

VEJLEDNING ION MIDLERTIDIG DRIFTSTILLAEDELSE - INTERIM OPERATIONAL NOTIFICATION (ION)

BILAG TIL VEJLEDNING RFG

Revisionsoversigt

AFSNIT	ÆNDRING	REV	DATO
Alle		0	29-11-2019

Indholdsfortegnelse

1. Baggrund	6
2. Dokumentationskrav for synkron produktionsanlæg	7
2.1 Forslag til modelstruktur	7
2.2 Reguleringssegenskaber for aktiv effekt	7
2.2.1 Planregulering (setpunktsregulering)	7
2.2.1.1 Test 2.2-1 – Planregulering	8
2.2.2 FSM – Frequency Sensitive Mode	8
2.2.2.1 Test 2.2-2a – FSM	8
2.2.2.2 Test 2.2-2b – FSM	9
2.2.3 LFSM-O og -U - Limited Frequency Sensitive Mode – Over- and Underfrequency	10
2.2.3.1 Test 2.2-3 – LFSM-O og -U, setpunktsændring	10
2.2.3.2 Test 2.2-4 – LFSM-O og -U, rampeændring	11
2.2.4 Systemværn (hvis krævet af Energinet)	12
2.2.4.1 Test 2.2-5 – Systemværn	12
2.3 Reguleringssegenskaber for reaktiv effekt	12
2.3.1 AVR - Automatic Voltage Regulator	12
2.3.1.1 Test 2.3-1 – AVR, tomgang	12
2.3.1.2 Test 2.3-2 – AVR	13
2.3.2 PSS - Power System Stabiliser	14
2.3.2.1 Test 2.3-3 – PSS, frekvenskarakteristik	14
2.3.2.2 Test 2.3-4 – PSS, spændingsforstyrrelser	15
2.3.2.3 Test 2.3-5 – PSS, generatornær kortslutning	16
2.3.2.4 Test 2.3-6 – PSS, udkobling af linjer	16
2.3.2.5 Test 2.3-7 – PSS, ændring af aktiv effekt	17
2.3.3 Reaktiv effekt-kapacitet	18
2.3.3.1 Dokumentation	18
2.3.3.2 Test 2.3-8 – Reaktiv effekt-udveksling	18
2.4 Robusthed over for spændings- og frekvensforstyrrelser	18
2.4.1 Stationær spændings- og frekvensvariation	19
2.4.1.1 Dokumentation	19
2.4.2 Spændingsfasespring	19
2.4.2.1 Dokumentation	19
2.4.2.2 Test 2.4-1 – Momentane spændingsfasespring	19
2.4.3 Dynamisk spændingsvariation (LVFRT)	20
2.4.3.1 Dokumentation	20
2.4.3.2 Test 2.4-2 – Tre-fasede spændingsdyk, styret spændingskilde	20
2.4.3.3 Test 2.4-3 – Tre-faset spændingsdyk, kortslutning	20
2.4.3.4 Test 2.4-4 – To-fasede spændingsdyk	21
2.4.3.5 Test 2.4-5 – En-fasede spændingsdyk	22
2.4.4 Dynamisk frekvensvariation (df/dt)	23
2.4.4.1 Dokumentation	23
2.5 Simuleringsmodeller	23
2.6 Logning af fejlhændelser	23

2.7	Testoplæg	23
2.8	Signaludveksling.....	23
2.9	Stamdata.....	23
2.9.1	Værk	24
2.9.2	Generator	25
2.9.3	Magnetiseringsanlæg	27
2.9.4	Maskintransformer.....	28
3.	Dokumentationskrav for asynkrone produktionsanlæg.....	30
3.1	Forslag til modelstruktur	30
3.2	Reguleringsegenskaber for aktiv effekt	30
3.2.1	Planregulering (setpunktsregulering).....	30
3.2.1.1	Test 3.2-1 – Planregulering.....	30
3.2.2	FSM - Frequency Sensitive Mode	31
3.2.2.1	Test 3.2-2a – FSM	31
3.2.2.2	Test 3.2-2b – FSM	32
3.2.3	LFSM-O og -U - Limited Frequency Sensitive Mode — Over- and Underfrequency.....	33
3.2.3.1	Test 3.2-3 – LFSM-O og -U, setpunktsændring	33
3.2.3.2	Test 3.2-4 – LFSM-O og -U, rampeændring	34
3.2.4	Systemværn (hvis krævet af Energinet)	34
3.2.4.1	Test 3.2-5 – Systemværn	35
3.3	Reaktiv effekt reguleringssegenskaber	35
3.3.1	U-kontrol	35
3.3.1.1	Test 3.3-1 – U-kontrol.....	35
3.3.2	Q-kontrol	36
3.3.2.1	Test 3.3-2 – Q-kontrol.....	36
3.3.3	Power factor (PF)-kontrol.....	37
3.3.3.1	Test 3.3-3 – PF-kontrol.....	37
3.3.4	Reaktiv effekt kapacitet.....	38
3.3.4.1	Test 3.3-4 – Reaktiv effekt udveksling, nominel aktiv effekt	38
3.3.4.2	Test 3.3-5 – Reaktiv effekt udveksling, varierende aktiv effekt.....	38
3.4	Robusthed over for spændings- og frekvensforstyrrelser	39
3.4.1.1	Dokumentation	39
3.4.2	Spændingsfasespring.....	39
3.4.2.1	Dokumentation	39
3.4.3	Dynamisk spændingsvariation (LVFRT).....	39
3.4.3.1	Test 3.4-2 – Tre-fasede spændingsdyk, styret spændingskilde	39
3.4.3.2	Test 3.4-3 – Tre-fasede spændingsdyk, kortslutning	40
3.4.3.3	Test 3.4-4 – To-fasede spændingsdyk.....	41
3.4.3.4	Test 3.4-5 – En-fasede spændingsdyk.....	41
3.4.3.5	Test 3.4-6 – Spændingsstøtte	42
3.4.4	Dynamisk frekvensvariation (df/dt).....	43
3.4.4.1	Dokumentation.....	43
3.5	Spændingskvalitet.....	43
3.6	Simuleringsmodeller	43
3.7	Resynkronisering efter udkobling	43

3.8	Logning af fejlhændelser	44
3.9	Nedregulering ved højvind (kun relevant for vindmøller)	44
3.10	Testoplæg	44
3.11	Signaludveksling.....	44
3.12	Stamdata.....	44
3.12.1	Værk	45
3.12.2	Step-up transformer	45

1. Baggrund

Nærværende dokument tjener som bilag til "Vejledning RfG - Tilslutning af produktionsanlæg til transmissionsnettet".

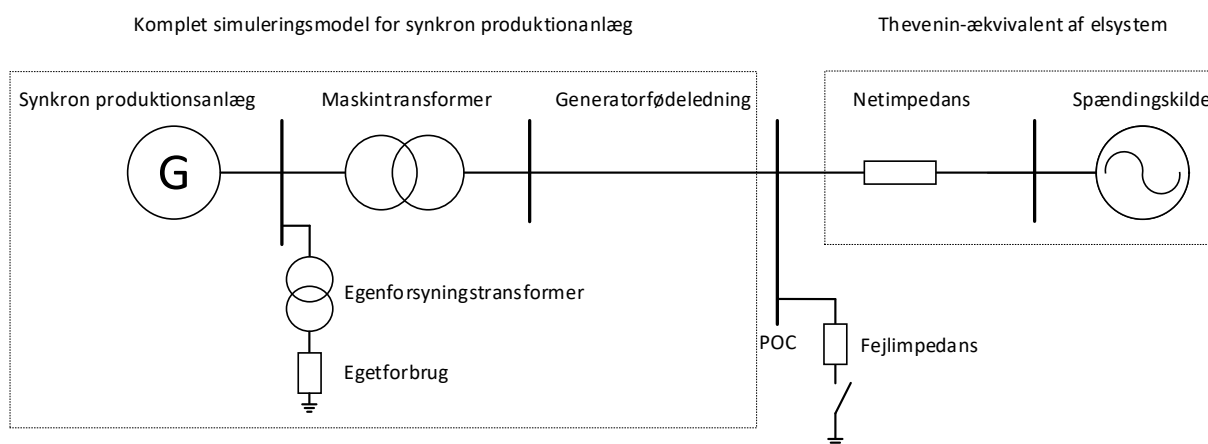
I det følgende beskrives de dokumentationskrav, som skal være opfyldt, før Energinet kan udstede en midlertidig driftstilladelse (ION). En ION giver anlægsejer mulighed for at drive produktionsanlægget i en tidsbegrænset testperiode.

2. Dokumentationskrav for synkron produktionsanlæg

Dette afsnit beskriver vejledning til at opnå ION for et synkront produktionsanlæg.

2.1 Forslag til modelstruktur

For at sikre klarhed om, hvordan nogle krav til magnetiseringssystemet og dets regulering kan eftervises, angives et forslag til en modelstruktur i Figur 1.



Figur 1 Forslag til modelstruktur, der kan anvendes til eftervisning af krav til magnetiseringssystemet og reguleringsfunktioner for synkron anlæg.

Denne modelstruktur indeholder:

- Komplet simuleringsmodel for generatoranlæg, jf. "bilag 1B, Krav til simuleringsmodeller", bilag til "RFG Bilag 1, Krav fastsat i henhold til EU-forordning 2016/631 – Requirements for grid connection of Generators", herefter "Krav jf. RfG".
- Egenforsyningssystem
 - Egenforsyningstransformer
 - Egetforbrug
- Maskintransformer
- Generatorfødeledning (denne vil typisk kunne undlades, grundet linjens længde).
- Thévenin-ækvivalent af elsystem
 - Netimpedans
 - Spændingskilde

Den overordnede struktur i Figur 1 er vejledende og kan ikke anvendes på ethvert anlæg. Til eftervisning af krav for det enkelte anlæg skal det efterstræbes, at modellen tilnærmes det fysiske anlæg.

2.2 Reguleringsegenskaber for aktiv effekt

Dette afsnit beskriver dokumentationskrav for eftervisning af reguleringsfunktioner og -egenskaber for aktiv effekt; kravene eftervises ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

2.2.1 Planregulering (setpunktsregulering)

Anlæggets egenskab til at ændre aktiv effekt-output eftervises.

2.2.1.1 Test 2.2-1 – Planregulering

Formålet med denne simulering er at eftervise turbineregulering ved setpunktsændringer for aktiv effekt og at kortlægge reguleringshastighed for det samlede anlæg.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = P_{\min}$, $Q = 0$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Anlæggets aktiv effekt-setpunkt ændres i fem trin i én sammenhængende simuleringskørsel, som følger:

$$P_{\text{Setpunkt}} = \begin{cases} P_1 = 0,5 \text{ p. u.} \\ P_2 = 0,7 \text{ pu} \\ P_3 = 1 \text{ pu} \\ P_4 = 0,7 \text{ pu} \\ P_5 = 0,5 \text{ pu} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra a), i EU-forordning 2016/631 – Requirements for grid connection of Generators (RfG), herefter NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til max/min gradient, jf. artikel 15, stk. 6, litra e), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.2.2 FSM – Frequency Sensitive Mode

Anlæggets egenskab til at yde frekvensregulering i normaldriftsområdet eftervises.

2.2.2.1 Test 2.2-2a – FSM

(Denne test er kun gældende for anlæg tilsluttet i DK1.)

Formålet med denne simulering er at eftervise turbineregulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervise, at anlægget er i stand til at yde frekvensregulering.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i frekvenskontrol tilstand: FCR.

- Reservekapacitet frigjort til aktivering ved frekvensbalancer: $P_{\text{kapacitet}} = \pm P_n \cdot 0,05$.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,7$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: $f = 50$ Hz
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel, som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 50,2 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \\ f_3 = 49,8 \text{ Hz} \\ f_4 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til Energinets udbudsbetingelser for systemydelser.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.2.2.2 Test 2.2-2b – FSM

(Denne test er kun gældende for anlæg tilsluttet i DK2.)

Formålet med denne simulering er at eftervise turbineregulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervise, at anlægget er i stand til at levere frekvensregulering.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i frekvenskontrol tilstand: FCR-D.
- Reservekapacitet frigjort til aktivering ved frekvensbalancer: $P_{\text{kapacitet}} = P_n \cdot 0,05$.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,7$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: $f = 50$ Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i to trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 49,5 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til Energinets udbudsbetingelser for systemydelse.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.2.3 LFSM-O og -U - Limited Frequency Sensitive Mode — Over- and Underfrequency

Anlæggets egenskab til at yde frekvensregulering udenfor normaldriftsområdet eftervises.

2.2.3.1 Test 2.2-3 – LFSM-O og -U, setpunktsændring

Formålet med denne simulering er at eftervise turbineregulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervises, at anlægget er i stand til at levere frekvensrespons.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved planregulering med LFSM-O og -U aktiveret (skal altid være aktiveret).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, litra c) og stk. 2, litra d), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), nr. i), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,7$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: $f = 50$ Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 51,5 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \\ f_3 = 48,5 \text{ Hz} \\ f_4 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC

- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.2.3.2 Test 2.2-4 – LFSM-O og -U, rampeændring

Formålet med denne simulering er at eftervise turbineregulering ved rampeændringer for frekvens for dermed at kortlægge anlæggets evne til at levere frekvensrespons.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved planregulering med LFSM-O og -U aktiveret (skal altid være aktiveret).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, litra c) og stk. 2, litra d), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), nr. i), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: P = 0,7 p.u., Q = 0 p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: f = 50 Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres som defineret ved følgende funktioner:

$$f(t) = \begin{cases} 50 \text{ Hz} & \text{hvor } t < 0 \text{ s} \\ 50 + 0,5 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 0 \text{ s} < t \leq 3 \text{ s} \\ 51,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 3 \text{ s} < t \leq 4 \text{ s} \\ 51,5 - 0,2 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 4 \text{ s} < t \leq 9 \text{ s} \\ 50,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 9 \text{ s} < t \leq 19 \text{ s} \end{cases}$$

$$f(t) = \begin{cases} 50 \text{ Hz} & \text{hvor } t < 0 \text{ s} \\ 50 - 0,5 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 0 \text{ s} < t \leq 3 \text{ s} \\ 48,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 3 \text{ s} < t \leq 4 \text{ s} \\ 48,5 + 0,2 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 4 \text{ s} < t \leq 9 \text{ s} \\ 49,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 9 \text{ s} < t \leq 19 \text{ s} \end{cases}$$

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c) i NC RfG.

- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.2.4 Systemværn (hvis krævet af Energinet)

Anlæggets egenskab til at foretage hurtig aflastning af elnettet eftervises.

2.2.4.1 Test 2.2-5 – Systemværn

Formålet med denne simulering er at eftervise systemværn for at sikre korrekt performance.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Anlægget drives ved reaktiv effekt reguleringsfunktion og tilhørende parametre, som specificeret af Energinet.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Systemværn aktiveres og anlægget nedreguleres til den foruddefinerede værdi for aktiv effekt.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til systemværn, som specificeret af Energinet.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.3 Reguleringsegenskaber for reaktiv effekt

Dette afsnit beskriver dokumentationskrav for eftervisning af reguleringsfunktioner og -egenskaber for reaktiv effekt; kravene eftervises som udgangspunkt ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

2.3.1 AVR - Automatic Voltage Regulator

Anlæggets egenskab til at regulere spænding eftervises. Kravene eftervises som udgangspunkt ved Bode plot og simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

2.3.1.1 Test 2.3-1 – AVR, tomgang

Verifikation af magnetiseringssystemets tidsrespons under tomgang, frakoblet nettet og drevet ved nominal omløbshastighed.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Generator frakoblet nettet.
- Anlægget drives ved nominal omløbshastighed og følgende driftspunkter: $P = 0$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 0,9$ p.u.

- Steady state-konditioner.

Test:

- Generator-terminalspænding ændres momentant ved $\pm 10\%$ ændring af referencespændingen for anlægget.
- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til "rise-time", jf. artikel 19, stk. 2, litra a), i NC RfG (se note fra side 36 i Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.3.1.2 Test 2.3-2 – AVR

Verifikation af magnetiseringssystemets overmagnetiseringsegenskaber.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans = 0 p.u.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding ved spændingskilde angivet i Figur 1 ændres til 0,6 p.u.
- Simulering opretholdes, indtil det synkrone anlæg taber synkronisme med elsystemet.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til overmagnetiseringsegenskaber, jf. artikel 19, stk. 2, litra a), i NC RfG (se note fra side 36 i Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.3.2 PSS - Power System Stabiliser

Anlæggets egenskab til at dæmpe effektsvingninger dokumenteres og eftervises. Kravene eftervises som udgangspunkt ved Bode plot og simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

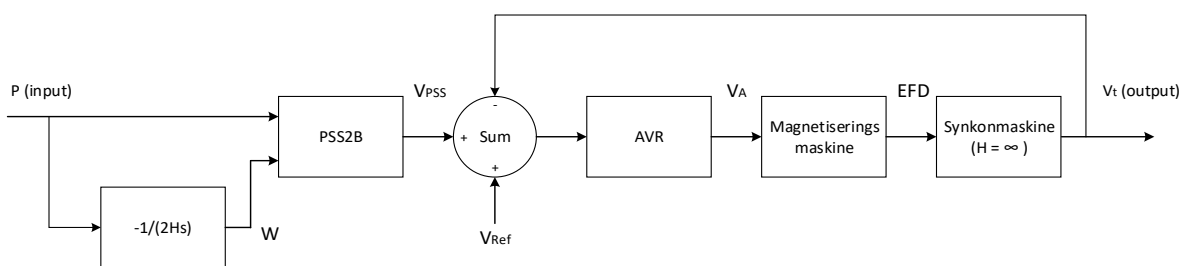
2.3.2.1 Test 2.3-3 – PSS, frekvenskarakteristik

Verifikation af frekvenskarakteristikken, herunder korrekt fasekompensering af det samlede magnetiseringsanlæg, i form af Bode plots for forstærkning og fase.

For at demonstrere korrekt fasekompensering af PSS'en, kan følgende metode anvendes. Metodens mål er at isolere PSS'ens bidrag til dæmpning af effektsvingninger for derved at verificere krav til performance.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Opsæt magnetiseringskontrollsystemet som illustreret i Figur 2.



Figur 2 Mulig opsætning af magnetiseringskontrollsystem til beregning af fasekarakteristik. Det faktiske magnetiseringskontrollsystem skal repræsenteres så korrekt som muligt (faktiske kontrolsystems struktur kan afvige fra dette).

- Inertikonstanten af generatoren sættes til så høj en værdi, at hastighedsændringer kan negligeres (herved undgås den indflydelse, vinkel- og hastighedsændringer har på det resulterende elektriske moment på akksen, der så vil være i fase med generatorspændingen, V_t).
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 1$ p.u., $Q = Q_{MAX}$
- Steady state-konditioner.

Test:

- Kunstige inputsignaler til PSS'en simuleres og antages at have sammenhængen givet ved:

$$W = P \frac{-1}{2Hs}$$

Evalueringsparametre:

- Beregn $V_t(s) / P(s)$ med PSS'ens faktiske fasekompensering.

- Overføringsfunktionen af $V_t(s) / P(s)$ illustreres i et Bode plot sammen med overføringsfunktionen af PSS'ens fasekompensering alene og overføringsfunktionen $V_t(s) / P(s)$ med en ukompenseret PSS (hvor alle tidskonstanter til fasekompensering er lig hinanden).

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til fasekompensering, jf. artikel 19, stk. 2, litra a), i NC RfG (se note fra side 36 i Krav jvf. RfG).

2.3.2.2 Test 2.3-4 – PSS, spændingsforstyrrelser

Verifikation af PSS-funktionens performance ifm. spændingsforstyrrelser.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved hhv. følgende driftspunkter:
 - $P = P_{min}$, $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
 - $P = 0,5$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
 - $P = 0,75$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
 - $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
- PSS-funktion hhv. aktiveret og deaktiveret.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Generator terminalspænding ændres momentant ved $\pm 5\%$ ændring af referencespændingen for anlægget.
- Hver setpunktændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Forbedret dæmpning af anlæggets effektsvingninger med PSS-funktionen aktiveret relativt til PSS-funktionen deaktiveret.
- Dæmpning af anlæggets effekt-svingninger (eksponentielt aftagende funktion) skal ved alle arbejds punkter, og ved simuleret forstyrrelse med PSS-funktionen aktiveret, være hurtigere end 1 sekund.

2.3.2.3 Test 2.3-5 – PSS, generatornær kortslutning

Verifikation af PSS-funktionens performance ifm. generatornær kortslutning.

Forudsætninger:

- Forudsætninger som angivet i afsnit 2.4.3.2.
- PSS-funktion hhv. aktiveret og deaktiveret.

Test:

- Test som angivet i afsnit 2.4.3.2

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- PSS-funktionen må ikke forringe anlæggets LVFRT-egenskab.

2.3.2.4 Test 2.3-6 – PSS, udkobling af linjer

Verifikation af PSS-funktionens performance ifm. udkobling af linjer.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det højeste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
- PSS-funktion hhv. aktiveret og deaktiveret.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Momentan ændring til netimpedans der svarer til det laveste kortslutningsniveau.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal

- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Forbedret dæmpning af anlæggets effekt-svingninger med PSS-funktionen aktiveret relativt til PSS-funktionen deaktiveret.
- Dæmpning af anlæggets effekt-svingninger (eksponentielt aftagende funktion) skal ved alle arbejds punkter, og ved simuleret forstyrrelse med PSS-funktionen aktiveret, være hurtigere end 1 sekund.

2.3.2.5 Test 2.3-7 – PSS, ændring af aktiv effekt

Verifikation af PSS-funktionens performance ifm. ændring af aktiv effekt-produktion.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved hhv. følgende driftspunkter:
 - $P = 0$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
 - $P = 0,5$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
 - $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
- PSS-funktion aktiveret
- Steady state-konditioner.

Test:

- Ændring af generatorens tilførte mekaniske effekt fra drivmaskinen i henhold til nedenstående funktioner:

$$\text{Rampfunktion, } p(t) = \begin{cases} 0 \text{ pu hvor } t < 0 \text{ s} \\ 0,25 \cdot t \text{ pu hvor } 0 \text{ s} < t \leq 4 \text{ s} \\ 1 \text{ pu hvor } t > 4 \text{ s} \end{cases}$$

$$\text{Sinusfunktion, } p(t) = A \cdot \text{Sin}(\omega \cdot t), A = 0,1 \text{ pu}, \omega = 2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{60} \text{ rad}$$

$$\text{Stepfunktion, } p(t) = \begin{cases} 1 \text{ pu hvor } t < 0 \text{ s} \\ 0,6 \text{ pu hvor } t > 0 \text{ s} \end{cases}$$

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Det sikres, at PSS-funktionen ikke reagerer uhensigtsmæssigt ved normalt forekommende effektændringer.
- Det sikres, at forstyrrelser ikke leder til udæmpede svingninger.

2.3.3 Reaktiv effekt-kapacitet

Anlæggets egenskab til hhv. at optage og afgive reaktiv effekt i POC eftervises som udgangspunkt ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

2.3.3.1 Dokumentation

Der vedlægges PQ-diagram for anlægget med angivelse af aktiveringsniveauer og tidsforsinkelser for begrænser- og beskyttelsesfunktioner.

2.3.3.2 Test 2.3-8 – Reaktiv effekt-udveksling

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets egenskab til hhv. at optage og afgive reaktiv effekt ved nominal aktiv effekt og varierende driftsspænding i POC.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_{\text{POC}} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Anlægget drives ved forskellige driftspunkter (Q og V_{POC} ændres) inden for det krævede U - Q / P_{max} -diagram. Som minimum eftervises alle hjørner af U - Q / P_{max} -diagram.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Spænding på generatorterminalerne

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til U - Q / P_{max} -egenskaber, jf. artikel 18, stk. 2, litra b), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4 Robusthed over for spændings- og frekvensforstyrrelser

Dette afsnit beskriver dokumentationskrav for eftervisning af anlæggets robusthed over for spændings- og frekvensforstyrrelser; kravene eftervises som udgangspunkt ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

2.4.1 Stationær spændings- og frekvensvariation

Anlæggets robusthed over for stationære spændings- og frekvensvariationer eftervises.

2.4.1.1 Dokumentation

Anlæggets faktiske U/f-karakteristik skal demonstreres med angivelse af forskellige begrænsninger, såsom begrænser- og beskyttelsesfunktioner, i samme diagram som den krævede stationære robusthedskarakteristik over for spændings- og frekvensafvigelse, jf. NC RfG.

2.4.2 Spændingsfasespring

Anlæggets robusthed over for spændingsfasespring eftervises.

2.4.2.1 Dokumentation

Der fremsendes en leverandørerklæring på, at anlægget ikke tager skade ved spændingsfasespring på op til 20 grader.

2.4.2.2 Test 2.4-1 – Momentane spændingsfasespring

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for momentane spændingsfasespring.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spændingsvinkel ved spændingskilde angivet i Figur 1 forøges momentant med 20 grader.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til robusthed over for spændingsfasespring, jf. artikel 15, stk. 4, litra c), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlægget uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4.3 Dynamisk spændingsvariation (LVFRT)

Anlæggets robusthed over for spændingsdyk eftervises.

2.4.3.1 Dokumentation

Der fremsendes dokumentation for, at hjælpeudstyr som fødevandspumper, blæsere osv. er robuste overfor krævet spændingsprofil, jf. NC RfG.

2.4.3.2 Test 2.4-2 – Tre-fasede spændingsdyk, styret spændingskilde

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for tre-fasede spændingsdyk (styret spændingskilde).

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans = 0 Ω .
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = Q_{\text{MIN}}$ (fuldt undermagnetiseret drift), $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding ved spændingskilde angivet i Figur 1 styres jf. krævet spændingsprofil i NC RfG.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LVFRT, jf. artikel 16, stk. 3, i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4.3.3 Test 2.4-3 – Tre-fasede spændingsdyk, kortslutning

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for tre-fasede spændingsdyk (kortslutning).

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = Q_{\text{MIN}}$, $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,6 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 1250 ms.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LVFRT, jf. artikel 16, stk. 3, i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4.3.4 Test 2.4-4 – To-fasede spændingsdyk

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for to-fasede spændingsdyk med jordberøring.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = Q_{MIN}$, $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,6 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og opretholdes i 1250 ms.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LVFRT, jf. artikel 16, stk. 3, i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4.3.5 Test 2.4-5 – En-fasede spændingsdyk

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for en-fasede spændingsdyk med jordberøring.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 1.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = Q_{\min}$, $V_t = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte fase til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og oprettholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte fase til 0,6 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og oprettholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte fase til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 1 og oprettholdes i 1250 ms.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Spænding på generatorterminal
- Strøm på generatorterminal
- Aktiv effekt på generatorterminal
- Reaktiv effekt på generatorterminal
- Rotorvinkel
- PSS-udgangssignal
- AVR-udgangssignal
- Magnetiseringsspænding
- Magnetiseringsstrøm

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LVFRT, jf. artikel 16, stk. 3, i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

2.4.4 Dynamisk frekvensvariation (df/dt)

Anlæggets robusthed over for dynamiske frekvensvariation eftervises.

2.4.4.1 Dokumentation

Demonstrer anlæggets faktiske beskyttelsesfunktioner, som kan have indvirkning på robusthed over for dynamisk frekvensvariation i relation til kravene, jf. NC RfG.

Der fremsendes en leverandørerklæring på, at anlægget ikke tager skade ved frekvensændringer på op til ± 2 Hz/s.

2.5 Simuleringsmodeller

Der skal leveres modeller til Energinet, jf. bilag 1B, Krav til simuleringsmodeller (bilag til Krav jvf. RfG).

2.6 Logning af fejlhændelser

Der fremsendes dokumentation for, at anlægget er udstyret med logningsudstyr, som er i overensstemmelse med kravene, jf. artikel 16, stk. 6, litra b), i NC RfG.

2.7 Testoplæg

Der skal leveres et testoplæg til kommentering ved Energinet. Oplægget skal beskrive de tests, som planlægges udført under den midlertidige driftstilladelse.

2.8 Signaludveksling

Som minimum skal onlinemålinger og bryderindikering, jf. "Bilag 1A, Generisk signalliste" (bilag til Krav jvf. RfG), være stillet til rådighed for og hjemtaget af Energinet, og Energinet skal have opsat relevante signaler i it-værktøjer.

2.9 Stamdata

Anlæggets navn:	
Anlægssejers navn og adresse:	
GSRN-nummer (alle numre skal oplyses for anlæg/værk):	
Navn og placering for nettilslutningspunktet (POC):	

Spænding i POC (nominel):	_____ kV
Spænding i POC (normal driftsspænding Uc):	_____ kV
Navn og placering for leveringspunktet (PCC):	
Spænding i PCC (nominel):	_____ kV

2.9.1 Værk

Type	Damp turbine <input type="checkbox"/> Gasturbine <input type="checkbox"/> Kombianlæg <input type="checkbox"/> Gasmotor <input type="checkbox"/> Dieselmotor <input type="checkbox"/> Andet* <input type="checkbox"/>
*Beskriv type:	
Angivelse af brændsel:	
Nominel effekt (Pn)	_____ MW
Minimumseffekt (Pmin)	_____ MW
Overlastsevne (Poverlast)	_____ MW
Nominel mekanisk akseffekt for drivsystem (Pmek)	_____ MW
Forefindes procesdiagram for anlæget?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Henvisning til dokument:	

Forefindes enstregdiagram med angivelse af afregningsmåling, onlinemåling, ejergrænser og driftsledergrænser? Henvisning til dokument:	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

2.9.2 Generator

Fabrikant:	
Type:	
Forefindes datablad for generatoren? Henvisning til datablad:	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er generatoren i overensstemmelse med relevante dele i følgende europæiske standarder: <ul style="list-style-type: none"> - DS/EN 60034-1:2010 "Roterende elektriske maskiner - Del 1: Mærkedata og ydeevne", 2010 - DS/EN 60034-3:2008, "Roterende elektriske maskiner - Del 3: Særlige krav til synkron-generatorer drevet af damp-turbiner eller forbrændingsgasturbiner", 2008 	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
Nominel tilsyneladende effekt (1 p.u.):	S_n	MVA	
Nominel spænding (1 p.u.):	U_n	kV	
Nominel frekvens:	f_n	Hz	
Nominel effektfaktor ($\cos\phi$):	$\cos\phi_n$	-	

Nominel minimum reaktiv effektproduktion fra PQ-diagram:	$Q_{\min,n}$	Mvar	
Nominel maksimal reaktiv effektproduktion fra PQ-diagram:	$Q_{\max,n}$	Mvar	
Synkron hastighed:	n_n	Rpm	
Total inertimoment for roterende masse (generator, drivsystem etc.):	J_{tot}	kg·m ²	
Inertimoment for generator:	J_G	kg·m ²	
Inertimoment for drivsystem:	J_D	kg·m ²	
Rotorens type:	-	-	Udprægede poler <input type="checkbox"/> Rund rotor <input type="checkbox"/>
Stator resistans pr. fase:	R_a	p.u.	
Temperatur for resistans:	T_R	°C	
Statorspredningsreaktans pr. fase:	X_{ad}	p.u.	
Synkron reaktans, d-akse:	X_d	p.u.	
Transient reaktans, d-akse:	X'_d	p.u.	
Subtransient reaktans, d-akse:	X''_d	p.u.	
Mættet synkron reaktans, d-akse:	$X_{d,\text{sat}}$	p.u.	
Mættet subtransient reaktans, d-akse:	$X''_{d,\text{sat}}$	p.u.	
Synkron reaktans, q-akse:	X_q	p.u.	
Transient reaktans, q-akse:	X'_q	p.u.	
Subtransient reaktans, q-akse:	X''_q	p.u.	
Transient åben-kreds tidskonstant, d-akse:	T'_{d0}	s	
Subtransient åben-kreds tidskonstant, d-akse:	T''_{d0}	s	
Transient åben-kreds tidskonstant, q-akse:	T'_{q0}	s	
Subtransient åben-kreds tidskonstant, q-akse:	T''_{q0}	s	

Potier reaktans:	X_p	p.u.	
Mætningspunkt ved 1,0 p.u. spænding:	$SG_{1.0}$	p.u.	
Mætningspunkt ved 1,2 p.u. spænding:	$SG_{1.2}$	p.u.	
Reaktans, invers-komposant:	X_2	p.u.	
Resistans, invers-komposant:	R_2	p.u.	
Reaktans, nul-komposant:	X_0	p.u.	
Resistans, nul-komposant:	R_0	p.u.	
Er generatorens stjernepunkt jordet?	-	-	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis ja, jordingsreaktans:	X_e	Ohm	
Hvis ja, jordingsresistans:	R_e	Ohm	
Generatorens <i>kortslutningsforhold</i> (Nominel):	K_c	p.u.	

2.9.3 Magnetiseringsanlæg

Hvilken type magnetiseringssystem anvendes? *Beskriv type:	Roterende <input type="checkbox"/> Statisk <input type="checkbox"/> Andet* <input type="checkbox"/>
Forefindes datablad for AVR? Henvisning til datablad:	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er magnetiseringssystemet i overensstemmelse med følgende europæiske standarder: - DS/EN 60034-16-1:2011, "Roterende elektriske maskiner - Del 16-1: Magnetiseringssystemer til synkronmaskiner – Definitioner", 2011	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

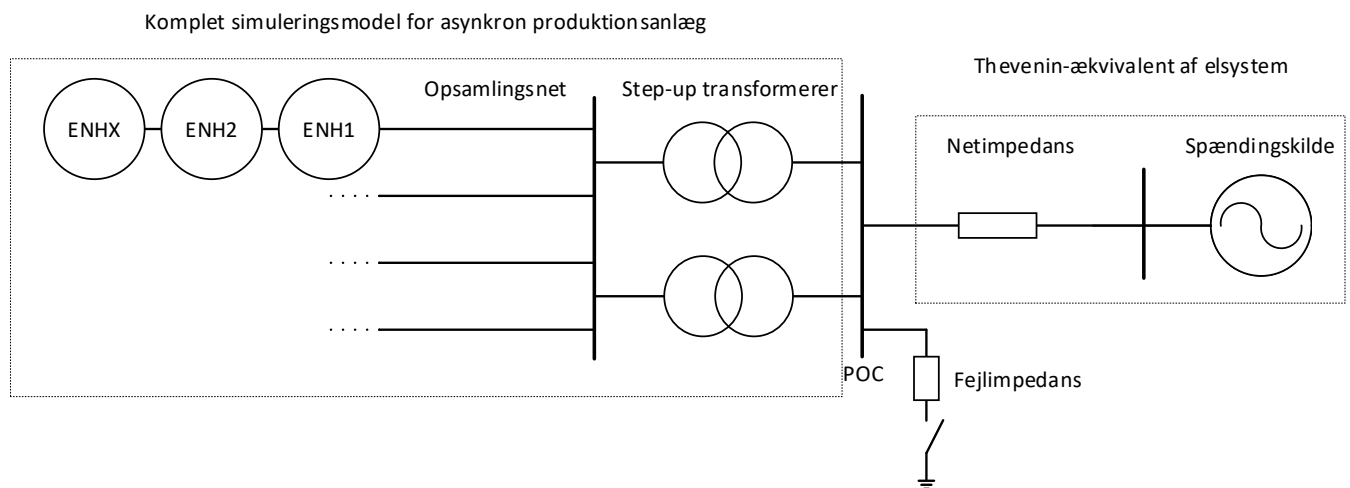
Kobbertab:	P_{cu}	kW	
Kortslutningsspænding, nulssystem:	u_{k0}	%	
Resistiv kortslutningsspænding, nulssystem:	u_{kr0}	%	
Tomgangsmagnetiseringsstrøm:	I_0	%	
Tomgangstab:	P_0	%	
Kortslutningsimpedans:	e_z	p.u.	

3. Dokumentationskrav for asynkrone produktionsanlæg

Dette afsnit beskriver vejledning til at opnå ION for et asynkront produktionsanlæg.

3.1 Forslag til modelstruktur

For at sikre klarhed om, hvordan krav til anlæggets robusthed og reguleringsfunktioner kan eftervises, angives et forslag til en modelstruktur i Figur 3.



Figur 3 Forslag til modelstruktur, der kan anvendes til eftervisning af krav til robusthed og reguleringsfunktioner for asynkrone anlæg.

Denne modelstruktur indeholder:

- Komplet simuleringsmodel for anlægget, jf. bilag 1B, Krav til simuleringsmodeller (bilag til Krav jvf. RfG).
- Opsamlingsnet
- Step-up transformer(er)
- Thévenin-ækvivalent af elsystem
 - Netimpedans
 - Spændingskilde

Den overordnede struktur i Figur 3 er vejledende og kan ikke anvendes på ethvert anlæg.

3.2 Reguleringsegenskaber for aktiv effekt

Dette afsnit beskriver dokumentationskrav for eftervisning af reguleringsfunktioner og -egenskaber for aktiv effekt; kravene eftervises ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

3.2.1 Planregulering (setpunktsregulering)

Anlæggets egenskab til at ændre aktiv effekt-output eftervises.

3.2.1.1 Test 3.2-1 – Planregulering

Formålet med denne simulering er at eftervise regulering ved setpunktsændringer for aktiv effekt og kortlægge reguleringshastighed.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = P_{\min}$, $Q = 0$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Anlæggets aktiv effekt-setpunkt ændres i fem trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$P_{\text{Setpunkt}} = \begin{cases} P_1 = 0,5 \text{ pu} \\ P_2 = 0,7 \text{ pu} \\ P_3 = 1 \text{ pu} \\ P_4 = 0,7 \text{ pu} \\ P_5 = 0,5 \text{ pu} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra a), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til max/min-gradient, jf. artikel 15, stk. 6, litra e), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.2.2 FSM - Frequency Sensitive Mode

Anlæggets egenskab til at yde frekvensregulering i normaldriftsområdet eftervises.

3.2.2.1 Test 3.2-2a – FSM

(Denne test er kun gældende for anlæg tilsluttet i DK1)

Formålet med denne simulering er at eftervise regulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervise, at anlægget er i stand til at yde frekvensregulering.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i frekvenskontrol tilstand: FCR.
- Reservekapacitet frigjort til aktivering ved frekvensubalancer: $P_{\text{kapacitet}} = \pm P_n \cdot 0,05$.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,7$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: $f = 50$ Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 50,2 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \\ f_3 = 49,8 \text{ Hz} \\ f_4 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til Energinets udbudsbetingelser for systemydelse.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.2.2.2 Test 3.2-2b – FSM

(Denne test er kun gældende for anlæg tilsluttet i DK2)

Formålet med denne simulering er at eftervise regulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervise, at anlægget er i stand til at levere frekvensregulering.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i frekvenskontrol tilstand: FCR-D.
- Reservekapacitet frigjort til aktivering ved frekvensubalancer: $P_{\text{kapacitet}} = P_n \cdot 0,05$.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,7$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: $f = 50$ Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i to trin i én sammenhængende simuleringskørsel, som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 49,5 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC

- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt-kontrol, jf. artikel 15, stk. 2, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til Energinets udbudsbetingelser for systemydelse.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.2.3 LFSM-O og -U - Limited Frequency Sensitive Mode — Over- and Underfrequency

Anlæggets egenskab til at yde frekvensregulering udenfor normaldriftsområdet eftervises.

3.2.3.1 Test 3.2-3 – LFSM-O og -U, setpunktsændring

Formålet med denne simulering er at eftervise regulering ved setpunktsændringer for frekvens for dermed at eftervise, at anlægget er i stand til at levere frekvensrespons.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend højeste netimpedans tilsvarende det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved planregulering med LFSM-O og -U aktiveret (skal altid være aktiveret).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, litra c) og stk. 2, litra d), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), nr. i), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: P = 0,7 p.u., Q = 0 p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: f = 50 Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$f = \begin{cases} f_1 = 51,5 \text{ Hz} \\ f_2 = 50 \text{ Hz} \\ f_3 = 48,5 \text{ Hz} \\ f_4 = 50 \text{ Hz} \end{cases}$$

- Hver setpunktsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, i NC RfG.

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.2.3.2 Test 3.2-4 – LFSM-O og -U, rampeændring

Formålet med denne simulering er at eftervise regulering ved rampeændringer for frekvens for dermed at kortlægge anlæggets evne til at levere frekvensrespons.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved planregulering med LFSM-O og -U aktiveret (skal altid være aktiveret).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, litra c), og stk. 2, litra d), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Droop-indstilling og tærskelværdi for LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), nr. i), i NC RfG (se Krav jvf. RfG).
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: P = 0,7 p.u., Q = 0 p.u.
- Normal frekvenstilstand i elnettet: f = 50 Hz.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Frekvens i elnettet ændres som defineret ved følgende funktioner:

$$f(t) = \begin{cases} 50 \text{ Hz} & \text{hvor } t < 0 \text{ s} \\ 50 + 0,5 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 0 \text{ s} < t \leq 3 \text{ s} \\ 51,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 3 \text{ s} < t \leq 4 \text{ s} \\ 51,5 - 0,2 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 4 \text{ s} < t \leq 9 \text{ s} \\ 50,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 9 \text{ s} < t \leq 19 \text{ s} \end{cases}$$

$$f(t) = \begin{cases} 50 \text{ Hz} & \text{hvor } t < 0 \text{ s} \\ 50 - 0,5 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 0 \text{ s} < t \leq 3 \text{ s} \\ 48,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 3 \text{ s} < t \leq 4 \text{ s} \\ 48,5 + 0,2 \cdot t \text{ Hz} & \text{hvor } 4 \text{ s} < t \leq 9 \text{ s} \\ 49,5 \text{ Hz} & \text{hvor } 9 \text{ s} < t \leq 19 \text{ s} \end{cases}$$

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Frekvens

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-O, jf. artikel 13, stk. 2, i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til LFSM-U, jf. artikel 15, stk. 2, litra c), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.2.4 Systemværn (hvis krævet af Energinet)

Anlæggets egenskab til at foretage hurtig aflastning af elnettet eftervises.

3.2.4.1 Test 3.2-5 – Systemværn

Formålet med denne simulering er at eftervise systemværn for at sikre korrekt performance.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u.
- Anlægget drives ved reaktiv effekt-reguleringsfunktion og tilhørende parametre, som specificeret af Energinet.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Systemværn aktiveres og anlægget nedreguleres til den foruddefinerede værdi for aktiv effekt.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til systemværn, som specificeret af Energinet.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.3 Reaktiv effekt reguleringsegenskaber

Anlæggets egenskab til at regulere reaktiv effekt eftervises ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

3.3.1 U-kontrol

Anlæggets egenskab til at regulere spænding i POC ved påtrykt variation i netspændingen eftervises.

3.3.1.1 Test 3.3-1 – U-kontrol

Formålet med denne simulering er at eftervise U-kontrol ifm. spændingsændringer i elsystemet.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i U-kontrol og tilhørende parametre, som specificeret af Energinet.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 1$ p.u., $V_{POC} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding ved spændingskilde i Figur 3 ændres i syv trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$U = \begin{cases} U_1 = 0,95 \text{ p. u.} \\ U_2 = 1,0 \text{ p. u.} \\ U_3 = 1,05 \text{ p. u.} \\ U_4 = 1,0 \text{ p. u.} \\ U_5 = 1,1 \text{ p. u.} \\ U_6 = 1,0 \text{ p. u.} \\ U_7 = 0,9 \text{ p. u.} \end{cases}$$

- Hver spændingsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til responstid mm. for spændingsregulering, jf. artikel 21, stk. 3, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.3.2 Q-kontrol

Anlæggets egenskab til at regulere reaktiv effekt eftervises.

3.3.2.1 Test 3.3-2 – Q-kontrol

Formålet med denne simulering er at eftervise Q-kontrol.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i Q-kontrol og tilhørende parametre, som specificeret af Energinet. Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 1 \text{ p.u.}$, $Q = 0 \text{ p.u.}$, $V_{\text{POC}} = 1 \text{ p.u.}$
- Steady state-konditioner.

Test:

- Setpunkt for Q-kontrol ændres i syv trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$Q = \begin{cases} Q_1 = 0,1 \text{ pu} \\ Q_2 = 0,2 \text{ pu} \\ Q_3 = 0,3 \text{ pu} \\ Q_4 = 0 \text{ pu} \\ Q_5 = -0,1 \text{ pu} \\ Q_6 = -0,2 \text{ pu} \\ Q_7 = -0,3 \text{ pu} \end{cases}$$

- Hver spændingsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til reaktiv effekt-regulering, jf. artikel 21, stk. 3, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.3.3 Power factor (PF)-kontrol

Anlæggets egenskab til at regulere reaktiv effekt som funktion af aktiv effekt eftervises.

3.3.3.1 Test 3.3-3 – PF-kontrol

Formålet med denne simulering er at eftervise PF-kontrol.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives i PF-kontrol og tilhørende parametre, som specificeret af Energinet. Anlægget drives ved følgende driftspunkt: $P = 0,3$ p.u., $PF_{\text{setpoint}} = 0,99$, $V_{\text{POC}} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Aktiv effekt ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$P = \begin{cases} P_1 = 0,4 \text{ pu} \\ P_2 = 0,5 \text{ pu} \\ P_3 = 0,6 \text{ pu} \\ P_4 = 0,7 \text{ pu} \end{cases}$$

- Hver spændingsændring igangsættes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til reaktiv effekt-regulering, jf. artikel 21, stk. 3, litra d), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.3.4 Reaktiv effekt kapacitet

Anlæggets egenskab til hhv. at optage og afgive reaktiv effekt i POC eftervises ved simulering, som beskrevet i efterfølgende afsnit.

3.3.4.1 Test 3.3-4 – Reaktiv effekt udveksling, nominel aktiv effekt

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets egenskab til hhv. at optage og afgive reaktiv effekt ved nominel aktiv effekt og varierende driftsspænding i POC.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_{\text{POC}} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Anlægget drives ved forskellige driftspunkter (Q og V_{POC} ændres) inden for det krævede U-Q/Pmax-diagram. Som minimum eftervises alle hjørner af U-Q/Pmax-diagram.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til U-Q/Pmax-egenskaber, jf. artikel 21, stk. 3, litra b), nr. i), i NC RfG.

3.3.4.2 Test 3.3-5 – Reaktiv effekt udveksling, varierende aktiv effekt

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets egenskab til hhv. at optage og afgive reaktiv effekt ved varierende aktiv effekt-driftspunkter.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$ p.u., $V_{\text{POC}} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Anlægget drives ved forskellige driftspunkter (Q og P) inden for det krævede P-Q/Pmax-diagram. Som minimum eftervises alle hjørner af P-Q/Pmax-diagram.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til P-Q/Pmax-egenskaber, jf. artikel 21, stk. 3, litra c), nr. i), i NC RfG.

3.4 Robusthed over for spændings- og frekvensforstyrrelser

Anlæggets robusthed over for stationære spændings- og frekvensvariationer eftervises.

3.4.1.1 Dokumentation

Demonstrer anlæggets faktiske U/f-karakteristik med angivelse af relevante beskyttelsesfunktioner i samme diagram som den krævede stationære robusthedskarakteristik over for spænding og frekvensafvigelse, jf. NC RfG.

3.4.2 Spændingsfasespring

Anlæggets robusthed over for spændingsfasespring eftervises.

3.4.2.1 Dokumentation

Der fremsendes en leverandørerklæring på, at anlægget ikke tager skade ved spændingsfasespring på op til 20 grader.

3.4.3 Dynamisk spændingsvariation (LVFRT)

Anlæggets robusthed over for spændingsdyk eftervises.

3.4.3.1 Test 3.4-2 – Tre-fasede spændingsdyk, styret spændingskilde

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for tre-fasede spændingsdyk (styret spændingskilde).

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans = 0 Ω
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: P = 1 p.u., Q = 0, V_{POC} = 1 p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding ved spændingskilde angivet i Figur 3 nedstyres, jf. krævet spændingsprofil i alle tre faser.
- Simuleringer stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Anlægget forbliver tilsluttet til elsystemet.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til spændingsstøtte under fejl, jf. artikel 20, stk. 2, litra b), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt genoprettelse, jf. artikel 20, stk. 3, litra a), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.4.3.2 Test 3.4-3 – Tre-fasede spændingsdyk, kortslutning

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for tre-fasede spændingsdyk (kortslutning).

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$, $V_{POC} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,2 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 450 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,4 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 1350 ms.
- Simuleringer stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Anlægget forbliver tilsluttet til elsystemet.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til spændingsstøtte under fejl, jf. artikel 20, stk. 2, litra b), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt genoprettelse, jf. artikel 20, stk. 3, litra a), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.4.3.3 Test 3.4-4 – To-fasede spændingsdyk

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for to-fasede spændingsdyk med jordberøring.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$, $V_{POC} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,2 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 450 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,4 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlramte faser til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og opretholdes i 1350 ms.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner, på ny, er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt).

Succeskriterier:

- Anlægget forbliver tilsluttet til elsystemet.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til spændingsstøtte under fejl, jf. artikel 20, stk. 2, litra b), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt genoprettelse, jf. artikel 20, stk. 3, litra a), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.4.3.4 Test 3.4-5 – En-fasede spændingsdyk

Formålet med denne simulering er at kortlægge anlæggets robusthed over for en-fasede spændingsdyk med jordberøring.

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans svarende til det laveste kortslutningsniveau.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$, $V_{POC} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlrante fase til 0 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og oprettholdes i 150 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlrante fase til 0,2 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og oprettholdes i 450 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlrante fase til 0,4 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og oprettholdes i 750 ms.
- Spænding i POC nedstyres momentant på fejlrante fase til 0,8 p.u. vha. fejlimpedans angivet i Figur 3 og oprettholdes i 1350 ms.
- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt).

Succeskriterier:

- Anlægget forbliver tilsluttet til elsystemet.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til spændingsstøtte under fejl, jf. artikel 20, stk. 2, litra b), i NC RfG.
- Simulering viser overensstemmelse med krav til aktiv effekt genoprettelse, jf. artikel 20, stk. 3, litra a), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.4.3.5 Test 3.4-6 – Spændingsstøtte

Formålet med denne simulering er at eftervise anlæggets egenskab til at levere spændingsstøtte (reaktiv strøm som funktion af spænding på delanlægs terminaler).

Forudsætninger:

- Modelstruktur som angivet i Figur 3.
- Anvend netimpedans = 0 p.u.
- Anlægget drives ved følgende driftspunkter: $P = 1$ p.u., $Q = 0$, $V_{\text{POC}} = 1$ p.u.
- Steady state-konditioner.

Test:

- Spænding ved spændingskilde i Figur 3 ændres i fire trin i én sammenhængende simuleringskørsel som følger:

$$U = \begin{cases} U_1 = 0,7 pu \\ U_2 = 0,5 pu \\ U_3 = 0,3 pu \end{cases}$$

- Simulering stoppes først, når steady state-konditioner på ny er opfyldt.

Evalueringsparametre:

- Aktiv effekt i POC
- Reaktiv effekt i POC
- Spænding i POC
- Reaktiv effekt på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Reaktiv strøm på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)
- Spænding på delanlægs terminaler (en enhed er tilstrækkeligt)

Succeskriterier:

- Simulering viser overensstemmelse med krav til spændingsstøtte under fejl, jf. artikel 20, stk. 2, litra b), i NC RfG.
- Simulering viser stabil og kontrolleret drift for anlæg uden uventede/uforklarlige hændelser.

3.4.4 Dynamisk frekvensvariation (df/dt)

Anlæggets robusthed over for dynamiske frekvensvariationer eftervises.

3.4.4.1 Dokumentation

Demonstrer anlæggets faktiske beskyttelsesfunktioner, som kan have indvirkning på robusthed over for dynamiske frekvensvariationer, i relation til kravene, jf. NC RfG.

Der fremsendes en leverandørerklæring på, at anlægget ikke tager skade ved frekvensændringer på op til ± 2 Hz/s.

3.5 Spændingskvalitet

Kravene til spændingskvalitet er fastsat i TF 3.2.7, hvori der er specificeret krav til eftervisning af følgende:

- Harmonisk spændingsforvrængning – afsnit 4.3
- Interharmonisk spændingsforvrængning – afsnit 5.3
- Spændingsubalance – afsnit 6.3
- Flicker – afsnit 7.3
- DC-indhold – afsnit 8.2

Dette skal dokumenteres i en rapport, der dækker en spændingskvalitetsanalyse for det tilsluttede anlæg. Metode for analyse aftales specifikt med Energinet for det enkelte projekt.

3.6 Simuleringsmodeller

Der skal leveres modeller til Energinet, jf. bilag 1B, Krav til simuleringsmodeller (bilag til Krav jvf. RfG).

3.7 Resynkronisering efter udkobling

Der fremsendes dokumentation for, at anlægget kan resynkronisere med transmissionssystemet, jf. artikel 15, stk. 5, litra c), i NC RfG.

3.8 Logning af fejlhændelser

Der fremsendes dokumentation for, at anlægget er udstyret med logningsudstyr, som er i overensstemmelse med kravene i artikel 16, stk. 6, litra b), i NC RfG.

3.9 Nedregulering ved højvind (kun relevant for vindmøller)

Der fremsendes dokumentation for, at anlægget er udstyret med nedreguleringsfunktion ved høj vind, nedreguleringsfunktionerne skal være i overensstemmelse med kravene i artikel 15, stk. 6, litra d), i NC RfG.

3.10 Testoplæg

Der skal udleveres et testoplæg til kommentering ved Energinet. Oplægget skal beskrive de tests, som planlægges udført under den midlertidige driftstilladelse.

3.11 Signaludveksling

Som minimum skal onlinemålinger og bryderindikering, jf. Bilag 1A, Generisk signalliste (bilag til Krav jvf. RfG), være stillet til rådighed for og hjemtaget af Energinet, og Energinet skal have opsat relevante signaler i it-værktøjer.

3.12 Stamdata

Anlæggets navn:	
Anlægssejers navn og adresse:	
GSRN-nummer (alle numre skal oplyses for anlæg/værk):	
Navn og placering for nettilslutningspunktet (POC):	
Spænding i POC (nominel):	_____ kV
Spænding i POC (normal driftsspænding Uc):	_____ kV
Navn og placering for leveringspunktet (PCC):	
Spænding i PCC (nominel):	_____ kV

3.12.1 Værk

Type	<p>Vindmøllepark <input type="checkbox"/></p> <p>Solcellepark <input type="checkbox"/></p> <p>Andet* <input type="checkbox"/></p>
*Beskriv type:	
Nominel effekt (Pn)	_____ MW
Minimumseffekt (Pmin)	_____ MW
Forefindes enstregdiagram med angivelse af afregningsmåling, onlinemåling, ejergrænser og driftsledergrænser?	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
Henvisning til dokument:	

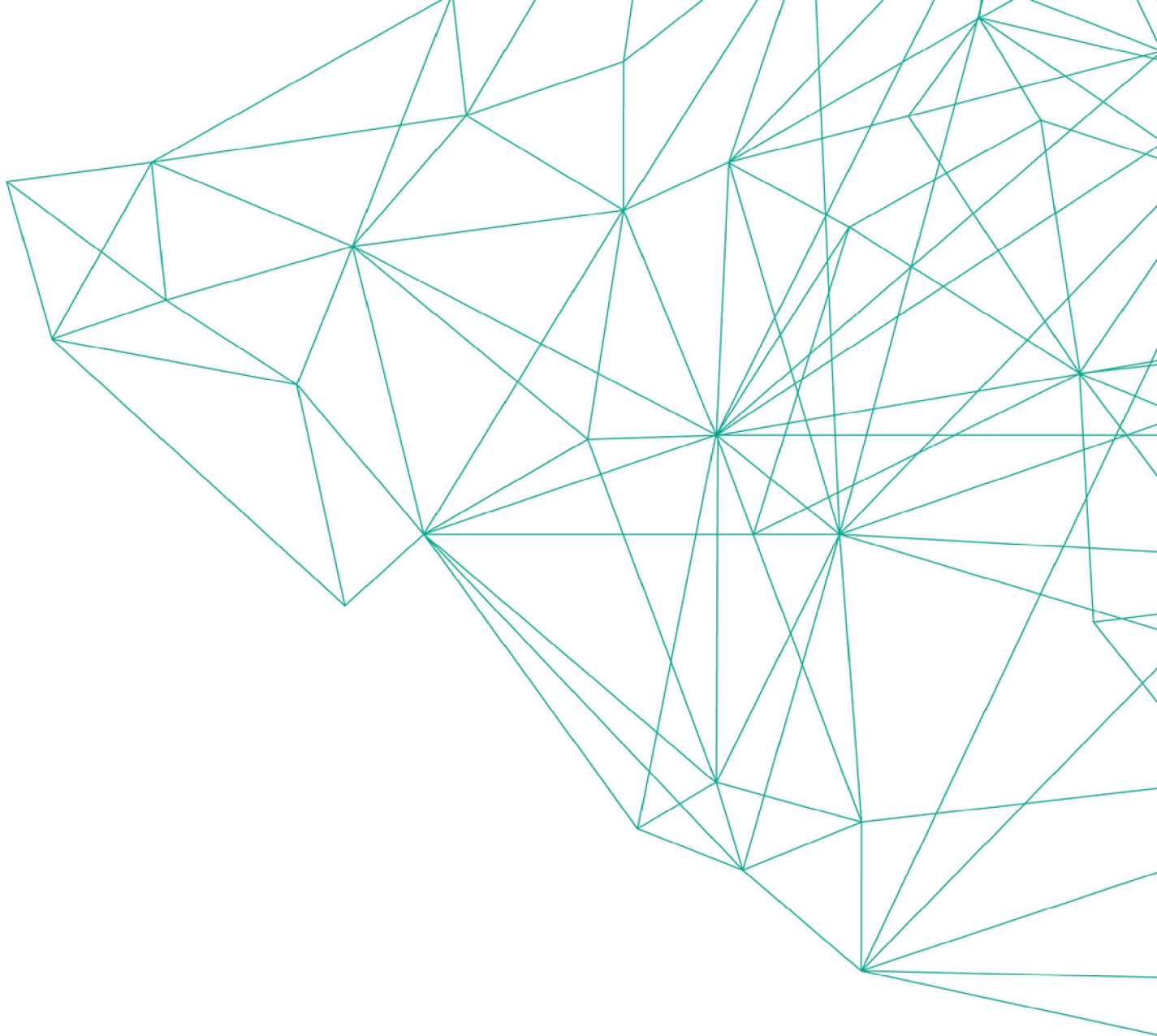
3.12.2 Step-up transformer

(Ikke relevant i de situationer, hvor Energinet selv er leverandør af transformer).

Fabrikant:	
Type:	
Forefindes datablad for transformer?	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
Henvisning til datablad:	

Beskrivelse	Symbol	Enhed	Værdi
Nominel tilsyneladende effekt (1 p.u.):	S_n	MVA	
Nominel primær spænding (1 p.u.):	U_p	kV	
Nominel sekundær spænding:	U_s	kV	
Koblingsbetegnelse, fx Dyn11:	-	-	

Trinkoblerens placering:	-	-	Primærside <input type="checkbox"/> Sekundærside <input type="checkbox"/>
Trinkobler, yderligere spænding pr. trin:	du_{tp}	%/trin	
Trinkobler, fasevinkel af yderligere spænding pr. trin:	$\phi_{i_{tp}}$	grad/trin	
Trinkobler, laveste position:	n_{tpmin}	-	
Trinkobler, højeste position:	n_{tpmax}	-	
Trinkobler, neutral position:	n_{tp0}	-	
Kortslutningsspænding, synkron:	u_k	%	
Kobbertab:	P_{cu}	kW	
Kortslutningsspænding, nulssystem:	u_{k0}	%	
Resistiv kortslutningsspænding, nulssystem:	u_{kr0}	%	
Tomgangsmagnetiseringsstrøm:	I_0	%	
Tomgangstab:	P_0	%	
Kortslutningsimpedans:	e_z	p.u.	



ENERGINET
Elsystemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

KOLOFON

Forfatter: JMI/JMI
Dato: 29. november 2019