



Høringsparter

ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
14. juli 2022

Forfatter:
SUD/FBN

Kravanmeldelse - DCC

ANMELDELSE AF ÆNDRING AF DCC-KRAV (HØRINGSUDGAVE JULI 2022)

Indhold

1. Indledning	2
1.1 Processen for ændring af krav	2
2. Indstilling til godkendelse.....	4
3. Retsgrundlag	5
4. Beskrivelse af kravændringer	6
4.1 Reaktiv effekt, tid på reaktiv kompensering	6
4.2 Logning af hændelser.....	7
4.3 Beskyttelse.....	9
4.4 POD	10
5. Præcisering af krav fra Energinet, som skal aftales	11
5.1 Initiering af logning.....	11
6. Tidligere høringskrav for forbrugsanlæg jf. DCC, kategori 7.....	12
6.1 Forbrugsanlæg – kategori 7	13
6.2 Artikel 18 – kommunikation og forbrugskategori 7	14
6.3 Artikel 20 – Elkvalitet	14
6.4 Artikel 21 – Simuleringsmodeller	14
7. De konkrete ændringer	15
8. Høring og inddragelse af aktører.....	15
8.1 Høringsparter.....	16

Bilag:

- Bilag 1: DCC Bilag 1 - Generelle tekniske krav for nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer, revision 2B (høringsudgave)
- Bilag 2: Skema til høringskommentarer

1. Indledning

Energinet anmeldte den 7. september 2018 til Forsyningstilsynet de krav, som Energinet har fastsat i medfør af Kommissionens forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer (Demand Connection Code, herefter DCC).

Forsyningstilsynet har den 28. maj 2019 godkendt Energinets anmeldte krav efter DCC artikel 12-31, jf. DCC artikel 6.

Med udgangspunkt i udviklingen i det kollektive elforsyningsssystem, herunder den hurtige grønne omstilling, øget elektrificering i flere brancher, de nationale politiske initiativer, den øgede forespørgsel på tilslutning af forbrugsanlæg til det kollektive elforsyningsssystem, og som følge af akkumuleret erfaring og læring, ønsker Energinet at revidere en afgrænset del af tilslutningskravene for forbrugsanlæg.

1.1 Processen for ændring af krav

Energinet ønsker ved udarbejdelsen af Energinets nye krav til produktions- og forbrugsanlæg at inddrage de relevante aktører, som DCC foreskriver. Inddragelsen sker både ved aktørmøder af forskellig art og ved Energinets efterfølgende skriftlige, offentlige høringer af ændringerne.

Aktørmøder giver Energinet mulighed for at få uddybende forklaringer fra aktørerne om, hvordan nye krav f.eks. kan opfattes som uklare eller urimeligt byrdefulde for aktørerne. Energinet inddrager dialogen og aktørernes feedback fra aktørmøderne i refleksioner over nødvendigheden af kravene og tilpasser i fornødent omfang krav, så de bliver tydeligere og/eller i forhold til tekniske specifikke detaljer.

Aktørmøder har dermed altid udgjort en væsentlig del af Energinets arbejde med at udvikle og formalisere nye krav til anlæg tilsluttet det kollektive elforsyningsssystem og efterfølgende forberede disse krav til godkendelse. Bredt set har omfanget og kompleksiteten af opgaven med fastsættelse af nye krav hidtil haft stor indvirkning på antallet af aktørmøder og afviklingsperioden herfor.

I nærværende proces for ændring af tilslutningskrav har processen været noget anderledes end normalt, forårsaget af de aktuelle udefrakommende betingelser. En meget sent annonceret fælles europæisk opdatering af forordningen EU 2016/1388 (DCC) i regi af ACER med opstart i september 2022 kan medføre en meget ufordelagtig længerevarende periode for elsystemet, hvor vedligehold af nationale krav ikke anses for effektivt eller muligt.

Den europæiske proces ledet af ACER er berammet til minimum 2 år. Da ACER's opdatering af forordningen vil introducere ændringer for både udtømte og ikkeudtømte krav, vil der efter ACER's annoncerede minimum 2 års arbejdstid skulle inkluderes endnu en europæisk/national tidsperiode og eventuel proces for fastsættelse og implementering af nye eller ændrede hhv. udtømte og ikkeudtømte krav. Dette vil formodentligt tage minimum yderligere 1-2 år.

Energinet vurderede, at de kravopdateringer, som man ønskede at foretage for nuværende med henblik på at opretholde stabil drift af elsystemet, ikke kunne afvente færdiggørelse af denne langvarige proces, der totalt anslås til minimum 3-4 år. Særligt den hastigt forandrende anlægsmasse, som ses i antallet og typen af forespørgsler på tilslutninger ved Energinet, nødvendiggør en rettidig og nødvendig tilpasning af kravene.

Det skal i forbindelse med udarbejdelse og implementering af nye eller reviderede tilslutningskrav erindres, at de godkendte tilslutningskrav i udgangspunktet kun vil finde anvendelse på nye forbrugsanlæg.

Nye forbrugsanlæg er i denne forbindelse forbrugsanlæg, som idriftsættes efter Forsyningstilsynets godkendelse af nye krav. En vigtig pointe og en reel bekymring er her dels mængden af anlæg, som ønsker tilslutning hurtigst muligt (forespørgsler på tilslutning ved Energinet), dels enkeltanlægs størrelse (nominel effekt) og i denne sammenhæng den akkumulerede nominelle effekt, som medfører et skærpet fokus på opdatering af nationale tilslutningskrav.

Energinet besluttede derfor at starte processen med opdatering af udvalgte, nationale krav. Der blev derfor gennemført en koncentreret række arbejdsgruppemøder dedikeret til drøftelse af disse udvalgte krav over en relativt kort tidsperiode for at tage højde for både sommerferieperioden og målet om at anmelde krav til regulator inden opstart af den europæiske proces. Det skal bemærkes, at Energinet havde planlagt en anden og mere tidsmæssig udstrakt proces for opdatering af forordningskrav i 2022, inden ACER annoncerede deres proces.

Det kan naturligvis ikke forudsiges, hvordan ACER's endelige ændringer udmøntes kravmæssigt, eller i hvilket format den efterfølgende gennemførelse vil blive eksekveret. Der er dog en forventning om, at den grønne omstilling på europæisk niveau vil medføre flere og skærpede krav til elaktørerne.

Følgende elementer har indgået i vurderingen af behovet for ændringsforslag af eksisterende krav samt til introduktion af nye krav:

- Den praktiske anvendelse af de godkendte krav
- Udviklingen i det kollektive elforsyningssystem
- Energinet og aktørernes erfaringer med eksisterende krav.

Forløbet har været som følger:

- 20-04-2022: Online opstartsmøde annonceres på Energinets hjemmeside, inklusive invitation til arbejdsgruppen med datoer for planlagte møder, arbejdsgruppens formål og varsling af en aktørspørgeundersøgelse.
- 10-05-2022: online opstartsmøde
- 19-05-2022: arbejdsgruppemøde 1
- 25-05-2022: arbejdsgruppemøde 2
- 02-06-2022: arbejdsgruppemøde 3

På Energinets online opstartsmøde blev følgende gennemgået:

- Præmissen for revisionen, det korte forløb og begrænsede antal møder, som forklaret ovenfor
- De daværende udvalgte krav til revision
- Gennemgang af aktørspørgeundersøgelse, adressering af spørgsmål og begrundelse for Energinets beslutning om ikke at opdatere eventuelle krav. Bemærk, at Energinet ikke garanterede, at de indmeldte krav ville blive taget op til revision. Formålet var at afdække, om opdatering af yderligere krav burde overvejes. Valg af den endelige opdatering blev foretaget under hensyntagen til det samlede elsystem, forsyningssikkerheden og overholdelse af europæisk fastsatte regler.

- Orientering om forventet meget begrænset forberedelsestid og sen udsendelse af arbejdsdokumenter
- Arbejdsgruppemøder i form af fysiske møder fra kl. 10.00 til 15.00 på Energinets hovedkontor.

Arbejdsgruppemøderne blev efter opstartsmødet konverteret til dedikerede onlinemøder, da der ved udløbsfrist for tilmelding var uventet få tilmeldte aktører, og fysisk fremmøde unødigt belastede de tilmeldte deltagere rejsemæssigt. En hybridmøde-løsning blev fravalgt, da denne af erfaring oftest er både teknisk og udbyttmæssigt utilfredsstillende. Mødedeltagelsen endte dog efter konverteringen til onlinemøder på et tilfredsstillende niveau. Det komprimerede forløb påvirkede også Energinets forberedelse og resulterede i sen distribution af arbejds materialet, som typisk blev fremsendt dagen før mødedagen.

Retrospektivt har det naturligvis i udgangspunktet været utilfredsstillende for alle implicerede med den utraditionelle og meget korte forberedelsestid. Alle krav er dog, som i tidligere forløb, blevet drøftet gentagne gange på arbejdsgruppemøderne og slutteligt gennemgået på det sidste, opsamlende arbejdsgruppemøde.

Den videre proces frem mod godkendelse af de fremsatte krav giver interessenterne mulighed for at kommentere og komme med eventuelle ændringsforslag til disse, dels i Energinets høring og herefter i Forsyningstilsynets offentlige høring.

2. Indstilling til godkendelse

Det fremgår af DCC artikel 6, stk. 7, at hvis RSO eller den relevante TSO ønsker at ændre de krav eller metoder, der er fastsat og godkendt af den regulerende myndighed (Forsyningstilsynet) i henhold til stk. 1 og 2, gælder stk. 3-8 for den foreslåede ændring.

Forsyningstilsynet har den 28. maj 2019 godkendt Energinets krav fastsat i henhold til DCC, beskrevet i det anmeldte Bilag 1.

Det følger af DCC artikel 6, stk. 6, at den kompetente enhed/regulerende myndighed (Forsyningstilsynet) skal godkende forslagene, for at disse kan bringes i anvendelse, og at der skal træffes afgørelse senest 6 måneder efter anmeldelsen af forslaget.

Energinet indstiller til godkendelse, at de nationalt godkendte krav i DCC ændres med en ny version af DCC bilag 1, se bilag 1 til denne anmeldelse.

De specifikke kravændringer er beskrevet i afsnit 4 Beskrivelse af kravændringer.

Det er Energinets vurdering, at de anmeldte krav kan indstilles til godkendelse, idet de opfylder principperne i DCC artikel 6, stk. 3 om proportionalitet, ikkediskrimination, gennemsigtighed og samlet effektivitet. Derudover er det Energinets vurdering, at kravene opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende vilkår, der er gennemsigtige, objektive, rimelige, ikkediskriminerende og offentligt tilgængelige.

Kravene er udarbejdet under hensyntagen til, at Danmarks elforsyning skal tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynene i elforsyningslovens § 1, herunder særligt i forhold til at sikre elforsyningssikkerheden i Danmark i fremtiden ved at præcisere krav og i

nødvendigt omfang udvide kravene for at forhøje og understøtte systemstabiliteten og robustheden i elforsyningssystemet.

Det fremgår af DCC artikel 6, stk. 7, 2. sætning, at relevante TSO'er, der foreslår en ændring, tager højde for eventuelle berettigede forventninger, som anlægsejere, udstyrsproducenter og andre interesseparter måtte have, og som var baseret på de oprindeligt fastsatte eller aftalte krav og metoder.

Energinet indstiller, at de nye krav skal gælde for forbrugsanlæg, som tilsluttes efter Forsyningstilsynets godkendelse heraf, og for eksisterende forbrugsanlæg (tilsluttet før godkendelsestidspunktet), som er væsentligt ændret i overensstemmelse med principperne i den procedure, som er fastsat i DCC artikel 4.

3. Retsgrundlag

De lovgivningsmæssige aspekter i DCC, herunder godkendelsen af krav efter DCC er fastsat i DCC artikel 6:

"1. Generelle krav, der skal fastsættes af relevante systemoperatører eller TSO'er i henhold til denne forordning, godkendes af den af medlemsstaten udpegede enhed og offentliggøres. Den udpegede enhed er den regulerende myndighed, medmindre medlemsstaten fastsætter andet.

2. Hvad angår anlægsspecifikke krav, der skal fastsættes af relevante systemoperatører eller TSO'er i henhold til denne forordning, kan medlemsstaten kræve, at disse skal godkendes af en udpeget enhed.

3. Når denne forordning anvendes, skal medlemsstaterne, de kompetente enheder og systemoperatørerne:

- a) anvende proportionalitetsprincippet og princippet om ikke-diskrimination*
- b) sikre gennemsigtighed*
- c) anvende princippet om optimering mellem den højeste samlede effektivitet og de laveste samlede omkostninger for alle involverede parter*
- d) respektere det ansvar, der er pålagt den relevante TSO med henblik på at sikre systemsikkerheden, herunder i henhold til kravene i national lovgivning*
- e) høre de relevante DSO'er og tage højde for eventuelle virkninger for deres systemer*
- f) tage højde for anerkendte europæiske standarder og tekniske specifikationer.*

4. Den relevante systemoperatør eller TSO fremsender et forslag om de generelle krav eller de metoder, de anvender til at beregne eller fastsætte disse krav, til godkendelse hos den kompetente enhed senest to år efter denne forordnings ikrafttræden.

5. Hvis den relevante systemoperatør, den relevante TSO, ejeren af forbrugsanlægget, ejeren af elværket, DSO'en og/eller LDSO i henhold til denne

forordning skal nå til enighed, skal de tilstræbe at opnå dette senest seks måneder efter, at en af parterne har fremlagt det første forslag for de andre parter. Hvis de ikke når til enighed inden for denne frist, kan den enkelte part anmode den relevante regulerende myndighed om at træffe en afgørelse senest inden seks måneder.

6. De kompetente enheder træffer afgørelse om forslagene til krav og metoder senest seks måneder efter, at de har modtaget sådanne forslag.

7. Hvis den relevante systemoperatør eller TSO vurderer, at det er nødvendigt at ændre de krav eller metoder, der er fastsat og godkendt i henhold til stk. 1 og 2, gælder kravene i stk. 3-8 for den foreslåede ændring. Systemoperatører og TSO'er, der foreslår en ændring, tager højde for eventuelle berettigede forventninger, som ejere af forbrugsanlæg, DSO'er, LDSO'er, udstyrsproducenter og andre interesseparter måtte have, og som var baseret på de oprindeligt fastsatte eller aftalte krav og metoder.

8. Enhver part, der ønsker at klage over en relevant systemoperatør eller en TSO i forbindelse med den pågældende operatørs forpligtelser i henhold til denne forordning, kan indbringe en klage for den regulerende myndighed, som i sin egenskab af tvistbilæggelsesmyndighed skal træffe en afgørelse senest to måneder efter modtagelsen af klagen. Denne periode kan forlænges med yderligere to måneder, hvis den regulerende myndighed ønsker yderligere oplysninger. Den forlængede periode kan forlænges yderligere med klagerens samtykke. Den regulerende myndigheds afgørelse har bindende virkning, medmindre og indtil den underkendes efter påklage.

9. Hvis et krav i denne forordning skal fastsættes af en relevant systemoperatør, som ikke er TSO, kan medlemsstaten fastsætte, at TSO'en i stedet får ansvaret for at fastsætte det eller de pågældende krav."

Retsgrundlaget for de enkelte krav fremgår af bilag 1, hvor eksisterende krav og nye krav ligeledes er fremhævet som registrerede ændringer.

4. Beskrivelse af kravændringer

Energinet indstiller til godkendelse, at de nationalt godkendte krav i DCC ændres med en ny version af DCC bilag 1, se bilag 1 til denne anmeldelse.

4.1 Reaktiv effekt, tid til reaktiv kompensering

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene for regulering af reaktiv effekt i henhold til DCC artikel 15, stk. 1, litra a ændres.

Eksisterende krav:

Cos phi >0,99, dog maksimalt +/- 15 MVar

Ændret krav:

Cos phi >0,99, dog maksimalt +/- 15 MVar

Funktionelt krav til regulering.

Diskret styring for reaktorer og elektromekaniske løsninger;

- 5 sekunder til måling for steady-state evaluering
- reguleringen skal kunne udføre 1 trin per 5 sekunder kontinuert uden unødige forsinkelse/stop

Kontinuert regulering;

- Forsinkelse ikke tilladt.

Bryder;

- 5 sekunder til måling for steady-state evaluering
- 100 ms til brydersekvens

I forbindelse med ændringer af spændingen i POC (fejl eller koblinger i transmissionssystemet) skal forbrugsanlægget overholde MVAR-båndet inden for 20 sekunder efter, at spændingen er inden for normaldriftsområdet.

I forbindelse med ændring af anlæggets aktive effektsetpunkt skal forbrugsanlægget i gennemsnit overholde MVAR-båndet inden for et vilkårligt 20-sekunders vindue af reguleringen, hvori MVAR-udvekslingen ikke må overstige +/- 20 MVAR.

Regulering af reaktiv effekt skal udføres sådan, at togglings på grænsen af de fastsatte tærskelværdier undgås.

Begrundelse

Ved gennemførelsen af forordningskravene var der ikke fokus på forbrugsanlæggets funktionalitet i forhold til den udførte regulering af reaktiv effekt. Erfaring fra tilslutning af forbrugsanlæg viste relativt hurtigt, at den aktive reguleringsdel skulle inkluderes i fastsættelsen af kravet. Drøftelser i arbejdsgruppen bekræfter ligeledes nødvendigheden af at inkludere reguleringsaspektet i kravet for reaktiv effektudveksling.

4.2 Logning af hændelser

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene til logning af hændelser i henhold til DCC artikel 21, stk. 5 ændres.

Eksisterende krav:

Krav gældende for transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og transmissionstilsluttede distributionssystemer.

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til som minimum at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i nettilslutningspunktet ved fejl i det kollektive elforsyningsnet.

Anlægsejer installerer i nettilslutningspunktet et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase i anlægget
- Strøm for hver fase i anlægget
- Aktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for anlægget (kan være beregnet størrelser)

- Frekvens i POC/anlægget
- Aktivering af intern beskyttelse

Specifikke krav til målinger beskrives i nettilslutningsaftalen.

Logningen skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelsen til 60 sekunder efter hændelsestidspunktet.

Minimum samplefrekvens for alle fejllogninger skal være 1 kHz.

De specifikke opsætninger af hændelsesbaseret logning aftales med den systemansvarlige virksomhed ved opstart af anlægget.

Alle målinger og data, der skal opsamles iht. TF 5.8.1 skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det kollektive elforsyningssystem.

Logningen skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Elforsyningsvirksomheden og den systemansvarlige virksomhed skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer.

Ændret krav:

Krav gældende for transmissionstilsluttede forbrugsanlæg.

Eksisterende krav videreføres således ikke for transmissionstilsluttede distributionssystemer.

Logning skal realiseres via et elektronisk udstyr, der kan opsættes til, som minimum, at logge relevante hændelser for nedennævnte signaler i tilslutningspunktet ved fejl i det kollektive elforsyningssystem og tilsluttet anlæg.

Anlægsejer installerer et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for anlægget
- Strøm for hver fase for anlægget
- Aktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelse)
- Reaktiv effekt for anlægget (kan være beregnede størrelse)
- Frekvens i anlæg
- Aktivering af interne beskyttelsesfunktioner.

Specifikke krav til måling kan beskrives i nettilslutningsaftalen.

Logningen skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier med angivet tid før (-) og efter (+) efter hændelsestidspunktet.

Logning af hændelser differentieres med udgangspunkt i anlæggets nominelle effekt.

Følgende logninger skal på efterspørgsel leveres.

Transmissionstilsluttede forbrugsanlæg		
Tidsserie [s]	Type	Sample-frekvens
-10 til +60	Slow scan	50 Hz, RMS-værdier
-3 til +60	Fast scan	Minimum 1 kHz

Note: Ved fast scan logges kun spændinger og strømme.

Alle målinger og data, der skal opsamles, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det kollektive elforsyningssystem.

Logningen skal arkiveres i minimum tre måneder fra fejlsituationen, dog maksimalt op til 100 hændelser.

Energinet Elsystemansvar A/S skal på forlangende have adgang til loggede og relevante registrerede informationer.

Begrundelse

Generering af logninger, TFR-filer.

Indledningsvist skal det pointeres, at denne ændring er en lempelse af det eksisterende krav. Desuden skal det bemærkes, at krav for transmissionstilsluttede distributionssystemer bortfalder med denne revision.

Med udgangspunkt i den forventede udvikling i det kollektive elforsyningssystem og herunder også en markant forøgelse af forbrugsanlæg tilsluttet transmissionssystemet er udvalgte tilslutningskrav blevet revideret. I den forbindelse er generering af TFR-filer også blevet revideret under samme forudsætninger og vilkår som de parallelle krav for generering af TFR-filer for produktionsanlæg tilsluttet transmissionssystemet.

Ændringen indebærer, at tiden før hændelsen reduceres fra 10 til 3 sekunder, så den samlede tidsserie repræsenterer tiden -3 til + 60 sekunder med udgangspunkt i hændelsens starttidspunkt.

Som et led i den grønne omstilling og transformationen til et effektelektronikdomineret elforsyningssystem er evnen til kortlægning af hændelser, som på den ene eller anden måde påvirker det kollektive elforsyningssystem, vital. Generering af logninger i bred forstand er essentiel som kildemateriale i forbindelser undersøgelse af hændelser i det kollektive elforsyningssystem. Genereringen af den individuelle fil fra det enkelte forbrugsanlæg er særdeles værdifuld for anlægsejer og essentiel for Energinet som en relevant del til at afklare et hændelsesforløb, som forbrugsanlægget enten har forårsaget eller ageret/responderet på.

4.3 Beskyttelse

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene til beskyttelse i henhold til DCC artikel 16, stk. 1 ændres.

Bemærk, at kravet har været i høring for forbrugsanlæg kategori 7 og nu videreføres til forbrugsanlæg kategori 3, 4 og 5.

Eksisterende krav

Distributionssystem anvender:

- Linjebeskyttelse
- Transformerbeskyttelse
- Reaktorbeskyttelse
- Hjælpekrafttransformerbeskyttelse
- Samleskinnebeskyttelse

Alle relevante indstillinger specificeres individuelt med udgangspunkt i relevant net og anlægsanalyse.

Forbrugsanlæg – kategori 3, 4 og 5 anvender som minimum:

- Anlægget sikres mod skader fra fejl og hændelser i nettet
- Anlægget sikres mod interne kortslutninger
- Anlægget sikres mod udkoblinger i ukritiske situationer
- Det kollektive elforsyningsnet sikres i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra anlægget

Ændret krav:

Distributionssystem anvender:

- Linjebeskyttelse
- Transformerbeskyttelse
- Reaktorbeskyttelse
- Hjælpekrafttransformerbeskyttelse
- Samleskinnebeskyttelse

Alle relevante indstillinger specificeres individuelt med udgangspunkt i relevant net og anlægsanalyse.

Forbrugsanlæg – kategori 3, 4, 5 og 7 anvender som minimum:

- Anlægget sikres mod skader fra fejl og hændelser i nettet
- Anlægget sikres mod interne kortslutninger
- Anlægget sikres mod udkoblinger i ukritiske situationer
- Det kollektive elforsyningsnet sikres i videst muligt omfang mod uønskede påvirkninger fra anlægget

- Forbrugsanlægget skal etableres med både primær og sekundær beskyttelse
- Primær og sekundær beskyttelse skal etableres som to individuelle og separate relæenheder
- Hver relæenhed benytter individuelle og separate målekerner
- Bortkoblingstiden præciseres i forbindelse med tilslutningsaftalen, men må for primær beskyttelse ikke overstige 100 ms

Begrundelse

Kravet er fastsat af hensyn til systemsikkerheden og er en præcisering af det eksisterende krav. Grundet udviklingen i det kollektive elforsyningsystem, her specifikt transmissionssystemet, spiller korrekt beskyttelse en ganske væsentlig rolle for elsystemets og de tilsluttede anlægs robusthed og forudsigelighed. Præciseringen og således også forventningsafstemningen adresserer termene primær og sekundær beskyttelse, eller hoved- og reservebeskyttelse, og anvendes som både begreb og løsning i dag. Herefter præciseres den maksimale bortkoblingstid for primærbeskyttelsen, som er væsentlig i forbindelse med transmissionssystemstilslutninger.

4.4 POD

Energinet indstiller til godkendelse, at kravene til dæmpning af oscillationer i henhold til DCC artikel 17, stk. 2, litra b ændres.

Eksisterende krav:**Forbrugsanlæg:**

Del af vilkår og betingelser som fastsættes med indgåelse af aftale.

Distributionssystem:

Del af vilkår og betingelser som fastsættes med indgåelse af aftale.

Ændret krav:**Distributionssystem:**

Del af vilkår og betingelser, som fastsættes med indgåelse af aftale.

Forbrugsanlæg: Kategori 3, 5, 5 og 7

- Effektooscillationer genereret af anlægget, med frekvenser lig med og over 0,1 Hz, må ikke overstige den mindst restriktive af:
 - o +/- 0,5 % af det aktuelle effektforbrug
 - o +/- 0,25 % af anlæggets nominelle effekt
- Effektooscillationer, som overskrider denne grænse, skal dæmpes til ovennævnte grænseværdier inden for 180 sekunder efter overskridelsen
- Egenskab for dæmpning af effektooscillationer gælder for alle spændinger inden for det tidsbegrænsede og tidsbegrænsede driftsspændingsområde
- Kravet gælder og eftervises ved normale, stabile forhold i transmissionsnettet og efter enkelte hændelser uden for forbrugsanlægget. Ved gentagne hændelser i transmissionsnettet skal anlæggets potentielle affødte effektooscillationer været dæmpet til de acceptable niveauer inden for 180 sekunder efter den seneste hændelse i transmissionsnettet

Begrundelse

Kravet om Power Oscillation Damping introduceres, da det kollektive elforsyningssystem står over for en massiv tilslutning af transmissionstilsluttede forbrugsanlæg, hvori effektelektronik anvendes i større eller mindre omfang. Tidspunktet for introduktion ses derfor som det rettidige. Funktionaliteten bidrager med stabiliserende egenskaber for det kollektive elforsyningssystem.

Bemærk, at dette krav tidligere har været fremsat for forbrugsanlæg kategori 7 og efterfølgende er blevet revideret.

5. Præcisering af krav fra Energinet, som skal aftales

Energinet skal i medfør af DCC aftale en række anlægsspecifikke krav med anlægsejer (og den relevante systemoperatør). For at sikre ikkediskrimination og skabe transparens præciseres Energinets udgangspunkt for de anlægsspecifikke krav, som skal aftales i medfør af DCC:

- Initiering af logning – DCC artikel 21, stk. 5.

5.1 Initiering af logning

Energinet præcisere følgende for så vidt angår DCC artikel 21, stk. 5.

Præcisering

Det præciseres, at fejlskriveren skal logge data ved følgende hændelser.

1. Når spændingen i POC kommer uden for driftsspændingsområdet:
 - a. DK1 (CE):
 - i. For 110 kV til 300 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,118 pu
 - ii. For 300 kV til 400 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - iii. For 110 kV til 300 kV tilslutning: $\geq 1,15$
 - iv. For 300 kV til 400 kV tilslutning: $\geq 1,10$
 - b. DK2 (N):
 - i. For 110 kV til 300 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - ii. For 300 kV til 400 kV tilslutning: 0,9 pu – 1,05 pu
 - iii. For 300 kV til 400 kV tilslutning: $\geq 1,10$
2. Når frekvensen i POC kommer uden for normalområdet:
 - a. DK1 (CE):
 - i. ± 200 mHz
 - b. DK2 (N):
 - i. ± 500 mHz
3. Ved aktivering af systemværn
4. Ved aktivering af anlæggets beskyttelsesfunktioner
Inkluderer også
 - o Anlægsbortkobling
 - o Overgang til \emptyset -drift
 - o Eksekvering af manuel aflastning, jf. TF 3.4.2
 - o Eksekvering af LFDD
5. Ved spændingssætning af forbrugsanlæg herunder forsyningstransformer.

6. Tidligere høringskrav for forbrugsanlæg jf. DCC, kategori 7

Herunder følger opfølgende status og forklaring på den forrige høringsfase og fastsættelse af krav gennemført for DCC i perioden 17. december 2021-4. februar 2022 (se <https://energinet.dk/EI/Horinger/Afsluttede-horinger/2021-12-Hoering-af-TF-3-4-3-med-DCC-krav-kategori-7>), hvor den videre anmeldelse til Forsyningstilsynet har været forsinket grundet den nuværende høringsrunde.

Anmeldelsesfasen til Forsyningstilsynet har været midlertidigt og kortvarigt udskudt, da flere af de udarbejdede krav til forbrugsanlæg kategori 7 er blevet revurderet i forhold til forbrugsanlæg kategori 3, 4 og 5.

I forrige høring for så vidt angår transmissionstilsluttede forbrugsanlæg var følgende dokumenter anvendt.

- DCC Bilag 1 Generelle tekniske krav for nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer, revision 2A
- DCC Bilag 1E Krav for elkvalitet, revision 1A
- DCC Bilag 1D Krav til simuleringsmodel, revision 1A
- Kravanmeldelse DCC – Krav til kategori 7 og simuleringsmodeller i kategori 3-5
- Teknisk Forskrift 3.4.3 Krav til transmissionstilsluttede forbrugsanlæg

Forklaring tilknyttet de enkelte tidligere anvendte dokumenter herunder.

DCC Bilag 1 Generelle tekniske krav for nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer, revision 2A

Dette dokument er revideret til version 2B, og ændringer inkluderet fra forrige høringsfase er markeret. Ændringer som følge af denne revision er ligeledes markeret.

DCC Bilag 1E Krav for elkvalitet, revision 1A

Dokumentet er ikke væsentligt revideret siden forrige høring og afventer derfor anmeldelse til Forsyningstilsynet.

DCC Bilag 1D Krav til simuleringsmodel, revision 1A Dokumentet er ikke væsentligt revideret siden forrige høring og afventer derfor anmeldelse til Forsyningstilsynet.

Kravanmeldelse DCC – Krav til kategori 7 og simuleringsmodeller i kategori 3-5

Flere af kravene fra dette dokument er revideret i forbindelse med denne revision.

De krav, som ikke har været en del af denne revision og afventer anmeldelse til Forsyningstilsynet, er angivet i afsnit 6 *Tidligere høringskrav for forbrugsanlæg jf. DCC, kategori 7*.

Teknisk Forskrift 3.4.3 Krav til transmissionstilsluttede forbrugsanlæg

Flere af kravene fra dette dokument er revideret i forbindelse med den nuværende revision.

Det tidligere dokument er derfor erstattet af et nyt dokument for TF 3.4.3, som er i høring fra 13. juli 2022 til 19. august 2022 kl. 12.00 (se

https://energinet.dk/El/Horinger/Hoeringer/Teknisk-forskrift-3_4_3-juli-2022).

Krav fra den tidligere høring, som afventer anmeldelse ved Forsyningstilsynet, er repræsenteret herunder i afsnit 6.1-6.4.

6.1 Forbrugsanlæg – kategori 7

Energinet har udarbejdet følgende definition til forbrugsanlæg – kategori 7, som anmeldes under forordningens artikel 3, stk.1.

*”Forbrugsanlæg – kategori 7
Et forbrugsanlæg, som, ved ansøgning om tilslutning til transmissionssystemet eller ved ændring af et eksisterende forbrugsanlæg af kategori 3, 4 eller 5, etableres med en maksimal trækningsret på 200 MW eller derover.
Forbrugsanlægget skal, i forbindelse med afslutning af nettilslutningsprocessen (EON, ION, FON) og tildeling af FON, eftervise maksimalt forbrug i forhold til den tildelte maksimale trækningsret. Den tildelte maksimale trækningsret kan i konkrete tilfælde være begrænset, såfremt der er forudsigelig risiko for mangel på nettilstrækkelighed, mangel på effektilstrækkelighed og/eller forringelse af robustheden i transmissionssystemet. Hvis dette er tilfældet, vil de konkrete omstændigheder være angivet i nettilslutningsaftalen. Forbrugsanlæg i kategori 6 kan ikke blive omfattet af kategori 7.”*

Definitionen er udarbejdet, så den tilsvarende de eksisterende definitioner af forbrugsanlæg i DCC.

6.2 Artikel 18 – kommunikation og forbrugskategori 7

Forbrugsanlæg kategori 7 inkluderes i DCC, artikel 18, stk. 3. i Bilag 1.

6.3 Artikel 20 – Elkvalitet

For kravene efter DCC, artikel 20 finder de eksisterende anmeldte og godkendte krav til forbrugsanlæg i kategori 3-5 anvendelse for forbrugsanlæg i kategori 7.

Kravene for efter DCC, artikel 20 er beskrevet i Bilag 1.E, hvorefter kategori 7 bliver inkluderet som kategori i Bilag 1.E.

6.4 Artikel 21 – Simuleringsmodeller

Energinet har udvidet kravet til simuleringsmodeller for DCC kategori 3, 4, 5 og 7.

Udvidelsen af kravet til levering af simuleringsmodeller betyder følgende:

- at anlægsejer af forbrugsanlæg i kategori 3 fremover også skal levere en RMS-simuleringsmodel, harmonisk simuleringsmodel og EMT-simuleringsmodel, udover at levere en stationær simuleringsmodel
- at anlægsejer af forbrugsanlæg i kategori 4 fremover også skal levere en EMT-simuleringsmodel udover at levere en stationær simuleringsmodel, RMS-simuleringsmodel, harmonisk simuleringsmodel
- at anlægsejer af forbrugsanlæg i kategori 5 fremover også skal levere en RMS-simuleringsmodel og EMT-simuleringsmodel, udover at levere en stationær simuleringsmodel
- at anlægsejer af forbrugsanlæg i kategori 7 skal levere en stationær simuleringsmodel, RMS-simuleringsmodel, harmonisk simuleringsmodel og EMT-simuleringsmodel.

Der er ingen ændringer i krav for simuleringsmodeller for transmissionstilsluttede distributionssystemer i kategori 1 eller for transmissionstilsluttede forbrugsanlæg i kategori 6.

Kravene til simuleringsmodeller er opdateret og uddybet i bilag 1.D, Rev. 2, som bliver gældende revision efter Forsyningstilsynets godkendelse.

Forbrugsanlægskategori	Modelkrav
Transmissionstilsluttet forbrugsanlæg – anlægskategori 3, 4, 7	Stationær simuleringsmodel RMS-simuleringsmodel Harmonisk simuleringsmodel EMT-simuleringsmodel
Transmissionstilsluttet forbrugsanlæg – anlægskategori 5	Stationær simuleringsmodel RMS-simuleringsmodel EMT-simuleringsmodel

De nye krav i Bilag 1.D fastsat af hensyn til systemsikkerheden. På grund af Energinets øgede behov for at analysere det kollektive elforsyningssystem er det nødvendigt med retvisende dynamiske modeller for nye forbrugsanlæg tilsluttet transmissionsnettet. Gennem en øget integration af forbrugs- og produktionsenheder tilsluttet nettet igennem effektelektronik, er der ligeledes behov for både dynamiske såvel som transiente simuleringsmodeller, hvilket

gælder kategori 7 forbrug, såvel som flere af de andre forbrugskategorier. Derfor er det ikke længere tilstrækkeligt kun med detaljeret modeller for produktionsanlæg, men også for forbrugsanlæg.

Ligeledes har der igennem erfaringer været behov for præcisering af krav til simuleringmodeller, hvilket er gjort i det opdaterede kravmateriale.

7. De konkrete ændringer

De konkrete ændringer fremgår af vedlagte bilag 1, som viser DCC Bilag 1, Revision 2B i henhold til ovennævnte artikler i DCC.

DCC Bilag 1, version 3, vil være det gældende Bilag 1 efter Forsyningstilsynets godkendelse af anmeldelsesudgave 2B.

8. Høring og inddragelse af aktører

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår.

Energinet har derfor involveret påvirkede aktører ved et opstartsmøde den 10. maj 2022 samt tre efterfølgende arbejdsgruppemøder hhv. den 19. og 25. maj samt 2. juni 2022. Møderne er blevet annonceret offentligt på Energinets hjemmeside, hvor interesserede parter har kunne tilmelde sig opstartsmødet og/eller det efterfølgende arbejdsgruppeforløb.

Energinet har sat kravændringerne i offentlig høring på Energinets hjemmeside fra den 14. juli 2022 til 19. august 2022 kl. 12.00 og har sendt den direkte til aktørerne angivet i afsnit 7.1 *Høringsparter*.

Høringskommentarerne med Energinets overordnede og individuelle svar vil blive samlet og offentliggjort hurtigst muligt efter færdiggørelse af Energinets høring.

8.1 Høringsparter

Atkins
Banedanmark
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
Google
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
Plesner
PNN
RAH
Rambøll
Scandinavian Energy Contractor
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