre viktig at kontraktene som etableres følges opp.

Referansegruppens øvrige medlemmer har ikke meldt inn andre innspill til Statnetts anbefalinger.

Gyldighet for bestemmelsen

Bestemmelsen har gyldighet primært for reguleringsmyndigheten og alle aktører hvor kontrakter reguleres i henhold til denne forordningen.

REFERANSER

- [1] Sigrun Kavli Mindeberg, *Gjennomgang av europeiske nettkoder om nettilknytning med tanke på praktisk gjennomføring i Norge*, NVEs referanse: 201500642-1: NVE, 2015.
- [2] S. B. Skaatan, *Deltakere til referansegrupper i forbindelse med utarbeidelse av forslag til praktisk gjennomføring av EUs forordninger for tilknytning av produksjon, forbruk og HVDC*, ref. 15/00250-4: Statnett SF, 2015.
- [3] *COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators*, EU Kommisjonen: EU Kommisjonen, 2016.
- [4] The European Commission, *Regulation (EC) No 714/2009 og the European Parliament and Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*, 2009.
- [5] EU kommisjonen, *Europaparlamentets- og rådsdirektiv 2009/72/EF*, EU kommisjonen, 2009.
- [6] ACER, *Framework Guidelines On Electricity Grid Connections, FG-2011-E-001*, ACER: ACER, 20 July 2011.
- [7] OED, *Ot.prp. nr. 56 (2000-2001) Om lov om endringer i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (energiloven)*, OED: OED, 2001.
- [8] Statnett SF, *FIKS - Funksjonskrav i kraftsystemet 2012*, Statnett SF: Statnett SF, 2012.
- [9] *Nordic Coordination of Connection Code Implementation*, Statnett SF, FINGRID, ENERGINET, Svenska Kraftnät: Nordiske TSOer, 2017.
- [10] OED, *Prop.5 L (2017-2018) Proposisjon til Stortinget (forslag til lovvedtak) Energinger i energiloven (tredje energimarkedspakke)*, OED: OED, 2017.
- [11] «The 50.2 Hz problem,» [Internett]. Available: <https://www.vde.com/en/fnn/pages/50-2-hz.aspx>.
- [12] ENTSO-E, *NETWORK CODE FOR REQUIREMENTS FOR GRID CONNECTION APPLICABLE TO ALL GENERATORS REQUIREMENTS IN THE CONTEXT OF PRESENT PRACTICES*, ENTSO-E: ENTSO-E, 2015.
- [13] Norconsult, *Oppstart fra spenningsløst nett og separatdrift - Vurdering av tekniske krav ved innføring av Requirements for grid connection of Generators*, Norconsult: Norconsult, 2017.
- [14] EirGrid Workstream, *Rate of Change of Frequency (ROCOF) - DS3*, EirGrid: EirGrid, 2011.
- [15] ENTSO-E, *Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection*, ENTSO-E: ENTSO-E, 2016.
- [16] ENTSO-E, «NC-RfG - REQUIREMENTS IN THE CONTEXT OF PRESENT PRACTICES,» 26 06 2012. [Internett]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/consultations/Network_Code_RfG/120626_-_NC_RfG_-_Requirements_in_the_context_of_present_practices.pdf.
- [17] H. Kirkeby og Ø. Høivik, *Testing av småkraftverks FRT-egenskaper*, Sintef, 2017.
- [18] *Power Dynamics System and Control*, Machowski, Bialek and Bumby, chapter 6.1.1.3.
- [19] S. Ring, *Notat - Veileder til krav i FIKS om "FaultRide-Through" egenskaper for produksjonsanlegg*, Seksjon Systemfunksjonalitet: Statnett SF, 2014.

- [20] NVE, *Forskrift om systemansvaret*, NVE: NVE, 2013.
- [21] Entso-E, «Nordic operation Agreement Appendices,» Entso-E, 2017.
- [22] THE EUROPEAN COMMISSION,, *REGULATIONS COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation*, THE EUROPEAN COMMISSION: THE EUROPEAN COMMISSION, 2017.
- [23] ENTSO-E, «Network Code on Emergency and Restoration,» ENTSO-E, 2015.
- [24] H. Brekke, «Regulering av Hydrauliske Strømningsmaskiner,» Vannkraftlaboratoriet NTNU, 2003.
- [25] ENTSO-E, *Parameters of Non-exhaustive requirements, ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection*, ENTSO-E: ENTSO-E, 2016.

ENTSO-E IMPLEMENTATION GUIDELINE DOCUMENT (IGD)

Cost Benefit Analyses - ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

GENERAL GUIDANCE ON COMPLIANCE MONITORING - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Need for synthetic inertia (SI) for frequency regulation - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Post-fault active power recovery - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Rate of Change of Frequency (ROCOF) withstand capability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Fault current contribution from PPMS & HVDC - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters related to frequency stability - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters of Non-exhaustive requirements - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Harmonisation - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Instrumentation, simulation models and protection - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Making non-mandatory requirements at European level mandatory at national level - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Parameters related to voltage issues - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Reactive power control modes for PPM & HVDC - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

REACTIVE POWER MANAGEMENT AT T – D INTERFACE - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Reactive power requirement for PPMS & HVDC at low / zero power - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Real time data and communication - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

SELECTING NATIONAL MW BOUNDARIES - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

Special issues associated with type 'A' generators - ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 16 November 2016.

RELEVANTE STANDARDER OG NORMER

NEK

Anbefalte og særlig relevante standarder for anvendelse ved gjennomføring av tilknytningskodene for NC-RfG.

- **NEK IEC 60308** – "International Standard for Testing of Control Systems for Hydroturbines" for prøving
- **NEK EN 60034-16-1** for drift av magnetiseringsutstyr
- **NEK EN 50160** for spenningskvalitet
- **NEK IEC 60044-1** for krav til spenningstransformatorer, **NEK IEC 60044-2** for induktive, og **NEK IEC 60044-5** for kapasitive spenningstransformatorer
- **NEK IEC 61362** – «Guide to specification of hydraulic turbine governing systems», for turbinregulator, effektregulering og servosløyfe tidskonstant
- **NEK IEC 60870-6/TASE.2** for sanntidskommunikasjon mellom driftssentraler
- **NEK IEC 61970-CGMES** «ENTSO-E's Common Grid Model Exchange Specification» basert på IEC 61970 – Common Information Model, for Informasjonsutveksling av simuleringsmodeller

Oversikt over relevante REN retningslinjer/standarder

Avtalemaler Innmating 0.23 - 36 kV		
Mal nr.	Tittel	Versjon
300	Tilknytnings- og Nettleieavtale for innmatingskunder i Distribusjonsnettet	1.0
301	Vedlegg 1 Definisjoner	1.0
302	Vedlegg 2 Tilknytning og nettleievilkår for innmatingskunder	1.0
303	Vedlegg 3 Tekniske funksjonskrav	1.0
304	Vedlegg 4 Tilpasninger og særlige forhold	1.0
305	Vedlegg 4 U1 Beskrivelse av installasjon	1.0
306	Vedlegg 4 U2 Tilknytningspunkt	1.0
307	Vedlegg 5 Dokumentasjon	1.0
308	Vedlegg 5 U1 Egenerklæring	1.0
309	Vedlegg 5 U2 Generell dokumentasjon	1.0
310	Vedlegg 5 U3A Dok. Synkrongenerator	1.0
311	Vedlegg 5 U3B Dok. Asynkrongenerator	1.0
312	Vedlegg 6 Site Acceptance test	1.0
Avtalemaler Innmating 36 - 420 kV		
Mal nr.	Tittel	Versjon
320	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt	1.0
321	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 1 - Definisjoner	1.0
322	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 2 - Vilkår	1.0
323	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 3 - Tekniske funksjonskrav	1.0
324	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 4 - Individuelle avtaler og særlige forhold	1.0
327	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 5 - Dokumentasjon	1.0
328	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 5 - U1 - Egenerklæring	1.0
329	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 5 - U2 - Generell dokumentasjon	1.0

330	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 5 - U3A - Synkrongenerator	1.0
331	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 5 - U3B - Asynkrongenerator	1.0
332	Innmating 36-420 kV - Rammekontrakt vedlegg 6 - SAT	1.0
Avtalemaler Innmating 0.23 - 36 kV bak kundens målepunkt (plusskunder)		
Mal nr.	Tittel	Versjon
340	Tilknytning og nettleieavtale - innmating i LS nett	1.0
341	Tilknytning og nettleieavtle - innmating LS nett vedlegg 1	1.0
342	Tilknytning og nettleieavtale - innmating LS nett - vedlegg 2	1.0
RENblader vedrørende tilknytning av kraftproduksjon		
RENblad nr.	Tittel	Versjon
3001	Strategiske vurderinger for nettilknytning av produksjon	1.0
3002	Veiledning for nettselskapets tilknytningsprosess	1.2
3003	Prosessoversikt for innmatingskundens nettilknytning	1.1
3004	Søknad om nettilknytning	1.3
3006	Råd om nettanalyse	1.2
3007	Anleggsbidrag og Tariffer ved tilknytning av produksjon	1.1
3008	Krav til vern i nettet ved tilknytning av produksjon	1.1

Tabell 1 Oversikt over filene i abonnementet "Tilknytning av Kraftproduksjon". For beskrivelser og mer dokumentinformasjon, andre versjoner etc., se 3000-serien i listen over alle RENblad eller se på 3000-serien i RENbladsøket.

SAMMENLIGNING MELLOM KRAV TIL VERIFISERENDE PRØVER/SIMULERINGER DAGENS REGELVERK (FIKS) OG TILSVARENDE KRAV I NY EU-FORORDNING (NC-RFG)

Egenskap/ Funksjonalitet	Kravet om verifisering gjelder iht. RfG for								Verifiseringsmåte iht. RfG		Verifiseringsmåte iht. eksisterende regelverk/praksis		Kommentar til dagens krav
	Synkron produksjonsenhet er av type				Kraftparkmoduler av type				Prøver	Simuleringer	Prøver	Simuleringer	
	A	B	C	D	A	B	C	D					
Respons i begrenset frekvensreguleringsmodus-overfrekvens (LFSM-O)		X	X	X		X	X	X	X	X	X		Systemansvarliges praksis i dag er kun å kreve denne funksjonaliteten samt at funksjonaliteten verifiseres ved prøver for vindkraftparker med parkregulator.
Respons i begrenset frekvensreguleringsmodus-underfrekvens (LFSM-U)			X	X			X	X	X	X			Krav til denne funksjonaliteten eksisterer ikke i dagens regelverk.
Respons i frekvensreguleringsmodus (FSM)			X	X			X	X	X	X	X		
Evne til å bidra i sekundær- og tertiærregulering			X	X			X	X	X		X		Per i dag eksisterer krav om verifiserende prøver av evnen til å bidra i sekundærregulering, men det finnes ingen krav til verifiserende prøver av evnen til å bidra i tertiærregulering. For mer informasjon se veiledningsmateriale på systemansvarliges sine nettsider som nås via undersider på link .
Styring av aktiv effektproduksjon							X	X	X		X		Det er kun ved idriftsettelse av vindkraftverk hvor systemansvarlige stiller krav til slike prøver i dag.
Evne til reaktiv produksjon og reaktivt forbruk			X	X			X	X	X	X	X	X	Systemansvarliges praksis i dag er kun å kreve at denne funksjonalitet verifiseres ved både simuleringer og prøver for vindkraftparker med parkregulator. For vann- og varmekraftaggregater er verifisering ved prøver tilstrekkelig.

Egenskap/ Funksjonalitet	Kravet om verifisering gjelder iht. RfG for								Verifiseringsmåte iht. RfG		Verifiseringsmåte iht. eksisterende regelverk/praksis		Kommentar til dagens krav
	Synkrone produksjonsenhet er av type				Kraftparkmoduler av type				Prøver	Simuleringer	Prøver	Simuleringer	
	A	B	C	D	A	B	C	D					
Modus for spenningsregulering ¹⁹							X	X	X		X	X	Systemansvarlig stiller krav til simulering av modus for spenningsregulering for vindkraftverk
Modus for MVar-regulering ⁴							X	X	X				Systemansvarliges praksis er at det er modus for spenningsregulering som skal være aktivert og hvor systemansvarlig stiller krav til verifisering.
Modus for cos φ-regulering ⁴							X	X	X				Systemansvarliges praksis er at det er modus for spenningsregulering som skal være aktivert og det er derfor til denne modus det stilles krav til verifisering.

Evne til demping av effektpendlinger				X			X	X		X	X		Systemansvarlig stiller i dag krav om dempetilsats for vannkraftverk og termiske kraftverk med synkrongenerator ≥ 25 MVA, men det er ingen krav til at vindkraftverk skal kunne dempe effekt-pendlinger. Når det stilles krav om dempetilsats er det også krav om at verifiserende prøver skal gjennomføres.
Oppstart fra spenningsløst nett ²⁰			X	X					X		X		
Overgang til tomgangsdrift			X	X					X				
Fault-Ride-Through (FRT) egenskaper		X	X	X		X	X	X		X		X	Kravene til FRT-egenskaper i ny RfG skiller seg fra FIKS, men kravene til verifisering er tilsvarende.

¹⁹ Systemansvarlig/aktuelt nettselskap kan velge at det bare skal gjennomføres prøver av en av de tre reguleringsmodusene – modus for spenningsregulering, modus for MVar-regulering samt modus for cos ϕ -regulering.

²⁰ Prøve/simulering er kun aktuell dersom egenskapen er avtalt/kravstilt.

Evne til å gjenopprette aktiv effektproduksjon etter feil		X	X	X		X	X	X		X			
Evne til å levere hurtig feilstrømbidrag ⁵						X	X	X		X			
Evne til å levere syntetisk treghetsmoment ⁵							X	X		X			Kraftparkmoduler (vindkraftverk) som kan levere syntetisk treghetsmoment har inntil i dag ikke blitt idriftsatt i Norge.
Overgang til separatudrift ⁵			X	X			X	X		X	X	X	Verifisering ved prøver kreves så langt det er mulig å gjennomføre prøver.