

Transmissionsafdelingen
Reference: JHA
GoPro nr.: LPP-02122004-
132243-972-2003020093

Forskrift TF 3.2.5

Transmission
Dato: 3. december 2004
Sagsnr.: 303
Dok.nr.: 212765 v1
Reference: JPK-HAB-HPA/KSC

***Vindmøller tilsluttet net med spændinger
over 100 kV***

*Teknisk forskrift for vindmøllers
egenskaber og regulering*

Forskriften er godkendt af Elkraft System og Eltra i november 2004.
Anmeldt til Energistyrelsen den 3. december 2004

Indholdsfortegnelse

1.	Forskriftens formål.....	3
2.	Gyldighedsområde	3
3.	Terminologi.....	4
4.	Generelt	5
5.	Aktiv effekt og effektregulering.....	7
5.1	Samlet regulering af effektproduktionen.....	7
5.1.1	<i>Indbyrdes prioritering af reguleringsfunktioner</i>	9
5.2	Opgørelse af ikke-leveret aktiv produktion forårsaget af effektbegrænsning	9
6.	Reaktiv effektregulering.....	11
7.	Dimensionerende spændinger og frekvenser	13
7.1	Spændinger i transmissionsnettet	14
7.2	Temporære overspændinger	14
8.	Samspil mellem vindmøller og det øvrige elsystem ved netfejl	15
8.1	Situationer, hvor en vindmølle skal udkobles	15
8.2	Situationer, hvor en vindmølle ikke må udkoble	15
8.2.1	<i>Mølletest, simulering af stabilitet ved symmetrisk trefaset netfejl</i>	16
8.2.2	<i>Mølleparkens stabilitet ved usymmetriske netfejl og mislykket genindkobling</i>	18
8.3	Simuleringsmodel.....	19
9.	Start og stop af en vindmølle	20
10.	Spændingskvalitet	21
10.1	Hurtige spændingsændringer.....	21
10.2	Spændingsvariationer og flicker.....	21
10.3	Harmoniske spændinger	21
11.	Ekstern kontrol og måling af vindmøller	23
11.1	Dataomfang	23
11.2	Dataoverføring	23
11.3	Fejlskriver.....	24
	Referenceliste	25

Bilag 1: Tekniske oplysninger til transmissionsselskabet

Bilag 2: Uddybning af reguleringsfunktioner i parkregulatoren

Versionshistorik

Forskriften erstatter "Tilslutningsbetingelser for vindmølleparker tilsluttet transmissionsnettet" (Eltra dok.nr. 74174 af 17. april 2000 og Elkraft Transmission, Notat Trapla 99-7, 1. udgave).

1. Forskriftens formål

Det påhviler ifølge bekendtgørelse nr. 444 af 11. juni 2002 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af transmissionsnettet m.v. Eltra og Elkraft System at udarbejde tekniske forskrifter for tilslutning af elproduktionsanlæg til det kollektive elforsyningsnet samt forskrifter for aktørernes forpligtelser. Forskrifterne skal give de systemansvarlige virksomheder mulighed for at opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningsnet m.v.

Tidligere varetog store kraftværksblokke alene regulerings- og stabiliseringsopgaverne i elsystemet. Da elproduktionen i Danmark i større og større omfang er baseret på vind og lokal kraftvarmeproduktion, må alle produktionsanlæggene fremover bidrage til løsning af disse opgaver, herunder også vindmøller.

Denne tekniske forskrift vedrører vindmølleparker, som tilsluttes net med spændinger over 100 kV.

Forskriften fastlægger nettilslutningskrav og skal sikre, at vindmølleparken har de reguleringsmæssige og dynamiske egenskaber, som er væsentlige for elsystemets drift.

Forskriften behandler ikke de økonomiske aspekter forbundet med anvendelsen af reguleringsegenskaberne.

2. Gyldighedsområde

Kravene i denne tekniske forskrift har gyldighed for vindmølleparker, der efter den 1. december 2004 tilsluttes transmissionsnet i Danmark; det vil sige net med spændinger over 100 kV.

Vindmølleparker anses for tilsluttet til transmissionsnettet, når der mellem vindmøllerne og transmissionsnettet kun findes elforbrug i form af egetforbrug til produktions- og netanlæg.

Udskiftninger af og væsentlige ændringer i eksisterende vindmøller betragtes som nyanlæg. Alle ændringer, som vedrører vindmøllers egenskaber omtalt i denne forskrift, anses som udgangspunkt for væsentlige. Den systemansvarlige afgør, om ændringer er væsentlige.

3. Terminologi

Elsystem	Et system bestående af centrale og decentrale produktionsanlæg, som er forbundet indbyrdes og med forbrugssteder over transmissions- og distributionsnet.
Transmissionsnet	I denne tekniske forskrift defineres transmissionsnet som kollektive net med en driftspænding over 100 kV.
Transmissionselskab	Ejeren af transmissionsnettet, hvor vindmølleparken tilsluttes.
Tilslutningspunkt	Det punkt, hvor en eller flere vindmøller forbindes til et transmissionselskabs net.
Referencepunkt	Målepunkt for spændings- eller Mvar-regulering. Referencepunktet kan være forskellig fra tilslutningspunktet.
Vindmøllepark	En vindmøllepark er en samling af en eller flere vindmøller med tilhørende udstyr (eksempelvis opsamlingsnet for forbindelse til tilslutningspunkt)
En vindmølles mærkeeffekt	Den største aktive effekt, som en vindmølle er konstrueret til at kunne afgive vedvarende under normerede driftsbetingelser, og som fremgår af typegodkendelsen, jf. IEC 60050-415 [4].
En vindmølleparks nominelle effekt	I denne tekniske forskrift defineres den nominelle effekt for en vindmøllepark som summen af mærkeeffekterne for vindmøllerne i parken.
Mærkevindhastighed	Specificeret vindhastighed ved hvilken en vindmølle kan producere mærkeeffekten, jf. IEC 60050-415 [4].
Stopvindhastighed	Den maksimale vindhastighed i akselhøjde ved hvilken en vindmølle er konstrueret til at producere energi, jf. IEC 60050-415 [4].
Parkregulator	Reguleringsfunktion og -interface til en vindmøllepark, som bevirker, at vindmølleparken samlet kan reguleres lokalt og via fjernkontrol.
Den systemansvarlige	Defineret i Lov om Elforsyning § 5. Ansvarret varetages p.t. af Elkraft System og Eltra henholdsvis øst og vest for Storebælt.

4. Generelt

Det er anlægsejerens ansvar, at en vindmøllepark overholder forskriftens krav. Transmissionsselskabet og den systemansvarlige kan til et hvert tidspunkt kræve dette dokumenteret.

Vindmølleparker skal desuden opfylde andre gældende forskrifter, eksempelvis markeds- og systemdriftsforskrifter, hvorved det sikres, at vindmølleparker tilsluttet transmissionsnettet bidrager tilstrækkeligt til elsystemets driftssikkerhed.

Vindmøller, der opstilles, skal være typegodkendt i henhold til Energistyrelsens bekendtgørelse [7].

Når en vindmøllepark tilsluttes transmissionsnettet, skal anlægsejeren:

- skriftligt anmode det tilsluttende transmissionsselskab om nettilslutning af anlægget
- udfylde skemaet i **Bilag 1**, der vedlægges anmodningen om nettilslutning.
- fremsende dokumentation for mølletesten, jf. afsnit 8, senest tre måneder før vindmølleparkens idriftsættelse
- fremsende en komplet model til simulering af vindmøllepark, jf. afsnit 8.3, senest tre måneder før vindmølleparkens idriftsættelse
- gennemføre idriftsættelsesprøve, som efterviser, at forskriftens krav er overholdt. De nærmere vilkår aftales mellem transmissionsselskabet, den systemansvarlige og anlægsejeren.

Efter godkendelse af den leverede dokumentation giver den systemansvarlige tilladelse til normal drift af vindmølleparken.

De strøm- og spændingsværdier, der er nævnt i forskriften, er sande RMS-værdier. Fortegnet for effektværdier følger generatorkonventionen. Både aktiv og reaktiv effekt regnes derfor positivt ud af vindmølleparken.

Det er anlægsejerens ansvar at sikre en vindmølle mod skadelige påvirkninger forårsaget af fejl i vindmøllen eller dens installation samt mod udefrakommende påvirkninger i forbindelse med:

- kortslutnings- og jordslutningsstrømme,
- tilbagevendende spændinger ved bortkobling af netkortslutninger og jordslutninger,

- fasebrud,
- asynkrone sammenkoblinger

samt andre påvirkninger, der forekommer under unormale driftsforhold.

5. Aktiv effekt og effekterregulering

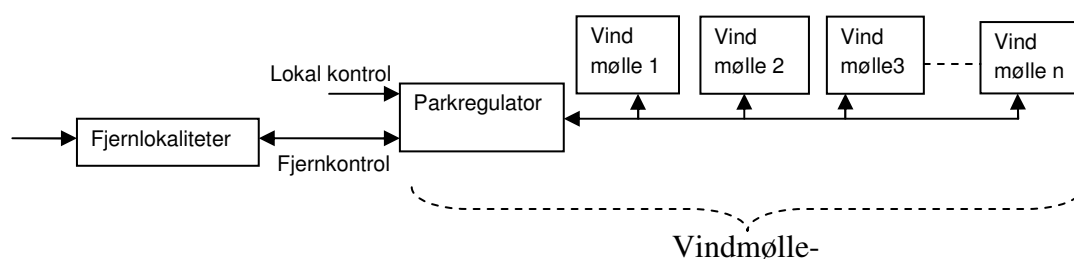
Afvi- gelser i forhold til ønsket effektproduktion forårsaget af manglende vindressourcer er ikke omfattet af kravene i kapitel 5.

En vindmølleparks produktion skal kunne begrænses til en vilkårlig bør- værdi i området 20-100 % af mærkeeffekten. Se endvidere kapitel 9. Afvi- gelsen mellem en bør-værdi og en målt 5-minutters middelværdi i tilslut- ningspunktet må højst være ± 5 % af vindmølleparkens mærkeeffekt.

Regulerings hastigheden ved op- og nedregulering skal kunne indstilles i in- tervallet 10...100 % af mærkeeffekten pr. minut.

5.1 Samlet regulering af effektproduktionen

For hver vindmøllepark skal en samlet fælles funktion sikre fjernkontrol af parkens samlede aktive effektproduktion. Funktionen betegnes "parkregula- tor", og den skal sikre, at reguleringsordrer til vindmølleparkens samlede produktion bliver effektueret i tilslutningspunktet. Via parkregulatoren skal de forskellige typer af reguleringer kunne beordres som samlede ordrer, der kan være afgivet både lokalt og via fjernstyring. **Figur 5.1** illustrerer prin- cippet.



Figur 5.1 Parkregulator i vindmøllepark.

Hver vindmøllepark skal overbliksmæssigt omfatte følgende regulerings- funktioner for aktiv effekt varetaget af parkregulator:

Regulerings- type	Formål	Primært reguleringsmål
Absolut produktions- begrænsning	Begrænse vindmølleparkens aktuelle effekt- produktion i tilslutningspunktet til maksimalt at være en specifik angivet MW-værdi. Begræns- ning kan være nødvendig for at undgå overbe- lastning af elnettet.	Begræns pro- duktion til valg- bar MW_{maks} .

Reguleringstype	Formål	Primært reguleringsmål
Delta-produktionsbegrænsning	Vindmølleparkens effektproduktion skal kunne reduceres relativt med en ønsket effektværdi i forhold til det aktuelt mulige, så der er friholdt reguleringsreserver til at håndtere kritiske effektbehov.	Begræns produktionen relativt med MW_{delta}
Balance-regulering	Vindmølleparkens effektproduktion skal afpasses efter det aktuelle effektbehov af hensyn til opretholdelse af effektbalancen hos eksempelvis den balanceansvarlige og/eller den systemansvarlige. Produktion skal kunne nedreguleres/opreguleres.	Ændring af aktuel produktion med -MW/+MW med indstillet gradient og oprethold effekten på dette niveau
Stop regulering	Vindmølleparken skal fastholde effektproduktionen på aktuelt niveau (hvis vinden gør det muligt). Funktionen medfører stop for opregulering, og at effekten begrænses, hvis vinden stiger.	Fasthold aktuel effekt
Effektgradientbegrænsere	For vindmøller kan det af systemdriftsmæssige årsager være nødvendigt at begrænse den maksimale hastighed, hvormed eleffekten ændrer sig ved vindhastighedsændringer. Dette skal effektgradientbegrænseren sikre.	Effektgradienter overskrider ikke de maksimalt indstillede værdier
Systemværn	Systemværn er en beskyttelsesfunktion, som automatisk skal kunne nedregulere vindmølleparkens effektproduktion til et for elsystemet acceptabelt niveau. Ved uforudsete hændelser i elsystemet (eksempelvis udfald af ledninger) kan der ske overbelastning af elnettet med risiko for elsystemsammenbrud. Systemværnreguleringen skal hurtigt bidrage til at undgå systemsammenbrud.	Nedreguler effektproduktion automatisk på basis af lokalt indfødte systemværnssignaler
Frekvensregulering	Ved frekvensafvigelse i elsystemet skal alle produktionsanlæg tilsluttet transmissionsnettet kunne bidrage med hurtig automatisk effekregulering til støtte for at genoprette normal frekvens (50 Hz).	Reguler effektproduktion på basis af lokal frekvensmåling for retablering af normal frekvens

Den præcise reguleringsfunktionalitet og mulige indstillingsområder for reguleringsparametre skal detailaftales med og godkendes af den systemansvarlige, inden et anlæg må tilsluttes transmissionsnettet. I **Bilag 2** beskrives de enkelte effekreguleringskrav nærmere.

Anlægsejeren har ansvaret for, at effekregulering varetages statisk og dynamisk stabilt for den samlede park. Faktiske reguleringsindstillinger og -begrænsninger skal aftales med den systemansvarlige.

5.1.1 Indbyrdes prioritering af reguleringsfunktioner

For at sikre, at de forskellige regulerings- og begrænsningsfunktioner ikke griber utilsigtet ind i hinanden, skal følgende prioriteringsrækkefølge overholdes, hvor funktion 1 har præference foran 2 o.s.v.

1. Systemværn
2. Frekvensregulering
3. Stop regulering
4. Balanceregulering
5. Effektgradientbegrænsning
6. Absolut produktionsbegrænsning
7. Delta produktionsbegrænsning.

De aktive effekreguleringsfunktioner skal detailaftales med den systemansvarlige.

5.2 Opgørelse af ikke-leveret aktiv produktion forårsaget af effektbegrænsning

Ved faktisk aktivering af en eller flere af de forskellige typer af reguleringsbegrænsninger vil vindmølleparken ikke producere det, den kunne have gjort uden begrænsninger. Vindmølleparken skal:

- estimere den mulige produktion
- måle den faktiske produktion
- beregne den "ikke-leverede produktion" opdelt på de forskellige typer af reguleringsbegrænsninger.

Vindmølleparken skal gemme den "ikke-leverede produktion" som 5-minutters tidsserie. Disse data skal kunne overføres til den systemansvarlige på anfordring.

Estimat af den mulige produktion skal ske under hensyntagen til de aktuelle driftsforhold for vindmølleparken og med udgangspunkt i produktionsmu-

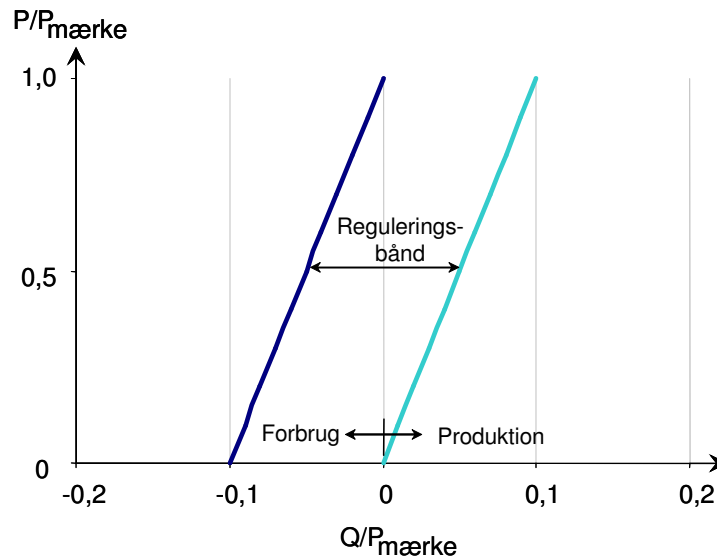
ligheden for den enkelte mølle. Dokumentation af det samlede estimat af vindmølleparkens mulige produktion skal angives som aggregering af de enkelte møllers mulige produktion.

Nøjagtigheden af opgørelse af "ikke-leveret produktion" skal dokumenteres af anlægsejeren og godkendes af den systemansvarlige, hvor der kan være tale om at godtgøre tabt produktion.

Beregninger skal som minimum foretages som 5-minutters energiværdier.

6. Reaktiv effektregulering

Vindmølleparken skal have en reaktiv effektkompensation, så den reaktive effekt som middelværdi over 10 sekunder holdes inden for reguleringsbåndet, vist i **Figur 6.1**. Dette gælder i tilslutningspunktet ved alle produktioner i det angivne fuldlastområde for spændingen, jf. afsnit 7.



Figur 6.1 Krav vedrørende en vindmølleparks udveksling af reaktiv effekt i tilslutningspunktet (P : Aktiv effekt, Q : Reaktiv effekt).

Vedrørende dynamiske krav til reaktiv effekt henvises til afsnit 8.

Anlægsjeren skal levere et P-Q-diagram, der viser reguleringsområdet for reaktiv effekt gældende i tilslutningspunktet. Den mængde reaktive effekt, som en vindmøllepark kan optage henholdsvis levere, skal stilles til rådighed for den systemansvarlige til regulering af elsystemets behov for reaktiv effekt. I sådanne situationer skal reguleringsbåndet i **Figur 6.1** ikke overholdes, men anlægget skal bidrage bedst mulig til at opretholde aftalt Mvar-udveksling i referencepunktet eller til at opretholde en aftalt spænding i referencepunktet. Referencepunktet aftales for den enkelte vindmøllepark.

Reaktiv regulering skal udføres for den samlede vindmøllepark af parkregulatorfunktionen (se afsnit 5.1). De ønskede reaktive ordrer og indstillinger skal samlet kunne afgives her.

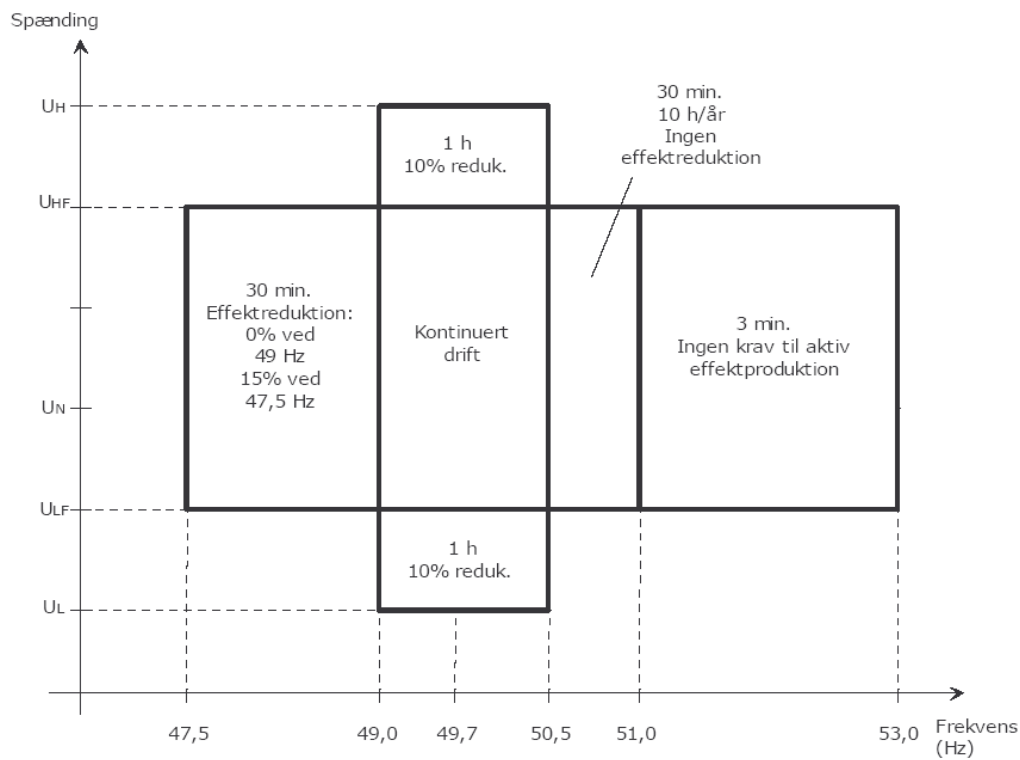
Reguleringstype	Formål	Primært reguleringsmål
Mvar-regulering	Automatisk sikre, at vindmølleparken leverer ønsket Mvar-udveksling i referencepunktet.	Opretholde ønsket Mvar-værdi i referencepunkt
Spændingsregulering	Automatisk sikre en ønsket spænding i referencepunktet ved reaktiv regulering af vindmølleparken	Opretholde ønsket spænding i referencepunkt
Reaktiv regulering ifølge minimumkrav	Vindmølleparkens reaktive produktion skal overholde den tilladte reaktive karakteristik i tilslutningspunktet (se Figur 6.1)	Sikre opfyldelse af reaktive minimumkrav i denne forskrift

Reaktive reguleringsønsker skal kunne beordres via fjernkontrol og lokalt. Den systemansvarlige ændrer, afhængig af driftsituationen, den ønskede Mvar- eller spændingsreference.

De reaktive effektreguleringsfunktioner skal detailaftales med den systemansvarlige.

7. Dimensionerende spændinger og frekvenser

En vindmøllepark skal være dimensioneret til at producere ved spændinger og frekvenser, der afviger fra mærkeværdierne i de minimumtider, som er angivet i **Figur 7.1**. Spændinger og frekvenser, for hvilke figuren angiver tidsbegrænset drift, vil forekomme i mindre end 10 timer pr. år. Spændinger over øvre grænse for fuldlast spændingsområde (U_{hf}) vil forekomme meget sjældent eksempelvis ved retablering af forsyning efter større driftsforstyrrelser. Unormale spændinger og frekvenser må højst medføre et produktionsfald, som er angivet i **Figur 7.1**.



Figur 7.1 Dimensionerende spændinger og frekvenser.

7.1 Spændinger i transmissionsnettet

Nominal spænding, U_N	Nedre spændingsgrænse, U_L	Nedre grænse for fuldlast spændingsområde, U_{LF}	Øvre grænse for fuldlast spændingsområde, U_{HF}	Øvre spændingsgrænse, U_H
400 kV	320 kV	360 kV	420 kV	440 kV
150 kV	135 kV	146 kV	170 kV	180 kV
132 kV	119 kV	125 kV	145 kV	155 kV

Fuldlastområdet angiver det spændingsområde, hvor vindmølleparken skal kunne levere sin nominelle effekt.

Transmissionsnettene er effektivt jordet, jf. stærkstrømsbekendtgørelsen [6].

Når tilslutningspunktet er på sekundærsiden af en transformer, der hører til transmissionsnettet, skal mærke- og driftspændinger aftales med transmissionselskabet og den systemansvarlige. Som udgangspunkt skal der her regnes med et fuldlastområde på 90-105 % af mærkespænding.

7.2 Temporære overspændinger

Hvis vindmølleparken isoleres med en del af elsystemet, må vindmølleparken ikke give anledning til overspændinger, der kan medføre skader på udrustning i elsystemet.

De temporære overspændinger, som er defineret i IEC-60071-1 [5], skal derfor begrænses til 1,30 p.u. af udgangsspændingen og være reduceret til 1,20 p.u. af udgangsspændingen efter 100 ms. Disse spændinger er 50 Hz-komponenten, det vil sige uden deformationer på grund af harmoniske fra mætninger i komponenter.

8. Samspil mellem vindmøller og det øvrige elsystem ved netfejl

8.1 Situationer, hvor en vindmølle skal udkobles

Vindmølleparken skal være udrustet med spændings- og frekvensrelæer til udkobling af mølleparken ved unormale spændinger og/eller frekvenser. Relæerne skal indstilles efter aftale med transmissionselskabet og den systemansvarlige. Vindmøllens beskyttelsesfunktioner skal have indstillinger og tidsforsinkelser, der respekterer kravene i afsnit 8.2.

8.2 Situationer, hvor en vindmølle ikke må udkoble

Vindmølleparken skal forblive indkoblet efter nedenstående fejl i transmissionsnettet. Kompenseringsanlæg skal ligeledes forblive indkoblet.

Trefaset kortslutning	Kortslutning i 100 ms
Tofaset kortslutning med/uden jordberøring	Kortslutning i 100 ms efterfulgt af ny kortslutning 300...500 ms senere, også med en varighed på 100 ms
Enfaset kortslutning til jord	Enfaset jordfejl i 100 ms efterfulgt af en ny enfaset jordfejl 300...500 ms senere, også med en varighed på 100 ms.

En vindmøllepark skal have tilstrækkelig kapacitet til at opfylde foranstående ved følgende tre uafhængige sekvenser:

- mindst to enfasede jordfejl inden for to minutter
- mindst to tofasede kortslutninger inden for to minutter
- mindst to trefasede kortslutninger inden for to minutter

Der skal dog være tilstrækkelige energireserver (nødstrøm, hydraulik og pneumatik) til følgende tre uafhængige sekvenser

- mindst seks enfasede jordfejl med fem minutters interval
- mindst seks tofasede kortslutninger med fem minutters interval
- mindst seks trefasede kortslutninger med fem minutters interval

For at eftervise, at de grundlæggende stabilitetsegenskaber er indarbejdet i designet af vindmølleparken, skal der gennemføres en mølletest, som omfatter alle vindmølletyper, der indgår i vindmølleparken. Hvis den valgte vindmølleteknologi forudsætter centrale installationer eller lignende, skal dette indgå i mølletesten, der skal udføres på en model af den konkrete

vindmøllepark. Mølletesten gennemføres ved simulering af vindmølleparkens stabilitet ved en symmetrisk trefaset kortslutning i elnettet.

Vindmølleparken skal endvidere kunne modstå påvirkningerne fra usymmetriske fejl i elnettet, hvor der sker mislykket automatisk genindkobling, uden det nødvendiggør, at vindmøllerne i vindmølleparken frakobles elnettet.

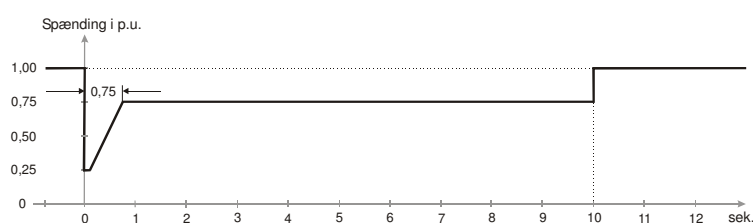
8.2.1 Mølletest, simulering af stabilitet ved symmetrisk trefaset netfejl

Anlægssejeren skal ved en simulering dokumentere vindmølleparkens opførsel ved påtrykning af en fastlagt spændingsprofil. Simuleringsresultaterne skal dokumenteres i en rapport, der skal godkendes af den systemansvarlige.

Rapporten skal oplyse, hvordan effektivværdien af strøm samt aktiv og reaktiv effekt gennem vindmølleparkens tilslutningsterminaler samt spændingen varierer under simuleringen. Der skal fremsendes målinger, som kan anvendes til at validere modellen.

Rapporten skal oplyse, hvilket programværktøj der er anvendt ved beregningen samt indeholde en beskrivelse af den anvendte model af vindmølleparken i en detaljeringsgrad, der gør det muligt at eftergøre beregningen i den systemansvarliges analyseværktøj.

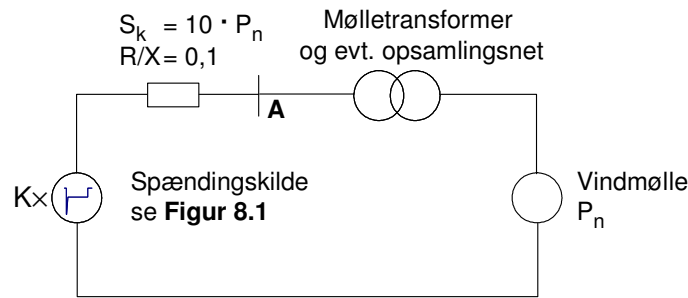
Mølletesten skal udføres med den spændingsprofil som vist i **Figur 8.1** og skal vise vindmølleparkens opførsel ved en trefaset fejl med en langsomt tilbagevendende spænding



Figur 8.1 Spændingsprofil for simulering af symmetrisk trefaset fejl.

Elsystemet skal repræsenteres ved et Thevenin-ækvivalent som vist i **Figur 8.2**. Effektivværdien af spændingen på Thevenin-generatorens klemmer skal variere som vist på **Figur 8.1** med mærkespændingen i tilslutningspunktet som basis.

Der regnes med en kortslutningseffekt (S_k) i tilslutningspunktet (**A**) på $10 \times$ vindmølleparkens mærkeeffekt (P_n) og en fasevinkel på $84,3^\circ$ ($R/X = 0,1$), se **Figur 8.2**. Det skal i rapporten beskrives, hvorledes opsamlingsnettet indgår i modellen.



Figur 8.2 Thevenin-ækvivalent i enfaset afbildning.

For at korrigere for spændingsfaldet over kortslutningsimpedansen mellem spændingskilden og A multipliceres den ideelle spændingskildes udgangsspænding med en konstant faktor K , så der før fejlen er 1,0 p.u. spænding i punkt A.

Beregningsen skal udføres ved følgende begyndelsesbetingelser:

- mærkevindhastighed,
- nominel rotorhastighed,
- reaktiv effektkompensering svarende til, at vindmøllen er neutral i punkt A.

Vindmølleparken overholder kravene, når følgende er opfyldt:

- a) Vindmølleparken skal senest 10 sekunder efter, at spændingen igen er over 0,9 p.u., producere mærkeeffekten. Under spændingsdykket skal den aktive effekt i tilslutningspunktet overholde følgende betingelse:

$$P_{aktuel} \geq k_p \cdot P_{t=0} \left(\frac{U_{aktuel}}{U_{t=0}} \right)^2$$

hvor

- P_{aktuel} : Aktuel aktiv effekt målt i tilslutningspunktet
- $P_{t=0}$: Aktiv effekt målt i tilslutningspunktet umiddelbart før spændingsdykket
- $U_{t=0}$: Spændingen i tilslutningspunktet umiddelbart før spændingsdykket
- U_{aktuel} : Aktuel spænding målt i tilslutningspunktet
- $k_p = 0,4$: Reduktionsfaktor, som tager højde for eventuelt spændingsdyk frem til generatorterminalerne.

Aktiv effekt regnes positiv ud af vindmølleparken.

- b) Udveksling af reaktiv effekt med nettet skal opfylde kravet i afsnit 6 senest 10 sekunder efter, at spændingen igen er over 0,9 p.u. Under spændingsdykket må vindmølleparken maksimalt optage en reaktiv strøm målt i punkt A svarende til $1,0 \times$ vindmølleparkens nominelle strøm.
- c) Under spændingsdykket skal vindmølleparkens regulering af den reaktive effekt skifte fra normal regulering til maksimal spændingsstøtte. Denne reguleringsform skal medvirke til hurtigst muligt at retablere normal spænding. Reguleringen skal også sikres mod oversving, så farlige overspændinger undgås.

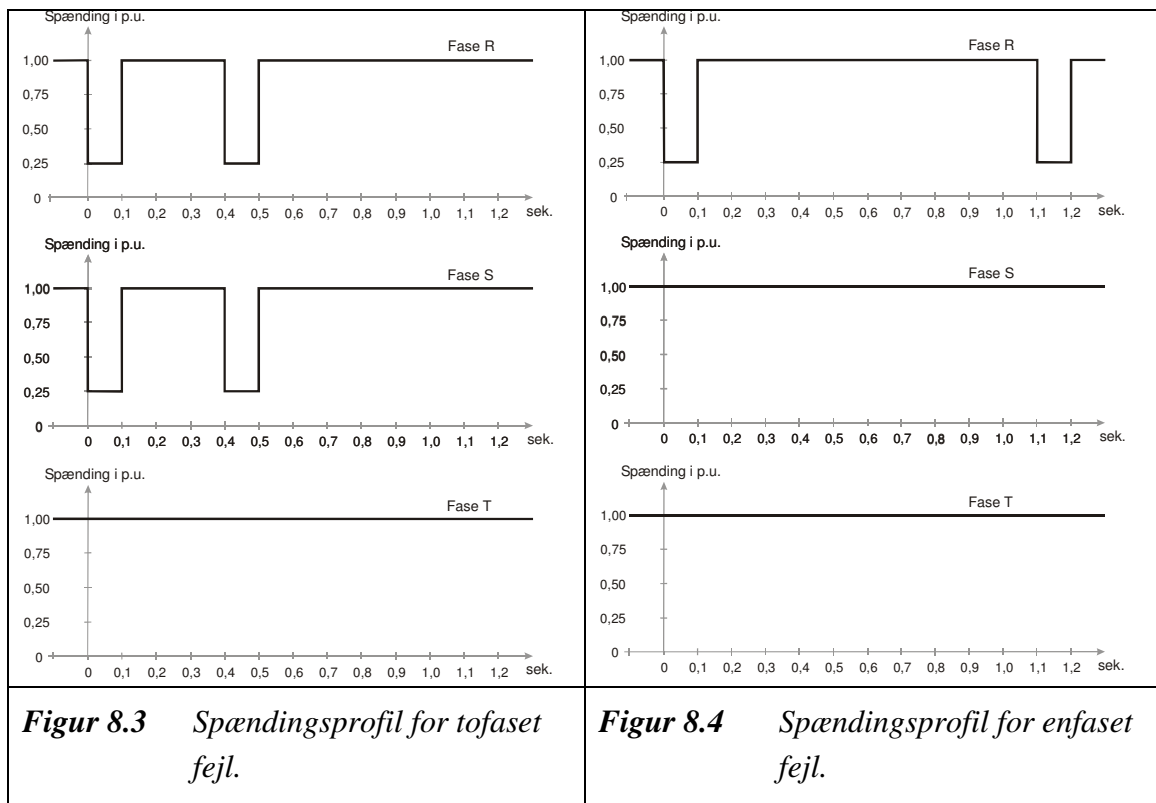
8.2.2 *Mølleparkens stabilitet ved usymmetriske netfejl og mislykket genindkobling*
Vindmølleparken skal kunne modstå påvirkningerne fra følgende usymmetriske fejl i elnettet, uden det kræver udkobling af vindmøller i vindmølleparken:

- Tofaset fejl på en ledning i transmissionsnettet med mislykket genindkobling. Se **Figur 8.3**.
- Enfaset fejl på en ledning i transmissionsnettet med mislykket genindkobling. Se **Figur 8.4**.

Hvis tilslutningspunktet er på sekundærsiden af en transformer, der hører til transmissionsnettet, skal der ved undersøgelse af asymmetriske fejl tages hensyn til koblingsgruppe og -ciffrer i denne transformer. Medmindre andet aftales, skal der regnes med, at transformeren er YNd11-koblet.

Anlægssejeren skal endvidere garantere, at:

- Vindmøllerne i vindmølleparken tåler de termiske påvirkninger ved en gentagelse af mølletesten efter to minutter.
- Vindmøllerne i vindmølleparken tåler de termiske påvirkninger ved en gentagelse af de usymmetriske fejl beskrevet ovenfor efter to minutter.
- Der er tilstrækkelige energireserver (nødstrøm, hydraulik og pneumatik) til seks gentagelser af mølletesten med 5-minutters interval.
- Der er tilstrækkelige energireserver (nødstrøm, hydraulik og pneumatik) til seks gentagelser af de usymmetriske fejl beskrevet ovenfor med 5-minutters interval



8.3 Simuleringsmodel

Anlægsfejeren skal fremsende dokumentation for en komplet model (net- og generatorkonstanter, blokdiagram og parametre for regulering for mølle og parkregulator samt beskyttelse) af vindmølleparken, som kan anvendes af den systemansvarlige til analyser af transmissionsnettets dynamiske stabilitet. Modellen skal være egnet til simulering af effektivværdier (ikke EMT-model). Der skal fremsendes målinger, som kan anvendes til at validere modellen. Den systemansvarlige skal godkende modellen.

9. Start og stop af en vindmølle

En vindmølle, der er udkoblet på grund af høj vindhastighed, må automatisk genindkoble, når hastigheden er faldet til under stopvindhastigheden.

Stopvindhastigheden målt som 10-minutters middelværdi skal være mindst 25 m/s.

10. Spændingskvalitet

Vurderingen af mølleparkens påvirkning på spændingskvaliteten sker på basis af følgende begreber:

- hurtige spændingsændringer eller spændingsspring (rapid voltage changes)
- spændingsvariationer og flicker (voltage fluctuations og flicker)
- harmoniske.

For det aktuelle tilslutningspunkt omregnes krav til harmoniske spændinger til krav til harmoniske strømme efter aftale med den systemansvarlige.

10.1 Hurtige spændingsændringer

Hurtige spændingsændringer defineres som en enkelt hurtig ændring af spændingens effektivværdi, og hvor spændingsændringen har en vis varighed. Dette vil f.eks. kunne opstå ved koblinger i mølleparken. Maksimalt tilladte værdier for hurtige spændingsændringer fra mølleparken i tilslutningspunktet er:

Generel begrænsning	<3,0 %
Indtil en hyppighed på 10 pr. time	<2,5 %
Indtil en hyppighed på 100 pr. time	<1,5 %

Krav baseret på IEC 61000-3-7 [1].

10.2 Spændingsvariationer og flicker

Flicker-bidraget fra vindmølleparken i tilslutningspunktet skal begrænses så:

$P_{st} < 0,30$, bestemt som et vægtet gennemsnit af flicker-bidraget over 10 minutter.

$P_{lt} < 0,20$, bestemt som et vægtet gennemsnit af flicker-bidraget over 2 timer.

Flicker-bidragene P_{st} og P_{lt} er definerede i IEC61000-3-7 [1].

10.3 Harmoniske spændinger

Den harmoniske forstyrrelse D_n for hver enkelt harmonisk defineres som:

$$D_n = \frac{U_n}{U_1} \times 100\%$$

Den totale harmoniske effektive forvrængning THD defineres som:

$$THD = 100 \sqrt{\sum_{n=2}^{50} \left(\frac{U_n}{U_1}\right)^2} \%$$

D_n skal være mindre end 1 % for $1 < n < 51$ i tilslutningspunktet.

THD skal være mindre end 1,5 %.

11. Ekstern kontrol og måling af vindmøller

11.1 Dataomfang

I efterfølgende tabel er oversigtsmæssigt specificeret, hvilke data der skal kunne overføres mellem en vindmøllepark og eksterne lokaliteter, eksempelvis den produktionsbalanceansvarlige og/eller den systemansvarlige. Oversigten er vejledende, og detaljer skal aftales for den enkelte park med de relevante eksterne parter. Dataomfang til den systemansvarlige skal som minimum være i overensstemmelse med gældende måleforskrifter.

Summarisk dataoversigt for vindmølleparken
Indstilling, aktivering og visning af parkregulatorens funktioner og data Aktiv effektmåling [MW] i tilslutningspunkt Reaktiv effektmåling [Mvar] i tilslutningspunkt Spændingsmåling i tilslutningspunkt Mulig produktion [MW, +Mvar, ÷Mvar] Mistet produktion [MWh/5 minutter] som tidsserie
Antal møller stoppet på grund af lav vind Antal møller stoppet på grund af høj vind Antal møller stoppet på grund af service Antal møller stoppet på grund af havari Samlet antal møller ude af drift Antal møller effektbegrænset
Relevante koblingstilstande fra opsamlingsnettet Relevante anlægsalarmer
Vindhastighed Vindretning Temperatur Atmosfærisk tryk

Krav til målenøjagtighed er nærmere defineret i Måleforskrift til systemdriftsformål.

11.2 Dataoverføring

Protokollen for datakommunikation mellem vindmølleparken og den systemansvarlige skal kunne være IEC-60870-5-101 [3] og IEC-60870-5-104

[8]. Hvilken af disse protokoller, der aktuelt skal anvendes, fastlægges af den systemansvarlige.

Ved utilstrækkelig eller manglende fjernkontrol kan vindmølleparken af den systemansvarlige kræves udkoblet.

11.3 Fejlskriver

Til at kontrollere vindmølleparkens respons på fejlforløb i elsystemet installeres et registreringsudstyr, der trigges ved fejlforløb. Registreringerne skal også anvendes til at verificere modellen for vindmølleparken.

For en udvalgt vindmølle af hver mølletype i parken skal anlægsejeren installere en fejlskriver, der som minimum registrerer:

- omdrejningstal
- aktiv effekt
- reaktiv effekt
- spænding.

Målingerne kan udføres på lavspændingssiden af en eventuel mølletransformer. Målepunkterne aftales med den systemansvarlige.

Den systemansvarlige installerer en fejlskriver i tilslutningspunktet, som registrerer:

- spænding
- aktiv effekt
- reaktiv effekt
- frekvens
- strøm
- harmoniske.

Der skal kunne ske registrering af sammenhængende tidsserier af målinger fra 10 sekunder før en trigning til 60 sekunder efter en trigning. Registreringsudstyret skal indeholde det nødvendige antal målekanaler til at kunne registrere alle de ovennævnte værdier.

Triggersignaler og deres indstilling samt dataudvekslingsformat aftales med den systemansvarlige.

Anlægsejeren, transmissionsselskabet og den systemansvarlige skal på forlangende have fuld adgang til data fra de installerede fejlskrivere.

Referenceliste

- 1 IEC 61000-3-7: *Electromagnetic compatibility (EMC -- Part 3: Limits – Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems – Basic EMC publication.*
- 2 IEC 61400-21: *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.*
- 3 IEC-60870-5-101: *Telecontrol equipment and systems, part 5-101.*
- 4 IEC 60050-415. *International Electrotechnical Vocabulary – Part 415: Wind turbine generator systems.*
- 5 IEC 60071-1: *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules.*
- 6 Stærkstrømsbekendtgørelsen.
- 7 BEK nr. 270 af 02/05/1991 *Bekendtgørelse om typegodkendelse og certificering af vindmøller.*
- 8 IEC-60870-5-104: *Telecontrol equipment and systems, part 5-104.*

Tekniske oplysninger til transmissionsselskabet

Oplysningerne i skemaerne skal være baseret på definitionerne og måleprocedurerne i IEC 61400-21 [2]. Afvigelser herfra skal angives. Hvis transmissionsselskabet ønsker det, skal det have tilsendt en testrapport. Enhver ændring af de oplyste indstillinger i skemaet skal forhåndsgodkendes af transmissionsselskabet og medfører en ajourføring af skemaet.

Vindmølletype/tekniske data

Fabrikant	
Typebetegnelse	
Typegodkendelse	
Godkendelsesorgan	
Mærkevindhastighed, $v_{\text{mærke}}$ [m/s]	
Mærkeeffekt, P_n [kW]	
Tilsyneladende mærkeeffekt, $S_{\text{mærke}}$ [kVA]	
Maksimal tilladt effekt, P_{mc} [kW]	
Maksimal målt effekt:	
- 60 sekunders middelværdi, P_{60} [kW]	
- 0,2 sekunders middelværdi, $P_{0,2}$ [kW]	
Mærkespænding [V]	
Mærkestrøm, I_n [A]	

Flickerkoefficient med vindmøllen i drift, $c(\psi_k, v_a)$

Middelvindhastighed, v_a [m/s]	Nettets impedansvinkel, ψ_k [grader]			
	30	50	70	85
6				
7,5				
8,5				
10,0				

Spændingsændringer og flicker forårsaget af koblinger

Koblingssituation	Indkobling ved startvindhastigheden			
Maks. antal koblinger i 2 timer, N_{120}				
	Nettets impedansvinkel, ψ_k [grader]			
	30	50	70	85
Flickertrinfaktor, $k_f(\psi_k)$				
Spændingsændringsfaktor, $k_u(\psi_k)$				

Koblingssituation	Indkobling ved mærkevindhastigheden			
Maks. antal koblinger i to timer, N_{120}				
	Nettets impedansvinkel, ψ_k [grader]			
	30	50	70	85
Flickertrinfaktor, $k_f(\psi_k)$				
Spændingsændringsfaktor, $k_u(\psi_k)$				

Koblingssituation	Værste tilfælde ved kobling mellem generatorer eller viklinger			
Maks. antal koblinger i 2 timer, N_{120}				
	Nettets impedansvinkel, ψ_k [grader]			
	30	50	70	85
Flickertrinfaktor, $k_f(\psi_k)$				
Spændingsændringsfaktor, $k_u(\psi_k)$				

Overtoner

Dette skema skal kun udfyldes for vindmøller med en elektronisk effektoverformer.

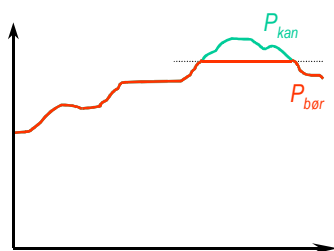
Det er ikke nødvendigt at oplyse værdier, som er lavere end 0,1 % af mærkestrømmen.

Ordenstal	Afgivet effekt [kW]	Harmonisk strøm [% af $I_{\text{mærke}}$]	Ordenstal	Afgivet ef- fekt [kW]	Harmonisk strøm [% af $I_{\text{mærke}}$]
2			3		
4			5		
6			7		
8			9		
10			11		
12			13		
14			15		
16			17		
18			19		
20			21		
22			23		
24			25		
26			27		
28			29		
30			31		
32			33		
34			35		
36			37		
38			39		
40			41		
42			43		
44			45		
46			47		
48			49		
50					
Maks. total harmonisk forvrængning [% af I_n]					
Afgivet effekt ved maks. total harmonisk forvrængning [kW]					

Uddybning af reguleringsfunktioner i parkregulatoren

1. Absolut produktionsbegrænsning

Der skal være implementeret en indstillelig absolut produktionsbegrænsningsfunktion.

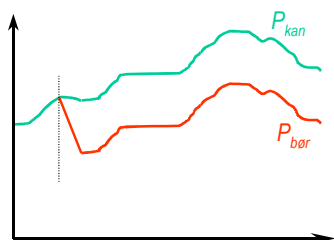


Figur 1 Absolut produktionsbegrænsning.

En vindmølleparks produktion skal kunne begrænses til en vilkårlig børværdi i området 20-100 % af mærkeeffekten. Afvigelsen mellem en børværdi og en målt 5-minutters middelværdi i tilslutningspunktet må højst være $\pm 5\%$ af vindmølleparkens mærkeeffekt. Reguleringshastigheden ved op- og nedregulering skal kunne indstilles i intervallet 10...100 % af mærkeeffekten pr. minut.

2. Delta produktionsbegrænsning

Den aktuelle produktion skal kunne begrænses i forhold til den mulige. Effektproduktionen begrænses til altid at ligge en indstillet delta-effektværdi under den mulige produktion. Effektgradient for delta-ændring skal kunne indstilles. Det skal være muligt at indstille delta-ændring som en MW-værdi.



Figur 2 Delta produktionsbegrænsning.

3. Balanceregulering

Balancereguleringen skal implementeres som en hurtig effektregulering, der skal sørge for, at parkproduktionen kan reguleres ned/op, når det ønskes.

Effektændring skal indstilles valgfrit med balancereguleringsordrer dels som en ønsket ændring (\pm MW ændring) til aktuel produktion, dels som ønsket effektgradient (MW/min).



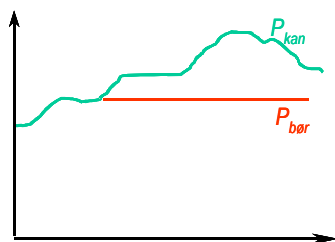
Figur 3 Balanceregulering uden og med automatisk ophævelse.

Der skal være mulighed for at vælge, at balanceeffekten afsluttes automatisk efter en indstillelig tid og at der reguleres til gældende effektordreindstillinger med indstillelig gradient.

Det kan i forbindelse med balanceregulering tillades, at produktionen overstiger grænsen fra den absolutte produktionsbegrænsning. Hvor stor overskridelse der tillades, skal separat kunne indstilles.

Balanceregulering skal separat kunne til-/frakobles.

4. Stop regulering

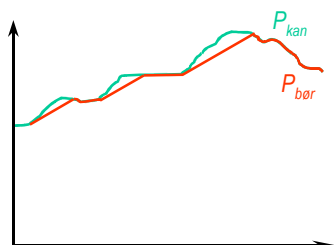


Figur 4 Stop regulering.

Aktivering af "Stop regulering" skal medføre, at vindmølleparken så vidt muligt fastholder aktuel effekt (ved faldende vind vil dette dog være umu-

ligt). Ved ophævelse af "Stop regulering" skal der søges tilbage til gældende effektordreindstillinger med indstillelig gradient.

5. Effektgradientbegrænsning



Figur 5 Effektgradientbegrænsning.

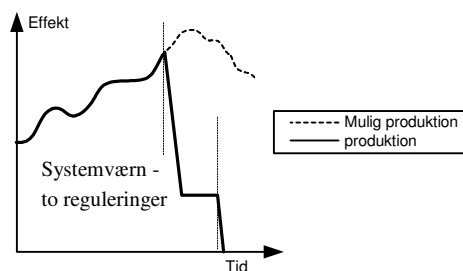
Effektgradientbegrænseren skal hindre, at parkproduktionen stiger for hurtigt, når vindhastigheden er stigende, eller når parken skal startes i høj vind. Hvis vindhastigheden er faldende, har begrænsningen naturligvis ingen funktion, medmindre delta-produktionsbegrænsningen er i funktion. Den maksimalt tilladte hastighed ved produktionsstigning og ved produktionsfald skal kunne indstilles individuelt. Funktionen skal kunne til-/frakobles.

Den systemansvarlige fastlægger de aktuelt maksimalt tilladte værdier for gradientbegrænsning.

6. Systemværn

Via et eksternt signal tilført parkregulatoren skal det være muligt at foretage hurtig nedregulering af vindmølleparken i form af systemværnsregulering.

Nedreguleringen skal foretages med en forudindstillet hastighed. Den maksimale effektmængde, som systemværnsregulering skal kunne nedregulere, skal kunne indstilles. Så længe det eksterne systemværnssignal er aktivt, og maks. effektændring ikke er nået, skal nedreguleringen fortsætte. Når det eksterne signal ikke længere står på, skal systemværnsregulering ophøre, og aktuel effektproduktion fastholdes.



Figur 6 Systemværn.

Systemværnsfunktionen skal resettes manuelt. Når dette sker, skal reguleringen tilbage til de aktuelt gældende reguleringsvilkår. Hastigheden, som dette foregår med, skal kunne indstilles separat. Hvis det eksterne systemværnssignal stadig er aktivt, når funktionen resettes, udregnes en ny effektgrænse ud fra den aktuelle produktion, og parken reguleres eventuelt yderligere ned.

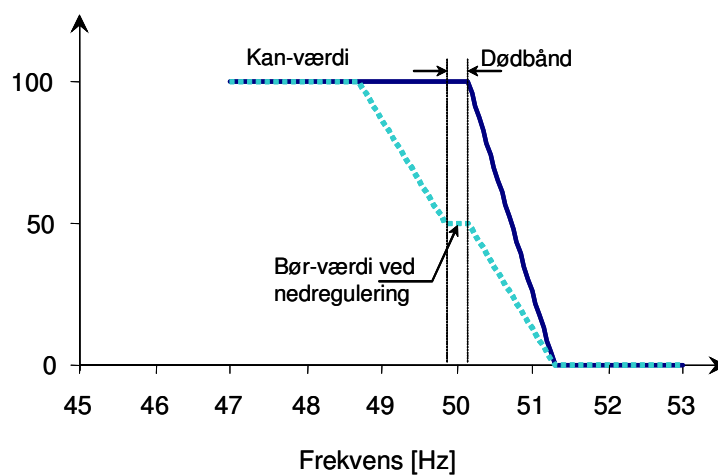
Ved systemværnsindgreb skal produktionen kunne reguleres ned fra fuldlast til stop på maksimalt 30 s. Systemværnsfunktionen skal separat kunne til/frakobles.

7. Frekvensstyret regulering af effektproduktionen

Med automatisk frekvensregulering skal den enkelte vindmølles kontroludstyr ændre produktionen afhængig af netfrekvensen. Via parkregulatoren skal vindmølleparkens samlede reguleringskarakteristik kunne indstilles.

Figuren herunder viser to eksempler på frekvensregulering. I det ene tilfælde (fuldt optrukket linje) kan frekvensreguleringen kun foretage nedregulering af produktionen, hvorimod den i det andet tilfælde (punkteret linje) også kan foretage en opregulering på grund af den forudgående nedregulering.

Produktion i % af produktionen
uden frekvensregulering



Figur 7 Frekvensregulering med og uden forudgående nedregulering.

Ved produktioner under 20 % af vindmøllens mærkeeffekt skal møllen ud-koble, hvis den ikke kan nedregulere yderligere ved fortsat høj frekvens.

Indstilling af parkens frekvensreguleringskarakteristik skal foretages samlet.

Indstillingsparametrene er vist i nedenstående tabel.

Indstillingsparameter	Indstillingsområde	Defaultværdi
Referencefrekvens (f_{ref})	49,90...50,10 Hz	50,000 Hz
Nedre frekvensgrænse for reguleringsområdet ved underfrekvens (f_n)	50,00...47,00 Hz	49,00 Hz
Øvre frekvensgrænse for reguleringsområdet ved overfrekvens (f_ϕ)	50,00...53,00 Hz	51,00 Hz
Nedre frekvensgrænse for dødbåndet ved underfrekvens (Δf_{d-})	0...500 mHz	150 mHz
Øvre frekvensgrænse for dødbåndet ved overfrekvens (Δf_{d+})	0...500 mHz	150 mHz
Reguleringsfaktor for produktionen gældende for frekvenser i området $f_n \dots (f_{ref} - \Delta f_{d-})$ samt $(f_{ref} + \Delta f_{d+}) \dots f_\phi$. (Reguleringsfaktor 1 medfører, at produktionen er den maksimalt mulige – eller bør-værdien, hvis denne er specificeret)	Overfrekvens : $(1 - \frac{f - (f_{ref} + \Delta f_{d+})}{f_\phi - (f_{ref} + \Delta f_{d+})}) \cdot 100\%$ Underfrekvens : $(1 + \frac{f - (f_{ref} - \Delta f_{d-})}{f_n - (f_{ref} - \Delta f_{d-})}) \cdot 100\%$	
Reguleringshastighed regnet fra overskridelse af en grænseværdi til fuldført regulering	1...10 % af mærkeeffekten per sekund	10 % af mærkeeffekten per sekund

Ovenstående frekvensparametre skal kunne indstilles med en opløselighed på mindst 10 mHz.

I frekvensområdet 47,00-53,00 Hz må frekvensmålefejlen højst være ± 10 mHz. Kravet skal være overholdt, selv om spændingens kurveform måtte være forvrænget. Et fasespring på 20° må ikke påvirke reguleringen.

Frekvensregulering skal separat kunne til-/frakobles for vindmølleparken og for den enkelte mølle.