

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
21. december 2022

Forfatter:
MYEN

NOTAT

HØRINGSNOTAT VEDR. ÆNDRINGSFORSLAG TIL NATIONALT GODKENDTE KRAV I RFG BILAG 1, VERSION 2C

Indholdsfortegnelse

1. Høring	2
2. Gennemgående bemærkninger til de indkomne høringssvar	2
3. Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringssvar	3
3.1 Høringssvar til ændringsforslag til nationalt godkendte krav i RfG Bilag 1, version 2C	3
3.2 Øvrige kommentarer til høringen, som ikke kan indplaceres i ovenstående	20
3.3 Høringskommentarer modtaget efter fristens udløb	23
4. Høringsliste	24

1. Høring

Ændringsforslag til nationalt godkendte krav i RfG Bilag 1, version 1B har været sendt i høring fra den 8. juli 2022 til den 19. august 2022.

Der er modtaget 4 høringssvar.

Følgende har afgivet høringssvar:

Ørsted

Vestas Wind Systems A/S

Better energy

Green Power Denmark

2. Gennemgående bemærkninger til de indkomne høringssvar

Da omfanget af reviderede og nye krav i antal er begrænset, er de modtagne kommentarerne præget af sammenfald, detaljer og naturligvis fælles aktørinteresse, hvilket ikke er overraskende. Deraf er nogle af Energinets svar til kommentarer, henvisninger til tidligere svar. Foruden teknikken er der holdninger om processen, hvilket også har givet anledning til kommentarer.

3. Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringsvar

3.1 Høringsvar til ændringsforslag til nationalt godkendte krav i RfG Bilag 1, version 2C

Artikel	Aktørers bemærkninger	Energinets bemærkninger
14.3.a 16 3 a i	<p>"OVFRT – Over Voltage Fault Ride Through"</p> <p>i IEC hedder det bare OVRT</p> <p>Brug IEC forkortelser</p> <p>UVRT: Under Voltage Ride Through</p> <p>OVRT: Over Voltage Ride Through</p>	Energinet er opmærksom og bekendt med termen anvendt i IEC regi men vælger dog i første omgang at holde sig rimelig tæt til forordningen i forhold til FRT.
14.3.a 16 3 a i	<p>OVRT</p> <p>Ingen reference til RfG</p>	Energinet er opmærksom på at FRT for overspændinger ikke er inkluderet i forordningen i nuværende vision. Det ændrer dog ikke på at behovet for funktionaliteten er til stede i dansk kontekst. Funktionaliteten er desuden implementeret i flere andre lande. Energinet har på arbejdsgruppemøderne orienteret om, at kravet alternativt kunne hjemles igennem systemansvarsbekendtgørelsen (teknisk forskrift), men det er Energinets vurdering, at fastsættelsen kravet er hjemlet igennem forordningen.
14.3.a.i 16.3.a.i 20.2.b.ii (4.4)	<p>U er ikke defineret for UVRT og ikke klar defineret for OVRT.</p> <p>Forsæt at bruge U_c, eller definere U på den samme måde for UVRT og OVRT.</p>	<p>1 pu er den samme for både FRT og OVFRT, disse er fastsat for det givne system og spændingsniveau. Bilag 1 er opdateret med reference til disse værdier.</p> <p>For FRT er det specificeret at U evalueres i forhold til spændingens synkronkomponent og for OVFRT er det højeste fase-fase eller fase-jord som RMS-værdi. Teksten er opdateret for at gøre dette mere tydeligt.</p>
14.3.a.i	<p>RfG Figur 3 specificerer laveste grænser for UVRT-profilen for type B-anlæg.</p> <p>Artiklen er ikke gældende for krav til OVRT.</p> <p>For type C og type D tilsluttet distributionsnet er kravet i konflikt med trip-grænser i 15.3 og 16.2 (1.2pu/100ms, 1,15pu/200ms).</p> <p>For distributions-tilsluttede anlæg kan det antages at dæmpning og evt. overspændingsafledere vil håndtere overspændinger >1.3 pu/100 ms forårsaget af hændelser i transmissionsnettet.</p> <p>Fjerne krav til OVRT for type B og C anlæg (artikel 14).</p>	<p>Energinet ser fortsat og fremadrettet et behov for OVFRT egenskaber hos produktionsanlæg. Grundet aktørkommentarer fokuseres denne revision på type D og funktionaliteten for type B og C bortfalder i denne nationale behandling.</p> <p>Type D produktionsanlæg med POC på 60 kV eller lavere, skal have egenskaben men anvendelsen skal koordineres med den relevante systemoperatør i samarbejde med Energinet.</p>
14.3.a.i	<p>Energinet har ikke hjemmel til at stille krav til OVFRT kun UVRT</p> <p>Energinet bør derfor fjerne krav til OVFRT for type B og C anlæg.</p>	Energinet er opmærksom på at FRT for overspændinger ikke er inkluderet i forordningen i nuværende revision. Det æn-

		<p>drer dog ikke på, at behovet for funktionaliteten er til stede. Energinet har på arbejdsgruppemøderne orienteret om, at kravet alternativt kunne hjemles igennem systemansvarsbekendtgørelsen (teknisk forskrift), men det er Energinets vurdering, at fastsættelsen kravet er hjemlet igennem forordningen. Energinet ser fortsat og fremadrettet et behov for OVFRT egenskaber hos produktionsanlæg. Grundet aktørkommentarer fokuseres denne revision på type D og funktionaliteten for type B og C bortfalder i denne nationale behandling.</p> <p>Type D produktionsanlæg med POC på 60 kV eller lavere, skal have egenskaben men anvendelsen skal koordineres med den relevante systemoperatør i samarbejde med Energinet.</p>
15.6	<p>Opsamling af data i 60 sek. efter en fejl med en samletid på 1ms er meget lang tid. Sammen med krav om kapacitet til lagring af 100 hændelser gør at det er vanskeligt at finde udstyr der kan efterleve kravene. Desuden er behovet for dette krav ikke beskrevet.</p>	<p>Kravet for opsamling af data (TFR) er kendt fra tidligere tekniske forskrifter før forordningsgennemførelsen. I forbindelse med forordningsgennemførelsen blev det nuværende og gældende krav harmoniseret i forhold til anlægskategorier. De foreslåede ændringer er lempelser i forhold til det nuværende krav.</p>
15 6 b ii (4.1)	<p>"Aktivering af intern beskyttelse"? Hvad præcis dækker det over? Der er jo uendelig mange beskyttelser internt i en park, det er vel noget med hvor stor en del af produktionen som udkobles? Det skal være relæ trips?</p> <p>Tilføj præcisering af hvilke hændelser, som skal trigge en TFR-fil.</p>	<p>"Aktivering af intern beskyttelse" skal ikke præciseres yderligere i den godkendte tekst da dette ville resultere i en u hensigtsmæssig udtømmende tekst/krav for alle variationer/teknologier af produktionsanlæg. Præcisering vil være anlægsspecifikt men med udgangspunkt i denne anmeldelses høringsbrev afsnit 5.1.</p>
15 6 b ii	<p>Konsekvensen af de fastsatte krav er, at der kun findes én leverandør af logningsudstyr til Type D-anlæg. BE og andre aktører har på aktørmøderne gentagne gange efterspurgt en argumentation for fast scan i 63 sekunder, uden Energinet har behandlet dette.</p> <p>BE vurderer derfor ikke, at principperne i RfG artikel 7 stk. 3 er fulgt.</p> <p>I andre lande, som BE opererer i, kræves udelukkende logning, som kan håndteres med standard beskyttelsesrelæer.</p> <ul style="list-style-type: none"> • BE foreslår at tidsperioden for fast scan logning for Type D-anlæg ændres til 3 sek før trigger og 7 sek efter trigger. • Alternativ skal Energinet argumentere for behovet for den lange logningsperiode i form af hvilke elektrotekniske forløb Energinet 	<p>TFR filer har været diskuteret på alle fysiske arbejdsgruppemøder og Energinet har naturligvis observeret, at der i branchen er en forskellig tilgang til dette, også blandt aktørerne.</p> <p>Energinet har gentagne gange argumenteret for nødvendigheden af at have adgang til data efter hændelser men har også noteret aktørernes manglende interesse. Det skal desuden pointeres, at det samlede forslag til ændringer af TFR er at betragte som en lempelse af de eksisterende krav og her ganske væsentlig for produktionsanlæg større end 3 MW og</p>

	kun kan se med fast scan i den lange logningsperiode.	mindre end 25 MW.
15 6 b ii	Det bør præciseres, at fast scan er oscilloskopiske målinger.	Denne term er ikke anvendt i forordningerne.
15 6 b ii	<p>Det er uklart for aktører hvorfor Energinet i tilfælde af fejl/udkobling mener at det er nødvendigt med en logningsperiode på -10/+60 sek. efter hændelse. Energinet her hverken fremvist data eller argumentation der retfærdiggør en skærping af kravene.</p> <p>Herudover, er det meget omkostningstungt at fremskaffe det nødvendige logningsudstyr, da der umiddelbart kun er en leverandør på markedet. Green Power Denmark vurderer derfor, at det er i strid med RfG artikel 7 stk.3(c), der påpeger at TSOen i udmøntningen af kravene skal sikre den højeste muligt effektivitet og de laveste mulige omkostninger for aktører. Idet Energinet ikke har fremvist dokumentation for at det er nødvendigt for systemsikkerheden med en logningsperiode på -10/+60 sek, kan dette krav derfor ikke være i overensstemmelse med kravet om laveste mulige omkostninger.</p> <p>Green Power Denmark forslår derfor, at Energinet ændrer kravet til følgende logningsperiode: -3/+7 sek. efter hændelse, så det maksimalt er 10 sek. i høj opløsning som er kravet.</p>	<p>Energinet er uforstående i forhold til aktørers manglende forståelse af TFR kravet da TFR filer og behovet har været diskuteret på alle fysiske arbejdsgruppemøder. Energinet har fremført argumenter for TFR-behovet som aktører af forskellige årsager kan vælge at være uenig i.</p> <p>Det skal desuden pointeres, at det samlede forslag til ændringer af TFR er at betragte som en lempelse af de eksisterende krav og her ganske væsentlig for produktionsanlæg større end 3 MW og mindre end 25 MW. Det afvises derfor, at der er tale om skærpelse af TFR krav.</p> <p>Der har efter energinets høring været dialog i forhold til udfordring og løsning således, at der er opnået en bedre fælles forståelse.</p>
16.3a i	<p>$U=1.2$ pu i 30 sek vil medføre trip på en synkronmaskine grundet overfluxen i stator og den deraf medfølgende opvarmning.</p> <p>Derudover vil en så høj spænding formodentlig med en overskridelse af design grænser for øvrige elektriske komponenter.</p> <p>Når Energinet stiller dette krav må det også være Energinet der skal redegøre for at komponenterne i nettet/produktionsanlæggene kan klare kravene.</p>	<p>Kravet gælder for spændingen i POC, og det vil dermed være muligt at sænke spændingen internt i produktionsanlægget via en transformer viklingskobler. Energinet vurderer derfor at kravet ikke nødvendigvis medføre 1.2 pu skal kunne håndteres på generatorterminalerne i 30 sek.</p> <p>Energinet bemærker yderligere at kravet skal gælde for nye anlæg, og ikke eksisterende anlæg.</p>
16 3 a i	<p>BE anerkender behov for at sikre immunitet mod udkobling ved overspændinger, men kravet er motiveret ud fra artikel 16.3, som fokuserer på LVRT.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dokumentere kravene til OVRT i et separat dokument uden reference til RfG'en. • Fjerne krav til OVRT for type D tilsluttet distributionsnet jf. kommentar under 14.3. 	<p>Energinet noterer kommentarerne og vil overveje om et separat dokument er en del af løsningen.</p> <p>Energinet ser fortsat og fremadrettet et behov for OVFT egenskaber hos produktionsanlæg. Grundet aktørkommentarer fokuseres denne revision på type D og funktionaliteten for type B og C bortfalder i denne nationale behandling.</p> <p>Type D produktionsanlæg med POC på 60 kV eller lavere, skal have egenskaben men anvendelsen skal koordineres med den relevante systemoperatør i samarbejde med Energinet.</p>
16 3 a i	Solcelleinvertorer er typisk testet ud fra	Energinet støtter europæisk harmonise-

	<p><i>EN 50549-2:2019/AC:2019 Krav til elproducerende anlæg tilsluttet parallelt med forsyningsnet – Del 2: Tilslutning til MV-forsyningsnet – Elproducerende anlæg til og med Type B,</i></p> <p>hvilket omfatter test op til 1.25 pu i 100 ms og 1.2 pu i 5 s. Hvis kravet skærpes, skal produktet re-certificeres separat for DK, hvilket er i modstrid med hensigten i RfG Artikel 7.3(f).</p> <p>Krav til OVRT bør implementeres i RfG'en ved kommende opdatering. Det vil sikre større harmonisering og lettere adgang til produkter, som er certificeret i overensstemmelse hermed.</p> <p>Indtil da, bør kravet tilpasses eksisterende standarder som fx EN50549:2019.</p> <p>Krav ud over EN50549 skal kunne håndteres med leverandørattest uden separat 3. parts-certifikat.</p>	<p>ring af tilslutningskrav i forordningsregi. Med udgangspunkt i systemkrav/behov, er det dog systemoperatørens/R-TSOs opgave at sikre de nødvendige/relevante tilslutningskrav jf. respektive ansvarsområder. En ganske væsentlig faktor i forhold til en forventet opdatering af forordningen er naturligvis tiden og herunder også – hvornår en ny regulering vil være gældende.</p> <p>Den refererede standard finder ikke anvendelse som kravreference for artikel 16.3. og kun serien kun for type A og B.</p>
16 3 a i	<p>Kravene til OVRT er ikke afspejlet i RfG bilag 1C Robusthedskrav FRT NOVEMBER 2018</p> <p>Opdatere RfG bilag 1C (eller udarbejde et tilsvarende dokument, hvis det anerkendes, at OVRT ikke er omfattet af 16.3). Herved kan kurverne fjernes fra RfG bilag 1.</p>	<p>Energinet noterer kommentarerne og vil overveje om et separat dokument er en del af løsningen.</p>
16 3 a i	<p>OVRT-kurve viser U i pu.</p> <p>Det skal specificeres hvor per unit base for alle spændingsniveauer kan findes på samme vis som for HVDC krav-dokument.</p>	<p>PU-værdierne blev godkendt i forbindelse med den tidligere forordningsgennemførelse. Energinet har publiceret en specifik præsentation af de godkendte værdier på hjemmesiden.</p>
16 3 a i	<p>U er i forbindelse med OVFRT den maksimale tilladte systemdriftsspænding, kontinuerte eller tidsbegrænsede spænding, for hvilken der repræsenterer den højeste værdi.</p> <p>Det er uklart om sætningen referer til udgangsspænding for OVRT jf. ovenstående.</p>	<p>Krav og figur er opdateret.</p>
16 3 a i	<p>Temporære overspændinger opstår ved momentane ubalancer i reaktiv effekt typisk som følge af trip af shunt reaktorer eller blokering af LCC HVDC.</p> <p>Spændingsspringet ΔU er med god tilnærmelse proportionalt med forholdet mellem ændring i reaktiv effekt ΔQ og kortslutningseffekten S_k: $\Delta U \sim \Delta Q / S_k$</p> <p>De reaktive ubalancer er "kendte" mens S_k varierer afhængig af driftsforholdene og ændringer i nettet.</p> <p>For at sikre samme robusthed over tid bør ΔU i princippet derfor opdateres, når S_k ændres. Figur 1 viser udviklingen i S_k for DK1 og DK2. Det fremgår, at kortslutningsniveauet i DK1 generelt er stigende, mens det er faldende i DK2.</p> <p>Alt andet lige burde det derfor medføre forskellige krav til DK1 og DK2</p>	<p>Det er uklart hvad der præcis argumenteres for. Analysen af udvikling i kortslutningsniveau lægger op til at krav til overspændinger bør fastsættes lokalt og variere over tid. Energinet vurderer dette ikke er hensigtsmæssig. Energinets valg af værdier er baseret på en vurdering af behov, men samtidig også en vurdering af hvad der er realistisk krav til anlæg.</p> <p>Kravet er defineret med udgangspunkt i en fast 1pu. Teksten er opdateret for at gøre dette mere tydelig.</p>

under hensyn til største ΔQ i hvert område. Når Sk for DK2 fx falder til 60 % af det nuværende niveau burde krav til ΔU dermed stige til $1+0.3/0.6 = 1.5\text{pu}$, hvilket næppe er realistisk.

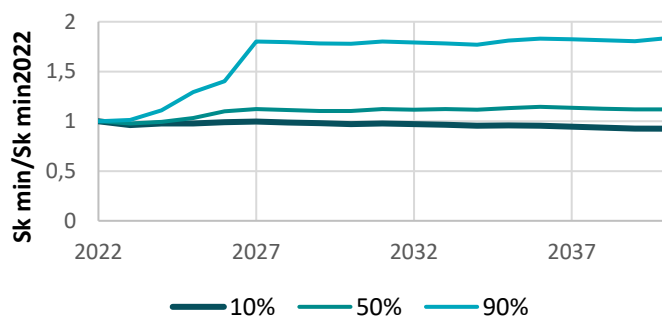
Ovenstående analyse viser, at 1.3 pu er et *arbitrært* valg, som dog kan være et fornuftigt ingeniørmæssigt designkriterium i en dansk kontekst. Det giver imidlertid ikke mening at anlægge en worst-case betragtning for udgangsspændingen i tilslutningspunktet, når det implicitte formål er at sikre en vis robusthed.

Det er væsentligt at opretholde en simpel operationel definition, som er uafhængig af driftsbetingelserne. I praksis kan kravet ikke testes ved FON, hvorfor den må bero på leverandørerklæringer.

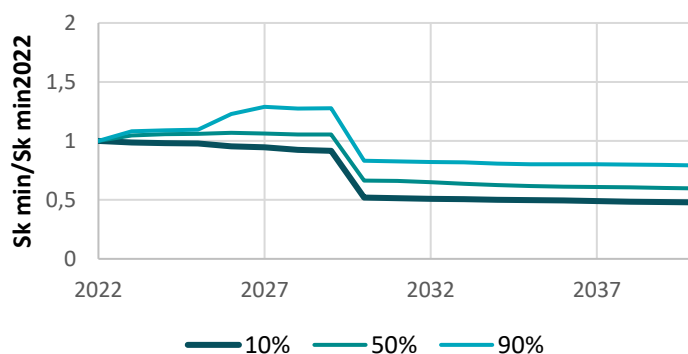
Kravet bør

- 1) *Enten* gælde på tilslutningsterminalerne for anlægges enheder
- 2) *Eller* OVRT bør evalueres ud fra en af følgende
 - a. aktuel driftsspænding (moving average)
 - b. en udgangssituation med 1pu spænding (som for UVRT)

Udvikling i kortslutningseffekt DK1



Udvikling i kortslutningseffekt DK2



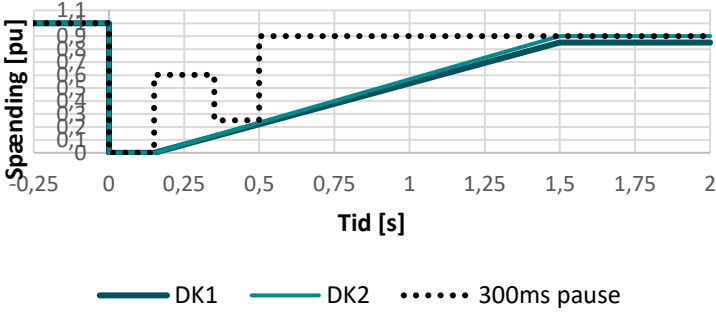
Figur 1 Relativ udvikling i kortslutningseffekt (Min 3-phase) beregnet ud fra [Energinet Kortslutningskatalog](#) udtrykt i 10%, 50% og 90% percentiler for alle stationer >100 kV.

16 3 a i

Gentagende fejl.

Præcisere, at gentagende fejl kun gælder for UVRT og ikke OVRT.

Korrekt, tekst opdateret.

16 3 a i	<p>Sætningen kan undværes, hvis "inkl. hjælpeudstyr" tilføjes foregående sætning.</p> <p>Produktionsanlægget skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødfor- syning og andet til at opfylde nedenstående, gældende for alle typer af systemfejl, spæn- dingsdyk, i tilfælde af individuelle fejl og gentagende fejl hvor langsom og hurtig genind- kobling anvendes:</p> <p>Gentagende fejl i det kollektive elforsyningssystem, spændingsdyk, må ikke udkoble produktionsanlægget (inkl. hjælpeudstyr), medmindre de allerede fastsatte krav i Bilag 1.C overskrides.</p> <p>Produktionsanlægget skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødfor- syning og andet til at opfylde nedenstående, gældende for alle typer af systemfejl, spæn- dingsdyk, i tilfælde af individuelle fejl og gentagende fejl hvor langsom og hurtig genind- kobling anvendes:</p>	Tekst opdateret.
16 3 a i	<p>o Yderligere skal anlægget som minimum kunne klare 2 spændingsdyk til mellem 0.0-0.6 pu inden for 2 sekunder, hver af varighed op til 150 ms og adskilt af mindst 300 ms. Hvor spændingen har været over 0.6 pu.</p> <p>For at sikre overensstemmelse med RfG skal gentagne spændingsdyk være over indhyldningskurven. Se figur 2 nederst i dokumentet.</p> <p>Genindkobling foretages på 1- og 2-fasede fejl, hvor der vil være en væsentlig synkron spændingskomponent.</p> <p>Tilpasse spændingsprofil for gentagne fejl, så den harmonerer med FRT-krav i RfG og specificere, at kravet kun gælder 1- og 2-fasede fejl.</p> <p style="text-align: center;">PPM - Mulig FRT-kurve for gentagne fejl</p>  <p>Figur 2 viser FRT-krav for DK1 og DK2 samt værste mulige profil for en gentagen fejl.</p> <p>Den stiplede kurve viser muligt krav for gentagne fejl ved genindkobling efter 300 ms for DK2.</p>	<p>Den forslåede kurve her ville være over- flødig da den ligger inden for FRT kurven. Det forslåede krav derimod er et tillæg til nuværende FRT krav, som skal sikre anlæg kan håndtere gentagende fejl i tilfælde af genindkobling. Det er Energinets vurde- ring at det forslåede krav er rimelig og er i overensstemmelse med RfG. Derudover bemærkes det at genindkobling også an- vendes ved 3-fasede fejl. Kravet gælder 1-, 2- og 3-fasede fejl.</p> <p>Energinets krav er i overensstemmelse med IEEE P2800 som er direkte anvendt i andre lande eller anvendt som inspiration.</p>
16 3 a i	<p>Det vil lette forståelsen, hvis det fremgår, at betingelserne i POC er tilba- ge i normaldriftsområdet mellem de individuelle fejl. (for de specificere- de spændingsdyk er normaldriftsområdet retableret inden for 1,5 s + evt. 0,5 s forsinkelse).</p> <p>Individuelle fejl er defineret som værende spændingsdyk under den nedre grænse for det definerede normaldriftsområde adskilt af mere end</p>	Modtaget, tiderne er justeret og krav teksten opdateret.

	<p>2 sekunder, og hvor betingelserne for normaldrift midlertidigt er opnået. Gentagende fejl grundet genindkobling betragtes ikke som individuelle fejl.</p>	
16 3 a i	Der henvises til kommentar i 14.3.a.i	Kommentar set.
16 3 a i	<p>I dag ligger der en standard hvor anlæg kan klare op til 1.25 pu. Hvis højere krav skal der laves separat certificering for DK.</p> <p>Dette vil for det første være diskriminerende overfor danske aktører, samt svække deres konkurrenceevne. At indføre dette krav separat for DK er derfor i strid med intentioner i RFG artikel 7.3(f).</p> <p>Energinet bør tilpasse krav så de følger gældende standarder.</p>	<p>Der anvendes i dag på internationalt niveau flere forskellige parametersæt for identisk eller sammenlignelig funktionalitet. Endvidere er det ikke standarderne som danner grundlag for udvikling af tilslutningskrav. Udgangspunktet er elsystemets behov.</p> <p>Kravet gælder for spændingen i POC, og det vil dermed være muligt at sænke spændingen internt i produktionsanlægget via en transformer viklingskobler. Energinet vurderer derfor at kravet ikke nødvendigvis medfører at spændingen i POC skal håndteres på generatorterminalerne.</p>
16 3 a i	<p>OVFRT-kurve viser U i pu.</p> <p>Per unit basen for alle spændingsniveauer bør præciseres.</p>	<p>PU-værdierne blev godkendt i forbindelse med den tidligere forordningsgennemførelse. Energinet har publiceret en specifik præsentation af de godkendte værdier på hjemmesiden.</p>
16 3 a i	<p>Hvis der opleves forskelle i den maksimale og minimale kortslutningseffekt mellem DK1 og DK2 bør Energinet tage højde for dette i deres beregninger, og derved krav.</p> <p>Energinet bør derfor stille forskellige krav til DK1 Og DK2.</p>	<p>Energinet fastsætter af naturlige årsager synkronområdespecifikke krav i hhv. Dk1 og Dk2. Under fastsættelse af de enkelte krav indgår de relevante konditioner.</p>
16 3 a i	<p>For at sikre overensstemmelse med RfG skal gentagne spændingsdyk være over indhyldningskurven. Se figur 1 nederst i dokumentet.</p> <p>Genindkobling foretages på 1- og 2-fasede fejl, hvor der vil være en væsentlig synkron spændingskomponent.</p> <p>Tilpasse spændingsprofil for gentagne fejl, så den harmonerer med FRT-krav i RfG og specificere, at kravet kun gælder 1- og 2-fasede fejl.</p>	<p>Energinet henviser til et tidligere svar da spørgsmålene er sammenfaldende.</p>

	<p style="text-align: center;">PPM - Mulig FRT-kurve for gentagne fejl</p> <p>Figur 1 viser FRT-krav for DK1 og DK2 samt værste mulige profil for en gentagen fejl. Den stiplede kurve viser muligt krav for gentagne fejl ved genindkobling efter 300 ms for DK2.</p>	
<p>18.2.b 21.3.b (4.2)</p>	<p>PPM UQ-diagram: Er det $Q/P_n = 0,33$ eller er det $PF = 0,95$ (0,3286841) ?</p> <p>Slet $Q/P_n = 0,33$</p>	<p>Kommentar modtaget. $PF = 0,95$ slettes.</p>
<p>20 2 b</p>	<p>Uklart hvordan $\pm 20\%$ er defineret.</p> <p>Indtegne en tolerancekurve i figurerne, der illustrerer $\pm 20\%$-point.</p>	<p>Tekst til krav er revideret. Tolerancen er $\pm 20\%$ af I_n.</p>
<p>20.2.b (4.3)</p>	<p>$U_{PGC} <> U_{POC}$ det kan ikke ændres da der i RfG Artikel 20 2.(b) (i) står at tillægsstrøm kan leveres på de enkelte units i et power park module (Det samme står forklaret i : VEJLEDNING RFG Tilslutning af produktionsanlæg til transmissionsnettet revision 1 juni 2021 (5).PDF</p> <p>Ændringer påvirker signifikant kraven. Det er ikke muligt med den nuværende teknologi at sende maling fra POC til møllerne hurtigt nok til at kunne køre "closed loop control" på reaktiv strøm baseret på U_{POC}. Dvs. Det bliver noget "feedforward" control og vil kræve tuning på hver enkelt park, pga phase shift mellem PoC og lav spændingsside af maskinentransformer. Forskellige layout på mølleparkerne kræver individuel tuning af hver park / mølle niveau.</p> <p>Hold fast på U_{PGC}</p>	<p>Som følge af udviklingen i det kollektive elforsyningssystem, herunder af produktionsanlægsportefølgen med tilhørende varierende anlægsinfrastruktur og generatorfødeledninger/ilandføringsanlæg prioriteres POC jf. forordningen artikel 20.2 (b). Fsva artikel 20.2 (b)(i) er denne vurderet til et udtømt krav, som omhandler anlægsegenskaber, hvilket ikke modstrider med et krav til FFC (20.2.b) i POC. Med hensyn til vejledningsreferencer kan disse af gode grunde ikke opdateres før reviderede krav er færdigbehandlet og endelig godkendt.</p>
<p>20 2 b i</p>	<p>Fast fault current injection at the unit terminals</p>	<p>Svar som herover.</p>

	Det skal præciseres, at fejlstrøm fortsat kan evalueres på de individuelle enheders terminaler jf. RfG.	
20 2 b i	<p>Energinet ønsker at fejlstrømsinjektion fremover skal måles i POC i stedet for PGC. Dette vil medføre en langt og upræcis kontrolløkke, og virker derfor uhensigtsmæssigt.</p> <p>Energinet bør præcisere at fejlstrømsinjektion måles i PGC.</p>	Svar som herover
20 2 b ii	<p>Det er uklart hvad den præcise ændring omfatter?</p> <p>Identiske entry/exit niveauer for Fast Fault Current kan føre til uønsket togglings. Begge kriterier benævnes nu "start" og ikke "start"/"stop" som tidligere.</p> <p>Det er tilstrækkeligt at definere et start-kriterie for underspænding og lade anlægsejer fastlægge niveau for exit afhængig af de lokale forhold og leverandør-specifikke løsninger.</p> <p>Se også kommentar ved togglings under 20.3 a.</p> <p>Slette "stop" kriterierne for Fast Fault Current:</p> <p>CE: $U > 0,85 \text{ pu: start}$</p> <p>N: $U > 0,90 \text{ pu: start}$</p>	Dobbelt start var en fejl. Dette er nu ændret.
20 2 b ii	<p>Et transmissionstilsluttet PPM vil altid være udstyret med en automatisk viklingskobler på plant transformeren. Denne bruges til at opretholde en relativ konstant spænding i opsamlingsnettet i steady-state uafhængig af spændingen i transmissionsnettet (som fx kan være 147-170 kV). Dette princip anvendes på alle inverter-tilsluttede anlæg inkl. HVDC.</p> <p>Krav til hastighed på aktivering FRT gør, at de enkelte enheder i anlægget leverer FRT baseret på en lokale måling. Da spændingen lokalt vil være tæt på 1.0pu kan aktivering af FRT ikke stå i et fast forhold til nominal spænding (U_n) i POC.</p> <p>For et distribueret produktionsanlæg med autonome enheder, er det ikke muligt at sikre aktivering af FRT ved en eksakt pu af nominal spænding (U_n) i POC.</p> <p>I fx Tyskland er FRT aktivering fastlagt ud fra et glidende gennemsnit af spændingen over 60 sekunder. Dette princip vil være kompatibelt med anlægsdesign for et moderne PPM.</p> <p>Statistisk set vil spændingen i POC variere inden for et relativt snævert område og ikke udnytte hele fuldlastområdet, hvorfor det eksakte aktiveringsniveau næppe er et problem i praksis.</p>	Kommentar set.

	<p>Et af to muligheder</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Basere aktivering af FRT på U_{pgc} (det hidtidige krav) 2) Specificere, at aktivering skal ske i henhold til tyske krav ud fra glidende gennemsnit for spændingen. 	
20.2.b.ii (4.4)	<p>U < 0,85 pu: start U > 0,85 pu: start</p> <p>skulle det ikke være start og stop .. ?</p> <p>Desuden anbefales det at have en vis tolerance mellem værdierne for at undgå togging af UVRT-mode.</p> <p>Korriger til: U < 0,85 pu: start U > 0,90 pu: stop</p>	Det er korrekt, stop anvendes for U > 0,85
20.2.b.ii (4.4)	<p>Når U_c som base for pu og normal spændingen er 1,068 p.u kan man jo ikke holde 1 p.u strøm?</p> <p>Forklaringen hvad er 1 p.u. for strømmen.</p>	Kommentar set. Bemærk at det kun er notationen som har ændret sig.
20 2 b ii	<p>Et transmissionstilsluttet PPM vil altid være udstyret med en automatisk viklingskobler på plant transformeren. Denne bruges til at opretholde en relativ konstant spænding i opsamlingsnettet i steady-state uafhængig af spændingen i transmissionsnettet (som fx kan være 147-170 kV). Dette princip anvendes på alle inverter-tilsluttede anlæg inkl. HVDC.</p> <p>Krav til hastighed på aktivering FRT gør, at de enkelte enheder i anlæget leverer FRT baseret på en lokale måling. Da spændingen lokalt vil være tæt på 1.0pu kan aktivering af FRT ikke stå i et fast forhold til nominel spænding (U_n) i POC.</p> <p>For et distribueret produktionsanlæg med autonome enheder, er det ikke muligt at sikre aktivering af FRT ved en eksakt pu af nominel spænding (U_n) i POC.</p> <p>I fx Tyskland er FRT aktivering fastlagt ud fra et glidende gennemsnit af spændingen over 60 sekunder. Dette princip vil være kompatibelt med anlægsdesign for et moderne PPM.</p> <p>Statistisk set vil spændingen i POC variere inden for et relativt snævert område og ikke udnytte hele fuldlastområdet, hvorfor det eksakte aktiveringsniveau næppe er et problem i praksis.</p> <p>Et af to muligheder</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Basere aktivering af FRT på U_{pgc} (det hidtidige krav) <p>Specificere, at aktivering skal ske i henhold til tyske krav ud fra glidende gennemsnit for spændingen.</p>	Kommentar set og minder meget om en tidligere kommentar.

20 2 c	<p>Med hensyn til asymmetrisk fejlstrømsinjektion kan dette aftales med Energinet, i det omfang teknologien har mulighed for at respondere med asymmetrisk fejlstrøm i forbindelse med asymmetriske fejl, så længe krav til symmetrisk fejlstrømsinjektion overholdes.</p> <p>Formuleringen er ikke et krav og kan derfor blot erstattes af en orienteringspligt.</p> <p>Anlægssejeren skal orientere Energinet, hvis produktionsanlægget leverer asymmetrisk fejlstrømsinjektion.</p>	<p>Det er ikke korrekt forstået. Der er fortsat krav til levering af symmetrisk fejlstrøm, også ved asymmetriske fejl.</p> <p>Hvis anlægget kan levere asymmetrisk fejlstrøm kan dette aftales med og godkendes af Energinet.</p>
20.2.c (4.5)	<p>".. synkrone spændingskomponent.." dette er direkte modstridende med 20.2.b, hvor der står listet en række muligheder.</p> <p>Det skal være det samme styrespænding for begge slags spændingsdyk (symmetrisk / asymmetrisk).</p> <p>Slet "synkrone spændingskomponent..." og henvis til 20.2.b for symmetrisk fejlstrømsinjektion.</p>	<p>Tekst opdateret. Det er altid den synkrone spændingskomponent som skal benyttes ved injektion af symmetrisk fejlstrøm, både for symmetrisk og asymmetrisk spændingsdyk.</p>
20 3 a	<p>Elsystemer vil normalt kræve, at effektbalancen reableres hurtigst muligt efter en fejl.</p> <p>BE anerkender evt. behov for at kunne kontrollere oprampning efter fejl, men savner dog en forklaring på fænomenet.</p> <p>Særlige danske krav til oprampning efter fejl kræver designændring hos leverandører, hvorfor der skal være tid til at implementere ændringen.</p> <p>Der vil muligvis ikke være behov for krav til oprampning efter fejl i alle tilslutningspunkter, hvis de lokale forhold muliggør dette.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mulighed for dispensation i min. 12 måneder og evt. afvigelse fra krav, hvis de lokale forhold muliggør dette. • Udarbejde et teknisk dokument/paper, som forklarer fænomenet samt kortlægge hvordan problemstillingen er håndteret i andre europæiske lande. 	<p>Energinet forstår intentionen bag aktørens kommentar. Det reviderede krav skal ses som en generel forbedring og nuancering af det tidligere krav, hvor det reviderede krav faciliterer egenskaber som tilgodeser muligheder for produktionsanlæggets tilbagevenden til det kollektive elforsyningssystem efter en hændelse og varierende systemkarakteristika. Dette understøtter både produktionsanlæg drift og stabilitet i elsystemet.</p> <p>Tilbagevenden af aktiv effekt fra produktionsanlæg efter en hændelse er et internationalt diskuteret fænomen, hvor forskellige løsninger anvendes/anbefales. Dog er det nødvendigt at understrege, at på trods af højt niveau af harmonisering, er ikke alle internationale elsystems-fænomener og anbefalede løsninger sammenlignelige med det danske kollektive elforsyningssystem.</p>
20 3 a	<p>I praksis er det præcise tidspunkt for T1 "hvor anlægget forlader FRT-mode" vanskeligt at fastlægge med mange autonome enheder i samme produktionsanlæg, hvor hver enhed reagerer på lokale forhold.</p> <p>Simplificere evalueringen ved at flytte den lave tolerancekurve</p> <ul style="list-style-type: none"> • fra (T1,0)-(T2,Pt) • til fx (T2/2,0)-(T2,Pt) 	<p>T1 er tilføjet med henblik på overensstemmelse med krav om at anlæg skal have funktion til at blive i FRT mellem 100-500 ms efter spændingen er returneret til normaldriftsområdet. Energinet anbefaler indledningsvist 250 ms for distributionstilsluttede anlæg og individuelt valg af T1 for transmissionstilsluttede anlæg når anlæggets indstillinger og POC er kendt. Teksten</p>

		er opdateret for at gøre dette mere tydelig.
20 3 a	<p>Sætningen ...</p> <p>Produktionsanlægget skal efter et indsvingningsforløb levere normalproduktion senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i tilslutningspunktet er tilbage i området kontinuert drift.</p> <p>..er i modstrid med den foregående sætning, hvis $T_2 > 5$ sek</p> <p>Slette sætning</p>	Korrekt, tekst opdateret.
20 3 a	<p>Inkonsistent brug af termer og modstrid mellem følgende krav</p> <p>Derudover gælder det, at den maksimale gradient under reguleringen (mellem T_0 og T_2) ikke må overstige 25 % af P_n/s.</p> <p>Effektreguleringen skal ske med en gradient på 20 % af anlæggets nominelle effekt.</p> <p>Slette krav med 20% gradient.</p>	Korrekt, tekst opdateret.
20.3.a	<p>T_1 virker som en "ladeport" til at gøre præcis modsat af hvad Energinet ønsker, da det er fabrikanterne som definere T_1.</p> <p>T_1 bør være de 500ms efter T_0 som specificeret i 4.8?</p>	Se svar ovenfor.
20.3.a	<p>Lidt kompliceret måde at evaluere power recovery på, kunne man ikke f.eks. droppe linjen fra P_{limit} og bare sige poweren fra T_0 til T_2 ikke må overskride P_{t+} ?</p> <p>Drop P_{limit} og brug P_{t+} i stedet for.</p>	Kommentar noteret. Ser det dog ikke helt som samme løsning.
20 3 a	<p>Budskab gentages i efterfølgende sætninger.</p> <p>Efter endt FRT-forløb og spændingen er normaliseret i normaldriftsområdet, holdes produktionsanlægget i FRT-mode i yderligere 500 ms.</p> <p>Slette sætning "Efter endt ..".</p>	Korrekt, tekst opdateret.
20 3 a	<p>BE er enig i, at togglng af FRT skal undgås. Dette kan opnås på mange måder afhængig af leverandørens koncepter. Valg af FRT entry/exit tolerancer og/eller forsinket FRT exit skal overlades til anlægsejer og leverandør, så længe togglng og evt. aktivering af OVRT umiddelbart efter UVRT exit undgås.</p> <p>Jf..</p> <p>Med henblik på at sikre, at anlæg ikke toggler ind og ud af FRT-mode, skal produktionsanlægget kunne indstilles til at blive i FRT-mode mellem 100 -500 ms., efter spændingen i tilslutningspunktet er normaliseret i normaldriftsområdet.</p> <p>Medmindre andet aftales med Energinet, skal denne funktionalitet være aktiveret og indstillet til 500 ms.</p> <p>Funktionen skal kunne deaktiveres.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erstatte krav med en simpel test, hvor U_{poc} ændres til under 0.85/0.90 i et thevenin-kilde med fx SCR=5. 	Det er Energinets vurdering at løsninger hvor der justere på FRT hysteresis eller tune FRT K-faktor ikke er hensigtsmæssig. Disse løsninger skal indstilles efter specifikke driftssituationer. Forsinket exit af FRT er derimod en løsning som altid vil virke. Løsningen er med succes anvendt i andre lande. Derfor forslår Energinet at denne funktion skal være tilgængelig. Som Funktionen skal jf. kravet kunne disables.

	<i>BE deltager gerne i specifikation af testproceduren.</i>	
20.3.a	Hvad med den primære energi kilde? Hvis den falder eller stiger under fejlen hva' så? Tag hensyn til primær energi kilde.	Står specificeret i teksten: " Nøjagtighed for en fuldført regulering skal være i området +/- 5% af Pn, <u>med forbehold for ændring i tilgængeligheden af primær energikilde.</u> " Energinet vurderer at der i den fremsatte tekst er taget højde for kommentaren.
20.3.a (4.8)	"Effektreguleringen skal ske med en gradient på 20 % af anlæggets nominelle effekt." er i modstrid figuren. Slet: "Effektreguleringen skal ske med en gradient på 20 % af anlæggets nominelle effekt."	Tekst korrigeret
20 3 a	Green Power Denmark anerkender vigtigheden i at effektbalancen hurtigt efter fejl og, at overshooting skal undgås. Dog er vi uforstående overfor den bane Energinet forslår. Med den bane Energinet forslår skal aktører holde sig inde for nogle arbitrære tolerancer, der kan besværliggøre vejen tilbage efter fejl. Det bør være op til den enkelte anlægsejer at bestemme valget af FRT entry/exit, tolerancer og/eller forsinket FRT exit, så længe togging og evt. aktivering af OVRT umiddelbart efter UVRT exit undgås. Herudover specificerer Energinet intet om hvor lang tid det må tage at komme tilbage til normal drift. Energinet bør ændre figuren så aktører selv kan fastsætte en bane tilbage til normal drift, så længe togging undgås. Præcisere hvor lang til det må tage inden man er tilbage til normal drift. Aktører deltager gerne i specifikation af testproceduren.	Energinet har revideret de tidligere angivne tolerancer. I krav teksten står det at anlæg skal være tilbage i normal drift inden for 5 sekunder.
20 3 a	I praksis er det besværligt at fastlægge tidspunktet hvor et anlæg forlader FRT-mode. Energinet bør simplificere evalueringen ved at flytte den lave tolerancekurve fra (T1,0)-(T2,Pt) til fx (T2/2,0)-(T2,Pt)	Energinet medgiver at fastlæggelsen af tiden beror på målinger som også inkluderer tolerancer.
20 3 a	Det er uklart hvilken tidshorisont og hvilke anlæg der henvises til her. Det bør specificeres tydeligt hvad der gælder for type B- og C-anlæg, samt hvad der gælder for D-anlæg. Dertil nævnes en gradient på 20% af Pn uden en tidsenhed. Energinet bør præcisere hvilke anlæg der henvises.	Artikel 20 definerer krav for type B og ved forordningsprincip akkumulativt for type C og D.
21 3 b i	Per unit base for U_{poc} er ikke specificeret. • Det skal præciseres, at U_{poc} er i pu af nominal spænding (U_n) for	Præsentation af fastlagte pu-værdier er tilgængelig på Energinets hjemmeside.

	<p>det pågældende spændingsniveau.</p> <ul style="list-style-type: none"> Tilføj reference til dokument, som specificerer nominel spænding (Un) for hvert spændingsniveau. 	
21 3 d vii	<p>Driftsmode betinget af ydelseslevering. Produktionstelegraf anvendes til drifts- og driftspunktændringer.</p> <p>Kravet er stillet for type C og D anlæg, men Produktionstelegrafen er kun gyldig for anlæg tilsluttet transmissionsnettet.</p> <ul style="list-style-type: none"> Referencen til produktionstelegrafen bør fjernes, og Energinet bør i) i deres rolle som RSO specificere hvilket udstyr, der er nødvendigt for transmissionstilsluttede type D anlæg og ii) i deres rolle som TSO specificere hvilke krav de stiller til udstyr, der er nødvendigt for distributionstilsluttede type C og D anlæg. Alle kommandoer til anlægget bør implementeres i IEC 61850 kommunikationen i stedet for TASE 2 protokollen. Det er ikke i overensstemmelse med artikel 7 stk 3, at anlægsejer skal implementere to parallelle kommunikationslinjer fra Energinet til anlægget. Energinet bør snarest muligt igangsætte et arbejde med at integrere krav specificeret i Produktionstelegrafen i regelsættet i medfør af de europæiske netregler samt national lovgivning på beredskabsområdet. Energinet har ikke hjemmel til at udarbejde tekniske forskrifter for områder, der er reguleret i europæiske netregler. 	<p>Produktionstelegrafen er som tidligere og fortsat udelukkende anvendt til transmissionstilsluttede anlæg.</p> <p>Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.</p>
21 3 d vii	<p>For et transmissionstilsluttet produktionsanlæg fastsættes den maksimale tilladelige størrelse af maskintransformers/nettransformerens kortslutningsreaktans i samarbejde med Energinet på baggrund af anlægsejerens anlægsstudier og stabilitetsanalyser. Den tilladelige værdi skal fremgå af nettilslutningsaftalen (evt. af et bilag), inden produktionsanlægget tildes EON.</p> <p>Transformerdesign er en integreret del af et produktionsanlæg.</p> <p>Motivationen for dette krav er uklar.</p> <ul style="list-style-type: none"> Design af transformere internt i produktionsanlægget er ikke relevante, så længe kravene er opfyldte i POC. Af hensyn til indkøb og design skal eventuelle krav fastlægges flere år før EON. 	<p>Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper.</p> <p>Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.</p>
21 3 d vii	<p>Hvor der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, kan det aftales med Energinet, om viklingskobleren må anvendes til opfyldelse af krav til reaktive reguleringssegenskaber. Hvis aftale indgås, skal det fremgå af nettilslutningsaftalen (evt. af et bilag) for produktionsanlægget, inden produktionsanlægget tildes EON.</p> <p>Hvis transformeren tilhører produktionsanlægget, skal det altid være muligt at udnytte on-load viklingskobler til at overholde krav til reaktive reguleringssegenskaber i steady-state.</p> <p>Præcisere, at kravet kun er relevant, hvis transformeren ikke er en del af produktionsanlægget.</p>	<p>Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper.</p> <p>Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.</p>
21 3 d vii	<p>Hvis der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, er anlægsejer ansvarlig for den rette koordinering mellem anlæggets reaktive reguleringsfunktioner og viklingskoblerregulering.</p> <p>Hvis transformeren tilhører produktionsanlægget er det en naturlig forudsætning, som ikke behøver at blive nævnt eksplicit.</p>	<p>Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper.</p> <p>Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.</p>

	Kan slettes, hvis det vedrører interne komponenter i produktionsanlægget.	
21.3.d vii	Det er uklart hvad "Driftsmode betinget af ydelseslevering" betyder	Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper. Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.
21.3.d vii	Beskrivelse af aktuelle driftsværktøjer bør ikke beskrives i tilslutningsbetingelser (Produktionstelegrafan)	Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper. Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.
21 3 d vii (4.7)	<p>"Hvor der anvendes viklingskobler på maskintransformer/nettransformer, kan det aftales med Energinet, om viklingskobleren må anvendes til opfyldelse af krav til reaktive reguleringsegen-skaber. Hvis aftale indgås, skal det fremgå af nettilslutningsaftalen (evt. af et bilag) for produktionsanlægget, inden produktionsanlægget tildeles EON."</p> <p>Energinet skulle definere hvad deres behov / brug for performance er ved nettilslutningspunkt. Med hvilken midler / løsninger produktionsanlægget bruger for at opfylde krav skulle ikke defineres fra Energinet.</p> <p>Slet sætninger.</p>	Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper. Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.
21 3 d vii	<p>Produktionstelegrafan anvendes til kommunikation mellem TSO og anlæg tilsluttet transmissionsnettet, der kan derfor ikke stilles krav til anlæg som ikke er tilsluttet transmissionsnettet.</p> <p>Energinet bør specificere hvilket udstyr der er nødvendigt for D anlæg tilsluttet transmissionsnettet og for D anlæg tilsluttet distributionsnettet. Referencen til produktionstelegrafan bør derfor fjernes.</p>	Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper. Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.
21 3 d vii	<p>Green Power Denmark er uforstående overfor Energinet motivation for at fastsætte grænser for størrelsen af transformers. Da transformerdesign er en integreret del af produktionsanlægget bør krav til transformerdesignet fastlægges flere år før EON.</p> <p>Specifikke krav til transformerdesign bør fastlægges flere år før EON.</p>	Det oprindelige krav var rettet mod tidligere tilslutningsregler og principper. Bemærk at krav/tekst i RfG artikel 21, stk. 3, litra d), nr. vii) er ændret.
21 3 f	<p>Det er uklart om kravet til POD gælder alle type C og D anlæg eller kun type D tilsluttet transmissionsnettet.</p> <p>Præcisere hvilke anlægstyper kravet er gældende for.</p>	Artikel 21 definerer krav for type C og ved forordningsprincip akkumulativt for type D.
21 3 f	<p>Effekt-oscillationer genereret af anlægget, med frekvenser lig med og over 0,1 Hz, må ikke overstige den mindst restriktive af:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ $\pm 0,5\%$ af den aktuelle effektproduktion ○ $\pm 0,25\%$ af anlæggets nominelle effekt. <p>Der er ingen øvre frekvensgrænse, så i princippet vil kravet også være gælde for harmoniske.</p>	<p>Energinet medgiver at kravet bør have en øvre frekvensgrænse og har opdateret teksten.</p> <p>Energinet vurderer, at compliance validering med måling er muligt.</p> <p>Bemærk, at det er anlægsejers ansvar at</p>

	<p>Nøjagtighedskravene kan ikke håndteres i praksis pga. unøjagtigheder i måle- og reguleringssløjfen. Derfor bør kravet kun eftervises ved simulering.</p> <p>Præcisere at kravet gælder</p> <ul style="list-style-type: none"> • dæmpning af elektromekaniske svingninger i frekvensområdet fx 0,1 – 2 Hz. • svingninger i aktiv effekt • i en simulering 	<p>sikre måleudstyr og andre dele af produktionsanlægget muliggør overholdelse af kravet.</p> <p>Energinet er af den forståelse at ikke alle årsager til oscillationer kan inkluderes i simuleringmodeller, hvorfor kravet skal eftervises ved måling.</p>
21 3 f	<p>Kravet gælder og eftervises ved normale, stabile forhold i tilslutningspunktet og efter enkelte hændelser uden for produktionsanlægget. Ved gentagne hændelser i det kollektive elforsyningssystem skal anlæggets potentielle affødte effektoscillationer være dæmpet til de acceptable niveauer inden for 180 sekunder efter den seneste hændelse i det kollektive elforsyningssystem.</p> <p>Uklart hvad "potentielle affødte" betyder.</p> <p>Der er kun ét krav.</p> <p>Kravet gælder og eftervises ved normale, stabile forhold i tilslutningspunktet og efter enkelte hændelser uden for produktionsanlægget. Ved gentagne hændelser i det kollektive elforsyningssystem skal anlæggets potentielle affødte effektoscillationer være dæmpet til det acceptable niveau de acceptable niveauer inden for 180 sekunder efter den seneste hændelse i det kollektive elforsyningssystem.</p>	<p>Tekst opdateret.</p>
21.3.f (4.11)	<p>".. frekvenser lig med og over 0,1 Hz"</p> <p>Det er nødvendigt at har en øvre grænse for frekvensen, ellers kunne det være op til harmoniske.</p> <p>Tilføj en øvre grænse for effekt-oscillation, e.g. 1,5 Hz</p>	<p>Øvre grænse inkluderet i ny tekst.</p>
21.3.f	<p>".. den mindst restriktive af: $\pm 0,5$ % af den aktuelle effektproduktion $\pm 0,25$ % af anlæggets nominelle effekt. "</p> <p>Det er meget vilde tolerancer! I Artikel 15 2 (a) står: "for alle reguleringsfunktioner for aktiv effekt gælder, at nøjagtigheden for en fuldført eller en kontinuerlig regulering, maksimalt må afvige med en gennemsnitlig størrelse på fejlen på 2 % af Pn målt over en periode på 1 minut. (gælder dog ikke for LFSM-O og LFSMU)" Så et krav på 0,25% er 8 gange vildere end kravet til regulering.</p> <p>Eigenfrekvens på tårnet og drivtoget ligger i det område og en evt. ubalance i vingerne og dermed risikerer vi at møllerne per default ikke opfylder kraven.</p> <p>Hvordan evalueres svingninger i vind (e.g. wind gusts)?</p> <p>Tilpas tolerancerne til "2 % af Pn" lige som i Artikel 15.2(a)</p>	<p>De fastsatte tolerancer er baseret på en vurdering af det samlede systembehov, givet udviklingen i store produktionsanlæg.</p> <p>Krav til oscillationer og krav til nøjagtighed i forhold til at følge given reference bør ikke blandes sammen. En steady state "fejl" i forhold til referencen, udgør ikke den samme risiko for systemet, som en oscillation.</p> <p>Energinet er opmærksomme på at nogle anlægstyper kan have særlige udfordringer i forhold til dette krav. Her skal det dog bemærkes at kravet ikke gælder for den enkelte vindmølle, men derimod det samlede produktionsanlægs effekt udveksling i POC. Der vil, derfor internt i produktionsanlægget være flere muligheder for hvordan oscillationer håndteres og</p>

		<p>kravet sikres overholdt. Eksempelvis kan et energilager anvendes til at udjævne oscillationer.</p> <p>Energinet vurderer derfor at kravet er rimeligt.</p> <p>Kravet gælder ikke varierende effekt produktion som følge af varierende vindstyrke eller sol indstråling.</p> <p>Dog gælder kravet evt. effekt oscillation der opstår som følge af kraftigt vindstød.</p>
4.9	<p>Den højeste fase-fase eller fase-jord spænding (effektivværdi) skal indgå i spændingsevalueringen.</p> <p>Er det max eller RMS værdien vi skal bruge?</p>	Effektivværdi er RMS.
4.10	<p>Formuleringen og brugen af "Gentagende fejl", "spændingsdyk" og "individuelle fejl" er svær at læse og kan give anledning til misforståelser og fejltolkninger.</p> <p>Kunne der f.eks. indføjes en tabel der tolker kravene i forhold til de benævnte definitioner og tidsgrænser?</p>	Modtaget, tekst opdateret.
4.11	Er det korrekt forstået at de svingninger der tales om, er de svingninger som eksterne påvirkninger introducerer i produktionsenheders aktiv power output?	Gælder også fænomener internt i produktionsanlægget som leder til effekt oscillationer i POC.
4.11	Er det korrekt forstået at kravet pt. <u>ikke</u> dækker brug af aktiv eller reaktiv effekt fra PPM enhederne til at dæmpe interarea oscillationer baseret på måling af f.eks. spænding eller reaktive effekt i kontrolpunktet?	Ja det er korrekt.
4.11	<p>Behovet for at dæmpe mekaniske svingninger opstår blandt andet fordi bølger påvirker strukturen af offshore møller. Det vil sige der er tale om en konstant påvirkning af systemet.</p> <p>Er det korrekt forstået at hvis amplituden holdes inden for de angivne grænser så vil systemet være compliant selvom den resulterende komponent aldrig bliver 0?</p>	Det er korrekt ja. Bemærk yderligere at kravet ikke gælder på de enkelte møller men det samlede produktionsanlægs effekt udveksling i POC. Det er altså muligt at overholde kravet med andre tiltag end at reducere svingninger på mølle niveau.
(5.1)	<p>"4. Ved aktivering af anlæggets beskyttelsesfunktioner"</p> <p>Hvad præcis dækker det over? Der er jo uendelig mange beskyttelser internt i en park, det er vel noget med hvor stor en del af produktionen som udkobles? Det skal være relæ trips?</p> <p>Tilføj præcisering af hvilke hændelser, som skal trigge en TFR-fil.</p>	<p>"Aktivering af intern beskyttelse" skal ikke præciseres yderligere i den godkendte tekst da dette ville resultere i u hensigtsmæssige udtømmende tekst/krav for alle variationer/teknologier af produktionsanlæg.</p> <p>Præcisering vil være anlægsspecifikt men med udgangspunkt i denne anmeldelses høringsbrev afsnit 5.1.</p>

3.2 Øvrige kommentarer til høringen, som ikke kan indplaceres i ovenstående

Aktørers bemærkninger	Energinet's bemærkninger
<p>Energinet skriver i høringsbrevet, at der er afholdt aktørmøder for at uddybe forslagene til nye krav og modtage tilbagemeldinger fra aktører.</p> <p>BE konstaterer, at disse aktørmøder kun har haft karakter af orienteringsmøder. Dels er materialet til møderne udsendt dagen før ved eller efter arbejdstids ophør, hvilket ikke giver mulighed for grundig behandling af materialet. Og dels har Energinet ikke tilstrækkeligt behandlet de på møderne fremsatte kommentarer og bemærkninger.</p> <p>Ydermere havde aktørerne et stort ønske om en opdatering af krav til levering af reaktiv effekt. Energinet valgte ikke at behandle dette emne.</p> <p>Aktørinddragelse har således været utilstrækkelig.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energinet er jf. RfG'ens artikel 7 stk. 3 forpligtet til at sigte mod de laveste samlede omkostninger for alle involverede aktører og tage hensyn til eksisterende tekniske standarder i fastsættelse af tekniske krav. Dette kræver grundig vurdering af tekniske behov og seriøs inddragelse af involverede aktører. • BE foreslår derfor, at nedenstående kommentarer bearbejdes meget grundigt, og følges op af et aktørmøde, hvor Energinets svar til høringskommentarer kan drøftes inden de endelige krav indsendes til Forsyningstilsynet. • Ydermere foreslår BE, at krav til reaktiv effekt revurderes med inddragelse af aktører. Grundpræmissen skal være, at produktion af elektricitet ikke begrænses i det omfang afhjælpende tiltag jf. SOGL ikke aktiveres. BE vurderer, at dette kan håndteres inden for de rammer Energinet har for opdatering af tekniske krav. • Energinet bør yderligere igangsætte en proces med at fastsætte en rimelig betaling jf. Elforsyningslovens §27c stk. 2 for levering af afhjælpende tiltag. 	<p>Energinet har fra starten af forløbet tilkendegivet, at der var tale om en kort og hurtig proces for udvalgte krav. Det har også indledningsvist været kommunikeret, at arbejdsdokumenterne mellem møderne ville være en udfordring i forhold til tid. Som følge af den korte forberedelsestid mellem arbejds møderne er alle krav/ændringer blevet diskuteret på stort set alle møder.</p> <p>Energinet er derfor på ingen måde enig i sammenligningen med orienteringsmøder.</p> <p>Energinet har tidligere redegjort for planlægningen og her er det væsentligste forhold, at opdatere relevante tilslutningskrav rettidigt i forhold til elsystemets behov.</p> <p>Processen som har været anvendt, har været komprimeret men det har ikke været hensigten og efter Energinets vurdering heller ikke den affødte effekt, at reducere inddragelse af aktører. Dialogen med aktørerne er vigtig og det er historisk og fremadrettet en område Energinet investerer meget tid i.</p> <p>Tænkes på tidligere aktørarbejdsgrupper kan det konkluderes, at arbejdsgrupper med varighed på 8 - 10 måneder eller mere, ikke følger de fremtidige udfordringer og processer for udarbejdelse eller revision af tilslutningskrav.</p> <p>I forhold til revision af krav for reaktive effekt er det naturligvis ikke gået Energinet ubemærket hen. Det har dog været meldt ud fra starten, at dette specifikke krav ikke var inkluderet i dette komprimerede forløb.</p> <p>Energinet er af den vurdering, at gældende forpligtelser er overholdt. Med hensyn til Energinets i øvrigt planlagte aktiviteter inkluderer det for nuværende ikke de aktiviteter BE foreslår.</p>
<p>Processen og aktørinddragelse omkring opdateringen af RfG-krav har været et forhastet og ugenomsigtig forløb. Energinet har afholdt aktørmøde som mest af alt har haft karakter af orienteringsmøder. Mødematerialet er blevet fremsendt dagen før, hvorfor aktører ikke har haft mulighed for at læse den igennem inden møderne. Der har af den grund, været begrænset mulighed for aktørsiden for at bidrage med input til opdateringen.</p> <p>Ligeledes har der været manglende kommunikation fra Energinet vedrørende forsinkelser i høringsdatoer for opda-</p>	<p>Energinet har fra starten af forløbet tilkendegivet, at der var tale om en kort og hurtig proces for udvalgte krav. Det har også indledningsvist været kommunikeret, at arbejdsdokumenterne mellem møderne ville være en udfordring i forhold til tid. Som følge af den korte forberedelsestid mellem arbejds møderne er alle krav/ændringer blevet diskuteret på stort set alle møder.</p> <p>Energinet er derfor på ingen måde enig i sammenligningen med orienteringsmøder.</p> <p>Energinet har tidligere redegjort for planlægningen og her er det væsentligste forhold, at opdatere relevante tilslutningskrav</p>

<p>teringen af RfG-krav.</p> <p>Herudover er der fra Forsyningstilsynet intet krav til, at Energinet skal metodeanmelde opdateringen af RfG krav inden/midt i sommerferien. Den kommende opdatering af RfG-krav i EU-regi giver desuden, ifølge Forsyningstilsynet, intet belæg for at forhaste den danske proces, da Forsyningstilsynet vurderer, at de to processer sagtens kan køre parallelt.</p> <p>Hele processen efterlader derfor desværre et indtryk af, at Energinet hverken ønsker input eller inddragelse fra aktører i processen med at opdatere RfG-krav.</p> <p>Green Power Denmark opfordrer derfor Energinet til at bremse den unødvendige hastighed og i stedet øge aktørinddragelsen. Dette kan gøres ved som minimum at fremsende materiale en uge før møde, for derved at sikre kvaliteten af inputtet fra aktørernes side.</p> <p>På den måde sikre vi en opdatering, der ikke stiller unødvendige krav som ingen reel værdi har for Energinet, men blot vil ende med at bremse den grønne omstilling.</p> <p>Vælger Energinet alligevel at fortsætte processen, bør i) nedenstående kommentarer behandles med inddragelse af aktørerne ii) at Energinet revurderer kravene til reaktiv effekt med henblik på, at produktion af aktiv effekt ikke begrænses når afhjælpende tiltag ikke aktiveres og iii) at behovet for levering af reaktiv effekt for anlæg tilsluttet distributionsnettet, hvor Q(U) næppe tænkes anvendt.</p>	<p>rettidigt i forhold til elsystemets behov.</p> <p>Processen som har været anvendt, har været komprimeret men det har ikke været hensigten og efter Energinets vurdering heller ikke den affødte effekt, at reducere inddragelse af aktører. Dialogen med aktørerne er vigtig og det er historisk og fremadrettet en område Energinet investerer meget tid i.</p> <p>Tænkes på tidligere aktørarbejdsgrupper kan det konkluderes, at arbejdsgrupper med varighed på 8 - 10 måneder eller mere, ikke følger de fremtidige udfordringer og processer for udarbejdelse eller revision af nationale tilslutningskrav.</p> <p>I forhold til revision af krav for reaktive effekt er det naturligvis ikke gået Energinet ubemærket hen. Det har dog været meldt ud fra starten, at dette specifikke krav ikke var inkluderet i dette komprimerede forløb.</p> <p>Da kravet om reaktiv effekt specificeres af den relevante systemoperatør i samarbejde med den relevante TSO, har netelskaberne frie hænder til at indlede en revision af de aktuelt gældende for distributionstilsluttede produktionsanlæg.</p>
<p>Det vil understøtte implementeringen, hvis tabellen viser, hvornår kravet gælder for "Relevant TSO" og hvornår det gælder for "relevant systemoperatør". Dette har særligt betydning for krav, som også gælder for anlæg, som ikke tilsluttes hos Energinet og hvor flere roller er omtalt i artiklen.</p> <p>Oversigten vil samtidig lette overblikket</p> <p>Tilføj kolonner til bilaget for hvert ikke-udtømmende krav, som beskriver rollen samt hvilke anlægstyper kravet er gældende for. Et forslag er vedlagt</p>  <p>RfG_Non-exhaustive.xlsx</p>	<p>Tak for forslaget.</p> <p>Ansvarsfordeling og beføjelser til at fremsætte krav fremgår allerede af forordningen. En parallelliste synes for Energinet derfor ikke interessant.</p>
<p>For at holde overblik over ikke-udtømmende krav på tværs af EU medlemsstater bør den konsoliderede oversigt løbende opdateres for at sikre så koordinerede krav på tværs af</p>	<p>Forskellige aktører udarbejder materiale til det nævnte formål. Da ikkeudtømte krav i de enkelte medlemsstater, i udgangspunktet, er fastsat inden for de regulatoriske rammer men for</p>

<p>Europa. Dette muliggør samtidig en dialog omkring fortsat harmonisering på tværs af medlemsstater.</p> <p>Opdatere de danske data fra 200706_Implementation Monitoring Excel_File Consolidated_FINAL.xlsx med de nyeste fortolkninger.</p> <p>https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/cnc-active-library/200706_Implementation_Monitoring_Excel_File_Consolidated_FINAL.xlsx</p>	<p>at sikre de enkelte nationale elsystemer, vil koordination på tværs umiddelbart ikke være første prioritet. Sammenligning vil nødvendigvis heller ikke bidrage til kravudvikling.</p>
<p>Da elsystemet ikke drives ved 1 p.u. spænding opstår der inkonsistens mellem RfG'ens spændingsrelaterede krav. F.eks kræver RfG'en kun at spændingsregulering skal kunne indstilles mellem 0,95 og 1.05 p.u.</p> <p>Dette bør medtages i opdateringen af RfG'en.</p>	<p>Energinet noterer kommentaren.</p>

3.3 Høringskommentarer modtaget efter fristens udløb

Aktørers bemærkninger	Energinet's bemærkninger
<p>Jf. vores netop indsendte kommentarer til opdatering af de nationalt fastsatte krav til dæmpning af effektoscillationer (A21.3(f)), forventer vi umiddelbart ikke, at Better Energy's anlæg vil have udfordringer med kravet, hvis de indsendte bemærkninger tilgodeses. Tolkning af og efterfølgende verificering af kravene kan dog have den konsekvens, at det nuværende design ikke kan anvendes.</p> <p>Vi har dog behov for at verificere kravet nærmere på et konkret anlæg når oplægget til det endelige forslag foreligger.</p> <p>Derfor vil vi gerne appellere til, at dette krav behandles med aktørinddragelse inden Energinet indsender opdateringen til Forsyningstilsynet.</p> <p>Vi stiller gerne op til bilaterale møder med Energinet, ligesom vi også gerne bidrager med konkrete analyser.</p>	<p>Energinet fortsætter processen med hensyn til anmeldelse af de udarbejdede krav. Bemærk at kravet er revideret siden Energinet's høring.</p>

4. Høringsliste

Materialet har været offentliggjort på Energinets hjemmeside: www.energinet.dk (under EI – Høringer).

Følgende aktører blev desuden direkte orienteret direkte om høringen:

Atkins

BeGreen A/S

Better Energy A/S

Cerius/Radius

Converdan

Copenhagen Infrastructure Partners

COWI A/S

Dansk Vindenergi ApS

Dath Consulting ApS

DEIF A/S

Energistyrelsen

European Energy A/S

Eurowind Energy

Eurowind Energy A/S

Eurowind Project A/S

Forsyningstilsynet

FRD Denmark

Green Power Denmark

GreenGo Energy A/S

Grønnegaard I/S

Jysk Energi Teknik A/S

L-Engineering A/S

Migra Teknik

N1

Nexel A/S

Next Consult ApS

NOE NET A/S

PNN

RAH

Rambøll

Scandinavian Energy Contractor

Siemens

Sungrow EMEA

TREFOR EI-net A/S

uj-cosult.dk

Vestas Wind Systems A/S

Vestjyske Net Service

Vores Elnet

Wind Estate A/S

Ørsted