

Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftanlæg større end 11 kW

Gældende for nettilslutninger før 27. april 2019

4	Publiceret udgave	30.06.2016	22.07.2016	22.07.2016	22.07.2016	DATE
		KDJ	FBN	BJA	APJ	NAME
REV.	DESCRIPTION	PREPARED	CHECKED	REVIEWED	APPROVED	
		13/96336-11				

Revisionsoversigt

Afsnit nr.	Tekst	Rev.	Dato
Alle afsnit	Forskriften er opdateret efter offentlig høring. Termen "vindkraftværk" er ændret til " <i>vindkraftanlæg</i> " for at være i overensstemmelse med øvrige tekniske forskrifter. Redaktionelle fejl er rettet. Konsekvensrettelser er udført, så teksten følger formuleringer i øvrige tekniske forskrifter.	4	22.07.2016
Alle afsnit Figur 18, 19, 20, 21 Afsnit 4.4.2.1, 4.4.3.1, 4.5.2.1, 4.5.3.3, 4.6.2.1, 4.6.3.1, 4.7.2.1, 4.7.3.1 Afsnit 5.8 Afsnit 7.4, 7.5 Afsnit 8 Bilag 1	Høringsdokument: Redaktionelle fejl rettet i flere afsnit i dokumentet. Fejl i teksten på Y- og X-akserne i figur 18, 19, 20 og 21 rettet. I afsnit 4.4.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.4.3.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.5.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.5.3.3 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.6.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.6.3.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.7.2.1 - Krav indført for kategori A2 I afsnit 4.7.3.1 - Krav indført for kategori A2 Afsnit 5.8 – note om typegodkendelse fjernet, da den ofte har givet anledning til misforståelse. Afsnit 7.4 og 7.5 – præcisering af, hvordan parametre skal kunne opsættes. Afsnit 8 er tilrettet, så det afspejler ændringen i ansvarsforhold omkring <i>positivlisterne</i> . Tekst i Bilag 1 tilrettet, så kravene til dokumentation til <i>anlægskategori A2</i> er specificeret i to grupper – én med <i>anlægskomponenter</i> på <i>positivlisten</i> , og én hvor <i>anlægskomponenter</i> ikke optræder på <i>positivlisten</i> .	3	07.06.2016
Alle afsnit	Redaktionelle rettelser. Nummerering af tabeller tilrettet.	2	12.06.2015
Afsnit 2.2, 2.6, 2.8	Tekst tilrettet på baggrund af kommentarer fra Energitilsynet.	1	09.03.2015
	Nyt dokument, endelig udgave	0	15.12.2014

Indholdsfortegnelse

Revisionsoversigt	2
Indholdsfortegnelse	3
Oversigt over figurer og tabeller.....	4
Læsevejledning	6
1. Terminologi, forkortelser og definitioner.....	7
2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser.....	21
3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser.....	27
4. Elkvalitet.....	33
5. Styring og regulering	45
6. Beskyttelse	65
7. Udveksling af signaler og datakommunikation.....	68
8. Verifikation og dokumentation	74
9. Elektrisk simuleringsmodel	78
Bilag 1 Dokumentation.....	81

Oversigt over figurer og tabeller

Liste over figurer:

Figur 1	Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt samt effektfaktorsetpunkter [ref. 24, 25 samt 26].	13
Figur 2	Typisk installationstilslutning af en husstandsmølle.	16
Figur 3	Typisk nettilslutning af vindkraftanlæg.	17
Figur 4	Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftanlæg kategori A2.	28
Figur 5	Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftanlæg kategori B, C og D.	29
Figur 6	Krav til tolerance over for spændingsdyk for vindkraftanlæg kategori C og D.....	30
Figur 7	Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for vindkraftanlæg kategori C og D.	31
Figur 8	Skitse for en vindkraftanlægsregulator.	47
Figur 9	Frekvensrespons for et vindkraftanlæg.	48
Figur 10	Frekvensregulering for vindkraftanlæg skitseret med en mindre nedregulering P_{Δ}	50
Figur 11	Frekvensregulering for vindkraftanlæg skitseret med en stor nedregulering P_{Δ}	50
Figur 12	Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.....	52
Figur 13	Reaktiv effektregeringsfunktioner for et vindkraftanlæg, Q-regulering.	53
Figur 14	Reaktiv effektregeringsfunktioner for et vindkraftanlæg, effektfaktorregulering.....	54
Figur 15	Spændingsregulering for et vindkraftanlæg.....	55
Figur 16	Nedregulering af aktiv effekt ved høje vindhastigheder.....	58
Figur 17	Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori B.	60
Figur 18	Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori C.	61
Figur 19	Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftanlæg i kategori C.....	62
Figur 20	Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori D.	63
Figur 21	Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftanlæg i kategori D.....	64

Liste over tabeller:

Tabel 1	Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift.....	27
Tabel 2	Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.....	32
Tabel 3	Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.....	33
Tabel 4	Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%) – kategori A2	35
Tabel 5	Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%) – kategori B, C, D.	35
Tabel 6	Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt}	37
Tabel 7	Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt}	37
Tabel 8	Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – A2.	39
Tabel 9	Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_h) – A2.....	39
Tabel 10	Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (%) – B.	40
Tabel 11	Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_h) – B.	40
Tabel 12	Værdier for eksponenten α	41
Tabel 13	Grænseværdier for emission af interharmoniske forstyrrelser – B.	43
Tabel 14	Krav til styrings- og reguleringsfunktioner for vindkraftanlæg.....	46
Tabel 15	Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.	57
Tabel 16	Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.....	59
Tabel 17	Krav til vindkraftanlæg kategori A2.	66
Tabel 18	Krav til vindkraftanlæg kategori B.....	66
Tabel 19	Krav til vindkraftanlæg kategori C.....	67
Tabel 20	Krav til vindkraftanlæg kategori D.....	67
Tabel 21	Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori A2.	69
Tabel 22	Krav til parametre for reguleringsfunktioner – A2.....	70
Tabel 23	Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori B.....	70
Tabel 24	Krav til parametre for reguleringsfunktioner – B.	70
Tabel 25	Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori C.....	71
Tabel 26	Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori D.	72
Tabel 27	Krav til dokumentation for alle anlægskategorier.	74

Læsevejledning

Denne forskrift indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav, som *vindkraftanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde ved *nettilslutning* i Danmark.

Forskriften er bygget op således, at afsnit 1 indeholder anvendt terminologi og anvendte definitioner, afsnit 2 beskriver de forvaltningsmæssige bestemmelser og relevante referencer, mens afsnit 3 til og med afsnit 7 indeholder de tekniske og funktionelle minimumskrav til *vindkraftanlæg* i Danmark. Afsnit 8 indeholder kravene til dokumentation, og afsnit 9 indeholder kravene til den elektriske simuleringsmodel for de respektive *kategorier* af *vindkraftanlæg*.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i forhold til fire *anlægskategorier*, som beskrevet i afsnit 1.2.5 og 2.2.

Der gøres i forskriften udstrakt brug af terminologi og definitioner. I afsnit 1 er de væsentligste beskrevet. Brugen af terminologi og definitioner i forskriften er i teksten tydeliggjort med *kursiv skrift*.

Forskriften udgives også på engelsk. I tvivlstilfælde er den danske udgave gældende.

Forskriften er udgivet af *den systemansvarlige virksomhed* og kan hentes på hjemmesiden www.energinet.dk.

1. Terminologi, forkortelser og definitioner

1.1 Forkortelser

I dette afsnit er anført de forkortelser, der benyttes i dokumentet.

1.1.1 c_f

*Flicker*koefficienten angives med betegnelsen c_f .

1.1.2 Ψ_k

Ψ_k benyttes som forkortelse for kortslutningsvinklen i *nettilslutningspunktet*. Værdier for *flicker* beregnes for hver *elproducerende enhed* med Ψ_k som parameter.

1.1.3 $d(\%)$

$d(\%)$ er betegnelsen for *hurtige spændingsændringer* i % af U_n . Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.22.

1.1.4 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden. Nærmere beskrivelse i afsnit 1.2.10.

1.1.5 $f_{<}$

$f_{<}$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for underfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.6 $f_{>}$

$f_{>}$ er betegnelsen for den driftsmæssige indstilling for overfrekvens i relæbeskyttelsen. Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.7 f_R

f_R er betegnelsen for den frekvens, hvor et *vindkraftanlæg* skal påbegynde nedregulering med den aftalte *statik*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.1.8 f_x

f_x , hvor x kan være 1 til 7 eller min. og maks. er punkter, der benyttes til frekvensregulering, og som er nærmere beskrevet i afsnit 5.2.2.

1.1.9 G_{lt}

G_{lt} er betegnelsen for planlægningsværdien for *flickeremissionen* fra et *anlæg*.

1.1.10 I_h

I_h er betegnelsen for summen af de individuelle harmoniske strømme.

1.1.11 I_k

I_k er betegnelsen for *kortslutningsstrøm*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.28.

1.1.12 I_n

Mærkestrømmen I_n er den maksimale kontinuerte strøm, som et *vindkraftanlæg* eller en *vindmølle* er designet til at levere. Nærmere definition, se afsnit 1.2.32.

1.1.13 I_Q

Den reaktive strøm, der leveres eller absorberes af et *anlæg*, betegnes med I_Q .

1.1.14 k_U

Spændingsændringsfaktoren angives med betegnelsen k_U . Spændingsændringsfaktoren beregnes som funktion af ψ_k .

1.1.15 P_{aktuel}

P_{aktuel} er betegnelsen for det aktuelle niveau for aktiv effekt.

1.1.16 P_{delta}

P_{delta} er betegnelsen for rullende reserve. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

1.1.17 P_{lt}

P_{lt} er betegnelsen for langtids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{lt} står for "long term" og er evalueret over en periode på 2 timer. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 32].

1.1.18 P_M

P_M angiver den aktive effekt, det er muligt at producere under de givne omstændigheder.

1.1.19 P_{min}

P_{min} er betegnelsen for nedre grænse for aktiv effektregulering.

1.1.20 P_n

P_n er betegnelsen for *mærkeeffekten* for et *anlæg*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.30.

1.1.21 P_{st}

P_{st} er betegnelsen for korttids-*flickeremissionen* fra et *anlæg*. P_{st} står for "short term" og er evalueret over en periode på 10 minutter. Nærmere definition, se IEC 61000-3-7 [ref. 32].

1.1.22 $P_{tilgængelig}$

$P_{tilgængelig}$ er betegnelsen for den tilgængelige aktive effekt.

1.1.23 PCC

Point of Common Coupling. *Leveringspunktet (PCC)*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.29.

1.1.24 PCI

Point of Connection in Installation. *Installationstilslutningspunktet (PCI)* er det sted i installationen, hvor *anlægget* er tilsluttet, og hvor der er tilsluttet forbrug. Nærmere definition, se afsnit 1.2.23.

1.1.25 PCOM

Point of Communication. *Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.25.

1.1.26 PF

Power Factor. *Effektfaktor (PF)*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.11.

1.1.27 PGC

Point of Generator Connection. *Generatortilslutningspunktet (PGC)* er det punkt, som leverandøren af en *vindmølle* eller et *vindkraftanlæg* definerer som en *vindmølle* eller *vindkraftanlæggets* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.19.

1.1.28 POC

Point of Connection. *Nettilslutningspunktet (POC)* er nærmere defineret i afsnit 1.2.35.

1.1.29 PWHD

Partial Weighted Harmonic Distortion er betegnelsen for de partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.40.

1.1.30 Q_{max}

Q_{max} er betegnelsen for den maksimale reaktive effekt ved en *effektfaktor* på 0,95 lagging, som et *anlæg* kan levere.

1.1.31 Q_{min}

Q_{min} er betegnelsen for den minimale reaktive effekt ved en *effektfaktor* på 0,95 leading, som et *anlæg* kan optage.

1.1.32 Q_n

Q_n er betegnelsen for den reaktive *mærkeeffekt* for en *vindmølle* eller et *vindkraftanlæg*.

1.1.33 S_i

S_i er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for en *elproducerende enhed* nr. i. Nærmere definition, se afsnit 1.2.34.

1.1.34 S_k

S_k er betegnelsen for *kortslutningseffekt*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.26.

1.1.35 S_{last}

S_{last} er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for den totale belastning på en radial.

1.1.36 S_n

S_n er betegnelsen for den nominelle tilsyneladende effekt for *et anlæg*.

1.1.37 S_{prod}

S_{prod} er betegnelsen for den tilsyneladende effekt for den totale produktion på en radial.

1.1.38 SCR

SCR (Short Circuit Ratio) er forkortelsen, der benyttes for *kortslutningsforholdet* i *nettilslutningspunktet*.

1.1.39 THD

Total Harmonic Distortion (THD) er betegnelsen for den totale *harmoniske forstyrrelse*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.51.

1.1.40 U_c

U_c er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.37.

1.1.41 U_h

U_h er den betegnelse, der benyttes for summen af de harmoniske spændinger.

1.1.42 U_{max}

U_{max} er den betegnelse, der benyttes for den maksimale værdi af den *nominelle spænding*, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.43 U_{min}

U_{min} er den betegnelse, der benyttes for den minimale værdi af den *nominelle spænding*, U_n , som en *elproducerende enhed* kan blive udsat for.

1.1.44 U_n

U_n er den betegnelse, der benyttes for *nominel spænding*. Spændingen måles som fase til fase. Nærmere definition, se afsnit 1.2.36.

1.1.45 U_{PGC}

U_{PGC} er den betegnelse, der benyttes for spændingen målt på *vindmøllens* terminaler. Nærmere definition, se afsnit 1.2.19.

1.1.46 U_{POC}

U_{POC} er den betegnelse, der benyttes for *normal driftsspænding* i *POC*. Nærmere definition, se afsnit 1.2.35.

1.1.47 U_x

U_x , hvor x angiver relæopsætning for underspændingstrin 1 (<) eller 2 (<<) samt overspændingstrin 1 (>), 2 (>>) eller 3 (>>>). Nærmere beskrivelse, jf. afsnit 6.

1.1.48 UTC

UTC er en forkortelse for Coordinated Universal Time (Universal Time, Coordinated). På dansk bruges også betegnelsen *universel tid* eller *verdenstid*.

1.1.49 v_a

Average annual velocity. Den årlige middelvindhastighed betegnes med v_a .

1.2 Definitioner

I dette afsnit er anført de definitioner, der benyttes i dokumentet. Flere af definitionerne har udgangspunkt i IEC 60050-415:1999 [ref. 27], men er modificeret til formålet.

1.2.1 Absolut-effektbegrænser

Regulering af aktiv effekt til et maksimalt niveau angives med et setpunkt. Setpunktreguleringens +/- tolerance benævnes *absolut-effektbegrænser*.

Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.3.1.

1.2.2 Anlæg

Et *anlæg* består af en eller flere *elproducerende enheder*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.14. I vindkraftsammenhæng benyttes oftest termen *vindkraft-anlæg* for et *anlæg*, som er nærmere defineret i afsnit 1.2.52.

1.2.3 Anlægsejer

Anlægsejer er den, der juridisk ejer *vindkraftanlægget*. I visse sammenhænge anvendes termen selskab i stedet for *anlægsejer*. *Anlægsejer* kan overdrage det driftsmæssige ansvar til en *vindmølleoperatør*.

1.2.4 Anlægsinfrastruktur

Anlægsinfrastruktur er den elektriske infrastruktur, der går imellem *generatortilslutningspunktet (PGC)* på de enkelte *elproducerende enheder (vindmøller)* i et *anlæg (vindkraftanlæg)* og frem til *nettilslutningspunktet (POC)*.

1.2.5 Anlægskategorier

Anlægskategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A2. *Anlæg* over 11 kW og til og med 50 kW
- B. *Anlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Anlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Anlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV.

1.2.6 Anlægskomponent

En *anlægskomponent* er en komponent eller et delsystem, der indgår i et samlet *anlæg*.

1.2.7 Anlægsoperatør

Anlægsoperatøren er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *vindkraftanlægget* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

1.2.8 COMTRADE

COMTRADE (Common Format for Transient Data) er et standardiseret filformat specificeret i IEEE C37.111-2013 [ref. 43]. Formatet er designet til udveksling af information omkring transiente fænomener i forbindelse med fejl og koblinger i elsystemer.

Standarden inkluderer beskrivelse af de krævede filtyper samt kilderne til transiente data så som beskyttelsesrelæer, fejlskrivere og simuleringsprogrammer. I standarden er desuden defineret sample rates, filtre og konvertering af transiente data, som skal udveksles.

1.2.9 Delta-effektbegrænsere

Regulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt afvigelse (delta) imellem mulig og aktuel effekt benævnes *delta-effektbegrænsere*. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.2.

1.2.10 df/dt

df/dt er betegnelsen for frekvensændringen som funktion af tiden.

Note 1:

Frekvensændringen, df/dt , beregnes efter nedenstående eller ækvivalent princip. Frekvensmålingen anvendt til beregning af frekvensændringen er baseret på en 80–100 ms måleperiode, hvor middelværdien beregnes. Frekvensmålingerne skal foregå løbende, så der beregnes en ny værdi for hvert 20 ms. df/dt skal beregnes som forskellen mellem den netop udførte frekvensberegning og den frekvensberegning, der blev foretaget for 80–100 ms siden.

Note 2:

df/dt -funktionen benyttes ved decentrale produktionsanlæg til detektering af \emptyset -driftssituation, hvor \emptyset -drift opstår uden forudgående spændingsdyk.

1.2.11 Effektfaktoren (PF)

Effektfaktoren, cosinus φ , for vekselspændingssystemer angiver forholdet imellem den aktive effekt P og den tilsyneladende effekt S, hvor $P = S \cdot \cosinus \varphi$. Tilsvarende er den reaktive effekt $Q = S \cdot \sinus \varphi$. Vinklen imellem strøm og spænding betegnes med φ .

1.2.12 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en regulering af den reaktive effekt proportionalt med den producerede aktive effekt. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.3.2.

1.2.13 Elforsyningsvirksomheden

Elforsyningsvirksomheden er den virksomhed, i hvis net et *anlæg* er tilsluttet elektrisk. Ansvarsforholdene i det *kollektive elforsyningsnet* er opdelt på flere netvirksomheder og én transmissionsvirksomhed.

Netvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **på højst** 100 kV.

Transmissionsvirksomheden er den virksomhed, der med bevilling driver det *kollektive elforsyningsnet* **over** 100 kV.

1.2.14 Elproducerende enhed

En *elproducerende enhed* er en enhed, der producerer elektricitet, og som direkte eller indirekte er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*. I vindkraftsammenhæng benyttes ofte betegnelsen *vindmølle* for en *elproducerende enhed*. *Vindmølle* er nærmere defineret i afsnit 1.2.54,

1.2.15 Flicker

Flicker er en visuel opfattelse af flimren i lyset forårsaget af *spændingsfluktuationer*. *Flicker* optræder, hvis lysets luminans eller spektralfordeling fluktuerer med tiden. Ved et vist niveau bliver *flicker* irriterende for øjet.

Flicker måles som beskrevet i IEC 61000-4-15 [ref. 11].

1.2.16 Frekvensregulering

Frekvensregulering er regulering af aktiv effekt med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Funktionen benævnes *frekvensregulering*. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.2.

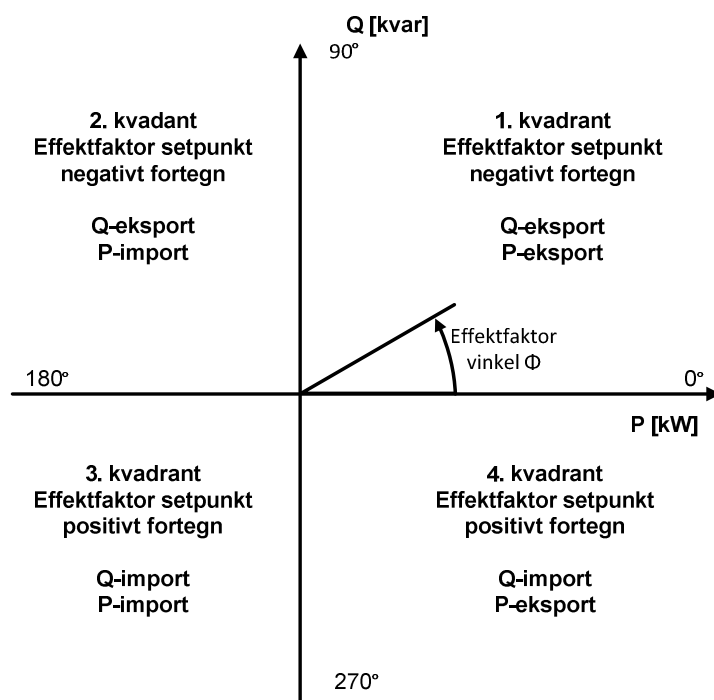
1.2.17 Frekvensrespons

Frekvensrespons er en automatisk nedregulering af aktiv effekt som funktion af netfrekvenser over en bestemt frekvens f_R med henblik på stabilisering af netfrekvensen. Nærmere beskrivelse, se afsnit 5.2.1.

1.2.18 Generatorkonvention

Fortegn for aktiv/reaktiv effekt angiver effektretning set fra generatoren. Forbrug/import af aktiv/reaktiv effekt angives med negativt fortegn, mens produktion/eksport af aktiv/reaktiv effekt angives med positivt fortegn.

Med et *effektforsetpunkt* styres den ønskede *effektforregulering*, og fortegnet anvendes til at styre, om der skal reguleres i 1. kvadrant eller i 4. kvadrant. For *effektforsetpunkter* er der således tale om en kombination af to informationer i et enkelt signal – en setpunktsværdi og valg af reguleringskvadrant.



Figur 1 Definition af fortegn for aktiv og reaktiv effekt samt effektforsetpunkter [ref. 24, 25 samt 26].

1.2.19 Generatortilslutningspunkt (PGC)

Generatortilslutningspunktet er det sted i *anlægsinfrastrukturen*, hvor terminalerne/generatorklemmerne for den *elproducerende enhed* er placeret. For den *elproducerende enhed* er *generatortilslutningspunktet* det sted, som *vindmøllefabrikanten* definerer som *vindmøllens* terminaler.

1.2.20 Gradient-effektbegrænsere

Intervalregulering af aktiv effekt med en setpunktsbestemt maksimal stigning/reduktion (gradient) af den aktive effekt benævnes *gradient-effektbegrænsere*. Nærmere beskrivelse ses i afsnit 5.2.3.3.

1.2.21 Harmoniske forstyrrelser

Harmoniske forstyrrelser er defineret som elektriske forstyrrelser forårsaget af overharmoniske strømme og spændinger. *Harmoniske forstyrrelser* benævnes også som overtoner, overharmoniske toner, overharmonisk forvrængning eller blot harmoniske. Nærmere beskrivelse, se afsnit 4.6.

1.2.22 Hurtige spændingsændringer

Hurtig spændingsændring er defineret som enkeltstående spændingsændringer (RMS) af kort varighed. *Hurtige spændingsændringer* udtrykkes som en procentdel af *normal driftsspænding*.

1.2.23 Installationstilslutningspunkt (PCI)

Installationstilslutningspunktet (PCI) er det punkt i installationen, hvor *elproducerende enheder* i installationen er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

1.2.24 Kollektivt elforsyningsnet

Transmissions- og distributionsnet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at transportere elektricitet for en ubestemt kreds af elleverandører og elforbrugere.

Distributionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* på **højst** 100 kV.

Transmissionsnettet defineres som det *kollektive elforsyningsnet* med *nominel spænding* **over** 100 kV.

1.2.25 Kommunikationstilslutningspunkt (PCOM)

Kommunikationstilslutningspunktet (PCOM) er det sted i et *anlæg*, hvor data-kommunikationsegenskaberne, specificeret i afsnit 7, skal stilles til rådighed og verificeres.

1.2.26 Kortslutningseffekt (S_k)

Kortslutningseffekten S_k er størrelsen af den trefasede *kortslutningseffekt* i *nettilslutningspunktet*.

1.2.27 Kortslutningsforhold (SCR)

Kortslutningsforholdet (SCR) er forholdet mellem *kortslutningseffekten* i *nettilslutningspunktet* S_k og *anlæggets* nominelle tilsyneladende effekt S_n .

1.2.28 Kortslutningsstrøm (I_k)

Kortslutningsstrømmen (I_k) er størrelsen af den strøm [kA], som *vindkraftanlægget* kan levere i *nettilslutningspunktet* ved en kortslutning af *vindkraftanlæggets* terminaler.

1.2.29 Leveringspunkt (PCC)

Leveringspunktet (PCC) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor forbrugere er eller kan blive tilsluttet.

Elektrisk set kan *leveringspunkt* og *nettilslutningspunkt* være sammenfaldende. *Leveringspunktet (PCC)* er altid placeret længst inde i det *kollektive elforsyningsnet*, dvs. længst væk fra *anlægget*, se Figur 2 og Figur 3.

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *leveringspunktet*.

1.2.30 Mærkeeffekt for en vindmølle (P_n)

Mærkeeffekt for en *vindmølle* er den største aktive effekt, som en *vindmølle* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. *Mærkeeffekten* betegnes med P_n .

1.2.31 Mærkeeffekt for et vindkraftanlæg (P_n)

Mærkeeffekt (P_n) for et *vindkraftanlæg* er den største aktive effekt, som *vindkraftanlægget* er konstrueret til at kunne levere kontinuert, og som fremgår af typegodkendelsen. jf. IEC 61400-1 [ref. 9] samt bekendtgørelse nr. 73 af 25. januar 2013 [ref. 18]. *Mærkeeffekten* betegnes med P_n .

1.2.32 Mærkestrøm (I_n)

Mærkestrømmen I_n defineres som den maksimale kontinuerte strøm, et *vindkraftanlæg* er designet til at levere under normale driftsforhold, jf. DSF/CLC/FprTS 50549-1:2014 [ref. 38] samt DSF/CLC/FprTS 50549-2:2014 [ref. 39]. *Mærkestrømmen* betegnes med I_n .

1.2.33 Mærkevindhastighed

Mærkevindhastighed er den vindhastighed, ved hvilken en *vindmølle* opnår sin *mærkeeffekt*, jf. IEC 60050-415-03-04 [ref. 27].

1.2.34 Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt (S_n)

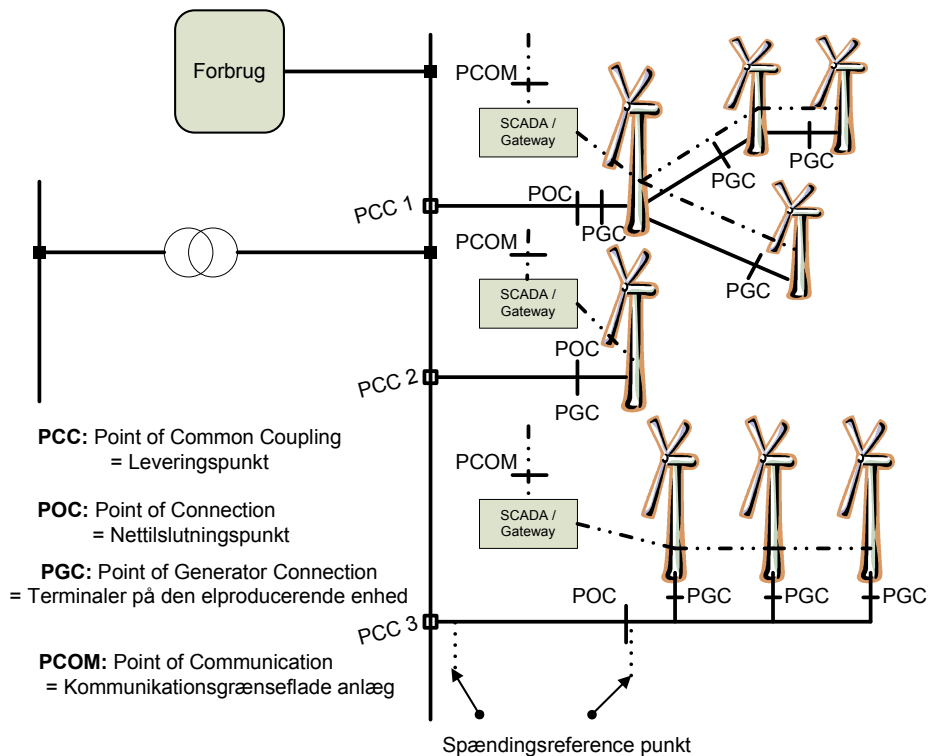
Mærkeværdien for den tilsyneladende effekt S_n er den største effekt bestående af både den aktive og reaktive komponent, som en *vindmølle* eller et *vindkraftanlæg* er konstrueret til at kunne levere kontinuert.

1.2.35 Nettilslutningspunkt (POC)

Nettilslutningspunktet (POC) er det punkt i det *kollektive elforsyningsnet*, hvor *vindkraftanlægget* er tilsluttet eller kan tilsluttes, se Figur 2 og Figur 3 for den typiske placering.

Alle krav specificeret i denne forskrift er gældende i *nettilslutningspunktet*. Reaktiv kompensering ved tomgang kan efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden* placeres et andet sted i det *kollektive elforsyningsnet*. Det er *elforsyningsvirksomheden*, der anviser *nettilslutningspunktet*.

I Figur 2 er vist en typisk installationstilslutning af en eller flere *husstandsmøller* med angivelse af, hvor *generatortilslutningspunktet (PGC)*, *nettilslutningspunktet (POC)*, *nettilslutningspunktet i installationen (PCI)* og *leveringspunktet (PCC)* typisk er placeret. I den viste situation er *leveringspunktet (PCC)* sammenfaldende med *nettilslutningspunktet (POC)*.



Figur 3 Typisk nettilslutning af vindkraftanlæg.

1.2.36 Nominel spænding (U_n)

Den spænding ved POC, hvorved et net benævnes, og hvortil driftsstørrelser henføres. Spændingen måles som fase til fase. *Nominel spænding* betegnes med U_n .

De internationalt standardiserede spændingsniveauer er angivet i Tabel 1.

1.2.37 Normal driftsspænding (U_c)

Normal driftsspænding angiver det spændingsområde, hvor en *elproducerende enhed* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2. *Normal driftsspænding* betegnes med U_c . *Normal driftsspænding* fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* og benyttes til fastlæggelse af *normalt produktionsområde*.

1.2.38 Normal produktion

Normal produktion angiver det spændings-/frekvensområde, hvor et *vindkraft-anlæg* kontinuert skal kunne producere den angivne *mærkeeffekt*, se afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

1.2.39 Opsamlingsnet

Opsamlingsnettet er den del af det *kollektive elforsyningsnet*, der forbinder POC og PCC.

1.2.40 Partial Weighted Harmonic Distortion (PWHD)

De partielt vægtede *harmoniske forstyrrelser* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h'te harmoni-

ske af en udvalgt gruppe af højere harmoniske (h: 14. – 40. harmoniske) og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *PWHD* er følgende:

$$PWHD = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{X_h}{X_1}\right)^2}$$

nærmere specifikation, se IEC 61000-3-12 [ref. 34],

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h.

1.2.41 Positivliste

For at effektivisere processen for teknisk godkendelse af nettilslutning af et *anlæg* i kategori A2 er der etableret en såkaldt *positivliste*. På listen er anført *anlægskomponenter*, som vurderes at overholde de konkrete krav til egenskaber og funktionalitet, jf. relevante tekniske forskrifter.

Positivlisten er tilgængelig på Dansk Energis hjemmeside:

www.danskenergi.dk/positivlister .

1.2.42 Produktionsbalanceansvarlig

En *produktionsbalanceansvarlig* er økonomisk ansvarlig over for den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *produktionsbalanceansvarlige* varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat over for den *systemansvarlige virksomhed*.

1.2.43 Q-regulering

Q-regulering er en regulering af den reaktive effekt uafhængig af den producerede aktive effekt.

1.2.44 Sammenhængende elforsyningssystem

De *kollektive elforsyningsnet* med tilhørende *anlæg* i et større område, som er indbyrdes forbundet med henblik på fælles drift, benævnes som et *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.45 Spændingsfluktuation

En *spændingsfluktuation* er en serie af *hurtige spændingsændringer* eller en periodisk variation af spændingens effektivværdi (RMS).

1.2.46 Spændingsreferencepunkt

Målepunkt, som anvendes til *spændingsregulering*. *Spændingsreferencepunktet* er enten i *nettilslutningspunktet*, i *leveringspunktet* eller et punkt imellem.

Det er *elforsyningsevirsomheden*, der vælger placering af *spændingsreferencepunktet*, se Figur 3.

1.2.47 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en regulering af den reaktive effekt med den konfigurerede *statik* med det formål at opnå den ønskede spænding i *spændingsreferencpunktet*.

1.2.48 Statik

Statik er forløbet af en kurve, som en regulering skal følge.

1.2.49 Stopvindhastighed

Stopvindhastighed er den maksimale vindhastighed i navhøjde, ved hvilken en *vindmølle* er konstrueret til at producere effekt, jf. IEC 60050-415-03-06 [ref. 27].

1.2.50 Systemansvarlig virksomhed

Virksomhed, der har det overordnede ansvar for at opretholde forsyningssikkerheden og en effektiv udnyttelse af det *sammenhængende elforsyningssystem*.

1.2.51 Total Harmonic Distortion (THD)

Den totale *harmoniske forstyrrelse* er defineret som forholdet imellem effektivværdien (RMS) af strømmen I_h eller spændingen U_h for den h 'te (for h : 2–40) harmoniske og effektivværdien (RMS) af strømmen I_1 fra den fundamentale frekvens. Den generelle formel for *THD* er følgende:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{X_h}{X_1} \right)^2} \text{ nærmere specifikation, se IEC 61000-3-16 [ref.31],}$$

hvor:

X repræsenterer enten strøm eller spænding

X_1 er RMS-værdien af den fundamentale komponent

h er den harmoniske orden

X_h er RMS-værdien af den harmoniske komponent af orden h

H er generelt 40 eller 50 afhængigt af anvendelsen.

1.2.52 Vindkraftanlæg

Et *vindkraftanlæg* er en eller flere *vindmøller* med en samlet *mærkeeffekt* større end 11 kW, og som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, jf. IEC 61400-1 [ref. 9] samt IEC 61400-2 [ref. 10]. Termen *vindkraftanlæg* er ækvivalent med termen *anlæg*. *Vindmølle* er nærmere defineret i afsnit 1.2.54.

Et *vindkraftanlæg* omfatter alle nødvendige egenforsyningsanlæg og hjælpeanlæg, hvorfor det er hele *vindkraftanlægget*, som skal opfylde de tekniske minimumskrav specificeret i denne forskrift.

Et *vindkraftanlæg* har kun ét *nettilslutningspunkt*.

1.2.53 Vindkraftanlægsregulator

En *vindkraftanlægsregulator* er en samling af regulerings- og styringsfunktioner, der gør det muligt at regulere og styre et *vindkraftanlæg* som ét *anlæg* i *nettilslutningspunktet*. Samlingen af regulerings- og styringsfunktioner skal være en del af *vindkraftanlægget* i kommunikationsmæssig sammenhæng. Det vil sige, hvis kommunikationen til et *vindkraftanlæg* afbrydes, skal *anlægget* kunne fort-

sætte produktionen som planlagt eller gennemføre en kontrolleret nedlukning. Funktionaliteten er nærmere beskrevet i afsnit 6.2.

1.2.54 Vindmølle

En *vindmølle* er et system, der omsætter den kinetiske energi i vinden til elektrisk energi, jf. IEC 60050-415-01-02 [ref. 27]. En *vindmølle* er i vindkraftsammenhæng en *elproducerende enhed*. *Elproducerende enhed* er nærmere defineret i afsnit 1.2.14.

1.2.55 Vindmølleoperatør

Vindmølleoperatøren er den virksomhed, der har det driftsmæssige ansvar for *vindkraftanlægget* via ejerskab eller kontraktmæssige forpligtelser.

2. Formål, anvendelsesområde, forvaltningsmæssige bestemmelser

2.1 Formål

Formålet med den tekniske forskrift TF 3.2.5 er at fastlægge de tekniske og funktionelle minimumskrav, som et *vindkraftanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW skal overholde i *nettilslutningspunktet*, når *vindkraftanlægget* er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*.

Forskriften er udstedt i medfør af § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4, i bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen). Forskriften er, jf. § 7, stk. 1 i systemansvarsbekendtgørelsen, udarbejdet efter drøftelser med aktører samt netvirksomheder og har været i offentlig høring inden anmeldelse til Energitilsynet.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven, jf. lovbe- kendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 med senere ændringer.

Et *vindkraftanlæg* skal overholde dansk lovgivning, herunder Stærkstrømsbe- kendtgørelsen [ref. 4], [ref. 5], Fællesregulativet [ref. 3], Maskindirektivet [ref. 6], [ref. 7], samt nettilslutnings- og netbenyttelsesaftalen.

For områder, der ikke er dækket af dansk lovgivning, anvendes CENELEC- normer (EN), IEC-standarder, CENELEC- eller IEC-tekniske specifikationer.

2.2 Anvendelsesområde

Et *vindkraftanlæg*, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, skal i hele *vindkraftanlæggets* levetid opfylde bestemmelserne i forskriften.

De tekniske krav i forskriften er opdelt i følgende kategorier i forhold til den samlede *mærkeeffekt* i *nettilslutningspunktet*:

- A2. *Anlæg* over 11 kW og til og med 50 kW **)
- B. *Anlæg* over 50 kW og til og med 1,5 MW
- C. *Anlæg* over 1,5 MW og til og med 25 MW
- D. *Anlæg* over 25 MW eller tilsluttet over 100 kV.

**) *Anlægskomponenter*, som benyttes i denne *anlægskategori*, kan være opta- get på *positivlisten* for *anlægskomponenter* eller *anlæg*, der må installeres i Danmark.

Alle krav i denne forskrift respekterer *anlæggenes* designmæssige rammer og egenskaber, som den aktuelle *vindkraftanlægsteknologi* tilbyder, herunder også egenskaberne ved forskellige vindforhold.

Elforsyningsvirksomheden har af hensyn til planlægning og netudbygning ret til at afvise nettilslutning af *anlæg*, som ikke er trefasede.

2.2.1 Et nyt vindkraftanlæg

Forskriften gælder for alle *vindkraftanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet*, og som er idriftsat fra og med ikraft- trædelsesdatoen for denne forskrift.

2.2.2 Et eksisterende vindkraftanlæg

Et *vindkraftanlæg* med en *mærkeeffekt* over 11 kW, som er tilsluttet det *kollektive elforsyningsnet* før ikrafttrædelsesdatoen for denne forskrift, skal overholde forskriften, der var gældende på idriftsættelsestidspunktet.

2.2.3 Ændringer på et eksisterende vindkraftanlæg

Et eksisterende *vindkraftanlæg*, hvor der foretages væsentlige funktionelle ændringer, skal overholde de bestemmelser i denne forskrift, som vedrører ændringerne. I tvivlstilfælde afgør den *systemansvarlige virksomhed*, om der er tale om en væsentlig ændring.

En væsentlig ændring er udskiftning af en eller flere vitale *anlægskomponenter*, der kan ændre *vindkraftanlæggets* egenskaber.

Dokumentationen, beskrevet i afsnit 8, skal opdateres og fremsendes i en udgave, hvor ændringerne er vist.

2.3 Afgrænsning

Denne tekniske forskrift er en del af det samlede sæt af tekniske forskrifter fra den *systemansvarlige virksomhed*, Energinet.dk.

De tekniske forskrifter indeholder tekniske minimumskrav, der gælder for *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomhed* vedrørende tilslutning til det *kollektive elforsyningsnet*.

De tekniske forskrifter, herunder systemdriftsforskrifterne, udgør sammen med markedsforskrifterne de krav, som *anlægsejer*, *vindmølleoperatør* og *elforsyningsvirksomheden* skal opfylde ved drift af et *vindkraftanlæg*:

- Teknisk forskrift TF 5.8.1 "Måledata til systemdriftsformål" [ref. 19]
- Teknisk forskrift TF 5.9.1 "Systemtjenester" [ref. 20]
- Forskrift D1 "Afregningsmåling" [ref. 21]
- Forskrift D2 "Tekniske krav til elmåling" [ref. 22]
- "Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftanlæg større end 11 kW".

Herudover kan gælde særlige kontrakt-/aftalemæssige forhold for kompensation ved nedregulering af et hav*vindmølleanlæg*. I sådanne tilfælde er følgende forskrift gældende:

- Forskrift E – bilag "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering" [ref. 23].

I tilfælde af uoverensstemmelse imellem kravene i de enkelte forskrifter er det den *systemansvarlige virksomhed*, der afgør, hvilke krav der er gældende.

Gældende udgaver af ovennævnte dokumenter er tilgængelige på Energinet.dk's hjemmeside, www.energinet.dk.

De driftsmæssige forhold aftales mellem *anlægsejer* og *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, der fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

Eventuel levering af systemydelser aftales mellem *anlægsejer* og den *produktionsbalanceansvarlige*.

Forskriften indeholder ikke økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af reguleringsegenskaber eller afregningsmåling eller tekniske krav til afregningsmåling.

Det er *anlægsejers* ansvar at sikre *vindkraftanlægget* mod eventuelle skadepåvirkninger som følge af manglende forsyning fra det *kollektive elforsyningsnet* i kortere eller længere perioder, herunder at sikre *vindmøller* og øvrige *anlægs-komponenter* imod kondensdannelse ved manglende forsyning.

2.4 Hjemmel

Forskriften er udstedt med hjemmel i:

- Lovbekendtgørelse nr. 1329 af 25. november 2013 om lov om elforsyning § 26, stk. 1.
- Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011 (systemansvarsbekendtgørelsen), § 7, stk. 1, nr. 1, 3 og 4.

2.5 Ikrafttræden

Denne forskrift træder i kraft **22. juli 2016** og afløser:

- Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftværker større end 11 kW, Revision 2, gældende fra 12. juni 2015.

Ønsker om yderligere oplysninger og spørgsmål til denne tekniske forskrift rettes til [Energinet.dk](http://energinet.dk).

Kontaktoplysninger findes på <http://energinet.dk/DA/El/Forskrifter/Tekniske-forskrifter/Sider/Forskrifter-for-nettilslutning.aspx>.

Forskriften er anmeldt til Energitilsynet efter reglerne i elforsyningslovens § 26 og Systemansvarsbekendtgørelsens § 7.

Af hensyn til *vindkraftanlæg*, som er endeligt ordret ved bindende skriftlig ordre, inden forskriften er anmeldt til Energitilsynet, men planlagt idriftsat efter denne forskrift træder i kraft, kan der søges en dispensation i henhold til afsnit 2.9, hvor relevant dokumentation vedlægges.

2.6 Klage

Klage over forskriften kan indbringes for Energitilsynet, www.energitilsynet.dk.

Klager over den *systemansvarlige virksomheds* forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan ligeledes indbringes for Energitilsynet.

Klager over den enkelte *elforsyningsvirksomheds* administration af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for den *systemansvarlige virksomhed*.

2.7 Misligholdelse

Det påhviler *anlægsejer* at sikre, at bestemmelserne i denne forskrift overholdes i hele *vindkraftanlæggets* levetid.

Der skal løbende udføres vedligeholdelse af *vindkraftanlægget* for at sikre overholdelse af bestemmelserne i denne forskrift.

Omkostninger i forbindelse med at overholde bestemmelserne i denne forskrift påhviler *anlægsejer*.

2.8 Sanktioner

Hvis et *vindkraftanlæg* ikke opfylder bestemmelserne, som er anført i afsnit 3 og fremefter i denne forskrift, er *elforsyningsvirksomheden* berettiget til, i yderste konsekvens – og efter Energinet.dk's afgørelse, at foranstalte afbrydelse af den elektriske forbindelse til *vindkraftanlægget*, indtil bestemmelserne er opfyldt.

2.9 Dispensation og uforudsete forhold

Den *systemansvarlige virksomhed* kan give dispensation for specifikke bestemmelser i denne forskrift.

For at der kan gives dispensation:

- skal der være tale om særlige forhold, fx af lokal karakter
- må afvigelsen ikke give anledning til en forringelse af den tekniske kvalitet og balance af det *kollektive elforsyningsnet*
- må afvigelsen ikke være uhensigtsmæssig ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

Dispensation skal ske efter skriftlig ansøgning til *elforsyningsvirksomheden* med angivelse af, hvilke bestemmelser dispensationen vedrører samt begrundelse for dispensationen.

Elforsyningsvirksomheden har ret til at kommentere ansøgningen, inden den sendes til den *systemansvarlige virksomhed*.

Hvis der opstår forhold, som ikke er forudset i denne tekniske forskrift, skal den *systemansvarlige virksomhed* konsultere de berørte parter med henblik på at opnå en aftale om, hvad der skal gøres.

Hvis der ikke kan opnås en aftale, skal den *systemansvarlige virksomhed* beslutte, hvad der skal gøres. Beslutningen skal træffes ud fra, hvad der er rimeligt, og når det er muligt – med højde for synspunkterne fra de berørte parter.

Den *systemansvarlige virksomheds* afgørelse kan indklages til Energitilsynet, jf. afsnit 2.6.

2.10 Referencer

De nævnte Internationale Standarder (IS), Europæiske Normer (EN), Tekniske Rapporter (TR) samt Tekniske Specifikationer (TS) skal kun anvendes inden for de emner, der er nævnt i forbindelse med referencerne i denne forskrift.

2.10.1 Normative referencer

1. **DS/EN 50160:2010:** Karakteristika for spændingen i offentlige elektricitetsforsyningsnet.
2. **DS/EN 60038:2011:** CENELEC Standardspændinger.
3. **Fællesregulativet 2014:** "Tilslutning af elektriske installationer og brugsgenstande".

4. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 6:** "Elektriske installationer", 2003.
5. **Stærkstrømsbekendtgørelsen afsnit 2:** "Udførelse af elforsyningsanlæg", 2003.
6. **DS/EN 60204-1:2006:** Stærkstrømsbekendtgørelsen Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner.
7. **DS/EN 60204-11:2002:** Maskinsikkerhed-Elektrisk materiel på maskiner-Del 11: Bestemmelser for HV-maskiner for spændinger over 1000 V a.c. eller 1500 V d.c. og ikke overstiger 36 kV.
8. **IEC-60870-5-104:2006:** Telecontrol equipment and systems, part 5-104.
9. **IEC 61400-1:2005:** Wind Turbines – Part 1: Design requirements.
10. **IEC 61400-2:2013:** Wind Turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
11. **IEC 61000-4-15:2010:** Testing and measurement techniques–Section 15: Flicker metre–Functional and design specifications.
12. **IEC 61400-21:2008:** Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
13. **IEC 61400-22:2010:** Conformity testing and certification.
14. **IEC 61400-25-1:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – overall description of principles and models.
15. **IEC 61400-25-2:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information models.
16. **IEC 61400-25-3:2006:** Communications for monitoring and control of wind power plants – information exchange services.
17. **IEC 61400-25-4:2008:** Communications for monitoring and control of wind power plants – mapping to communication protocol stacks.
18. **BEK nr. 73 af 25. januar 2013:** Bekendtgørelse om teknisk certificeringsordning for vindmøller.
19. **Teknisk forskrift TF 5.8.1:** "Måledata til systemdriftsformål", dateret 28. juni 2011, Rev. 3.0, dokument nr. 17792/10 (= nyt dok.nr. 13/89692-218).
20. **Teknisk forskrift TF 5.9.1:** "Systemtjenester", dateret 5. juli 2012, Rev. 1.1, dokument nr. 91470-11 (= nyt dok.nr. 13/89692-225).
21. **Forskrift D1:** "Afregningsmåling", marts 2016, version 4.11, dokument nr. 16/04092-1.
22. **Forskrift D2:** "Tekniske krav til elmåling", maj 2007, Rev. 1, dokument nr. 263352-06.
23. **Forskrift E – bilag:** "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering", version 2.0, 2. juni 2014, dokument nr. 13/91893-57.
24. **IEC 61850-7-4 Ed2.0:2012:** Basic communication structure for substation and feeder equipment - Compatible logical node classes and data classes
25. **IEC 61850-90-7 Ed1.0:2013:** Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems.
26. **IEEE 1459:2010:** Standard definitions for the measurement of electrical power quantities under sinusoidal, non-sinusoidal, balanced or unbalanced conditions.
27. **IEC 60050-415:1999:** International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.
28. **IEC 60071-1:2006:** Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.
29. **DS/EN TR 61000-3-2:2014:** Grænseværdier – Grænseværdier for udsendelse af harmoniske strømme (udstyrets strømforbrug op til og inklusive 16 A per fase).

30. **DS/EN TR 61000-3-3:13**: Grænseværdier – Begrænsning af *spændingsfluktuationer* og flimrer i den offentlige lavspændingsforsyning, fra udstyr, der har en mærkestrøm ≤ 16 A per fase, og som ikke er underlagt regler om betinget tilslutning.
31. **IEC/TR 61000-3-6:2008**: EMC limits. Limitation of emissions of harmonic currents for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
32. **IEC/TR 61000-3-7:2008**: EMC-limits. Limitation of voltage fluctuations and flicker for equipment connected to medium and high voltage power supply systems.
33. **DS/EN 61000-3-11:2001**: Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Begrænsning af spændingsændringer, spændingsudsving og flimren i offentlige lavspændingsfordelingsanlæg – Udstyr med en mærkestrøm til og med 75 A, som tilsluttes på betingede vilkår.
34. **DS/EN 61000-3-12:2012**: Limits – Limits for harmonic currents produced by equipment connected to public low-voltage systems with input current > 16 A and ≤ 75 A per phase.
35. **IEC/TR 61000-3-13:2008**: Electromagnetic compatibility (EMC): Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems.
36. **IEC/TR 61000-3-14:2011**: Electromagnetic compatibility (EMC): Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems.
37. **IEC/TR 61000-3-15 Ed. 1.0:2011**: Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network.
38. **DS/CLC/TS 50549-1:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet – Del 1: Generatorer større end 16 A pr. fase tilsluttet lavspændingsnet.
39. **DS/CLC/TS 50549-2:2014**: Krav til generatorer tilsluttet parallelt med et distributionsnet - Del 2: Generatorer tilsluttet mellemspændingsnet.

2.10.2 Informative referencer

40. **DEFU-rapport RA-557**: "Vejledning om nettilslutning af vindkraftværker større end 11 kW".
41. **DEFU-rekommandation nr. 16**: Spændingskvalitet i lavspændingsnet, 2. udgave, juni 2001.
42. **DEFU-rekommandation nr. 21**: Spændingskvalitet i mellemspændingsnet, februar 1995.
43. **IEEE C37.111-24:2013** Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems.
44. **Vejledning til elkvalitetsparametre - TF 3.2.5**, dokument. nr. 13/96336-14.
45. **Vejledning til signalliste - TF 3.2.5**, dokument nr. 13/96336-12.
46. **Vejledning til verifikationsrapport - TF 3.2.5**, dokument nr. 13/96336-13.

3. Tolerance over for frekvens- og spændingsafvigelser

Et *vindkraftanlæg* skal med mindst mulig reduktion af aktiv effekt kunne modstå frekvens- og spændingsafvigelser i *nettilslutningspunktet* under normale og unormale driftsforhold.

Alle krav angivet i de følgende afsnit skal betragtes som minimumskrav.

Normale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.2, og unormale driftsforhold er beskrevet i afsnit 3.3.

Elforsyningsvirksomheden har af hensyn til planlægning og netudbygning ret til at afvise nettilslutning af *anlæg*, som ikke er trefasede.

3.1 Fastlæggelse af spændingsniveau

Det er *elforsyningsvirksomheden*, der fastlægger spændingsniveau for *nettilslutningspunktet* for *vindkraftanlægget* inden for de angivne spændingsgrænser i Tabel 1.

Den *normale driftsspænding* kan være forskellig fra lokalitet til lokalitet, hvorfor *elforsyningsvirksomheden* skal oplyse den *normale driftsspænding* U_c , som er gældende for *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal sikre, at den maksimale spænding angivet i Tabel 1 aldrig overskrides.

Er det *normale driftsspændingsområde* $U_c \pm 10\%$ under den minimale spænding angivet i Tabel 1, skal kravene til produktion ved frekvens- og spændingsvariationer justeres, så man ikke overbelaster *vindkraftanlægget*.

Betegnelser for spændingsniveauer	Nominal spænding U_n [kV]	Minimal spænding U_{min} [kV]	Maksimal spænding U_{max} [kV]
Ekstra høj spænding (EH)	400	320	420
	220	-	245
Højspænding (HV)	150	135	170
	132	119	145
	60	54,0	72,5
Mellemspænding (MV)	50	45,0	60,0
	33	30,0	36,0
	30	27,0	36,0
	20	18,0	24,0
	15	13,5	17,5
Lavspænding (LV)	10	9,00	12,0
	0,69	0,62	0,76
	0,40	0,36	0,44

Tabel 1 Definition af spændingsniveauer anvendt i denne forskrift.

Maksimale (U_{max}) og minimale (U_{min}) spændingsgrænser er fastlagt med baggrund i standarderne DS/EN 50160 (10 minutters middelværdier) [ref. 1] og DS/EN 60038 [ref. 2].

Vindkraftanlægget skal kortvarigt kunne tåle overskridelse af de maksimale spændinger inden for de krævede beskyttelsesindstillinger, som specificeret i afsnit 6.

3.2 Normale driftsforhold

Et *vindkraftanlæg* skal inden for området benævnt *normal produktion* kunne startes og producere kontinuert inden for de designmæssige specifikationer (at fx vinden har de korrekte karakteristika) kun begrænset af indstillingerne for beskyttelse, som anvist i afsnit 6, og/eller øvrige funktioner, der har indflydelse på *anlæggets* produktion.

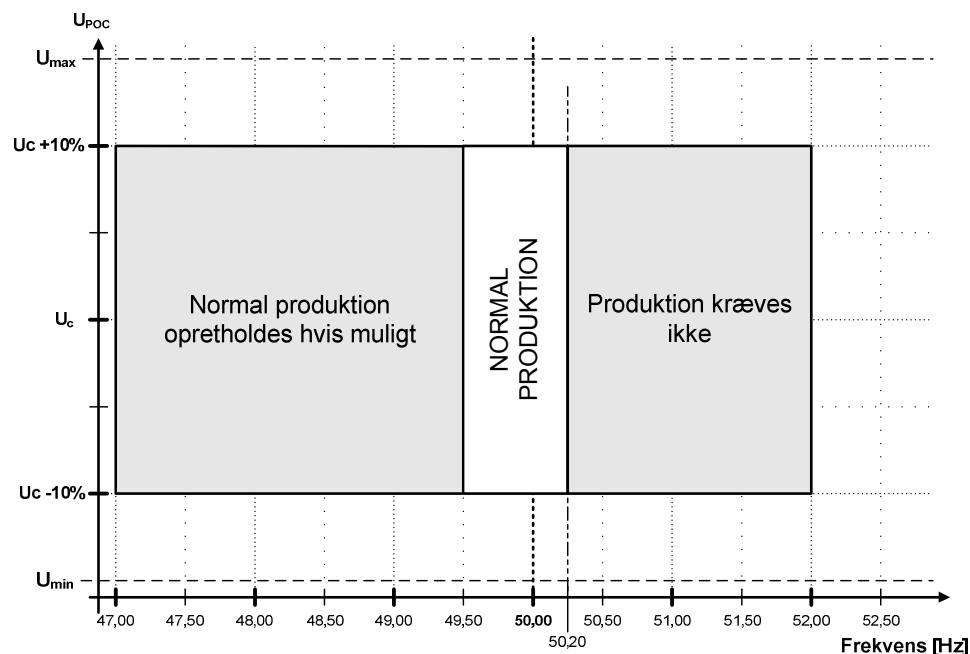
I området *normal produktion* er den *normale driftsspænding* $U_c \pm 10\%$, jf. afsnit 3.1, og frekvensområdet er 49,50 til 50,20 Hz.

Automatisk indkobling af et *vindkraftanlæg* må tidligst finde sted tre minutter efter, at spændingen og frekvens er inden for det *normale produktionsområde*.

Indstilling af frekvensgrænserne fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

3.2.1 Vindkraftanlæg kategori A2

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for et *vindkraftanlæg* er vist i Figur 4.

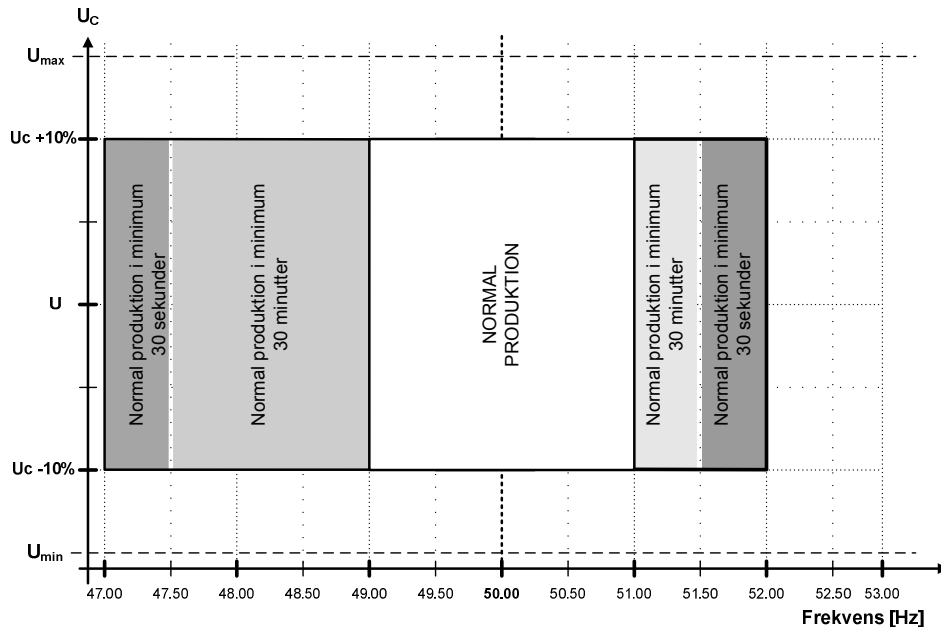


Figur 4 Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftanlæg kategori A2.

Der er ingen krav til produktion af aktiv effekt uden for området *normal produktion*, men *vindkraftanlægget* skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.2.2 Vindkraftanlæg kategori B, C og D

De samlede krav til produktion af aktiv effekt ved frekvens- og spændingsafvigelser for *vindkraftanlæg* i kategori B, C og D er vist i Figur 5.



Figur 5 Krav til aktiv effekt ved frekvens- og spændingsvariationer for vindkraftanlæg kategori B, C og D.

Vindkraftanlægget skal forblive tilkoblet det *kollektive elforsyningsnet* inden for de krævede indstillinger for beskyttelsesfunktioner, som specificeret i afsnit 6.

3.3 Unormale driftsforhold

De følgende krav gælder for *vindkraftanlæg* kategori C og D.

Vindkraftanlægget skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere et momentant (80–100 ms) spændingsfasespring på op til 20° i *nettilslutningspunktet (POC)*.

Vindkraftanlægget skal efter et indsvingningsforløb levere *normal produktion* senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

Vindkraftanlægget skal være designet til, uden afbrydelse og produktionsnedgang, at kunne tolerere spændingsdyk, som angivet i Figur 6, og under fejlforløb levere en reaktiv tillægsstrøm, som angivet i Figur 7.

Vindkraftanlægget skal efter et indsvingningsforløb kunne levere *normal produktion* senest 5 sekunder efter, at driftsforholdene i *nettilslutningspunktet* er tilbage i området *normal produktion*.

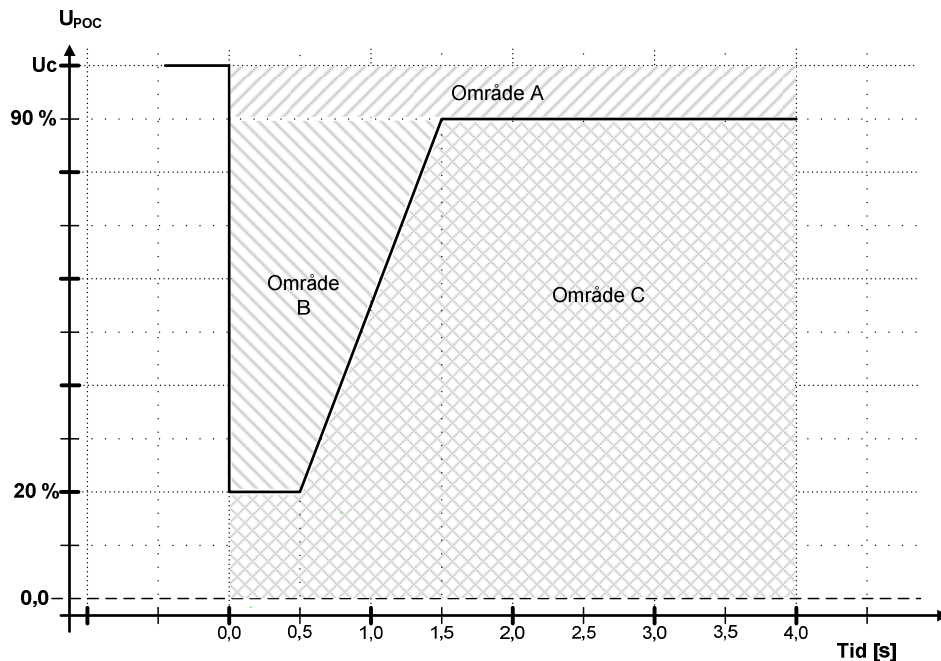
Uanset kravene i de følgende afsnit skal beskyttelsesindstillinger være som angivet i afsnit 6.

Dokumentation for, at *vindkraftanlægget* overholder de specificerede krav, skal være som angivet i afsnit 8.

Vindkraftanlægget skal sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger og mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer.

3.3.1 Tolerance over for spændingsdyk

Et *vindkraftanlæg* skal i *nettilslutningspunktet* være designet til at kunne tolerere et spændingsdyk uden udkobling ned til 20 % af spændingen i *nettilslutningspunktet* over en periode på minimum 0,5 s, som vist i Figur 6. På nedenstående figur angiver Y-aksen den mindste yderspænding for 50 Hz-komponenten.



Figur 6 Krav til tolerance over for spændingsdyk for vindkraftanlæg kategori C og D.

De følgende krav skal overholdes ved symmetriske såvel som usymmetriske fejl. Det vil sige, at kravene er gældende i tilfælde af fejl på tre, to eller en enkelt fase:

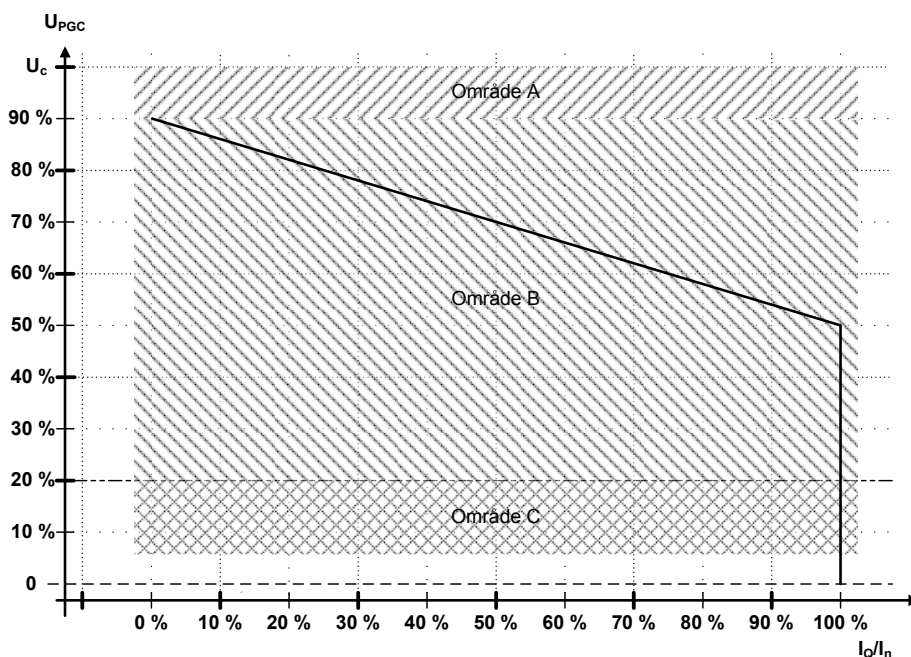
- Område A: *Vindkraftanlægget* skal forblive nettilsluttet og opretholde *normal produktion*.
- Område B: *Vindkraftanlægget* skal forblive nettilsluttet. *Vindkraftanlægget* skal yde maksimal spændingsstøtte ved at levere en reaktiv tillægsstrøm af en kontrolleret størrelse, så *vindkraftanlægget* bidrager til at stabilisere spændingen inden for de designmæssige rammer, som den aktuelle *vindkraftanlægsteknologi* tilbyder, jf. Figur 6.
- Område C: Udkobling af *vindkraftanlægget* er tilladt.

Hvis spændingen U_{POC} – i forbindelse med et fejlforløb – efter 1,5 s på ny bevæger sig ind i område A, så betragtes et efterfølgende spændingsdyk som en ny fejlsituation, jf. afsnit 3.3.2.

Hvis flere på hinanden følgende fejlforløb inden for område B gør, at man tidsmæssigt kommer ind i område C, er det tilladt at udkoble.

I forbindelse med fejlforløb i område B skal *vindkraftanlægget* have en reguleringsfunktion, som kan regulere den synkron komponent af den reaktive strøm, som det er specificeret i Figur 7.

Det er tilladt at bruge spændingsmålingen på den enkelte *vindmølles* terminaler til regulering af den reaktive strøm under et spændingsdyk.



Figur 7 Krav til levering af reaktiv tillægsstrøm I_Q under spændingsdyk for vindkraftanlæg kategori C og D.

Regulering skal følge Figur 7, så den reaktive tillægsstrøm (synkronkomponenten) efter 100 ms følger karakteristikken med en tolerance på $\pm 20\%$, inden for *vindkraftanlæggets* designmæssige grænser. På Figur 7 angiver Y-aksen den anvendte styrespænding for 50 Hz-komponenten.

Med hensyn til styringskoncept for levering af reaktiv tillægsstrøm under et spændingsdyk er det op til *vindmølleleverandøren* at specificere, hvilken styrespænding der benyttes. Dette kan være mindste eller højeste yderspænding, respektive fasespænding. Alternativt kan den synkron spændingskomponent benyttes, så længe karakteristikken angivet på Figur 7 kan overholdes for trefasefejl og efter bortkobling af alle typer af asymmetriske fejl.

Den totale reaktive strøm kan om nødvendigt begrænses til 1 p.u. af *anlæggets* nominelle effekt.

Den reaktive tillægsstrøm kan om nødvendig reduceres i forhold til den maksimalt registrerede fasespænding for at undgå overspænding.

I område B har levering af reaktiv strøm første prioritet, mens levering af aktiv effekt har anden prioritet.

Hvis muligt opretholdes den aktive effekt under et spændingsdyk, dog accepteres reduktion af den aktive effekt inden for *vindkraftanlæggets* designmæssige grænser.

3.3.2 Gentagne fejl i det kollektive elforsyningsnet

Vindkraftanlægget, inkl. eventuelt kompenseringssystem, skal forblive indkoblet under og efter fejl i det *kollektive elforsyningsnet*, som angivet i Tabel 2.

Kravene gælder i *nettilslutningspunktet*, men fejlforløbet ligger et vilkårligt sted i det *kollektive elforsyningsnet*.

På baggrund af overholdelse af kravene ved spændingsdyk, som angivet i afsnit 3.3.1, skal kravene angivet i Tabel 2 verificeres ved at dokumentere, at *vindkraftanlægget* er dimensioneret til at tolerere gentagne fejl med de angivne specifikationer.

Type	Varighed af fejl
Trefaset kortslutning	Kortslutning i 150 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 150 ms efterfulgt af ny kortslutning 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 150 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 0,5 s til 3 s senere, også med en varighed på 150 ms

Tabel 2 Fejltyper og varighed i det kollektive elforsyningsnet.

Vindkraftanlægget skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødforsyning, hydraulik og pneumatik til at opfylde de specificerede krav, som er nævnt i Tabel 2, ved mindst to uafhængige fejl af de specificerede typer inden for to minutter.

Vindkraftanlægget skal have tilstrækkelige energireserver i hjælpeudstyr som nødforsyning, hydraulik og pneumatik til at opfylde de specificerede krav ved mindst seks uafhængige fejl af de specificerede typer i Tabel 2 med fem minutters interval.

4. Elkvalitet

4.1 Generelt

Ved vurdering af et *vindkraftanlægs* påvirkning af elkvaliteten i det *kollektive elforsyningsnet* skal de forskellige elkvalitetsparametre i *nettilslutningspunktet* dokumenteres.

I nedenstående tabel er angivet en oversigt over, hvilke forstyrrelser der stilles krav til i de enkelte *anlægskategorier*.

Kategori	A2	B	C	D
DC-indhold (4.2)	X	X	X	X
Asymmetri (4.3)	X	X	X	X
Hurtige spændingsændringer (4.4)	X	X	X	X
Flicker (4.5)	X	X	X	X
Harmoniske forstyrrelser (4.6)	X	X	X	X
Interharmoniske forstyrrelser (4.7)	-	X	X	X
Forstyrrelser 2 – 9 kHz (4.8)	-	X	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor kravet er specificeret.

Tabel 3 Oversigt over krav til elkvalitet for anlægskategorier.

For hver af ovennævnte type forstyrrelse specificeres i det følgende:

- Datagrundlag for beregninger
- Grænseværdier for emission – krav til *anlæg*
- Metoder til verificering af at grænseværdierne er overholdt.

Anvendt terminologi og beregningsmetoder for elkvalitet er beskrevet i følgende internationale normer: DS/EN TR 61000-3-2:2014 [ref. 29], DS/EN 61000-3-3:2013 [ref. 30], IEC/TR 61000-3-6:2008 DS/EN 61000-3-12 [ref. 34], [ref. 31], IEC/TR 61000-3-7:2008 [ref. 32], DS/EN 61000-3-11 [ref. 33], DS/EN 61000-3-12 [ref. 34], DS/EN 61000-3-13 [ref. 35], DS/EN 61000-3-14 [ref. 36], og DS/EN 61000-3-15 [ref. 37]. Samt nationale anbefalinger i DEFU-rekommandation nr. 16 [ref. 41] og DEFU-rekommandation nr. 21 [ref. 42].

Elforsyningsvirksomheden har ansvaret for at fastsætte emissionsgrænser i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal aftale en tidsplan for fastlæggelse af emissionsgrænserne med ansøgere om nettilslutning.

Anlægsejer skal som udgangspunkt sikre, at *vindkraftanlægget* er designet, konstrueret og konfigureret på en sådan måde, at de specificerede emissionsgrænser overholdes.

Anlægsejer kan efter aftale tilkøbe supplerende ydelser af *elforsyningsvirksomheden* med henblik på overholdelse af de specificerede grænseværdier.

Anlægsejer skal verificere, at emissionsgrænserne i *nettilslutningspunktet* er overholdt.

4.1.1 Datagrundlag

Til vurdering af et *vindkraftanlægs* påvirkning af elkvalitet anvendes data såvel for *vindkraftanlægget* som for det *kollektive elforsyningsnet*.

Anlægsejer skal levere data, som specificeret iht. IEC 61400-21 [ref. 12], for bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser for *vindkraftanlægget*.

Anlægsejer skal vælge én af følgende metoder til bestemmelse af emission af *flicker* og højfrekvente forstyrrelser.

1. *Anlægsejer* anvender resultaterne fra typetesten for hver af de *elproducerende enheder*, som *vindkraftanlægget* er sammensat af. Typetesten skal være udført i henhold til relevante dele af IEC 61400-21 [ref. 12].

Anlægsejer beregner den samlede emission som en sum af bidragene fra hver af de *elproducerende enheder*, som *anlægget* består af.

2. *Anlægsejer* udvikler en emissionsmodel for *vindkraftanlægget*. *Anlægsejer* skal således fremføre dokumentation for, at emissionsmodellen kan anvendes til bestemmelse af emission af højfrekvente forstyrrelser fra det samlede *anlæg*.

Emissionsmodellen skal indeholde emissionsmodel for *de elproducerende enheder* og *anlægsinfrastrukturen* i *nettilslutningspunktet* for det relevante frekvensområde.

Emissionsmodellen skal godkendes af den *systemansvarlige virksomhed*.

Elforsyningsvirksomheden oplyser data for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet*. Til beregninger af *spændingsfluktuationer*, jf. gældende internationale standarder, kan det *kollektive elforsyningsnet* beskrives ved den minimale, typiske og maksimale *kortslutningseffekt* S_k samt den tilsvarende netimpedansvinkel ψ_k i *nettilslutningspunktet*.

Elforsyningsvirksomheden skal oplyse den maksimale, minimale og typiske S_k for *nettilslutningspunktet*.

4.1.2 Grænseværdier

Det er *elforsyningsvirksomhedens* ansvar at oplyse grænseværdier for emission af de forskellige typer forstyrrelser fra *vindkraftanlægget* i *nettilslutningspunktet*, så grænseværdierne for elkvalitet i det *kollektive elforsyningsnet* ikke overskrides.

De grænseværdier, som er specificeret i denne forskrift, er fastsat med udgangspunkt i specifikationerne i DEFU-rekommandation 21 [ref. 42], IEC/TR 61000-3-6 [ref. 31], IEC/TR 61000-3-7 [ref. 32], DS/EN 61000-3-12 [ref. 34], og DS/EN 61000-3-11 [ref. 33].

4.1.3 Verificering

Det er *anlægsejers* ansvar ved beregning, simulering eller måling at verificere, at *vindkraftanlægget* overholder de fastlagte grænser i *nettilslutningspunktet*. *Elforsyningsvirksomheden* skal godkende *anlægsejers* verificering.

4.2 DC-indhold

For alle *anlægskategorier* gælder, at DC-indhold i den leverede AC-strøm i *nettilslutningspunktet* (POC) for *anlægget* maksimalt må udgøre 0,5 % af den nominelle strøm, jf. IEC/TS 61000-3-15, afsnit 7.5 [ref. 37].

4.3 Asymmetri

For alle *anlægskategorier* gælder, at asymmetrien imellem faserne ved normal drift eller ved fejl i den *elproducerende enhed* ikke må blive større end 16 A.

Hvis *anlægget* består af flere enfasede enheder, skal der etableres nødvendig kommunikation, så ovennævnte grænse ikke overskrides.

4.4 Hurtige spændingsændringer

4.4.1 Datagrundlag

Anlægsejer skal anvende data for spændingsændringsfaktor $k_{U,i}(\psi_k)$ for hver *vindmølle*, i , under koblinger, som fremgår af typetesten, jf. IEC 61400-21 [ref. 12].

Af typetesten fremgår $k_U(\psi_k)$ for kortslutningsvinklen $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader for forskellige typer af koblinger. I typetesten er desuden angivet, hvor målepunktet er lokaliseret.

4.4.2 Grænseværdier

4.4.2.1 Krav til vindkraftanlæg kategori A2

Ingen kobling i en *vindmølle* i *vindkraftanlægget* må give anledning til *hurtige spændingsændringer* d (%), der overstiger grænseværdierne angivet i nedenstående tabel, jf. DS/EN 61000-3-11, afsnit 5 [ref.33].

Spændingsniveau	d (%)
$U_n \leq 35$ kV	4 %

Tabel 4 Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%) – kategori A2

4.4.2.2 Krav til vindkraftanlæg kategori B, C og D

Ingen kobling i en *vindmølle* i *vindkraftanlægget* må give anledning til *hurtige spændingsændringer* d (%), der overstiger grænseværdierne angivet i nedenstående tabel.

Spændingsniveau	d (%)
$U_n \leq 35$ kV	4 %
$U_n > 35$ kV	3 %

Tabel 5 Grænseværdier for hurtige spændingsændringer d (%) – kategori B, C, D.

Sjældne spændingsændringer, som spændingsdyk som følge af spændingssætning af *anlægginfrastruktur* med tilsluttede *vindmølletransformere*, er undtaget.

4.4.3 Verificering

Spændingsændringsfaktoren k_U bestemmes for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet* for hver type *vindmølle* og hver af de forskellige typer af koblinger ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typegodkendelsen. Derefter bestemmes $k_{U,i}(\psi_k)$, som den største spændingsændringsfaktor blandt de forskellige typer af koblinger for hver *vindmølle* angivet med i .

Spændingsændringen $d_i(\%)$ bestemmes herefter for hver *vindmølle*:

$$d_i(\%) = 100\% \cdot k_{U,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter bestemmes $d(\%)$ som den største værdi af $d_i(\%)$. Endelig verificeres, at den beregnede spændingsændring $d(\%)$ ligger under de specificerede grænseværdier i Tabel 5.

4.4.3.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Det verificeres, at den beregnede *hurtige spændingsændring* for det samlede *vindkraftanlæg* er under den angivne grænseværdi i Tabel 4.

4.4.3.2 Vindkraftanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at den beregnede *hurtige spændingsændring* for det samlede *vindkraftanlæg* er under de angivne grænseværdier i Tabel 5.

4.5 Flicker

4.5.1 Datagrundlag

Flickeremissionen dokumenteres for kontinuert drift såvel som for koblinger. Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere *flickerniveauet*.

Ved beregning af *flickerbidraget* ved kontinuert drift anvendes data for *flickerkoefficienten* $c_{f,i}(\psi_k, v_a, i)$, som fremgår af typetesten.

Af typetesten fremgår $c_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader og for *middelvindhastighederne* $v_a = 6,0$ m/s, $7,5$ m/s, $8,5$ m/s og $10,0$ m/s.

Til beregning anvendes den *årlige middelvindhastighed* v_a for *vindkraftanlægget*.

For koblinger anvendes data for *flickertrinfaktor* $k_{f,i}(\psi_k)$, som fremgår af typetesten.

Af typetesten fremgår $k_{f,i}(\psi_k)$ for $\psi_k = 30, 50, 70$ og 85 grader for forskellige typer af koblinger. Desuden anvendes de maksimale antal af hver type kobling inden for 10 min P_{st} (*korttids-flicker*) og inden for 120 min P_{lt} (*langtids-flicker*).

4.5.2 Grænseværdier

Vindkraftanlæggets samlede *flickerbidrag* skal overholde kravene i følgende afsnit i *nettilslutningspunktet*.

4.5.2.1 Krav til vindkraftanlæg kategori A2

Grænseværdierne for *anlæg* i denne kategori er angivet i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte *vindkraftanlæg*, jf. DS/EN 61000-3-11 afsnit 5 [ref. 33].

Spændingsniveau	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	1,0	0,65

Tabel 6 Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt} .

4.5.2.2 Krav til vindkraftanlæg kategori B

Hvis den tilsluttede *mærkeeffekt* er mindre end 0,4 % af S_k , kan *vindkraftanlægget* tilsluttes uden yderligere undersøgelse.

Ellers gælder grænseværdierne i nedenstående tabel for emissionen fra det enkelte *vindkraftanlæg*, jf. DS/EN 61000-3-11 afsnit 5 [ref. 33].

Spændingsniveau	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	0,35/0,45/0,55 ^{*)}	0,25/0,30/0,40 ^{*)}
$U_n > 1 \text{ kV}$	0,30	0,20

*) Grænseværdierne gælder, hvis der allerede er tilsluttet hhv. 4/2/1 produktionsanlæg under samme transformestation.

Tabel 7 Grænseværdier for korttids-flicker P_{st} og langtids-flicker P_{lt} .

4.5.2.3 Krav til vindkraftanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for *flicker* i *nettilslutningspunktet*, således at det maksimalt tilladte *flickerniveau* G_{lt} og G_{st} på samme spændingsniveau og under samme transformestation ikke overskrides.

4.5.3 Verificering

Det verificeres, at *flickeremissionen* fra kontinuert drift af *vindkraftanlægget* og fra koblinger er under grænseværdien i *nettilslutningspunktet*.

Flickerkoefficienten bestemmes på basis af den aktuelle ψ_k for den *elproducerende enhed* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typetesten.

4.5.3.1 Kontinuert drift

Flickerkoefficienten bestemmes for det *kollektive elforsyningsnet* i *nettilslutningspunktet* og den aktuelle placering af *vindkraftanlægget* ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k og $v_{a,i}$, som er givet i typegodkendelsen.

Flickeremissionen for hver enkelt *elproducerende enhed*, i , som *vindkraftanlægget* består af, beregnes som:

$$P_{st,i} = c_i(\psi_k, v_{a,i}) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra hele *vindkraftanlægget* som:

$$P_{st} = P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{st,i})^3}$$

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.5.3.2 Koblinger

*Flicker*trinfaktoren bestemmes for hver af de forskellige typer af koblinger for det kollektive elforsyningsnet i nettilslutningspunktet ved simpel interpolation imellem værdierne for ψ_k , som er givet i typegodkendelsen. Derefter bestemmes $k_{f,i}(\psi_k)$ som den største flickertrinfaktor blandt de forskellige typer af koblinger.

*Flicker*emissionen bestemmes herefter for hver af de vindmøller, i , som indgår i vindkraftanlægget, ved hjælp af flickertrinfaktoren $k_{f,i}(\psi_k)$, jf. IEC 61400-21, Ed2, afsnit 8 [ref. 12]:

$$P_{st,i} = 18 \cdot N_{10\text{min},i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

$$P_{lt,i} = 8 \cdot N_{120\text{min},i}^{0,31} \cdot k_{f,i}(\psi_k) \cdot \frac{S_{n,i}}{S_k}$$

Derefter beregnes emissionen fra det samlede vindkraftanlæg som:

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{st,i})^3}$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i (P_{lt,i})^3}$$

Det kontrolleres, at de beregnede værdier er under grænseværdierne.

4.5.3.3 Vindkraftanlæg kategori A2, B, C og D

Det verificeres, at flickeremissionen ved kontinuert drift og ved koblinger er under grænseværdien i nettilslutningspunktet.

4.6 Harmoniske forstyrrelser

Emission af harmoniske forstyrrelser dokumenteres for det samlede vindkraftanlæg.

4.6.1 Datagrundlag

Data fra typetest eller emissionsmodel benyttes til at dokumentere emissionsniveauet.

Af typetesten fremgår målte middelværdier for 2.- 50. harmoniske bidrag for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af mærkeeffekten og med en effektfaktor på 1. De målte middelværdier er angivet i % af mærkestrømmen.

4.6.2 Grænseværdier

Vindkraftanlægget må ikke emitte harmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne angivet i dette afsnit.

For *vindkraftanlæg*, der tilsluttes elektrisk set langt fra andre forbrugere, kan emissionsgrænserne efter accept fra *elforsyningsvirksomheden* dog modificeres til værdier højere end de normale emissionsgrænser.

Ud over grænseværdier for individuelle *harmoniske forstyrrelser* anvendes grænseværdier for *THD* og *PWHD*.

4.6.2.1 Krav til vindkraftanlæg kategori A2

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af nedenstående tabel, jf. DS/EN 61000-3-12, tabel 3 [ref. 34]. Nedenstående krav forudsætter, at *SCR* er mindre end 33. Er *kortslutningsforholdet* anderledes, henvises til tabel 3 i ovennævnte standard.

Harmoniske	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h		
	5	7	11	13	$17 \leq h \leq 39$	2	4	$8 \leq h \leq 40$
Grænseværdi [%]	10,7	7,2	3,1	2	-	-	-	-

Tabel 8 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (% af I_n) – A2.

Grænseværdierne for emission af den samlede harmoniske strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændingsniveau	SCR	THD	PWHD
$U_c \leq 1$ kV	<33	13	22
$U_c > 1$ kV	-	Ingen krav	Ingen krav

Tabel 9 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_h) – A2.

4.6.2.2 Krav til vindkraftanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af harmoniske strømme for forskellige ordener h fremgår af nedenstående tabel, jf. DS/EN 61000-3-12, tabel 3 [ref. 34].

Spændings-niveau	SCR	Ulige harmonisk orden h (ikke multiplum af 3)					Lige harmonisk orden h		
		5	7	11	13	$17 \leq h \leq 39$	2	4	$8 \leq h \leq 40$
$U_c \leq 1$ kV	<33	3,6	2,5	1,0	0,7	-	-	-	-
	≥ 33	4,1	2,8	1,1	0,8	-	-	-	-
	≥ 66	5,3	3,5	1,7	1,2	-	-	-	-
	≥ 120	7,2	4,6	2,6	1,6	-	-	-	-
	≥ 250	11,7	7,5	4,4	3,0	-	-	-	-
	≥ 350	15,2	9,6	5,9	4,1	-	-	-	-
$U_c > 1$ kV	-	4,0	4,0	2,0	2,0	$\frac{400}{h^2}$ *)	0,8	0,2	0,1

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Note: For $SCR \geq 33$ må interpoleres imellem tabelværdierne.

Tabel 10 Grænseværdier for harmonisk strøm I_h/I_n (%) – B.

Grænseværdierne for emission af samlet harmonisk strømforvrængning fremgår af nedenstående tabel.

Spændings-niveau	SCR	THD _I	PWHD _I
$U_c \leq 1$ kV	<25	4,5	7,9
	≥ 33	4,9	8,1
	≥ 66	6,0	9,0
	≥ 120	8,3	10,5
	≥ 250	13,9	14,3
	≥ 350	18,0	17,3
$U_c > 1$ kV		Ingen krav	Ingen krav

Tabel 11 Grænseværdier for samlet harmonisk strømforvrængning (% af I_h) – B.

4.6.2.3 Krav til vindkraftanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for harmoniske forstyrrelser i nettilslutningspunktet.

For anlæg i kategori C og D fastlægges grænseværdier for de harmoniske forstyrrelser som spændingsforstyrrelser for at tage højde for lokale variationer i netimpedansen. Der tages ligeledes højde for anlæggets størrelse i forhold til kapaciteten i elnettet.

Emissionsgrænserne skal sikre, at det samlede tilladte støjniveau for de enkelte harmoniske forstyrrelser samt THD_U ikke overskrides i nettilslutningspunktet.

4.6.3 Verificering

Det skal verificeres, at emissionen fra anlægget er under grænseværdien i nettilslutningspunktet.

Derfor anvendes værdien fra det niveau af produceret aktiv effekt, hvor den individuelle harmoniske strøm er størst, til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for harmonisk strøm af de individuelle harmoniske strømme h . Strømværdierne benyttes til at beregne THD_I og $PWHD_I$ for de re-

spektive niveauer af produceret aktiv effekt til verificering af overensstemmelse med grænseværdierne for THD_I og $PWHD_I$.

For strømharmoniske I_h bestemmes THD_I og $PWHD_I$ som:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 31}] \quad \text{og} \quad PWHD_I = \sqrt{\sum_{h=14}^{h=40} h * \left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2} \quad [\text{ref. 34}]$$

For spændingsharmoniske U_h bestemmes THD_U som:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=40} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$$

For vindkraftanlæg bestående af flere *elproducerende enheder* kan bidragene fra de enkelte *enheder* summeres op i henhold til den generelle summationslov, jf. IEC/TR 61000-3-6 [ref. 31] og DS/EN 61000-3-11 [ref. 29].

$$I_h = \sqrt{\alpha \sum_i I_{h,i}^\alpha}$$

Værdier for eksponenten α er vist i nedenstående tabel.

Harmonisk orden	α (alfa)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2
$h > 40$	3

Tabel 12 Værdier for eksponenten α .

Regneeksempler findes i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre - TF 3.2.5." [ref. 44].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.6.3.1 Vindkraftanlæg kategori A2 og B

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

4.6.3.2 Vindkraftanlæg kategori C og D

Det verificeres, at grænseværdierne overholdes ved alle niveauer af produceret aktiv effekt.

Summen af de individuelle harmoniske strømme I_h omregnes til harmoniske spændinger ved at gange de individuelle harmoniske strømme med den numeriske værdi af netimpedansen ved de individuelle frekvenser, som opgivet af *el-forsyningsvirksomheden*.

THD_U bestemmes ved anvendelse af formlerne i afsnit 4.6.3.

Hvis andet ikke oplyses af *elforsyningsvirksomheden*, anvendes den i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.5." [ref. 44] – afsnit: Tilnærmede model for netimpedansens frekvensafhængighed.

Beregninger af emissionsgrænser er bekræftet ved eksempler i "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.5." [ref. 44].

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.7 Interharmoniske forstyrrelser

Emission af interharmoniske forstyrrelser dokumenteres for det samlede *vindkraftanlæg*.

4.7.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for interharmoniske forstyrrelser i frekvensområdet fra 75 Hz til 1975 Hz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* $P_{n,i}$ med en *effektfaktor* på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen* I_n .

4.7.2 Grænseværdier

Vindkraftanlægget må ikke emitte interharmoniske forstyrrelser, der overskrider grænseværdierne, specificeret i dette afsnit.

4.7.2.1 Krav til vindkraftanlæg kategori A2

Der er ingen krav til interharmoniske forstyrrelser for denne kategori.

4.7.2.2 Krav til vindkraftanlæg kategori B

Grænseværdierne for emission af interharmoniske forstyrrelser fremgår af nedenstående tabel, der har udgangspunkt i RA557 [ref. 40] samt skalering efter specifikationerne i DS/EN 61000-3-12 [ref. 34].

Spændingsniveau	SCR	Frekvens (Hz)		
		75 Hz	125 Hz	>175 Hz
$U_c \leq 1\text{kV}$	<33	0,4	0,6	$\frac{75}{f}$ *)
	≥33	0,5	0,7	$\frac{83}{f}$ *)
	≥66	0,6	0,8	$\frac{104}{f}$ *)
	≥120	0,7	1,1	$\frac{139}{f}$ *)
	≥250	1,2	1,8	$\frac{224}{f}$ *)

	≥350	1,5	2,3	$\frac{289}{f}$ *)
$U_C > 1\text{kV}$	-	0,44	0,66	$\frac{83}{f}$ *)

*) Dog ikke mindre end 0,1 %.

Tabel 13 Grænseværdier for emission af interharmoniske forstyrrelser – B.

4.7.2.3 Krav til vindkraftanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for interharmoniske forstyrrelser fra *vindkraftanlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte interharmoniske forstyrrelser ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.7.3 Verificering

4.7.3.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Der er ingen krav til verificering for denne kategori.

4.7.3.2 Vindkraftanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at *vindkraftanlægget* overholder grænseværdierne for emission af interharmoniske forstyrrelser på samme måde som for emission af *harmoniske forstyrrelser*, jf. afsnit 4.6.3.1. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

4.8 Forstyrrelser i frekvensområdet 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser i frekvensområdet 2–9 kHz dokumenteres for det samlede *vindkraftanlæg*.

4.8.1 Datagrundlag

Af typetesten fremgår målte middelværdier for frekvenskomponenter af strømmen i grupper med 200 Hz bredde fra 2,1 kHz til 8,9 kHz for 11 niveauer af produceret aktiv effekt fra 0 % til 100 % af *mærkeeffekten* $P_{n,i}$ og en *effektfaktor* på 1.

De målte middelværdier er angivet i % af *mærkestrømmen*, I_n .

4.8.2 Grænseværdier

4.8.2.1 Krav til vindkraftanlæg kategori A2

Der er ingen krav til forstyrrelser over 2 kHz.

4.8.2.2 Krav til vindkraftanlæg kategori B

Emission af strømme med frekvenser over 2 kHz må ikke overskride 0,2 % af *mærkestrømmen* i nogen af de målte frekvensgrupper.

4.8.2.3 Krav til vindkraftanlæg kategori C og D

Elforsyningsvirksomheden fastlægger emissionsgrænser for spændinger fra *vindkraftanlægget* i *nettilslutningspunktet*.

Emissionsgrænserne skal sikre, at *elforsyningsvirksomhedens* planlægningsgrænser for de enkelte frekvensgrupper ikke overskrides i *nettilslutningspunktet*.

4.8.3 Verificering

4.8.3.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Der er ingen krav til verificering for denne kategori.

4.8.3.2 Vindkraftanlæg kategori B, C og D

Det verificeres, at *vindkraftanlægget* overholder grænseværdierne for emission af forstyrrelser over 2 kHz på samme måde som for emission af *harmoniske forstyrrelser*. Dog benyttes eksponenten $\alpha=3$, såfremt summeringsreglerne anvendes.

Alternativt anvendes den godkendte emissionsmodel til verificering af, at grænseværdierne er overholdt.

5. Styring og regulering

5.1 Generelle krav

Alle reguleringsfunktioner i de følgende afsnit er med reference i *nettilslutningspunktet*.

Alle reguleringsfunktionerne skal kunne aktiveres/deaktiveres og indstilles med eksterne signaler, som angivet i afsnit 7.

De aktuelt aktiverede funktioner og parameterindstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, den *systemansvarlige virksomhed* fastlægger, før *vindkraftanlægget* kan tilsluttes det *kollektive elforsyningsnet*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – af hensyn til forsyningsikkerheden – have mulighed for at kunne aktivere eller deaktivere de specificerede reguleringsfunktioner og efter nærmere aftale med *anlægs ejer*, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer, kunne ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

Alle indstillingsværdier for frekvensparametre fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

For alle reguleringsfunktioner for aktiv og reaktiv effekt gælder, at nøjagtigheden for en fuldført regulering, over en periode på 1 minut, maksimalt må afvige 2 % af P_n henholdsvis Q_n .

Angivelser af fortegn på alle figurer følger *generatorkonventionen*.

De krævede MW- og Mvar-ydelser reduceres pro rata i forhold til antal *vindmøller*, som er i drift i *vindkraftanlægget*.

I nedenstående Tabel 14 er angivet minimumskrav til reguleringsfunktionalitet for et *vindkraftanlæg* i de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

I afsnit 7.2 er angivet krævede aktiveringssignaler og relaterede parametre.

Kategori	A2	B	C	D
Reguleringsfunktion				
<i>Frekvensrespons (5.2.1)</i>	X	X	X	X
<i>Frekvensregulering (5.2.2)*</i>	-	-	-	X
<i>Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)</i>	X	X	X	X
<i>Delta-effektbegrænser (5.2.3.2)</i>	-	-	-	X
<i>Gradient-effektbegrænser (5.2.3.3)</i>	X	X	X	X
<i>Q-regulering (5.3.1)*</i>	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering (5.3.2)*</i>	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering (5.3.3)*</i>	-	-	-	X
<i>Systemværn (5.4)</i>	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et anlæg må ikke udføre *frekvensregulering*, *Q-regulering*, *effektfaktorregulering* eller *spændingsregulering* uden særlig aftale med den systemansvarlige virksomhed.

Tabel 14 Krav til styrings- og reguleringsfunktioner for vindkraftanlæg.

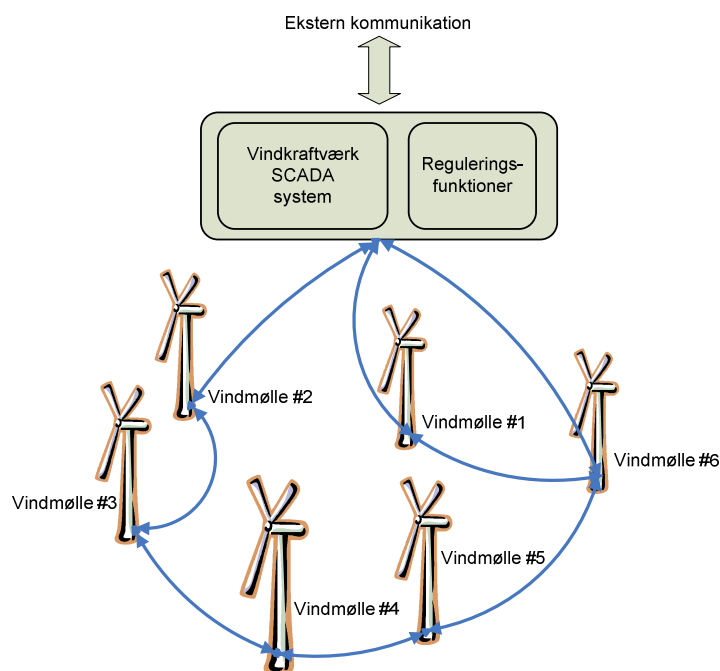
Efter en udkobling af et *vindkraftanlæg* på grund af en fejl i det *kollektive elforsyningsnet* må *vindkraftanlægget* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for grænserne, som angivet i afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

Et *vindkraftanlæg*, der forud for en fejl i det *kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for grænserne, som angivet i afsnit 3.1 og afsnit 3.2.

Vindkraftanlæg skal have de specificerede reguleringsfunktioner, som det fremgår af Tabel 14.

De forskellige reguleringsfunktioner skal sikre den overordnede styring, regulering og overvågning af *vindkraftanlæggets* produktion.

De forskellige reguleringsfunktioner kan være implementeret i den enkelte *vindmølle* eller være samlet i én *vindkraftanlægsregulator* eller en kombination deraf, forudsat at der kun er en grænseflade for kommunikation, som vist i Figur 8.



Figur 8 Skitse for en vindkraftanlægsregulator.

Alle ændringer af setpunkter skal registreres sammen med identifikation af ordreudsteder.

Alle ændringer af setpunkter eller ordre om ændring i produktionen skal være tidsstempelt med en nøjagtighed og en præcision på maksimalt 10 ms og med reference til UTC.

5.2 Reguleringsfunktioner for aktiv effekt

Et *vindkraftanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for aktiv effekt, som kan regulere den leverede aktive effekt fra et *vindkraftanlæg* i *nettilslutningspunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter.

Angivelse af setpunkter for aktiv effekt skal kunne gøres med en opløsning på 1 kW eller bedre.

De aktuelle indstillinger af parametre for aktiverede reguleringsfunktioner for aktiv effekt fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktioner for aktiv effekt overholde kravene i de følgende afsnit.

5.2.1 Frekvensrespons

Ved frekvensafvigelse i det *kollektive elforsyningsnet* skal *vindkraftanlægget* bidrage til netstabiliteten ved automatisk nedregulering af den aktive effekt ved netfrekvenser over f_R . Dette benævnes *frekvensrespons*.

Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse (1σ) på ± 5 mHz eller bedre.

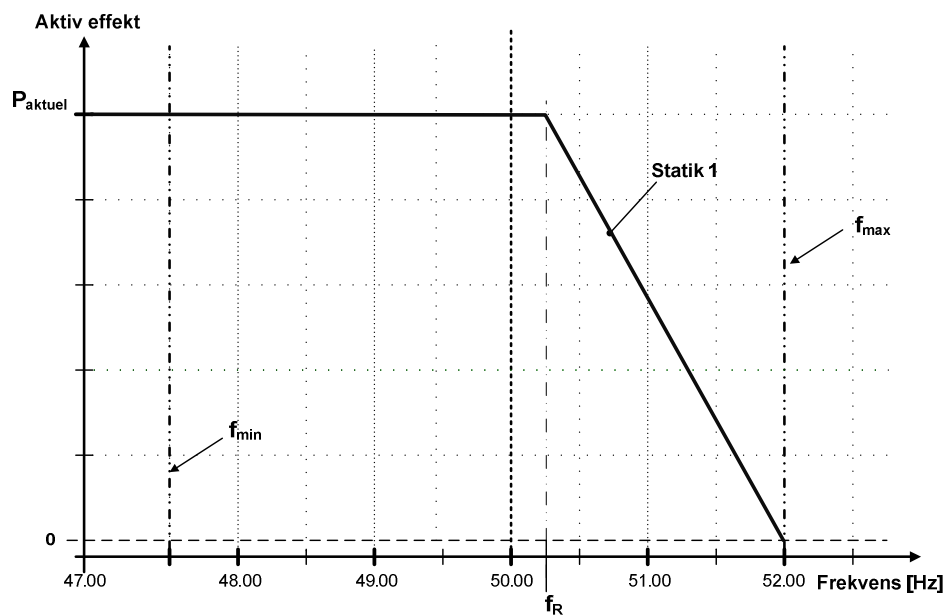
Frekvensresponsfunktionen skal kunne indstilles for frekvenspunkterne angivet i Figur 9.

Frekvensen f_R skal kunne indstilles til enhver værdi i området 50,00 Hz til 52,00¹ Hz med en nøjagtighed på 10 mHz eller bedre. Standardværdien for f_R er 50,20 Hz. Indstillingen af f_R fastlægges af den *systemansvarlige virksomhed*.

Statikken for nedreguleringen skal kunne indstilles til enhver værdi i området mellem 2 % til 12 % af P_n og udføres med en nøjagtighed på ± 10 % af P_n . Standardværdi for statikken er 4 % af P_n . Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. Statikken angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.

Frekvensresponsreguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret, og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

Elforsyningsvirksomheden, i hvis net *anlægget* er tilsluttet, kan koordinere starten af frekvensresponsen i forhold til funktionstiden af \emptyset -drift-detektering og derved sikre optimal \emptyset -drift-detekteringsfunktionalitet.



Figur 9 Frekvensrespons for et vindkraftanlæg.

5.2.2 Frekvensregulering

Ved frekvensafvigelser i det *kollektive elforsyningsnet* skal *vindkraftanlægget* kunne bidrage med *frekvensregulering* for at stabilisere netfrekvensen (50,00 Hz).

Frekvensmålinger skal udføres med en nøjagtighed på ± 10 mHz eller bedre og med en præcision, som har en standardafvigelse (1σ) på ± 5 mHz eller bedre.

¹ Funktionen er deaktiveret, hvis f_R indstilles til 52 Hz.

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne indstilles for alle frekvenspunkterne angivet i Figur 10, og frekvenserne f_{\min} , f_{\max} samt f_1 til f_7 skal kunne indstilles til enhver værdi i området 47,00 Hz til 52,00 Hz med en nøjagtighed på 10 mHz.

Frekvenspunkterne f_1 til f_4 har til formål at kunne danne forskellige *frekvensresponskurver* iht. kravene om levering af systemtjenesten "kritisk effektfrekvens", jf. TF 5.9.1 [ref. 20].

Statikken for regulering imellem de forskellige frekvenspunkter er illustreret i Figur 10 og angivet i signallisten i afsnit 7.

Statik er i denne sammenhæng ændringen i aktiv effekt som funktion af netfrekvensen. *Statikken* angives i procent af nominel effekt for *anlægget*.

P_{Δ} er det setpunkt, den aktuelle aktive effekt er reduceret til for eventuelt at kunne yde frekvensstabilisering (opregulering) ved faldende netfrekvens. I Figur 10 og Figur 11 er illustreret to forskellige P_{Δ} -værdier med samme *statik* (*statik* 1, 2, 3, 4).

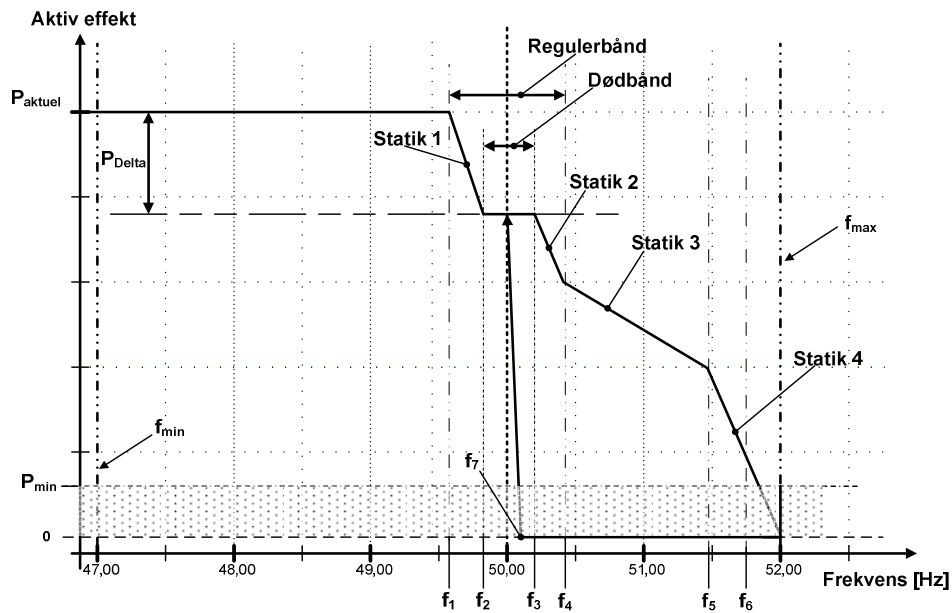
Reguleringen skal påbegyndes senest 2 sekunder efter, at en frekvensændring er konstateret og være fuldt udreguleret inden for 15 sekunder.

Ved nedregulering af den aktive effekt for *vindkraftanlægget* til under P_{\min} er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

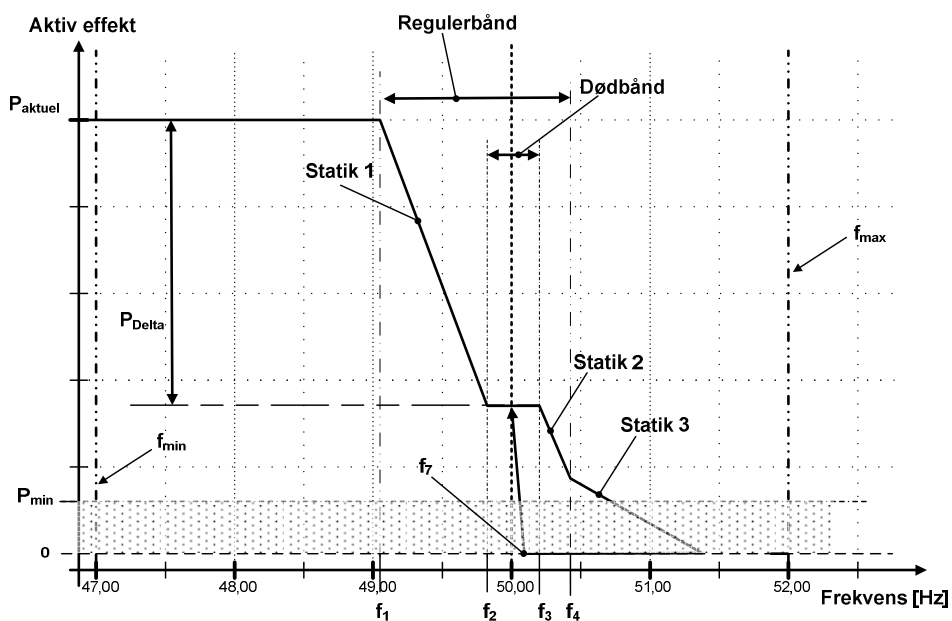
Ved opregulering af den aktive effekt for *vindkraftanlægget* er det accepteret, at designmæssige begrænsninger kan forøge udreguleringstiden, hvis opreguleringstrinnet overstiger 10 % af P_n .

Ved netfrekvenser over f_5 må opregulering af *vindkraftanlægget* først påbegyndes, når netfrekvensen er reduceret til under f_7 .

Frekvensreguleringsfunktionen har til formål at regulere den aktive effekt ved netfrekvenser større end f_1 , som angivet på Figur 10 og Figur 11.



Figur 10 Frekvensregulering for vindkraftanlæg skitseret med en mindre nedregulering P_{Delta} .



Figur 11 Frekvensregulering for vindkraftanlæg skitseret med en stor nedregulering P_{Delta} .

Frekvensreguleringsfunktionen skal kunne aktiveres i intervallet fra f_{min} til f_{max} .

Regulering efter et nyt parametersæt for frekvensreguleringen skal være mulig senest 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3 Begrænsningsfunktioner

Et vindkraftanlæg skal være udstyret med begrænsningsfunktioner, som er supplerende reguleringsfunktioner for regulering af aktiv effekt. Begrænsningsfunk-

tioner anvendes for at undgå ustabilitet eller overbelastning i det *kollektive elforsyningsnet* i forbindelse med koblinger i det *kollektive elforsyningsnet* ved fejlsituationer eller lignende.

De krævede begrænsningsfunktioner er specificeret i de følgende afsnit.

5.2.3.1 Absolut-effektbegrænsere

Absolut-effektbegrænsere bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *vindkraftanlæg* til en setpunktsbestemt maksimal effektgrænse i *nettilslutningspunktet*.

Absolut-effektbegrænsere bruges primært til at beskytte det *kollektive elforsyningsnet* mod overbelastning i kritiske situationer.

Regulering med en ny parameter for *absolut-effektbegrænsere* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3.2 Delta-effektbegrænsere (rullende reserve)

Delta-effektbegrænsere bruges til at begrænse den aktive effekt fra et *vindkraftanlæg* til en ønsket konstant værdi i forhold til mulig aktiv effekt.

Delta-effektbegrænsere bruges ofte til at opnå en reguleringsreserve til opreguleringsformål i forbindelse med *frekvensregulering*.

Regulering med en ny parameter for *delta-effektbegrænsere* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

5.2.3.3 Gradient-effektbegrænsere

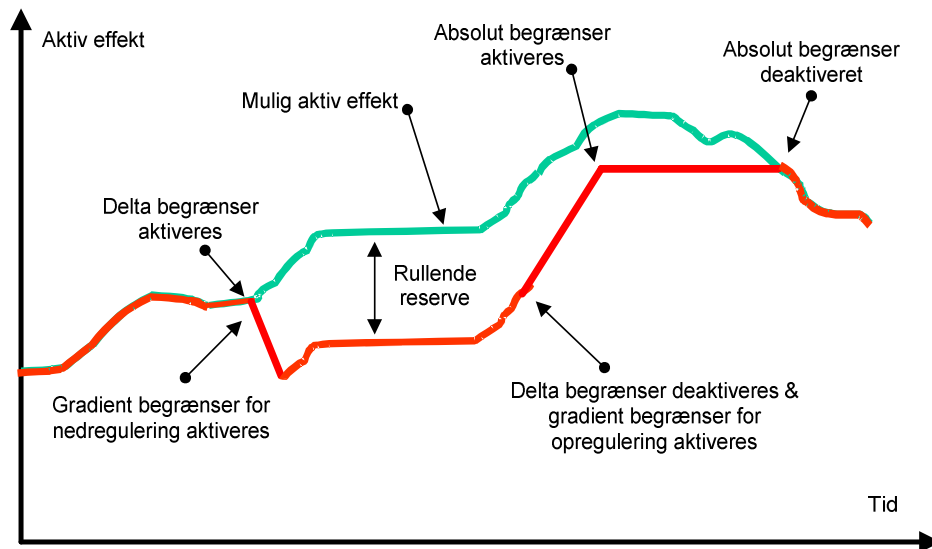
Gradient-effektbegrænsere bruges til at begrænse den maksimale hastighed, som den aktive effekt kan ændres med ved ændringer i vindhastigheden eller ved ændrede setpunkter for aktiv effekt.

Gradient-effektbegrænsere bruges sædvanligvis af systemdriftsmæssige årsager, så ændringerne i aktiv effekt ikke giver stabilitetsmæssige problemer i det *kollektive elforsyningsnet*.

Regulering med en ny parameter for *gradient-effektbegrænsere* for aktiv effekt skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om parameterændring.

Maksimal værdi for *gradient-effektbegrænsere* er standard 100 kW/s.

I Figur 12 er vist en oversigt dækkende begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.



Figur 12 Skitse af begrænsningsfunktioner for aktiv effekt.

5.3 Reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding

Et *vindkraftanlæg* skal være udstyret med reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding, som kan regulere den reaktive effekt fra et *vindkraftanlæg* i *nettilslutningspunktet*, og med en reguleringsfunktion, som regulerer spændingen i *spændingsreferencepunktet* via aktiveringsordrer, der indeholder setpunkter for de specificerede parametre.

Reguleringsfunktionerne for levering af en bestemt reaktiv effekt (Q), *effektfaktor-* og *spændingsregulering* udelukker gensidigt hinanden, så det kun er en af de tre funktioner, der kan aktiveres ad gangen.

Gradient for reaktiv effektregulering skal kunne indstilles via setpunkter. Som standard skal *gradienten* for reguleringen være 10 Mvar/s.

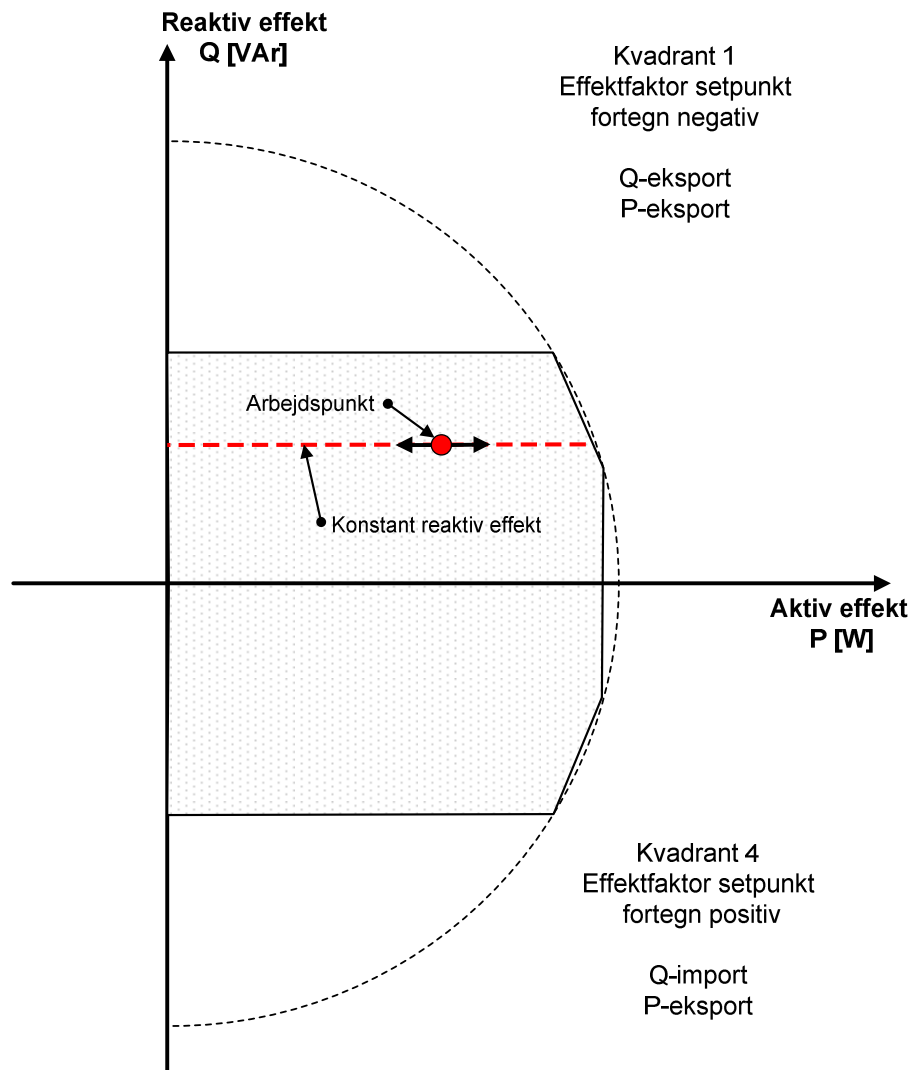
De aktuelle indstillinger af parametre for reguleringsfunktioner for reaktiv effekt og spænding fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* inden idriftsættelsen.

Ud over de generelle krav angivet i afsnit 5.1 skal reguleringsfunktionerne for reaktiv effektregulering, *effektfaktorregulering* og *spændingsregulering* overholde kravene i de følgende afsnit.

5.3.1 Q-regulering

Q-regulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt uafhængigt af den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*.

Denne reguleringsfunktion er skitseret på nedenstående figur som en vandret linje.



Figur 13 Reaktiv effektreguleringsfunktioner for et vindkraftanlæg, Q-regulering.

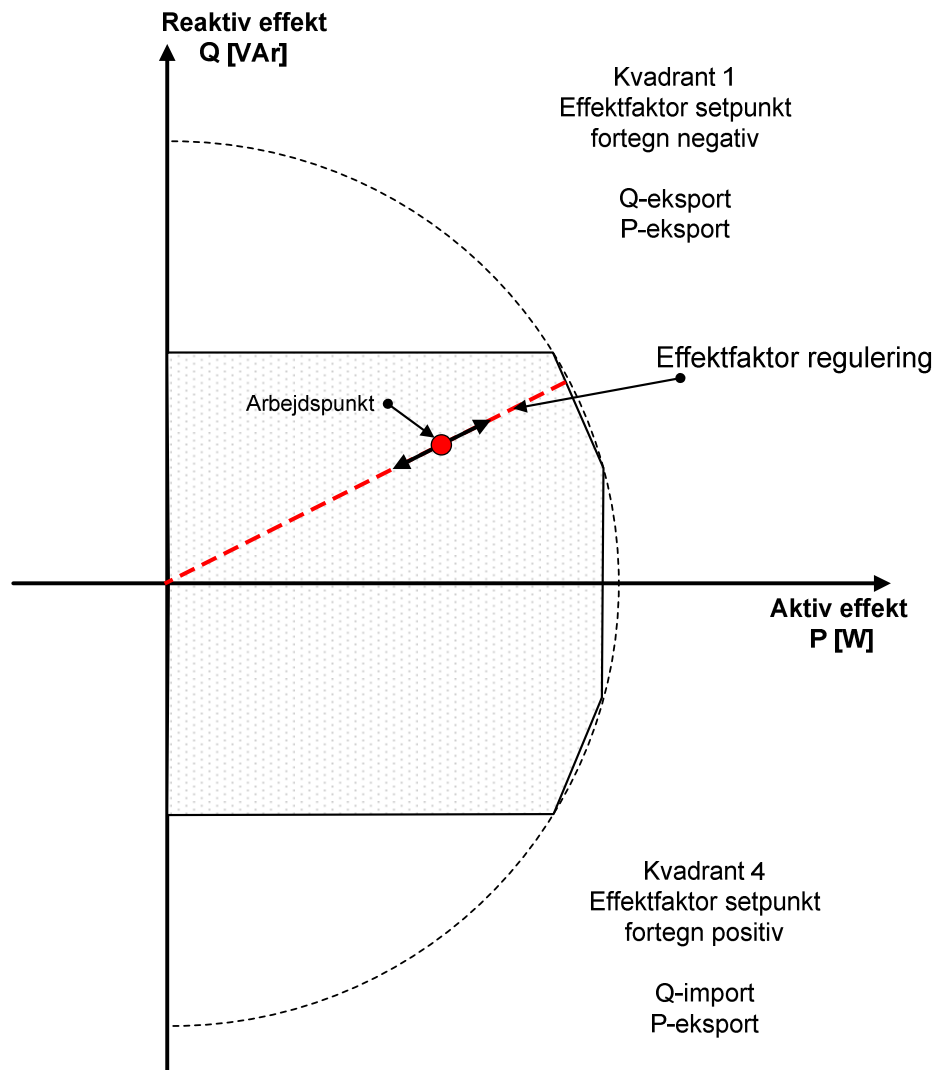
Regulering til et nyt setpunkt for Q skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

Vindkraftanlægget skal kunne modtage et setpunkt for Q med en opløsning på 1 kVAr.

5.3.2 Effektfaktorregulering

Effektfaktorregulering er en reguleringsfunktion, der regulerer den reaktive effekt proportionalt med den aktive effekt i *nettilslutningspunktet*, som er vist med en linje med en konstant hældning i Figur 14.

Vindkraftanlægget skal kunne modtage et setpunkt for effektfaktoren med en opløsning på 0,01.



Figur 14 Reaktiv effektreguleringsfunktioner for et vindkraftanlæg, effektfaktorregulering.

Regulering til et nyt setpunkt for *effektfaktor* skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 30 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for en fuldført regulering, over en periode på 1 minut, maksimalt må afvige 2 % af Q_n .

5.3.3 Spændingsregulering

Spændingsregulering er en reguleringsfunktion, der stabiliserer spændingen i *spændingsreferencepunktet*. *Spændingsreguleringen* skal have et indstillingsområde inden for minimal til maksimal spænding, som angivet i Tabel 1, med en nøjagtighed på 0,5 % af *nominel spænding* eller bedre.

Regulering til et nyt setpunkt for spændingen skal påbegyndes inden for 2 sekunder og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om setpunktsændring.

For reguleringsfunktionen gælder, at nøjagtigheden for en fuldført regulering, over en periode på 1 minut, maksimalt må afvige 2 % af Q_n .

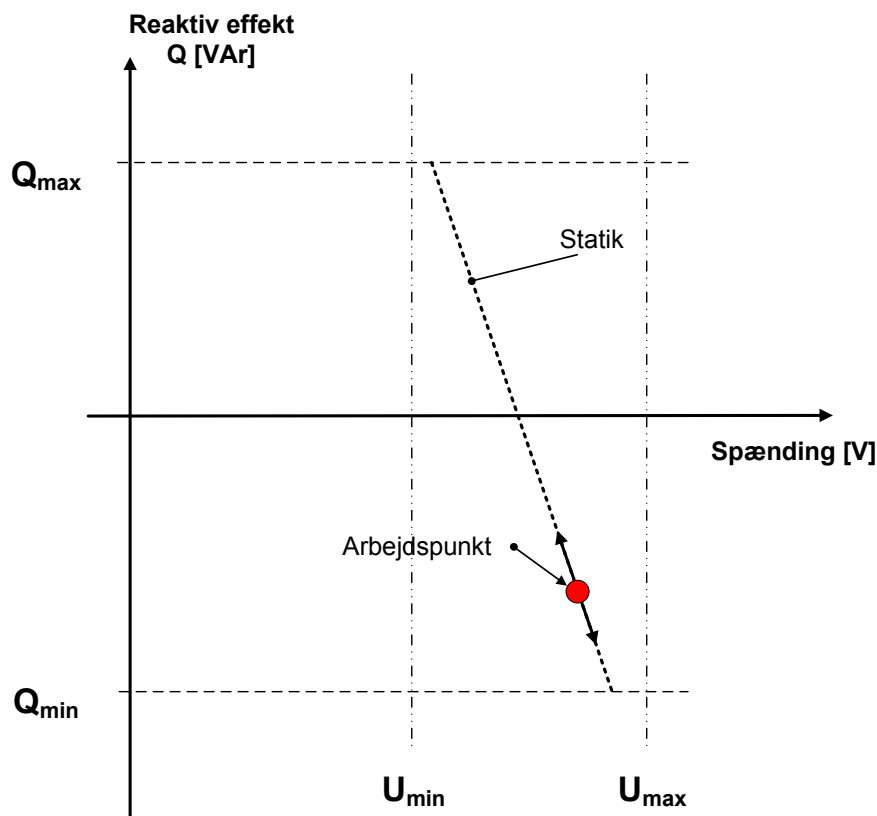
Det enkelte *vindkraftanlæg* skal regulere inden for *anlæggets* dynamikområde og spændingsgrænser med den konfigurerede *statik*.

En skitse over en sådan regulering er vist på Figur 15.

Referencepunkt for *spændingsregulering* er *spændingsreferencepunktet*.

Når *spændingsreguleringen* har nået *vindkraftanlæggets* dynamiske designgrænser, skal reguleringsfunktionen afvente eventuel overordnet regulering fra viklingskobler eller andre *spændingsreguleringsfunktioner*.

Den overordnede koordinering af spændingen varetages af *elforsyningsvirksomheden* i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed*.



Figur 15 Spændingsregulering for et vindkraftanlæg.

5.4 Systemværn

Et *vindkraftanlæg* skal være udstyret med et systemværn, som er en reguleringsfunktion, der på baggrund af en nedreguleringsordre meget hurtigt skal

kunne regulere den aktive effekt leveret fra et *vindkraftanlæg* til et eller flere foruddefinerede setpunkter. Setpunkterne fastlægges af *elforsyningsvirksomheden* ved idriftsættelsen, inden for de rammer den *system ansvarlige virksomhed* fastlægger.

Vindkraftanlægget skal have mulighed for minimum fem forskellige konfigurerbare reguleringstrin.

Som standardværdier anbefales følgende reguleringstrin:

1. Til 70 % af *mærkeeffekt*
2. Til 50 % af *mærkeeffekt*
3. Til 40 % af *mærkeeffekt*
4. Til 25 % af *mærkeeffekt*
5. Til 0 % af *mærkeeffekt*, dvs. *anlægget* er stoppet, men ikke afkoblet fra nettet.

Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

Reguleringen skal påbegyndes inden for 1 sekund og skal være fuldført inden for 10 sekunder fra modtagelse af ordre om nedregulering.

I det tilfælde at der til systemværnet beordres en opregulering, fx fra trin 4 (25 %) til trin 3 (40 %), accepteres det, at designmæssige grænser for *anlæggets vindmøller* eller øvrige *anlægskomponenter* kan give en forøget tid for fuldførelse af ordren.

5.5 Prioritering af reguleringsfunktioner

De enkelte reguleringsfunktioner i et *vindkraftanlæg* skal have en indbyrdes prioritering. Reguleringsfunktion med prioritet 1 har præference foran prioritet 2, osv.

Den anbefalede prioritering imellem funktionerne i et *vindkraftanlæg* er følgende:

1. Beskyttelsesfunktioner, jf. afsnit 6
2. Systemværn, jf. afsnit 5.4
3. *Frekvensregulering*, jf. afsnit 5.2.2
4. Begrænsningsfunktioner, jf. afsnit 5.2.3.

5.6 Krav til regulering af aktiv effekt

Tabel 15 viser minimumskrav til reguleringsfunktionalitet for aktiv effekt i de fire anlægskategorier, jf. afsnit 1.2.5.

Reguleringsfunktion \ Kategori	A2	B	C	D
Frekvensrespons (5.2.1)*)	X	X	X	X
Frekvensregulering (5.2.2)*)	-	-	-	X
Absolut-effektbegrænser (5.2.3.1)	X	X	X	X
Delta-effektbegrænser (5.2.3.2)	-	-	-	X
Gradient-effektbegrænser (5.2.3.3)	X	X	X	X
Systemværn (5.4)	-	-	X	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et vindkraftanlæg skal som standard konfigureres med frekvensresponsfunktionen aktiveret. Anden form for frekvensregulering aftales med den systemansvarlige virksomhed.

Tabel 15 Styrings- og reguleringsfunktioner for aktiv effekt.

5.6.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal vindkraftanlæg i kategori A2 som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 15.

Et vindkraftanlæg i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.1 og 7.2.1.

5.6.2 Vindkraftanlæg kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal vindkraftanlæg i kategori B som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 15.

Et vindkraftanlæg i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.2 og 7.2.2.

5.6.3 Vindkraftanlæg kategori C

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal vindkraftanlæg i kategori C som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner, som specificeret i Tabel 15.

Et vindkraftanlæg i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.3 og 7.2.3.

Vindkraftanlæg i denne kategori skal som minimum kunne nedregulere den aktive effekt fra vindkraftanlægget kontinuert til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til højst 40 % af mærkeeffekten.

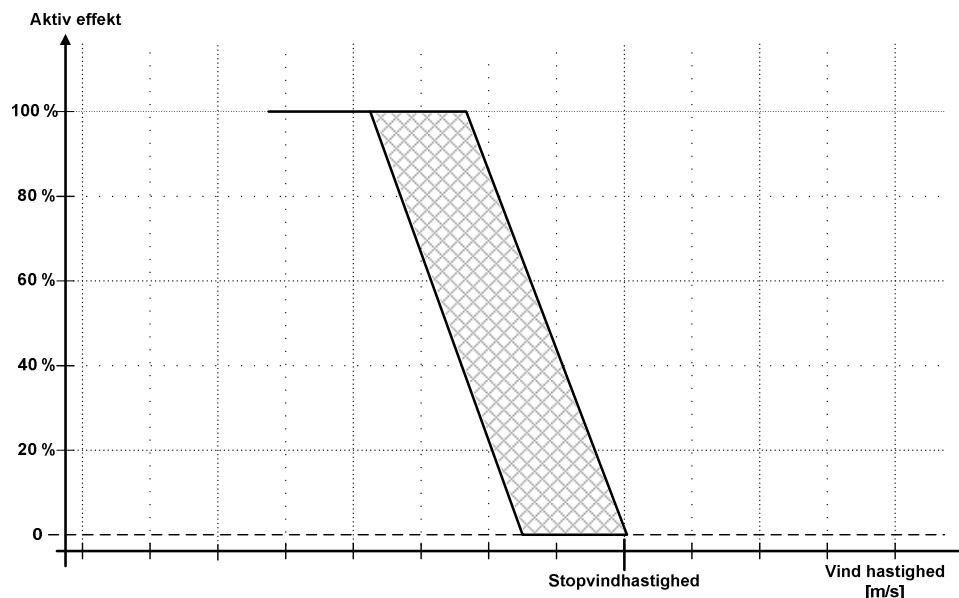
Et vindkraftanlæg i denne kategori skal være forberedt til at kunne nedregulere den aktive effektproduktion, når der optræder høje vindhastigheder, inden vindmøllernes indbyggede beskyttelsesfunktion ved høje vindhastigheder (*stop-vindhastighed*) aktiveres.

Dette krav skyldes, at stabiliteten i det *kollektive elforsyningsnet* skal kunne opretholdes under ekstreme vejrforhold, herunder høje vindhastigheder. Som minimum skal *vindkraftanlægget* være udstyret med en automatisk nedreguleringsfunktion, der gør det muligt at undgå en momentan afbrydelse af aktiv effektproduktion ved vindhastigheder, der overskrider højvindsbegrænsninger i *vindmøllerne*.

Reguleringsfunktionen skal kunne aktiveres /deaktiveres via ordrer.

Nedregulering kan foretages som en kontinuert regulering eller en diskret regulering. Diskret regulering må maksimalt have en trinstorelse på 25 % af *mærkeeffekten* inden for det skraverede område vist i Figur 16. Ved nedregulering er det tilladt at stoppe enkelte *vindmøller*.

Nedreguleringsbåndet aftales med den *systemansvarlige virksomhed* ved idriftsættelse af *vindkraftanlægget*. Bredden af nedreguleringsbåndet kan afhænge af de lokale vindforhold.



Figur 16 Nedregulering af aktiv effekt ved høje vindhastigheder.

5.6.4 Vindkraftanlæg kategori D

Ud over kravene specificeret i afsnit 5.6.3 skal *vindkraftanlæg* i kategori D som minimum have styrings- og reguleringsfunktioner som specificeret i Tabel 15.

Et *vindkraftanlæg* i denne kategori skal kunne regulere den aktive effekt kontinuert til en vilkårlig værdi i intervallet fra 100 % til højst 20 % af *mærkeeffekten*.

Et *vindkraftanlæg* i denne kategori skal være forberedt til at kunne udveksle den information, der er specificeret i afsnit 7.1.3 samt 7.2.4.

5.7 Opgørelse af ikke-leveret aktiv effekt

For *vindkraftanlæg*, der er omfattet af lovgivning om kompensation ved påbud om nedregulering – jf. markedsforskriften Bilag E: "Kompensation til havvindmølleparker ved påbudt nedregulering" [ref. 23], skal *vindkraftanlægsoperatøren* som minimum levere de krævede informationer, som specificeret i ovennævnte markedsforskrift.

5.8 Krav til regulering af reaktiv effekt

Vindkraftanlæg i de fire *anlægs kategorier*, jf. afsnit 1.2.5, skal som minimum have de specificerede reaktive effektreguleringsfunktioner, som fremgår af Tabel 16.

Kategori	A2	B	C	D
Reguleringsfunktion				
<i>Q-regulering</i> (5.3.1) ^{*)}	X	X	X	X
<i>Effektfaktorregulering</i> (5.3.2) ^{*)}	X	X	X	X
<i>Spændingsregulering</i> (5.3.3) ^{*)}	-	-	-	X

Tallet i parentes i de enkelte rækker angiver afsnittet, hvor funktionen er beskrevet.

*) Et *anlæg* skal som standard konfigureres med *Q-regulering* og med et setpunkt på 0 VAR. Anden reaktiv regulering aftales med *elforsyningsvirksomheden*.

Tabel 16 Styrings- og reguleringsfunktioner for reaktiv effekt.

5.8.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2, skal *vindkraftanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 16.

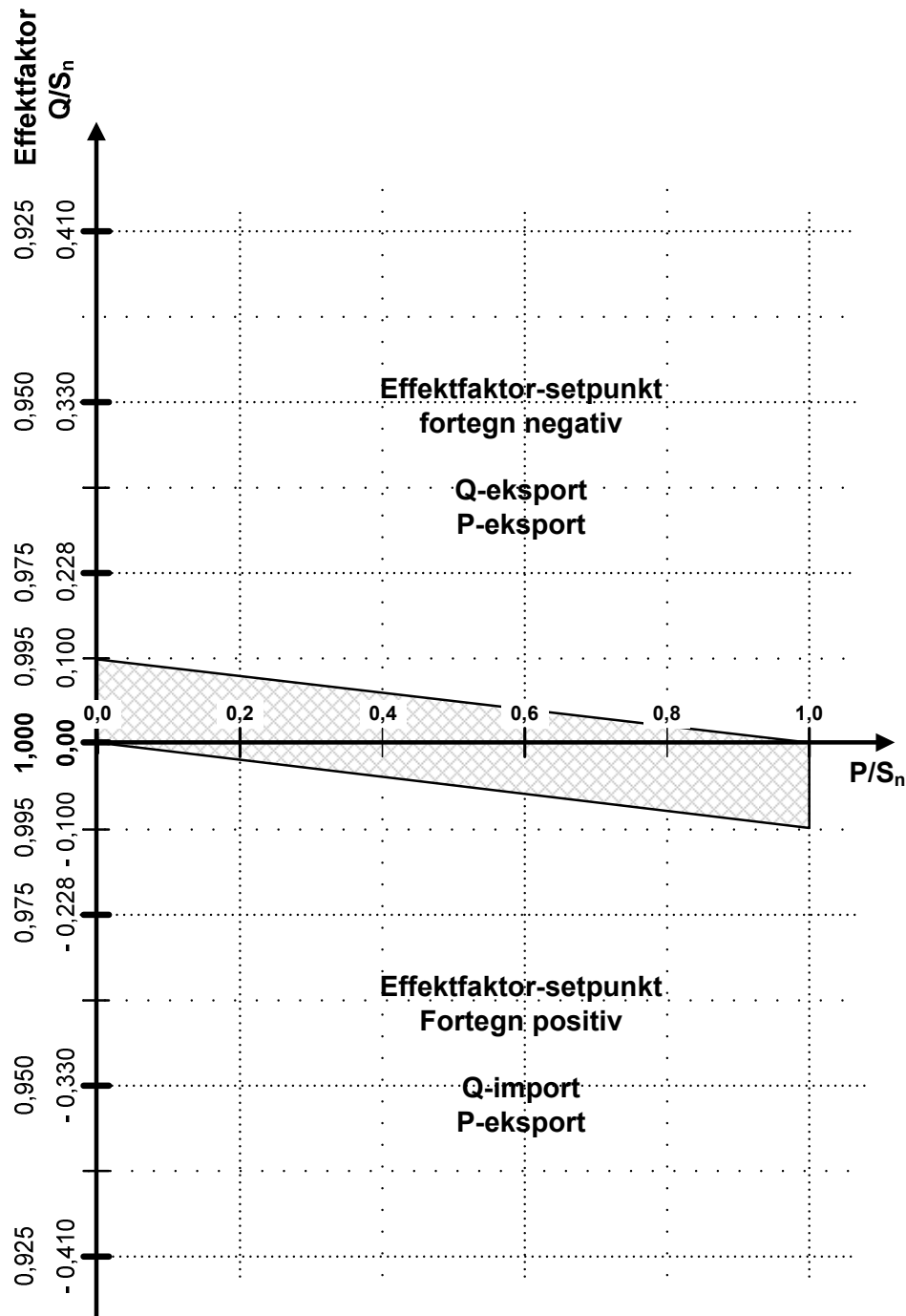
Vindkraftanlægget skal være designet således, at *effektfaktorintervallet* $0,95 < \text{effektfaktor} < 1,0$ overholdes ved produktion større end 20 % af *mærkeeffekten*.

5.8.2 Vindkraftanlæg kategori B

Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2, skal *vindkraftanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 16.

Vindkraftanlægget skal være designet således, at arbejds punktet til enhver tid befinder sig inden for det skraverede område vist i Figur 17.

Når *vindkraftanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt, kræves ikke nogen kompenserings for den reaktive effekt fra *anlægsinfrastrukturen*.



Figur 17 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori B.

5.8.3 Vindkraftanlæg kategori C

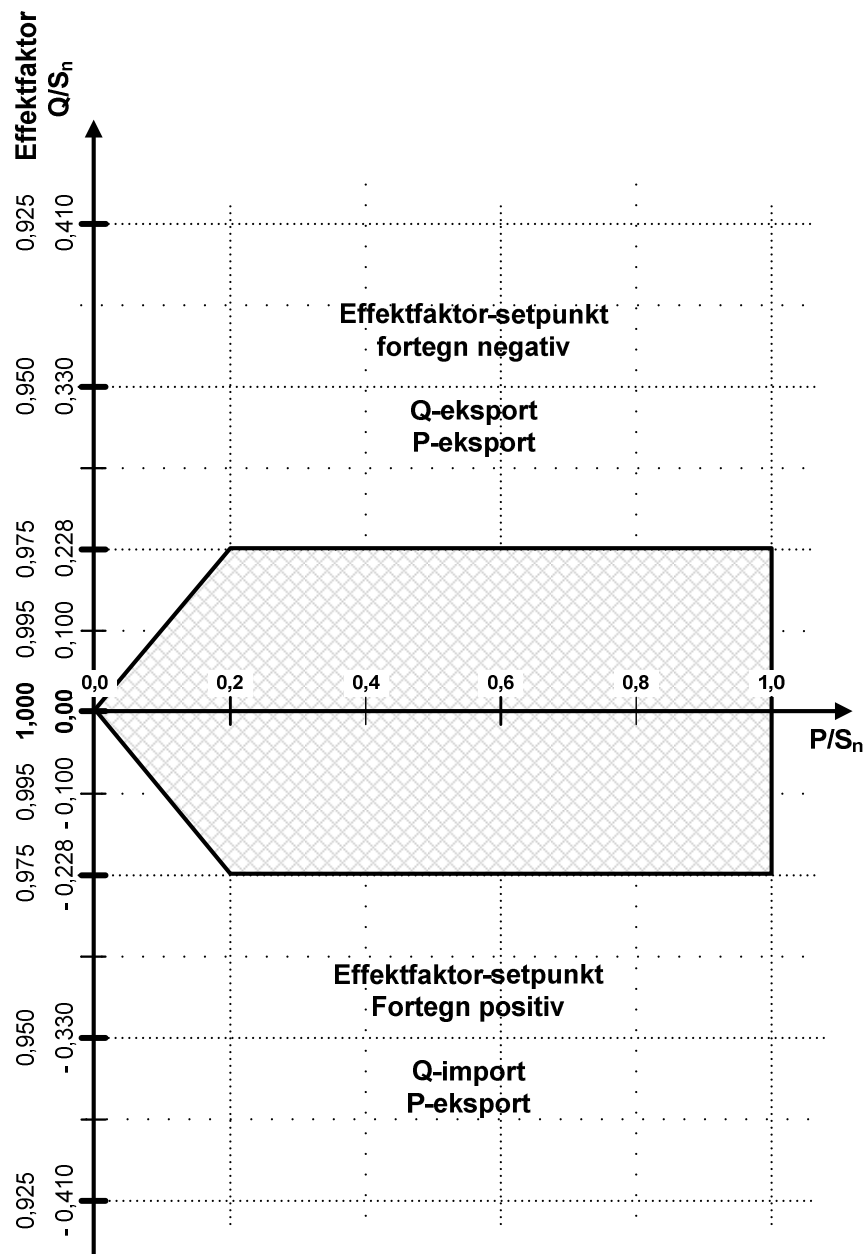
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *vindkraftanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 16.

Vindkraftanlægget skal være designet således, at arbejds punktet for levering af reaktiv effekt skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 18.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, som den *systemansvarlige virksomhed* fastlægger.

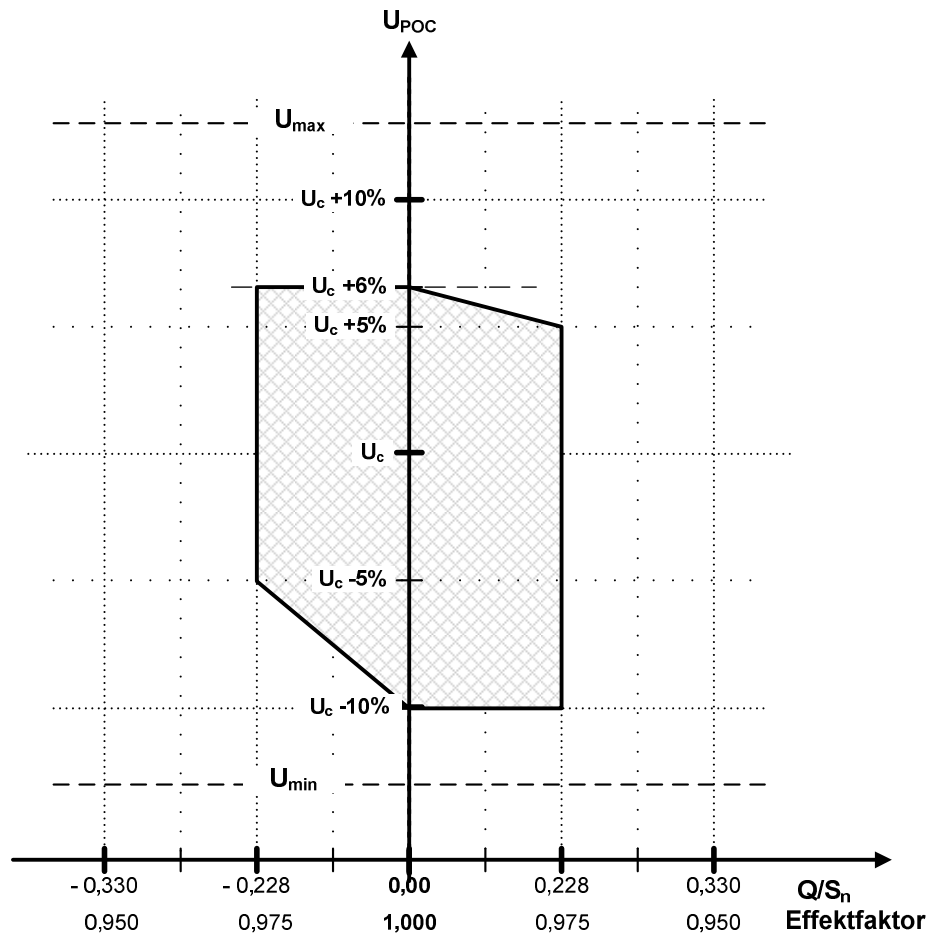
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *anlægsinfrastrukturens* reaktive effekt i situationer, hvor *vindkraftanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 18 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori C.

I Figur 19 er angivet i hvilket område for U_c , at levering af reaktiv effekt er påkrævet for vindkraftanlæg i kategori C.



Figur 19 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftanlæg i kategori C.

5.8.4 Vindkraftanlæg kategori D

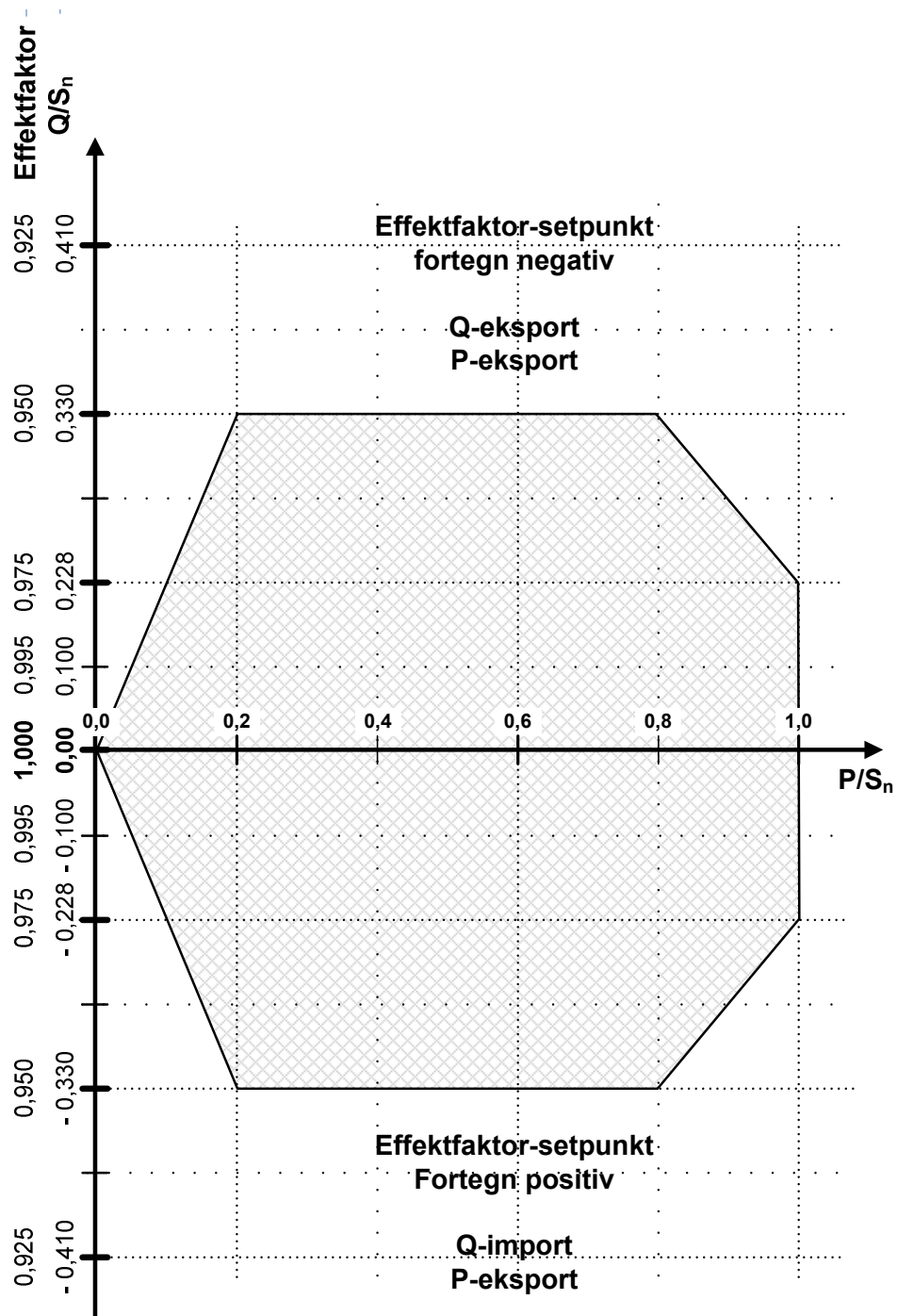
Ud over de generelle krav i afsnit 5.1 og krav til *normal produktion* i afsnit 3.2 skal *vindkraftanlæg* i denne kategori som minimum have de styrings- og reguleringsfunktioner, som er specificeret i Tabel 16.

Vindkraftanlægget skal være designet således, at arbejds punktet for levering af reaktiv effekt skal kunne befinde sig i et hvilket som helst punkt inden for det skraverede område, jf. Figur 20.

Reguleringsform og indstillinger aftales med *elforsyningsvirksomheden* inden for de rammer, som den *systemansvarlige virksomhed* fastlægger.

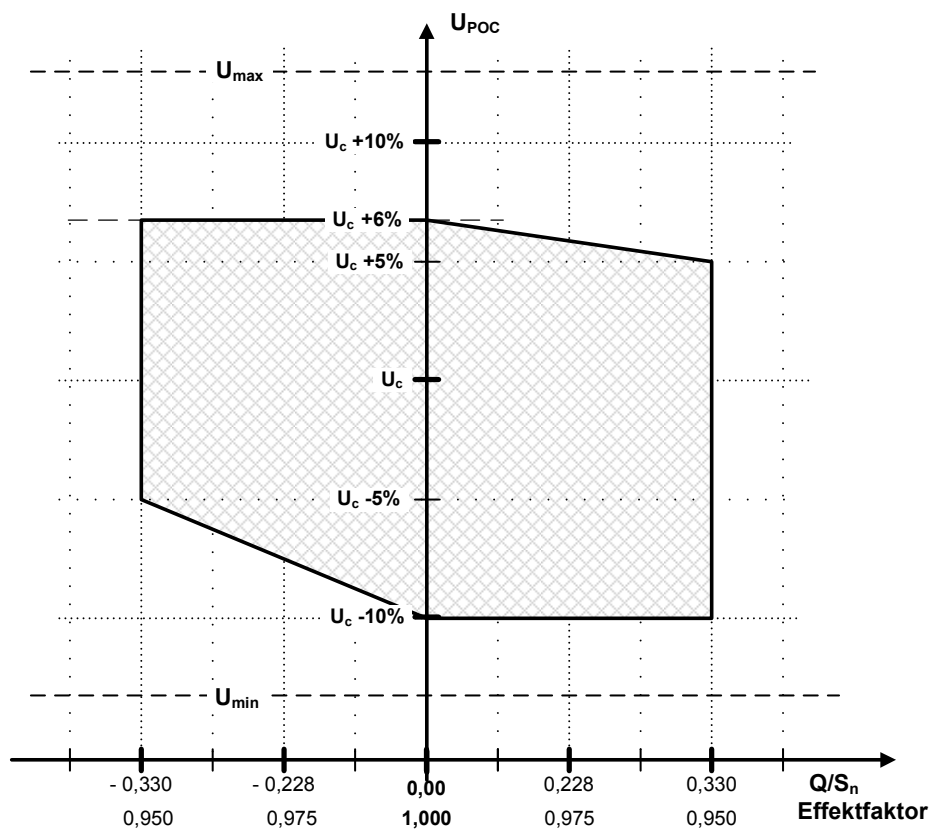
Det påhviler *anlægsejer* at kompensere for *anlægsinfrastrukturens* reaktive effekt i situationer, hvor *vindkraftanlægget* er udkoblet eller ikke producerer aktiv effekt.

Kompensering kan eventuelt foretages i elsystemet efter nærmere aftale med *elforsyningsvirksomheden*.



Figur 20 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til aktiv effekt-niveau ved U_c for vindkraftanlæg i kategori D.

I Figur 21 er angivet, i hvilket område for U_c , at levering af reaktiv effekt er påkrævet for vindkraftanlæg i kategori D.



Figur 21 Krav til levering af reaktiv effekt i forhold til U_c for vindkraftanlæg i kategori D.

6. Beskyttelse

6.1 Generelt

Beskyttelse af et *vindkraftanlæg* skal dels beskytte *vindkraftanlægget* og dels være med til at sikre stabilitet i *det kollektive elforsyningsnet*.

Det er *anlægsejers* ansvar, at *vindkraftanlægget* dimensioneres og udstyres med de nødvendige beskyttelsesfunktioner, så *vindkraftanlægget*:

- sikres mod skader som følge af fejl og hændelser i *det kollektive elforsyningsnet*
- sikres mod skader som følge af asynkrone sammenkoblinger
- beskyttes mod udkoblinger i ikke-kritiske situationer for *vindkraftanlægget*.

Elforsyningsvirksomheden eller den *systemansvarlige virksomhed* kan kræve indstillingsværdierne for beskyttelsesfunktioner ændret efter idriftsættelsen, hvis det vurderes at have betydning for driften af *det kollektive elforsyningsnet*.

Ændringen må dog ikke føre til, at *vindkraftanlægget* udsættes for påvirkninger fra *det kollektive elforsyningsnet*, der ligger uden for de designmæssige krav angivet i afsnit 3.

Efter en udkobling af et *vindkraftanlæg* på grund af en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* må *vindkraftanlægget* tidligst indkoble automatisk tre minutter efter, at spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold angivet i afsnit 3.2.

Et *vindkraftanlæg*, der forud for en fejl i *det kollektive elforsyningsnet* var udkoblet af et eksternt signal, må ikke indkobles, før det eksterne signal er fjernet, og spænding og frekvens igen er inden for de normale driftsforhold, der er angivet i afsnit 3.2.

Det påhviler *elforsyningsvirksomheden*, på anfordring fra *anlægsejer*, at oplyse den største og mindste *kortslutningsstrøm*, der kan forventes i *nettilslutningspunktet*, samt andre oplysninger for *det kollektive elforsyningsnet*, som er nødvendige for at fastlægge *vindkraftanlæggets* beskyttelsesfunktioner.

6.2 Krav til beskyttelsesindstillinger

Vindkraftanlæggets beskyttelsesfunktioner og tilhørende indstillinger skal være som angivet i de følgende underafsnit. Kun efter tilladelse fra *elforsyningsvirksomheden* må der anvendes indstillinger, der afviger fra de krævede indstillingsværdier i tilfælde af fx problemer med lokale overspændinger.

Alle indstillinger er angivet som RMS-værdier.

Vindkraftanlægget skal udkobles eller stoppes, hvis et målesignal afviger mere fra dets nominelle værdi end indstillingen.

Den oplyste funktionstid er den måletid, hvor udløsebetingsen konstant skal være opfyldt, før beskyttelsesfunktionen må afgive udløsesignal.

Anvendelsen af vektorspringsrelæer som beskyttelsesfunktion mod \emptyset -drift/netudfald er ikke tilladt.

Måling af frekvens skal ske samtidigt på anvendte faser.

Vindkraftanlægget må ikke udkoble ved et momentant fasespring op til 20° i nettilslutningspunktet.

6.2.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,85 \cdot U_n$	V	10...60	s	50 s
Underspænding (trin2) ***)	$U_{<<}$	$0,80 \cdot U_n$	V	100...200	ms	100 ms
Overfrekvens	$f_{>}$	52,0	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47,0	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring ***)	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

***) En af de specificerede funktioner skal være implementeret.

Tabel 17 Krav til vindkraftanlæg kategori A2.

6.2.2 Vindkraftanlæg kategori B

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 18 Krav til vindkraftanlæg kategori B.

6.2.3 Vindkraftanlæg kategori C

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 19 Krav til vindkraftanlæg kategori C.

6.2.4 Vindkraftanlæg kategori D

Beskyttelsesfunktioner med tilhørende driftsmæssige indstillinger og funktionstid skal være som angivet i nedenstående tabel.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid		Standardværdi
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$	$1,20 \cdot U_n$	V	0...100	ms	100 ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$	$1,15 \cdot U_n$	V	100...200	ms	200 ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$	$1,10 \cdot U_n$	V	60	s	60 s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$	$0,90 \cdot U_n$	V	10...60	s	10 s
Overfrekvens	$f_{>}$	52	Hz	200	ms	200 ms
Underfrekvens	$f_{<}$	47	Hz	200	ms	200 ms
Frekvensændring	df/dt	$\pm 2,5$	Hz/s	50...100	ms	80 ms

Tabel 20 Krav til vindkraftanlæg kategori D.

7. Udveksling af signaler og datakommunikation

7.1 Krav til datakommunikation

Af hensyn til driften af det *kollektive elforsyningsnet* skal *anlægget* i *anlæggets* kommunikationsgrænseflade være forberedt til datakommunikation imellem *vindmølleoperatøren* og den *systemansvarlige virksomhed* samt *elforsyningsvirksomheden* i overensstemmelse med denne forskrift.

7.1.1 Vindkraftanlæg kategori A2

Vindkraftanlæg i kategori A2 skal være forberedt til at kunne modtage et eksternt signal, der tillader start ("Frigivet til start") og et eksternt stopsignal. De eksterne signaler forventes at være pulssignaler.

Kravet anses for opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med det eksterne stopsignal og signalet "Frigivet til start" via en klemrække.

7.1.2 Vindkraftanlæg kategori B

Vindkraftanlæg i kategori B skal være forberedt til at kunne modtage et eksternt signal, der tillader start ("Frigivet til start") og et eksternt stopsignal.

Signalerne skal være tilgængelige via en klemrække eller på *PCOM*-grænsefladen via kommandoer i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.2.

7.1.3 Vindkraftanlæg kategori C og D

Vindkraftanlæg i kategori C og D skal kunne udveksle de informationer på *PCOM*-grænsefladen, som er specificeret i afsnit 7.2.3 og 7.2.4.

Signalerne skal være tilgængelige via kommandoer på *PCOM*-grænsefladen i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.2.

Korrekte målinger og datakommunikation skal kunne opretholdes under alle forhold, herunder situationer med driftsstop på et *vindkraftanlæg* og situationer med spændingsløst net.

En lokal backupforsyning skal som minimum sikre en logning af relevante målinger og data samt sikre en kontrolleret nedlukning af *vindkraftanlæggets* kontrol- og overvågningsystem. Behov for logning i forbindelse med nedlukning er på minutniveau.

Alle målinger og data, der er relevante for registrering og analyse, skal logges med en tidsstempling og en nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*. Tidsstempling skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms og en præcision på 1 ms eller bedre.

7.2 Datakommunikation

Informationen for et *vindkraftanlæg* skal benævnes, modelleres og grupperes, som specificeret i IEC 61400-25-standardserien, IEC 61400-25-1 [ref. 14], IEC 61400-25-2 [ref. 15] og IEC 61400-25-3 [ref. 16].

Informationsudvekslingen for et *vindkraftanlæg* skal være implementeret med en protokolstak iht. specifikationerne i IEC 61400-25-4 [ref. 17] og IEC 60870-5-104 [ref. 8].

Konfigureringen af protokolstakken skal udføres, så *anlægget* som minimum kan kommunikere med to overordnede enheder.

Den endelige løsning aftales med den *systemansvarlige virksomhed*.

Datakommunikation med *anlægget* skal være til rådighed for den *systemansvarlige virksomhed* og *elforsyningsvirksomheden*, som angivet på Figur 3 i kommunikationsgrænsefladen for *anlægget* benævnt *PCOM*.

Informationer, målesignaler og aktiveringsmuligheder, som specificeret i dette afsnit, skal etableres og være til rådighed for de respektive aktører, som specificeret for de enkelte størrelser af *anlæg* i nedenstående afsnit.

Aktivering af de enkelte funktioner i *anlæggene* og konfiguration af de specifikke parametre skal opfylde kravene angivet i Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 19].

De individuelle krav til omfang af informationer og signaler er specificeret i nedenstående afsnit for de enkelte *anlægskategorier*.

7.2.1 Vindkraftanlæg kategori A2

For *vindkraftanlæg* i kategori A2 kræves ikke online kommunikation.

Vindkraftanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler:

Signal #	Signalbetegnelse
A1.1	Stopsignal
A1.2	Holdesignal - "Frigivet til start"

Tabel 21 Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori A2.

Kravene anses for værende opfyldt, hvis den normale stopkreds kan kontrolleres med de eksterne signaler (A1.1 og A1.2) via en klemrække.

Parametre til *frekvensrespons* funktionen samt aktiv og reaktiv effektreguleringsfunktionerne skal som minimum kunne aktiveres/deaktiveres og opsættes via et betjeningspanel, relækontakter eller eksterne signaler. Parametre er angivet i nedenstående tabel.

A1.3	Aktiv effektregulering – <i>gradient-effektbegrænser</i>
A1.4	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
A1.5	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
A1.6	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
A1.7	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
A1.8	Reaktiv effektregulering – Q-regulering
A1.9	Reaktiv effektregulering – effektfaktorregulering

A1.10	Reaktiv effektregulering – automatisk effektfaktorregulering
A1.11	<i>Frekvensrespons – statik</i> for nedregulering fra f_R
A1.12	<i>Frekvensrespons – startfrekvens</i> for <i>frekvensrespons – f_R</i>

Tabel 22 Krav til parametre for reguleringsfunktioner – A2.

7.2.2 Vindkraftanlæg kategori B

For *vindkraftanlæg* i kategori B kræves online kommunikation.

Vindkraftanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.2:

Signal #	Signalbetegnelse
B1.1	Nettilslutningsafbryder/swichgear-status i anlæggets <i>nettilslutningspunkt</i>
B1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunkt</i>
B1.3	Aktiv effekt kW – setpunkt for aktiv effekt
B1.4	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunkt</i>
B1.5	Stopsignal
B1.6	Holdesignal – "Frigivet til start"

Tabel 23 Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori B.

Parametre til *frekvensrespons* funktionen samt aktiv og reaktiv effektreguleringsfunktionerne skal som minimum kunne aktiveres/deaktiveres og opsættes via et betjeningspanel eller eksterne signaler. Parametre er angivet i nedenstående tabel.

B1.7	Aktiv effektregulering – <i>gradient-effektbegrænser</i>
B1.8	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
B1.9	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
B1.10	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
B1.11	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
B1.12	Reaktiv effektregulering – Q-regulering
B1.13	Reaktiv effektregulering – effektfaktorregulering
B1.14	<i>Frekvensrespons – statik</i> for nedregulering fra f_R
B1.15	<i>Frekvensrespons – startfrekvens</i> for <i>frekvensrespons – f_R</i>

Tabel 24 Krav til parametre for reguleringsfunktioner – B.

7.2.3 Vindkraftanlæg kategori C

For *vindkraftanlæg* i kategori C kræves online kommunikation.

Vindkraftanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.2.

Signal #	Signalbetegnelse
C1.1	Nettilslutningsafbryder/swichgear-status i <i>nettilslutningspunkt</i>
C1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunkt</i>

C1.3	Aktiv effektregulering – <i>gradient-effektbegrænser</i>
C1.4	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
C1.5	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
C1.6	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
C1.7	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
C1.8	Aktiv effektregulering – <i>delta-effektbegrænser</i>
C1.9	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{delta}
C1.10	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.11	<i>Effektfaktor</i> – beregnet på baggrund af målinger i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.12	<i>Effektfaktor</i> setpunkt – ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.13	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
C1.14	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i>
C1.15	Spændingen – spænding målt i <i>spændingsreferencepunkt</i>
C1.16	Systemværn
C1.17	Stopsignal
C1.18	Holdesignal – "Frigivet til start"
C1.19	Højvindsbeskyttelse – aktiveret/ikke-aktiveret

Tabel 25 Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori C.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste – TF 3.2.5" [ref. 45], der findes i elektronisk form på www.energinet.dk.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – for at sikre forsynings sikkerheden – til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.2.4 Vindkraftanlæg kategori D

For *vindkraftanlæg* i kategori D kræves online kommunikation.

Vindkraftanlæg i denne kategori skal som minimum kunne udveksle følgende signaler i henhold til specifikationerne angivet i afsnit 7.2.

Signal #	Signalbetegnelse
D1.1	Nettilslutningsafbryder/switchgear-status i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.2	Aktiv effekt kW – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.3	Aktiv effektregulering – <i>gradient-begrænser</i>
D1.4	Aktiv effektregulering – gradient for opregulering af aktiv effekt
D1.5	Aktiv effektregulering – gradient for nedregulering af aktiv effekt
D1.6	Aktiv effektregulering – <i>absolut-begrænser</i>
D1.7	Aktiv effektregulering – ønsket max aktiv effekt
D1.8	Aktiv effektregulering – <i>delta-effektbegrænser</i>
D1.9	Aktiv effektregulering – ønsket reguleringsreserve – P_{delta}
D1.10	Reaktiv effekt Mvar – målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.11	<i>Effektfaktor</i> – beregnet på baggrund af målinger i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.12	<i>Effektfaktor</i> setpunkt – ønsket <i>effektfaktor</i> i <i>nettilslutningspunktet</i>

D1.13	Reaktiv effektregulering – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.14	Reaktiv effektregulering – ønsket reaktiv effekt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.15	Spændingen – spænding målt i <i>spændingsreferencepunkt</i>
D1.16	<i>Spændingsregulering</i> – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.17	<i>Spændingsregulering</i> – spænding målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.18	<i>Spændingsregulering</i> – statik for <i>spændingsregulering</i>
D1.19	<i>Spændingsregulering</i> – ønsket spænding i <i>spændingsreferencepunktet</i>
D1.20	<i>Frekvensrespons</i> – statik for nedregulering fra f_R
D1.21	<i>Frekvensrespons</i> – startfrekvens for <i>frekvensrespons</i> – f_R
D1.22	<i>Frekvensregulering</i> – frekvens målt i <i>nettilslutningspunktet</i>
D1.23	<i>Frekvensregulering</i> – aktiveret/ikke-aktiveret
D1.24	Referencefrekvens – ønsket frekvens i PCC – f_{ref}
D1.25	<i>Frekvensregulering</i> – reguleringsgrænse – lav – f_{min}
D1.26	<i>Frekvensregulering</i> – reguleringsgrænse – høj – f_{max}
D1.27	<i>Frekvensregulering</i> – startfrekvens for reguleringsbånd samt <i>frekvensrespons</i> – f_1
D1.28	<i>Frekvensregulering</i> – startfrekvens for dødbånd – f_2
D1.29	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for dødbånd – f_3
D1.30	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for reguleringsbånd – f_4
D1.31	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for regulering op til f_5
D1.32	<i>Frekvensregulering</i> – slutfrekvens for regulering op til f_6
D1.33	<i>Frekvensregulering</i> – statik 1 for regulering fra f_1 til f_2
D1.34	<i>Frekvensregulering</i> – statik 2 for regulering fra f_3 til f_4
D1.35	<i>Frekvensregulering</i> – statik 3 for regulering fra f_4 til f_5
D1.36	<i>Frekvensregulering</i> – statik 4 for regulering fra f_5 til f_6
D1.37	<i>Frekvensregulering</i> – frekvensgrænse for genindkobling – f_7
D1.38	Systemværn
D1.39	Stopsignal
D1.40	Holdesignal – "Frigivet til start"
D1.41	Højvindsbeskyttelse – aktiveret/ikke-aktiveret

Tabel 26 Krav til informationsudveksling med et vindkraftanlæg kategori D.

En mere uddybende beskrivelse af signalerne findes i "Vejledning til signalliste – TF 3.2.5" [ref. 45], der findes i elektronisk form på www.energinet.dk.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal – for at sikre forsyningsikkerheden – til enhver tid kunne aktivere eller deaktivere de påkrævede reguleringsfunktioner, herunder via setpunkter og aktiveringskommandoer ændre de aktuelle indstillinger for funktionerne.

7.3 Registrering af fejlhændelser

Kravene om registrering af hændelsesforløb ved fejl i det *kollektive elforsyningsnet* er gældende for *vindkraftanlæg* i kategori D.

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*.

Anlægssejer installerer i *nettilslutningspunktet* et logningsudstyr, der som minimum registrerer:

- Spænding for hver fase for *vindkraftanlægget*
- Strøm for hver fase for *vindkraftanlægget*
- Aktiv effekt for *vindkraftanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Reaktiv effekt for *vindkraftanlægget* (kan være beregnede størrelser)
- Frekvens for *vindkraftanlægget*.

Logning skal udføres som sammenhængende tidsserier af måleværdier fra 10 sekunder før hændelse 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 *vindkraftanlægget*.

Alle målinger og data, der skal opsamles iht. Teknisk forskrift 5.8.1 [ref. 19], skal logges med en tidsstempling og en præcision og nøjagtighed, som sikrer, at disse kan korreleres med hinanden og med tilsvarende registreringer i det *kollektive elforsyningsnet*.

Tidsstempling af hændelser og data skal have reference til *UTC* med en nøjagtighed på 10 ms eller bedre.

Logninger 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 i *COMTRADE*-format [ref. 43].

7.4 Rekvirering af måledata og dokumentation

Kravene i dette afsnit gælder for *vindkraftanlæg* i kategori D.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* skal til enhver tid kunne rekvirere relevante oplysninger om et *vindkraftanlæg*. Omkostninger i forbindelse med rekvireringen dækkes af *anlægssejer*.

Den *systemansvarlige virksomhed* skal i op til tre måneder tilbage i tid kunne rekvirere relevante måledata og fejlskriverdata for *vindkraftanlægget*.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *vindkraftanlæg* opfylder bestemmelserne i denne forskrift. Det skal ske efter målinger og/eller beregninger, som er specificeret af *elforsyningsvirksomheden* eller den *systemansvarlige virksomhed*.

8. Verifikation og dokumentation

Det er *anlægsejerens* ansvar, at *vindkraftanlægget* overholder den tekniske forskrift, og at dokumentere, at kravene overholdes.

Elforsyningsvirksomheden og den *systemansvarlige virksomhed* kan til enhver tid kræve verifikation og dokumentation for, at et *vindkraftanlæg* opfylder bestemmelserne i denne forskrift.

Den generelle proces omkring godkendelse og udstedelse af en endelig nettilslutningstilladelse for et *vindkraftanlæg* er følgende:

1. Bilag 1 udfyldes og indsendes i elektronisk form til *elforsyningsvirksomheden*.
2. *Elforsyningsvirksomheden* gennemgår og godkender dokumentationen og afklarer eventuelle mangler.
3. Når dokumentationen er godkendt, kan den endelige nettilslutningstilladelse udstedes.

8.1 Dokumentationskrav

Krav til omfang af dokumentation for de forskellige *anlægskategorier* er angivet i nedenstående tabel.

Kategori	A2**)	B	C	D
Dokumentation				
Beskyttelsesfunktioner	X	X	X	X
Enstregsskema	X	X	X	X
Elkvalitet	X	X	X	X
Spændingsdyk	-	X	X	X
PQ-diagram	-	-	X	X
Signalliste	-	-	X	X
Dynamisk simuleringssmodel	-	X	X	X
Verifikationsrapport	-	-	X	X

X: Dokumentation skal leveres som beskrevet i dette afsnit.

***) Kan være optaget på *positivlisten*.

Tabel 27 Krav til dokumentation for alle anlægskategorier.

8.1.1 Beskyttelsesfunktioner

Med dokumentation af beskyttelsesfunktioner menes en liste over de aktuelle relæopsætninger på idriftsættelsestidspunktet. Disse værdier skal anføres i dokumentationen.

8.1.2 Enstregsskema

Med et enstregsskema menes en tegning, der viser de anvendte hovedkomponenter i *anlægget* samt deres indbyrdes elektriske forbindelser. Placering af beskyttelsesfunktioner og målepunkter skal som minimum fremgå af skemaet.

8.1.3 Elkvalitet

Med elkvalitet menes en samling af parametre, som karakteriserer kvaliteten af den leverede elektricitet. I verifikationsrapporten skal det dokumenteres, hvordan kravene i afsnit 4 er overholdt. I dokumentet "Vejledning til beregning af elkvalitetsparametre – TF 3.2.5" [ref. 44] findes eksempler og vejledning til, hvordan de enkelte elkvalitetsparametre kan beregnes.

8.1.4 Spændingsdyk

Med spændingsdyk menes *anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elsystemet under et spændingsdyk. *Anlæggets* evne til at forblive tilkoblet elnettet skal dokumenteres med den leverede elektriske simuleringsmodel. Alternativt leveres data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt. Simuleringer med modellen skal vise, at kravene i afsnit 3.3.1 er overholdt.

8.1.5 PQ-diagram

Med begrebet PQ-diagram menes en figur, som illustrerer *anlæggets* egenskaber og evne til at levere reaktiv effekt som funktion af *anlæggets* evne til at levere aktive effekt. Målinger skal vise, at kravene i afsnit 5.3 er overholdt. Alternativt leveres data fra typetest, som efterviser, at kravene er overholdt.

8.1.6 Signalliste

Signallisten er en liste over de signaler/informationer, der skal udveksles imellem de aktører, der styrer og overvåger et *anlæg*. Dokumentation for, at signallerne specificeret i afsnit 7.1 findes på *PCOM*-grænsefladen, skal leveres som en del af verifikationsrapporten. I dokumentet "Vejledning til signalliste for TF 3.2.5" [ref. 45] findes en mere detaljeret beskrivelse af de enkelte signaler.

8.1.7 Dynamisk simuleringsmodel

Med en "dynamisk simuleringsmodel" menes en modellering af et *anlægs* elektriske egenskaber og begrænsninger. Den elektriske simuleringsmodel skal overholde kravene specificeret i afsnit 9.1.

8.1.8 Verifikationsrapport

Med en "verifikationsrapport" menes en rapport/dokumentation over gennemførte test, som efterviser, at de krævede funktioner, jf. afsnit 5, er implementeret, og at funktionerne fungerer som forventet med de opsatte parametre. Dokumentet "Vejledning til verifikationsrapport – TF 3.2.5" [ref. 46] kan eventuelt benyttes til inspiration.

8.2 Dokumentationskrav – vindkraftanlæg kategori A2

Kravene til dokumentation for *anlægskategori* A2 er opdelt i følgende tre afsnit.

8.2.1 Dokumentation for anlæg, der ikke er optaget på positivlisten

Er *anlægget* eller de anvendte *anlægskomponenter* ikke optaget på *positivlisten*, skal følgende dokumentation senest tre måneder før idriftsættelsestidspunkt sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse.

Bilag 1 (B1.1.) i udfyldt stand, suppleret med følgende dokumenter:

1. CE-overensstemmelseserklæring
2. Teknisk dokumentation, som dokumenterer, at svar afgivet i bilag 1 (B1.1.) er korrekte.

8.2.2 Dokumentation for anlæg, der er optaget på positivlisten

Ofte har leverandøren af et *anlæg* fået anvendte *anlægskomponenter* optaget på *positivlisten*, hvilket dermed afhjælper den tekniske sagsbehandling.

Er *anlægget* eller *anlægskomponenterne* optaget på *positivlisten*, skal nedenstående dokumentation sendes til *elforsyningsvirksomheden* til godkendelse.

Bilag 1 (B1.2.) i udfyldt stand.

8.2.3 Optagelse af anlæg og anlægskomponenter på positivlisten

Ønskes *anlægget* eller *anlægskomponenterne* optaget på *positivlisten*, skal følgende dokumentation sendes til positivlister@danskeenergi.dk:

Bilag 1 (B1.1.) i udfyldt stand, suppleret med følgende dokumenter:

1. CE-overensstemmelseserklæring
2. Teknisk dokumentation som dokumenterer, at svar afgivet i bilag 1 (B1.1.) er korrekte.

Processen for at blive optaget på *positivlisten* er beskrevet på Dansk Energis hjemmeside: www.danskeenergi.dk/positivlister

8.3 Dokumentationskrav – vindkraftanlæg kategori B

For *anlægget* kræves følgende dokumentation:

- a. Beskyttelsesfunktioner
- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk
- e. Dynamisk simuleringsmodel.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.3.

8.4 Dokumentationskrav – vindkraftanlæg kategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Beskyttelsesfunktioner
- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk
- e. PQ-diagram
- f. Signalliste
- g. Dynamisk simuleringsmodel
- h. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.4.

8.5 Dokumentationskrav - vindkraftanlæg kategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*. Den krævede dokumentation omfatter følgende:

- a. Beskyttelsesfunktioner
- b. Enstregsskema
- c. Elkvalitet
- d. Spændingsdyk
- e. PQ-diagram
- f. Signalliste
- g. Dynamisk simuleringsmodel
- h. Verifikationsrapport.

Bilag for dokumentationen findes i afsnit B1.5.

9. Elektrisk simuleringsmodel

Kravene i dette afsnit gælder for alle *vindkraftanlæg* i kategori B, C og D.

Til analyseformål af det *kollektive elforsyningsnet* har den *systemansvarlige virksomhed* behov for løbende at vedligeholde og udbygge simuleringsmodellerne i henhold til nettilslutning af nye *vindkraftanlæg*.

Simuleringsmodellerne benyttes til analyser af transmissions- og distributionsnettets dynamiske forhold, herunder stabilitet.

Anlægsejer skal – fra projekteringsfase til verifikationsfase – løbende holde den *systemansvarlige virksomhed* opdateret, hvis de foreløbige data ikke længere kan antages at repræsentere det endeligt idriftsatte *vindkraftanlæg*.

Anlægsejer skal levere de specificerede simuleringsmodeller til den *systemansvarlige virksomhed*.

Den *systemansvarlige virksomhed* er, jf. elforsyningslovens § 84 a, underlagt fortrolighedsforpligtelser i relation til kommercielt følsomme oplysninger.

Simuleringsmodeller kan eventuelt fremsendes direkte fra *vindmøllefabrikant* til den *systemansvarlige virksomhed*.

Anlægsejer er ansvarlig for, at en sådan datafremsendelse finder sted til rette tid og i rette omfang.

9.1 Krav til simuleringsmodel

Simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftanlæg* skal dynamisk beskrive de elektriske egenskaber set fra *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal leveres på blokdiagramniveau, som primært ved hjælp af logiske funktioner og matematiske funktioner – fortrinsvis overføringsfunktioner i Laplace-/z-domænet – beskriver *vindkraftanlæggets* egenskaber.

Simuleringsmodellen skal støttes af modelbeskrivelser, der som minimum indeholder funktionsbeskrivelser af de overordnede dele i modellen og detaljerede beskrivelser af de enkelte modelkomponenter og tilhørende modelparametre.

Simuleringsmodel bestående af kompileret kode kan accepteres, hvis kildekoden medfølger.

Simuleringsmodel med krypterede dele accepteres ikke, da den *systemansvarlige virksomhed* vil kunne inkludere modellen for *anlægget* i modellering af det *kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige reguleringsfunktioner, som krævet i afsnit 5.

Simuleringsmodellen skal indeholde samtlige beskyttelsesfunktioner, som kan aktiveres ved alle relevante hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*, som krævet i afsnit 6.

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i det synkrone system (positiv sekvens).

Simuleringsmodellen skal kunne benyttes til simulering af effektivværdier (RMS) i de enkelte faser under usymmetriske hændelser og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal som minimum kunne benyttes i frekvensområdet fra 47 Hz til 53 Hz og i spændingsområdet fra 0,0 pu til 1,4 pu.

Simuleringsmodellen skal kunne beskrive det dynamiske svar fra et *vindkraftanlæg* i mindst 30 sekunder efter enhver hændelse og fejl i *det kollektive elforsyningsnet*.

Simuleringsmodellen skal kunne initialiseres direkte på baggrund af en loadflow-løsning uden efterfølgende iterationer.

Simuleringsmodellen skal være numerisk stabil og kunne udnytte numeriske ligningsløserne med variabelt tidskridt.

9.2 Verificering af simuleringsmodel

Anlægsejer skal, hvis modellen ikke er verificeret af et akkrediteret institut, senest tre måneder efter endelig idriftsættelse af *vindkraftanlægget* fremsende målinger, som den *systemansvarlige virksomhed* kan anvende til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *anlæg*.

Simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftanlæg* skal verificeres for samtlige reguleringsformer, som krævet i afsnit 5.

Den praktiske udførelse af test til verificering skal senest tre måneder inden endelig idriftsættelse af *vindkraftanlægget* fastlægges i samarbejde med den *systemansvarlige virksomhed* – efter oplæg fra *anlægsejer*.

Anlægsejer er ansvarlig for al udførelse af test til verificering, herunder måleudstyr, dataloggere og personel.

Anlægsejer skal dokumentere målingerne til verificering af simuleringsmodellen for det samlede *vindkraftanlæg* i en rapport, som indeholder detaljerede beskrivelser af hver enkelt test.

Tidsseriemålingerne anvendt til verificering af simuleringsmodellen skal vedlægges verificeringsrapporten i *COMTRADE*-format [ref.43].

9.3 Simuleringsmodelkrav – vindkraftanlæg kategori A2

Der kræves ingen simuleringsmodel for kategori A2-*vindmøller* eller *-vindkraftanlæg*.

9.4 Simuleringsmodelkrav – vindkraftanlæg kategori B

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for at kunne udvikle en dynamisk simuleringsmodel for *det kollektive elforsyningsnet* og har til løsning af denne opgave behov for at kende simuleringsmodellen for de anvendte *vindmøller*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for de anvendte *vindmøller*.

9.5 Simuleringsmodelkrav – vindkraftanlæg kategori C

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *vindkraftanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *vindkraftanlæg*, inkl. en eventuel *vindkraftanlægsregulator*.

Simuleringsmodellen for *vindkraftanlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte *vindmølle* skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

På forlangende skal *anlægsejer* levere data for *anlægsinfrastrukturen*.

9.6 Simuleringsmodelkrav – vindkraftanlæg kategori D

Den *systemansvarlige virksomhed* har behov for en dynamisk simuleringsmodel for det samlede *vindkraftanlæg*.

Anlægsejer skal senest tre måneder efter idriftsættelse fremsende en simuleringsmodel for det komplette *vindkraftanlæg*, inkl. *vindkraftanlægsregulator* og *anlægsinfrastruktur*.

Simuleringsmodellen for *vindkraftanlægsregulatoren* og simuleringsmodellen for den enkelte *vindmølle* skal have et indhold og et detaljeringsniveau, så de uden videre kan integreres og efterfølgende fremstå som en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Data for komponenter og dele, som indgår i *anlægsinfrastrukturen*, skal ligeledes have et omfang og et detaljeringsniveau, som muliggør opbygning af en komplet, fuldt funktionsdygtig simuleringsmodel, som krævet i afsnit 9.1.

Simuleringsmodellen skal verificeres, som specificeret i afsnit 9.2.

Bilag 1 Dokumentation

Bilag 1 specificerer kravene til dokumentation for de fire *anlægskategorier*, jf. afsnit 1.2.5.

Dokumentationen, jf. specifikationerne i afsnit 8, sendes elektronisk til *elforsyningsvirksomheden*.

Den tekniske dokumentation skal indeholde konfigurationsparametre og opsætningsdata, som er gældende for *vindkraftanlægget* på idriftsættelsestidspunktet.

Alle delafsnit i bilaget skal udfyldes for det pågældende *anlæg*.

Hvis der sker ændring af oplysninger efter idriftsættelsestidspunktet, skal der sendes opdateret dokumentation i henhold til kravene i afsnit 2.2.

Skabelon for Bilag 1 til de forskellige *anlægskategorier* er tilgængelig på hjemmesiden www.energinet.dk.

B1.1. Bilag 1 for anlægskategori A2 som ikke er optaget på positivlisten

Dokumentationen udfyldes med data for *vindkraftanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.1.1. Identifikation

<i>Anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
<i>Spænding (nominel)</i>	
<i>Mærkeeffekt (datablad)</i>	

B1.1.2. Elkvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

B1.1.2.1. Spændingsændringer

Er spændingsændringerne for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	

B1.1.2.2. DC-indhold

<p>Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af <i>mærkestrømmen</i>?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.1.2.3. Asymmetri

<p>Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Hvis <i>vindkraftanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i>, er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.2.4. Flicker

<p>Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdien?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.1.2.5. Harmoniske forstyrrelser

<p>Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.1.3. Indkobling og synkronisering

<p>Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>vindkraftanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i>?</p> <p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>

B1.1.4. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

<p>Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i>?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Er funktionen aktiveret?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	

B1.1.5. Absolut-effektbegrænserfunktion

<p>Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i>?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Er funktionen aktiveret?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
<p>Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?</p>	

B1.1.6. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er vindkraftanlægget udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	

B1.1.7. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.1.8. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	

B1.1.9. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	

B1.1.10. Spændingsregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Hvor findes dokumentation for, at kravene er overholdt?	

B1.1.11. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.1.11.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.1.12. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.2. Bilag 1 for anlægskategori A2 som er opført på positivlisten

Dokumentationen udfyldes med data for *vindkraftanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.2.1. Identifikation

Anlæg	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
Anlægsejer navn og adresse	
Anlægsejer telefonnr.	
Anlægsejer e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
Mærkeeffekt (datablad)	

B1.2.2. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.2.3. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.2.4. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.2.5. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAr? (Værdi forskellig fra 0 VAr skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.2.6. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.2.7. Spændingsregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.2.8. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.2.8.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Underspænding (trin2)	$U_{<<}$		V		ms
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.2.9. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.3. Bilag 1 for anlægskategori B

Dokumentationen udfyldes med data for *vindkraftanlægget* på idriftsættelsestidspunktet og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

B1.3.1. Identifikation

<i>Anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
<i>Spænding (nominel)</i>	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.3.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af <i>mærkestrømmen</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>vindkraftanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for hele <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz er mindre end 0,2 % af <i>mærkestrømmen</i> I_n ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>vindkraftanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.6. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.7. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.3.8. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.9. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAR? (Værdi forskellig fra 0 VAR skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.3.10. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.3.11. Spændingsregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---------------------------------------	---

B1.3.12. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.3.12.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.3.13. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftanlægget</i> vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.3.14. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.4. Bilag 1 for anlægskategori C

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.4.1. Identifikation

Anlæg	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.4.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af <i>mærkestrømmen</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>vindkraftanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af <i>elforsyningsvirksomheden</i> . Er kravet overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>vindkraftanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.6. Frekvensregulering

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.10. Systemværn

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAR? (Værdi forskellig fra 0 VAR skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.4.14. Spændingsregulering

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.4.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V	ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V	ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V	s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V	s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz	ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz	ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s	ms

B1.4.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftanlægget</i> vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.4.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.4.19. Simuleringsmodel

<p>Er den elektriske simuleringsmodel for <i>vindkraftanlægget</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>?</p> <p>Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
---	--

B1.4.20. Verifikationsrapport

<p>Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i>?</p> <p>Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?</p>	<p>Ja <input type="checkbox"/></p> <p>Nej <input type="checkbox"/></p>
--	--

B1.4.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	

B1.5. Bilag 1 for anlægskategori D

Dokumentationen udfyldes med foreløbige data dækkende *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden* senest tre måneder **før** idriftsættelsestidspunkt.

Senest tre måneder **efter** idriftsættelsestidspunkt skal dokumentationen udfyldes med de specifikke data for hele *vindkraftanlægget* og sendes til *elforsyningsvirksomheden*.

Den krævede dokumentation omfatter følgende:

B1.5.1. Identifikation

<i>Anlæg</i>	Beskrivelse af <i>anlægget</i> :
GSRN-nummer	
<i>Anlægsejer</i> navn og adresse	
<i>Anlægsejer</i> telefonnr.	
<i>Anlægsejer</i> e-mail	
Type/model	
Spænding (<i>nominel</i>)	
<i>Mærkeeffekt</i> (datablad)	

B1.5.2. Tolerancer over for spændingsdyk

Forbliver <i>vindkraftanlægget</i> tilkoblet det <i>kollektive elforsyningsnet</i> under spændingsdyk, som specificeret i afsnit 3.3.1.	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en simulering med dokumentation for, at kravene til LVFRT (Low Voltage Fault Ride Through) er overholdt? Hvis Nej, hvordan er kravet så dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3. Spændingskvalitet

For hvert enkelt elkvalitetsparameter skal angives, hvordan resultatet er opnået.

Værdierne er beregnet?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Værdierne er målt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er der vedlagt en rapport med dokumentation for, at beregningerne eller målingerne overholder emissionskravene? Hvis Nej, hvordan er beregningerne eller målingerne dokumenteret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3.1. DC-indhold

Overstiger DC-indholdet ved normal drift 0,5 % af <i>mærkestrømmen</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.3.2. Asymmetri

Overstiger asymmetri ved normal drift og ved fejl 16 A?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis <i>vindkraftanlægget</i> består af enfasede <i>elproducerende enheder</i> , er det da sikret, at ovennævnte grænse ikke overskrides?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.3.3. Flicker

Er <i>flickerbidraget</i> for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdien?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.3.4. Harmoniske forstyrrelser

Er alle de <i>harmoniske forstyrrelser</i> for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.3.5. Interharmoniske forstyrrelser

Er alle de interharmoniske forstyrrelser for <i>vindkraftanlægget</i> under grænseværdierne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.3.6. Forstyrrelser fra 2-9 kHz

Emission af forstyrrelser med frekvenser i intervallet 2-9 kHz fastlægges af <i>elforsyningsvirksomheden</i> . Er kravet overholdt?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.4. Indkobling og synkronisering

Inden for det <i>normale produktionsområde</i> kan <i>vindkraftanlægget</i> startes og producere kontinuerligt kun begrænset af beskyttelsesindstillingerne?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Sker indkobling og synkronisering efter 3 min., efter at spænding og frekvens er inden for det <i>normale produktionsområde</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.5. Regulering af aktiv effekt ved overfrekvens

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensresponsfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.6. Frekvensregulering

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>frekvensreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.2.2?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.7. Absolut-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>absolut-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.8. Delta-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>delta-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.9. Gradient-effektbegrænserfunktion

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med <i>gradient-effektbegrænserfunktion</i> ?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.10. Systemværn

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en systemværnsfunktion?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>
Er funktionen aktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.11. Regulering af reaktiv effekt

Regulering af den reaktive effekt kan ske ved	<i>Q-regulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Effektfaktorregulering</i> <input type="checkbox"/> <i>Spændingsregulering</i> <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.12. Q-regulering

Er reguleringsfunktionen aktiveret med et setpunkt på _____ VAR? (Værdi forskellig fra 0 VAR skal aftales med <i>elforsyningsvirksomheden</i>).	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.13. Effektfaktorregulering

Er reguleringsfunktionen deaktiveret?	Ja <input type="checkbox"/>
	Nej <input type="checkbox"/>

B1.5.14. Spændingsregulering

Er <i>vindkraftanlægget</i> udstyret med en <i>spændingsreguleringsfunktion</i> , som specificeret i afsnit 5.3.3?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.15. Beskyttelse mod fejl i elsystemet**B1.5.15.1. Relæindstillinger**

I nedenstående tabel angives de aktuelle værdier på idriftsættelsestidspunktet.

Beskyttelsesfunktion	Symbol	Indstilling		Funktionstid	
Overspænding (trin 3)	$U_{>>>}$		V		ms
Overspænding (trin 2)	$U_{>>}$		V		ms
Overspænding (trin 1)	$U_{>}$		V		s
Underspænding (trin 1)	$U_{<}$		V		s
Overfrekvens	$f_{>}$		Hz		ms
Underfrekvens	$f_{<}$		Hz		ms
Frekvensændring	df/dt		Hz/s		ms

B1.5.16. Enstregsskema

Er enstregsskema for <i>vindkraftanlægget</i> vedlagt dokumentationen? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige enstregsskema?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
---	---

B1.5.17. PQ-diagram

Er det endelige PQ-diagram fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Hvis Nej, hvornår leveres det endelige PQ-diagram?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.18. Signalliste

Er den endelige signalliste fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ? Hvis Nej, hvornår leveres den endelige signalliste?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
--	---

B1.5.19. Simuleringsmodel

Er den elektriske simuleringsmodel for <i>vindkraftanlægget</i> fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres den endelige simuleringsmodel?	

B1.5.20. Verifikationsrapport

Er verifikationsrapport fremsendt til <i>elforsyningsvirksomheden</i> ?	Ja <input type="checkbox"/> Nej <input type="checkbox"/>
Hvis Nej, hvornår leveres verifikationsrapporten?	

B1.5.21. Underskrift

Dato for idriftsættelse	
Firma	
Idriftsættelsesansvarlig	
Underskrift	