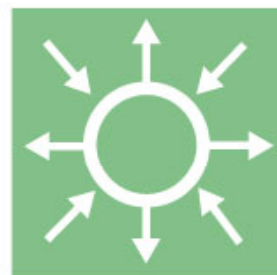
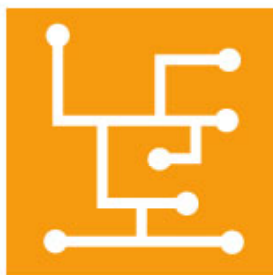
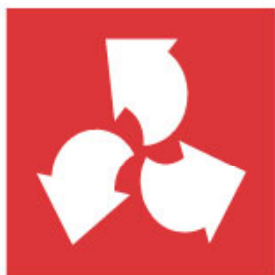


Framtagning av metod för att prova vindkraftverks förmåga att uppfylla svenska nätanslutnings- krav



Elforsk rapport 07:41

R. Ottersten, A. Petersson, L. Messing

Maj 2007

Framtagning av metod för att prova vindkraftverks förmåga att uppfylla svenska nätanslutnings- krav

Elforsk rapport 07:41

Förord

Syftet med projektet var att möta ett behov av en generell metod för att möta krav från nätägare. I arbetet har även arbetet med Anslutning av stora produktionsanläggningar (ASP) beaktats.

Projektet har genomförts av Rolf Ottersten, Andreas Petersson och Lars Messing vid Gothia Power inom ramen för det svenska vindkraftforskningsprogrammet Vindforsk-II som projekt nr V-129. Programmet finansieras av ABB Corporate Research, EBL-Kompetanse, E.ON Vind Sverige, E.ON Elnät, Falkenberg Energi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Luleå Energi Elnät, Lunds Energi, Skellefteå Kraft, Statens Energimyndighet, Svenska Kraftnät, Tekniska Verken i Linköping, Umeå Energi Elnät, Varberg Energi, Vattenfall och Öresundskraft.

Stockholm december 2007

Sara Hallert
Programledare Vindforsk-II

Sammanfattning

Detta dokument är slutrapporten för första delen i projektet *Framtagning av metod för att prova vindkraftverks förmåga att uppfylla svenska nätanslutningskrav*, vars övergripande mål är att utveckla en provningsplan och provningsutrustning för validering av vindkraftverk och vindkraftgrupper mot svenska nätanslutningskrav. Syftena med projektets första fas har varit att identifiera relevanta krav för vindkraftverk, undersöka möjliga verifieringsmetoder samt att utveckla en skalmodell av ett vindkraftverk.

Fyra länders nätanslutningsregler och valideringsmetoder har undersökts. Av dessa länder verkar endast Tyskland och Spanien ha utvecklat valideringsplaner för sina driftsäkerhetstekniska krav. Den utrustning som dessa länder har valt för validering kan dock endast kortsluta mellan faser alternativt koppla en eller flera faser till jord, vilket medför att utrustningen inte kan användas för att validera Svenska Kraftnäts krav för frekvensavvikelser och överspänning.

För att kunna genomföra fullskalig validering av samtliga Svenska Kraftnäts krav rekommenderas en nätmodellerande frekvensomformare i megawattklassen som kan programmeras till att modellera både spännings- och frekvensavvikelser samt svaga och starka nät med olika X/R-förhållanden.

En skalmodell har utvecklats och analyserats för att undersöka om validering vid reducerad effekt kan vara ett kostnadseffektivt alternativ till fullskalig provning. Den preliminära analys som presenteras i rapporten tyder dock på att så inte är fallet eftersom det finns avsevärda skillnader för egenskaperna hos skalmodellen jämfört med ett fullskaligt aggregat. Inga säkra slutsatser kan därmed erhållas från skalmodellen beträffande egenskaperna för ett fullskaligt aggregat.

Baserat på de nätanslutningskrav som har identifierats presenteras ett första utkast till valideringsplan för svenska nätanslutningsregler. Valideringsplanen behöver dock vidareutvecklas och den utvecklade skalmodellen tros vara ett utmärkt verktyg för detta ändamål. Även om skalmodellen inte är en exakt skalmässig avbildning av ett fullskaligt aggregat kan den användas för att provköra valideringsplanen och därmed avslöja egenskaper som är problematiska även för verkliga vindkraftverk.

Summary

This document is the final delivery from the first phase of the project *Development of a method for evaluation of wind turbines ability to fulfil Swedish grid codes*, which objective is to develop a validation plan and validation equipment for the Swedish grid codes. For the first phase of the project, the purposes have been to identify relevant grid-code requirements for wind turbines, investigate viable methods of validation and to develop an analog simulator of a wind turbine, henceforth referred to as a small-scale model.

The grid codes and validation methods of four European countries have been investigated. Of these four, it appears that only Germany and Spain have developed validation plans and equipment for full-scale testing of wind turbines. A drawback of the German and Spanish validation methods are, however, that the voltage cannot be increased above the nominal value and the grid frequency cannot be varied, since the testing equipment only allows for short-circuits between phases or to ground. Therefore, when using such an equipment, only a few of the Swedish grid codes can be validated at full power.

In order to validate all of the Swedish grid codes at full-power, this report proposes the use of a frequency converter for verification purposes. The frequency converter is capable of varying both the grid voltage and frequency above and below the nominal values. Furthermore, the frequency converter can also model weak and strong grids with arbitrary relations between the line reactance and resistance, which can influence the behaviour of a wind turbine during both normal operation and during grid faults.

It has been investigated if validation of the Swedish grid codes can be performed at reduced power using small-scale models of wind turbines, which would allow for a more cost-effective solution. Unfortunately, a preliminary analysis indicates that small-scale validation is not a viable alternative to testing the real full-power wind turbine, since there are considerable differences in behaviour between a small-scale model and an actual wind turbine.

Relevant grid code requirements have been identified. Based on these, a first-draft validation plan is presented in this report. The validation plan requires, however, further development and the developed small-scale model is believed to be a suitable tool for such a development. Even though the small-scale model is not really a true representation of an actual wind turbine, the model can still be used for refining the validation plan and for revealing technical aspects that are problematic for both the small-scale model and actual wind turbines.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte.....	1
1.3	Rapportens upplägg	1
2	Elsystem för vindkraftverk	2
2.1	Konstant varvtal med AG.....	3
2.1.1	Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt	4
2.1.2	Egenskaper vid nätstörningar	5
2.1.3	Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet	5
2.1.4	Långsamma och snabba spänningsvariationer.....	6
2.1.5	Osymmetri och övertoner.....	7
2.2	Variabelt varvtal med fulleffektomformare	7
2.2.1	Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt	8
2.2.2	Egenskaper vid nätstörningar	9
2.2.3	Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet	10
2.2.4	Osymmetri och övertoner.....	10
2.3	Variabelt varvtal med släpringad AG (DFIG).....	10
2.3.1	Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt	11
2.3.2	Egenskaper vid nätstörningar	11
2.3.3	Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet	12
2.3.4	Osymmetri och övertoner.....	12
2.4	Produktionsplanering och frekvensreglering för vindkraft.....	12
2.4.1	Produktionsplanering	12
2.4.2	Frekvensreglering	14
2.5	Användning av vindkraftverk för stabilisering av elnätet	15
2.6	Vindkraftverkets skyddsfunktioner.....	16
2.7	Sammanfattning av elsystem för vindkraftverk	18
3	Lagkrav och standarder för vindkraftverk	19
3.1	Europeiska direktiv och CE-märkningen.....	19
3.2	Standarder för vindkraftverk	20
3.2.1	IEC WT 01 System for conformity testing and certification of wind turbines – Rules and procedures	20
3.2.2	IEC 61400 Vindkraftverk	21
3.2.3	SS/ISO 12494 Nedisning av konstruktioner på grund av fukt i luften	25
3.2.4	Tyska standarder för mätning och analys av elkvalitet	25
3.2.5	CLC/TR 50373 Wind turbines – Electromagnetic compatibility	25
3.2.6	SS-EN 50308 Vindkraftverk – Säkerhet och skydd vid skötsel och underhåll	25
3.3	Svenska lagkrav för installation och skötsel av starkströmsanläggningar	25
3.4	Standarder för elmaskiner och elektriska effektomvandlare	26
3.5	Standarder för elkvalitet.....	26
3.5.1	SS-EN 50160 Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution	27
3.5.2	IEC 61000 Elektromagnetisk kompatibilitet	28
3.5.3	TR6 – Tekniska riktlinjer för elkvalitet	28
3.6	Svenska anvisningar och föreskrifter för vindkraftverk	28
3.6.1	Sammanfattning av anvisningarna i AMP.....	29
3.6.2	Sammanfattning av anvisningarna i ASP	29
3.6.3	Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd	30
4	Europeiska nätanslutningsregler och verifieringsmetoder	32
4.1	Danmark	32
4.2	Tyskland	33
4.3	Spanien.....	37

4.4	Irland.....	38
4.5	Nordel.....	40
4.6	UCTE	41
5	Verifiering av krav för vindkraftverk	42
5.1	Fullskalig verifiering av vindkraftverk	42
5.1.1	Verifiering av vindkraftverk innan nätanslutning	42
5.1.2	Verifiering av vindkraftgrupp efter nätanslutning.....	44
5.2	Simuleringar och tekniska beräkningar.....	45
5.3	Provning på skalmodeller av vindkraftverk.....	45
5.4	Skalmodell för modellering av vindkraftverk och utveckling av verifieringsplan.....	46
5.4.1	Nedskalning av vindkraftverk.....	47
5.5	Verifieringsplan för vindkraftverk.....	50
6	Slutsatser och framtida forskning	52
6.1	Slutsatser.....	52
6.2	Framtida forskning	53
7	Referenser	54
	Appendix Valideringsplan för vindkraftverk	56

1 Inledning

1.1 Bakgrund

De svenska kraven för nätanslutning av vindkraftverk är väl dokumenterade i AMP, ASP samt Svenska Kraftnäts föreskrifter för produktionsanläggningar. Däremot saknas för närvarande tydliga riktlinjer för verifiering av att kraven uppfylls. Speciellt gäller detta Svenska Kraftnäts riktlinjer för behållande av nätanslutning vid spännings- och frekvensvariationer. Avsaknaden av riktlinjer för verifiering av svenska krav är ett allvarligt problem eftersom det finns en risk att nätägare och vindkraftägare inte besitter nödvändig kunskap för att bedöma de prov som tillverkare av vindkraftverk tillhandahåller. I värsta fall kan detta problem medföra installation av stora vindparker som vid en senare granskning inte uppfyller de svenska kraven. Med tanke på den stora utbyggnaden av vindkraften som är planerad i Sverige kommer vindkraften att få en mer framträdande roll i Sveriges elförsörjning. En samtidig förlust av en eller flera stora vindfarmer, eller en okontrollerad återanslutning av vindaggregat efter en nätstörning [35], kan då få allvarliga konsekvenser för möjligheten att upprätthålla effektbalansen i nätet].

1.2 Syfte

Detta dokument är slutrapporten för första delen i projektet *Framtagning av metod för att prova vindkraftverks förmåga att uppfylla svenska nätanslutningskrav*, vars övergripande mål är att utveckla en provningsplan och provningsutrustning för validering av vindkraftverk och vindkraftgrupper mot svenska nätanslutningskrav. Syftena med projektets första fas har varit att identifiera relevanta krav för vindkraftverk, undersöka möjliga verifieringsmetoder samt att utveckla en skalmodell av ett vindkraftverk.

1.3 Rapportens upplägg

Rapporten är upplagd enligt följande:

- Kapitel 2 beskriver egenskaperna för tre vanliga elsystemlösningar i moderna vindkraftverk. Fokus är lagd på de egenskaper som kan tänkas påverka nätanslutningsegenskaperna och som därför är viktiga att prova vid verifiering av vindkraftverk och vindparker.
- Kapitel 3 är en sammanställning av många av de lagkrav och standarder som är relevanta för vindkraftverk. Kapitlets fokus är lagd på standarder som är relaterade till nätanslutningsegenskaper, övriga standarder beskrivs enbart mycket kortfattat. Kapitlet fungerar som en grund för de följande kapitlen.
- Kapitel 4 ger kortfattade beskrivningar av fyra Europeiska länders nätanslutningskrav och verifieringsmetoder. Fokus är lagd på skillnader jämfört med de svenska kraven. Kapitlet beskriver även den information som är känd om den utrustning som Tyskland och Spanien valt för att applicera spänningsavvikelser på vindkraftverk.
- Kapitel 5 diskuterar fördelar och nackdelar för olika valideringsmetoder, såsom fullskalig provning, prov på skalmodeller, simulering och tekniska beräkningar.

Ett första utkast till valideringsplan finns inkluderat i rapportens appendix.

2 Elsystem för vindkraftverk

Detta kapitel beskriver viktiga elsystemegenskaper för tre av dagens vanligaste vindkraftstyper: asynkrongenerator (AG) som arbetar med konstant varvtal, synkrongenerator (SG) eller AG med fulleffektomformare och släpringad/dubbelmatad AG (DFIG) med liten frekvensomformare.

Tabell 2.1 visar vilka typer av vindaggregat som installerades i Tyskland mellan åren 1988 och 2005. Eftersom Tyskland har en förhållandevis stor del andel vindkraft installerad i sitt nät kan det vara intressant att studera vilka aggregattyper som är vanligast. Som synes hade 92 % av de verk som installerades 2005 variabelt varvtal och av dessa var 47 % av typen släpringad AG medan övriga var SG med fulleffektomformare. Resterande verk arbetade med konstant varvtal och var utrustade med en AG.

Ur tabellen kan även utläsas att 94 % av verken hade rotorblad av bladvinkeltyp (eng. pitch) medan resten var överstegrade (eng. stall), flertalet av de senare arbetade troligtvis med konstant varvtal. Vindkraftverk med konstant varvtal har nämligen ofta överstegrade blad eftersom det är enkelt samt att ineffekten jämnas ut och begränsas på ett naturligt sätt när attackvinkeln ökar. Däremot baseras vindkraftverk som har variabelt varvtal med fördel på bladvridning eftersom vindens effektvariationer kan tas upp av rotorvarvtalet. En stor fördel med bladvinkelreglering är att axialkrafterna på rotorn minskar med ökande vindhastighet—för överstegring är det tvärtom—vilket möjliggör en enklare och smidigare mekanisk konstruktion, något som är särskilt intressant för stora aggregat på flera megawatt.

Enligt tabellen strävade samtliga tyska installerade aggregat från 2005 efter att positionera rotorn mot vinden (eng. up wind), vilket kräver ett drivsystem som girar maskinhuset när en ny stabil vindriktning fastställts. Vindkraftverk där rotorn är vänd från vinden (eng. down wind) verkar för närvarande helt ha försvunnit, ett öde som uppenbarligen även drabbat turbiner som inte har tre rotorblad.

Tabell 2.1 Översikt av installerade vindkraftverk i Tyskland mellan åren 1988 och 2005. Källa: Hemsidan för REISI, <http://reisi.iset.uni-kassel.de>.

	till 1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Number of considered, recently installed WTs	134	72	244	256	383	553	803	988	806	813	1.011	1.634	1.360	1.892	2.130	1.606	1.131	974
Number of blades																		
2-bladed	40%	21%	11%	16%	9%	8%	7%	2%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3-bladed	58%	75%	88%	82%	90%	91%	93%	98%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
4-bladed	2%	0%	1%	3%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Rotor position																		
down wind	7%	18%	8%	5%	4%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
up wind	93%	82%	92%	95%	96%	98%	99%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Power control																		
stall	51%	40%	51%	56%	62%	65%	57%	55%	53%	44%	35%	32%	26%	24%	12%	11%	4%	6%
pitch	49%	60%	49%	44%	38%	35%	43%	45%	47%	56%	65%	68%	74%	76%	88%	89%	96%	94%
Type of generator																		
induction	63%	50%	74%	71%	70%	82%	75%	69%	67%	56%	53%	48%	36%	29%	14%	13%	8%	8%
doubly fed ind	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%	20%	33%	40%	47%	50%	49%	47%
synchronous	37%	50%	26%	29%	30%	18%	25%	31%	32%	41%	38%	32%	32%	31%	40%	37%	44%	44%
Rotational speed																		
constant	55%	36%	64%	64%	66%	77%	70%	67%	67%	56%	53%	48%	35%	29%	14%	13%	8%	8%
variabel	45%	64%	36%	36%	34%	23%	30%	33%	33%	44%	47%	52%	65%	71%	86%	87%	92%	92%

Datenquelle: ISET / IWET

2.1 Konstant varvtal med AG

Ett traditionellt vindkraftverk arbetar med nästan konstant varvtal på grund av att generatoren är direkt kopplad till elnätet, se Figur 2.1. För att förbättra systemets verkningsgrad vid låga vindhastigheter kan även två olika stora AG med olika polpartal användas [12], vindkraftverket kan då arbeta vid två olika varvtal. En mindre AG med högre polpartal roterar långsamt och används vid låga vindhastigheter medan en större AG med färre poler snurrar snabbare och används vid högre vindhastigheter, vilket förbättrar både den aerodynamiska och elektriska verkningsgraden.

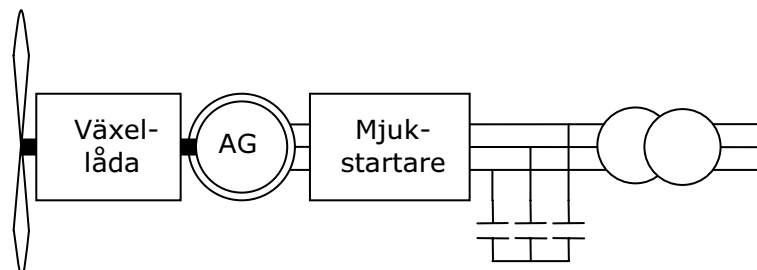
En växellåda mellan turbin och generatoren medför att AGs varvtal är högre än turbinens, vilket gör att generatorns volym och vikt blir mindre. Mot nätsidan finns en mjukstartare, som används för att reducera startströmmen vid inkoppling av verket, samt en kondensatorbank. Kondensatorbanken är för äldre vindkraftverk konstruerad för kompensation av generatorns reaktiva effekt i tomgångsdrift, medan modernare aggregat kan ha en högre grad av reaktiv effektkompensering. I större vindkraftverk är flertalet elektriska komponenter placerade i maskinhuset medan mindre verk ofta placerar transformatorn i tornets botten eller utanför tornet tillsammans med ställverket [12].

Vindkraftverk med konstant varvtal är en beprövad och tillförlitlig teknik med relativt låg initialkostnad. Vid nyinstallationer blir dock dessa verk alltmer sällsynta på grund av ett flertal nackdelar, varav några av de viktigaste är:

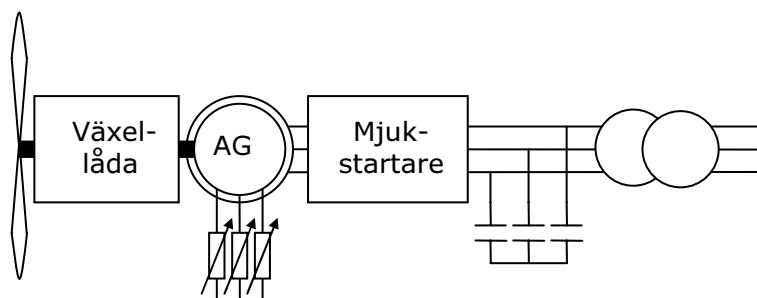
- Den mekaniska drivlinan måste överdimensioneras för att tåla vindens påfrestningar, vilket blir mer problematiskt ju större verket är.
- Med en AG kan den reaktiva effekten mot nätet inte styras och som direkt följd kan spänningen i anslutningspunkten inte regleras.
- Störningar i elnätet kan medföra att vindkraftverket måste frångåttas nätet, vilket med nya nätanslutningsregler inte längre är tillåtet.
- Det finns små möjligheter att jämma ut effektvariationer som inträffar då bladen träffar en begränsad yta med hög vind eller när bladen passerar tornet. Effektvariationerna som då uppstår kan ge upphov till dålig elkvalitet.

En viss förbättring kan åstadkommas med användning av variabel rotorresistans på ett bladvinkelreglerat aggregat enligt Figur 2.2 [12]. Genom att variera rotorresistansen kan varvtalet varieras med ungefär 10 % vid vindtransienter. Jämfört med systemet ovan minskar de mekaniska påfrestningarna på drivlinan och elkvaliteten förbättras, tyvärr försämras dock vindkraftverkets verkningsgrad något eftersom effektvariationerna kommer att förbrukas i rotn. Egenskaperna för reaktiv effekt och känslighet för nätstörningar förblir i stort sett oförändrade jämfört med ett traditionellt vindkraftverk med konstant varvtal.

Nackdelarna till trots är system med konstant varvtal intressanta för framtida havsbase- serade vindfarmer, anslutna till land via ett transistorbaserat HVDC-system. Med en sådan HVDC-anslutning möjliggörs både en viss varvtalsreglering av vindkraftverken och nätanslutningsegenskaperna kan bli goda [7].



Figur 2.1 Principschema för AG vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal.



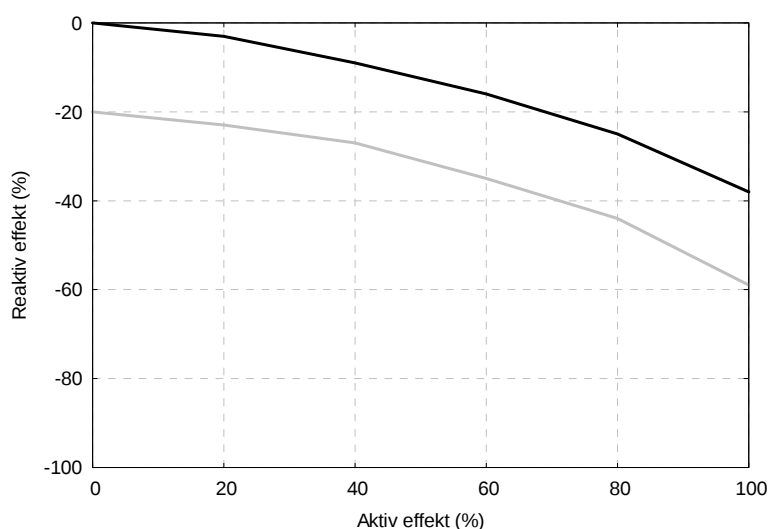
Figur 2.2 Blockdiagram för AG vindkraftverk med varierbar rotorresistans.

2.1.1 Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt

Ett vindkraftverk med konstant varvtal som har överstegrade blad kan varken styra den aktiva eller den reaktiva effekten. Den aktiva ineffekten till vindaggregat styrs primärt av vindens ineffekt och den aerodynamiska verkningsgraden medan den reaktiva behovet styrs av AGs reaktiva effektbehov som varierar med den aktiva effekten.

Om nätspänningen minskar, eller frekvensen ökar, kommer AGns magnetiska flödestäthet att minska och eftersläpningen ökar, vilket leder till en högre ström, mer förluster och en förhöjd temperatur i generatorns lindningar. Om nätspänningen tvärtom ökar, eller om nätfrekvensen minskar, kommer generatören troligen att gå i magnetisk mättning, vilket medför att magnetiseringsinduktansen minskar och magnetiseringsströmmen ökar. Även detta kan leda till högre förluster och förhöjd lindningstemperatur jämfört med nominell drift.

En AG behöver alltid reaktiv effekt för att magnetiseras. Ett kondensatorbatteri brukar leverera den reaktiva effekt som AG behöver i tomgång medan den resterande reaktiva effekt måste konsumeras från nätet, vilket exemplifieras av PQ-diagrammet i Figur 2.3. Den reaktiva effektkonsumtionen ökar med den aktiva produktionen och effektfaktorn kan bli runt 0,9–0,95 vid märkdrift. Om nätspänningen sjunker måste dock nätet leverera mer reaktiv effekt eftersom kondensatorernas bidrag minskar med spänningen i kvadrat. Motsatt gäller att kondensatorbatteriets reaktiva effektproduktion ökar med ökande nätspänning.



Figur 2.3 PQ-diagram för en AG med tomgångskompensering av reaktiv effekt (svart) och utan tomgångskompensering (grå).

2.1.2 Egenskaper vid nätstörningar

När en kortslutning inträffar i elnätet uppstår en spänningssänkning. Spänningssänkningens egenskaper beror på typ av kortslutning, var kortslutningen inträffar samt om reaktiv effekt finns tillgänglig som kan motverka sänkningen. När spänningssänkningen når vindkraftverket minskar den reaktiva effektproduktionen från kondensatorbatteriet, vilket måste kompenseras av att den reaktiva effekten från nätet ökar. Samtidigt minskar den aktiva effekten som generatoren producerar kraftigt, istället fås en reaktiv felström. Felströmmen avklingar med en tidkonstant som ges av statorns och rotorns förhållanden mellan läckinduktans och resistans, ett typiskt värde för en AG i megawattklassen kan vara 50–100 ms.

Eftersom det är rimligt att anta att vindens ineffekt förblir konstant under felet kommer turbinvarvtalet att öka under kortslutningen, givet att aggregatet inte redan är fränkopplat och turbinen bromsad. Vid kraftiga spänningssänkningar överskrider troligen AGs kippmoment, vilket medför att varvtalet skenar fritt innan övervarvsskydd reagerar och stoppar aggregatet. Vid lindrigare spänningssänkningar tenderar det högre varvtalet som råder när spänningen återkommer att medföra att den aktiva effektproduktionen efter felet är högre än den var innan. Tyvärr leder detta till en högre ström och förhöjt spänningsfall i elnätet, vilket gör att spänningen ännu inte riktigt kan återhämta sig. Även om aggregat klarar att behålla driften under själva spänningssänkningen finns det alltså även risk att skydd fränkopplar aggregatet efter att kortslutningen försvunnit. I tillägg kan de elektriska transienter som uppstår under och efter felet skapa vibrationer i drivlinan som kan medföra att mekaniska skydd fränkopplar vindkraftverket.

Svenska Kraftnäts (SvKs) krav för produktionsanläggningar gäller inte för redan installerade aggregat, vilket inkluderar äldre vindkraftverk som arbetar med konstant varvtal. Vissa länder i Europa har dock valt att inkludera sådana aggregat i sina anslutningsregler eller diskuterar att göra det [34]. För att vindkraftverk med konstant varvtal ska uppfylla kraven kan statiska VAR kompensatorer (SVC) eller STATCOM-frekvensomformare användas [6], [9]. Ett SVC- eller STATCOM-system kan leverera reaktiv effekt i anslutningspunkten och därmed höja spänningen vid nätfel, om dessutom vindkraftgruppens reglersystem modifieras kan möjligen driften behållas vid spänningssänkningar [9].

2.1.3 Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet

Vid uppstart av ett vindkraftverk är AGn inledningsvis fränkopplad nätet och kondensatorbatteriet är fränkopplad AGn i syfte att skydda kondensatorerna från de övertorner som mjukstartaren ger upphov till. För ett aggregat av överstegringstyp börjar turbinen att rotera efter att parkeringsbromsen lösgjorts och när varvtalet har nått det värde som motsvarar 5–30 % av slutvärdet börjar en mjukstartare processen med att ansluta generatoren till nätet. Mjukstartaren består av två anti-parallella tyristorer vars tändvinkel successivt minskas under ungefär 0,2 sekunder. Därefter sluts huvudbrytaren, mjukstartaren kopplas förbi och AGn är nu ansluten till elnätet. Processen avslutas med att kondensatorbatteriet tillkopplas, antingen direkt eller i flera steg, vilket kan ge upphov till en stor strömpuls med efterföljande oscillation.

Startsekvensen för bladvinkelverk inleds med att bladen vrids in i vinden, varefter reglersystemet för bladvinkeln ser till att uppnå och behålla turbinvarvtalet till ett värde motsvarande runt AGns synkrona varvtal. När varvtalet är konstant aktiveras mjukstartaren under 1–2 sekunder varefter den förbikopplas. AGn är då magnetiserad och direktkopplad till nätet, starten avslutas med att även kondensatorbatteriet tillkopplas vilket sker på samma sätt som för ett överstegrat aggregat.

Trots användning av mjukstartare drar AGn inledningsvis stora strömmar, vilket kan leda till spänningssänkning i elnätet och flimmerpåverkan på belysning i närliggande

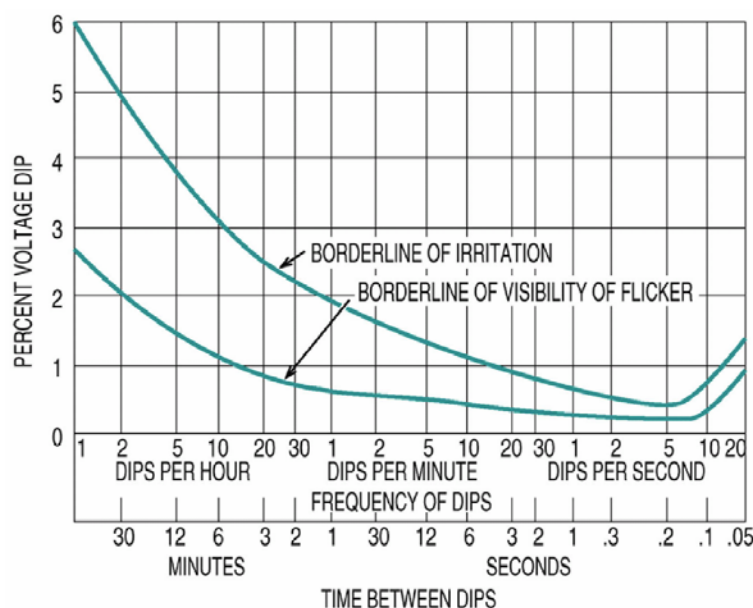
fastigheter. Även inkopplingen av kondensatorbatteriet kan leda till en kortvarig spänningssänkning, eftersom inkopplingsströmmen kortvarigt kan bli mycket hög. Hur allvarliga dessa problem blir beror på nätets kortslutningseffekt och impedans, aggregatets märkeffekt, mjukstartarens arbetsprincip, turbin typ och reglersystemet för bladvinkel om verket är av pitchtyp.

2.1.4 Långsamma och snabba spänningsvariationer

Långsamma spänningsvariationer orsakade av vindkraftverk med konstant varvtal beror på att långsamma variationer i den inmatade aktiva effekten skapar spänningssfall i nätet. Hur allvarliga spänningsvariationerna blir beror till stor del på nätets styrka i förhållande till vindkraftgruppens effekt samt förhållandet mellan reaktans och resistans (X/R-förhållande) i det nät som ansluter vindkraftverket. Generellt ökar de långsamma spänningsvariationerna i svaga nät och för små X/R-förhållanden. Den tillåtna nivån för de långsamma spänningsavvikelserna varierar med nättyp och planeringsnivåer men brukar vara ett par procent av nominell spänning. Enligt IECs standarder ska de långsamma spänningsvariationerna studeras med hjälp av lastflödesanalyser.

Snabba spänningsvariationer med en frekvens mellan 0,01–10 Hz skapas primärt av att turbinbladen träffar en begränsad yta med hög vind men bidrar även de effektvariationer som uppstår varje gång ett av turbinbladen passerar tornet. De snabba spänningsvariationerna kan ge upphov till dålig elkvalitet, främst i form av flimmar (eng. flicker). Flimmar uppkommer när de snabba spänningsvariationerna orsakar ljusvariationer hos glödlampor. Undersökningar av människors känslighet för flimmar brukar resultera i diagram liknande det i Figur 2.4, som visar gränserna för när de flesta människor ser respektive störs av flimmar.

Flimmar mäts med en flimmermätare konstruerad enligt IEC 61000-4-15. Flimmermätaren mäter spänningen under 10 minuter och beräknar därefter en statistisk koefficient som benämns P_{st} (eng. short-term). $P_{st}=1$ definieras utefter den övre gränskurvan i Figur 2.4 då de flesta människor upplever flimmar som störande. Som synes har kurvan minimum runt 5–10 Hz där ögonen är särskilt känsliga för ljusvariationer, i detta frekvensområde kan ögat uppfatta flimmar orsakat av så lite som 0,25 % spänningsvariation och variationer över 0,65 % upplevs som störande. Ytterligare en flimmerko-



Figur 2.4 Gränser för uppfattbart (undre graf) och störande flimmar (övre graf), bestämda av procentuell spänningssänkning (y-axel) och frekvens (x-axel) alternativt periodtid (x-axel).

efficient, P_{lt} (eng. long-term), definieras av P_{st} -koefficienterna från tolv efterföljande tiominutersmätningar under två timmar.

Viktiga faktorer som påverkar flimmerbidraget från ett vindkraftverk är nätets styrka, X/R-förhållande, vindturbulensen och nätspänningens vågform. En vindkraftgrupps flimmerpåverkan ökar med minskande X/R-förhållande, ökande turbulens och försämrad spänningskvalitet, det senare eftersom vindkraftverk med konstant varvtal har en tendens att spegla störningar som redan finns i nätet [15].

Sammanlagringen av flimret orsakat av N stycken vindkraftverk ökar enligt IECs standarder med $N^{0,5}$ vid kontinuerlig drift, vilket beror på att korrelationen mellan olika aggregat är relativt låg. En starkare korrelation kan dock erhållas vid till- och frånkopplingsförlopp eller om nätspänningen är distorderad.

2.1.5 Osymmetri och övertoner

Osymmetri och övertoner i nätspänningen orsakade av andra laster kan leda till problem för ett vindkraftverk med konstant varvtal eftersom störningarna kan leda till ökade förluster och högre temperatur i transformator och AG. Spänningsstörningarna kan även orsaka momentpulsationer som i värsta fall kan skada den mekaniska drivlinan.

Ett vindkraftverk med konstant varvtal kan även skapa osymmetrier eller övertoner på egen hand. Osymmetrier beror ofta på att de tre faserna i AGn eller transformatorn har olika impedans, eventuellt beroende på magnetisk mättning, medan strömövertoner kan skapas av att AGs lindningar inte är helt sinusformat utbredda. Ett vindkraftverk med konstant varvtal som inte är behäftat med fel är dock normalt ingen stor källa till vare sig osymmetri eller övertoner.

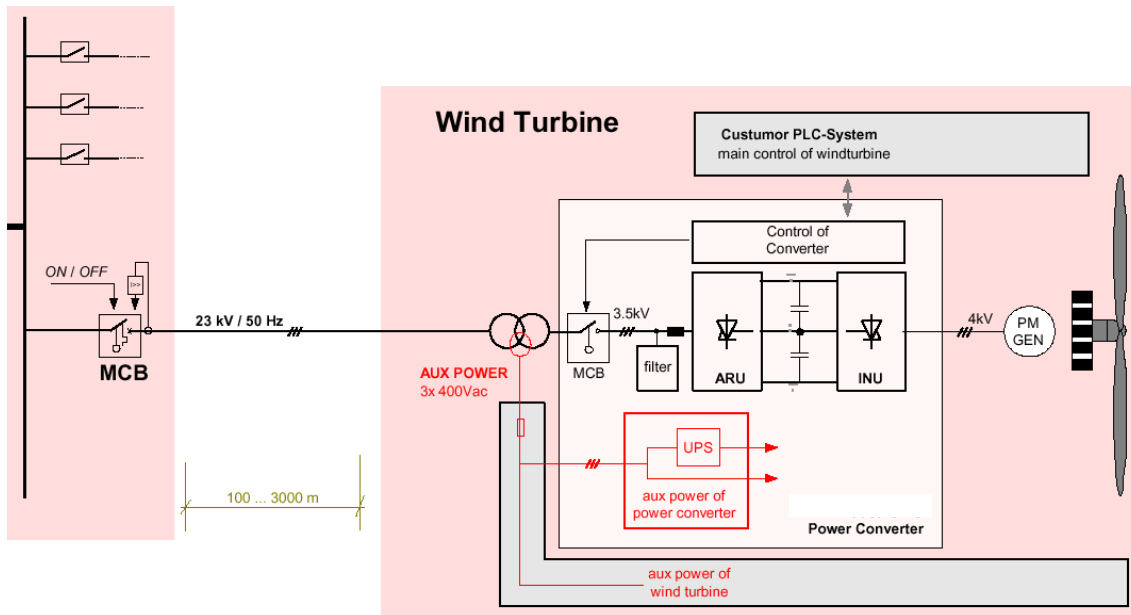
2.2 Variabelt varvtal med fulleffektomformare

Det finns flera olika möjliga principer att bygga ett vindkraftverk som roterar med variabelt varvtal. Ett av de mest avancerade systemen, som även ger många tekniska fördelar men till ganska hög initialkostnad, är att koppla generatoren till en fulleffektomformare som är dimensionerad för vindkraftverkets märkeffekt. Figur 2.5 visar det principiella utseendet för ett sådant system, som har de viktiga egenskaperna att generatoren saknar direktkoppling till nätet. Generatoren är ofta en SG men även en AG kan användas, givet att den generatoranslutna omformaren är av transistortyp. En SG medför dock fördelen att kunna välja mellan transistorteknik eller en billigare diodlikriktare med likspänningsomvandlare på mellanledet för omvandling av mellanspänningen och för fältkretsmatning, det senare för en elektriskt magnetiserad SG.

Systemet i Figur 2.5 saknar mekanisk växellåda vilket medför att en mångpolig lågvarvig SG måste användas. En normal konstruktion av en lågvarvig SG blir mycket stor och tung, mindre och lättare konstruktioner är dock under utforskning [11]. I syfte att reducera generatorns volym och vikt förekommer även system med växellåda, men eftersom lådan verkar vara en vanlig källa till fel finns nackdelar även för ett sådant system.

I normaldrift likriktas växelspänningen på generatorns klämmor till en likspänning på mellanledet, varefter en transistorbaserad frekvensomformare matar eleffekten vidare ut på nätet. På nätsidan av fulleffektomformaren finns bland EMC-filter, effektbrytare och en uppladdningskrets för att minimera inrusningsströmmen till mellanledet när systemet startas.

För åtminstone äldre aggregat är det vanligt att matning till vindkraftverkets hjälpsystem (eng. auxiliary power systems) tas från nätsidan. Vid nätstörningar är det mycket viktigt att kritiska hjälpsystem inte slås ut, vilket kan säkerställas med hjälp av bat-



Figur 2.5 Vindkraftverk med fulleffektomformare. Källa: Harakosan Europe bV.

terisäkrad spänningsmatning. Dimensioneringen av batteribanken styrs bland annat av hjälpsystemens effektförbrukning, som kan uppgå till 30 kW [19], och de typer av nätstörningar som vindkraftverket ska kunna genomrida.

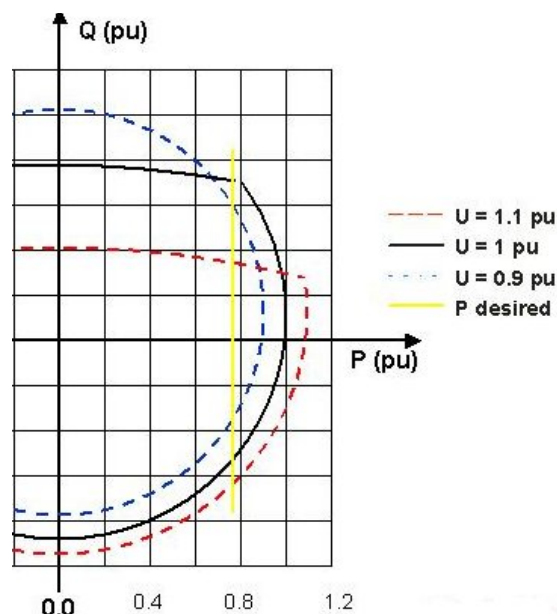
Några av de viktigaste tekniska fördelarna för ett vindkraftverk med fulleffektomformare är:

- Den mekaniska drivlinan kan dimensioneras för lägre påfrestningar jämfört med ovan beskrivna vindkraftverk med konstant varvtal.
- Effekten ut på elnätet uppvisar endast små variationer eftersom vindbyar och tornpassager kan pareras genom att låta varvtalet variera.
- När verket startas i kraftig vind kan den aktiva effekten ökas i långsam takt vilket minimerar verkets påverkan på nätet.
- Reaktiv effekt kan både upptas och produceras mot nätet eller ställas till noll. Reaktiv effekt kan produceras även vid stiltje.
- Kontrollen av den reaktiva effekten gör att spänningen i anslutningspunkten kan regleras, inom vissa realistiska gränser.
- Eftersom generatoren inte har någon direkt kontakt med elnätet så har verket goda förutsättningar att behålla driften vid kraftiga nätstörningar.

Däremot är systemets verkningsgrad normalt inte bättre jämfört med ett vindkraftverk med konstant varvtal. Visserligen försöker ett vindkraftverk med variabelt varvtal att maximera turbinens aerodynamiska verkningsgrad när det blåser under märkvind, men denna vinst tenderar att balanseras ut av effektförlusterna i kraftelektronik och filter.

2.2.1 Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt

Ur ett elektriskt perspektiv påverkas den maximala aktiva effekt som fulleffektomformaren kan leverera till nätet av den reaktiva effekten samt av nätspänningens amplitud, vilket illustreras i Figur 2.6. Om den reaktiva effekten är noll kan omvandlarens fulla kapacitet användas för att transportera aktiv effekt från generatoren till elnätet. Vid maximal aktiv effekt arbetar fulleffektomformaren dock nära sin märkström och



Figur 2.6 PQ-diagram för fulleffektomformare för olika belopp på nätspänningen U. Positiv reaktiv effekt betyder reaktiv effektleverans till nätet. Källa: ABB.

om nätspänningen minskar kan den maximalt överförbara aktiva effekten till nätet eventuellt reduceras, eftersom den nätanslutna omformaren riskerar att hamna i strömgräns. Om nätspänningen däremot stiger får man idealiskt en motsvarande ökning i den aktiva effekten. I praktiken är dock bilden något mer komplicerad eftersom svenska nätanslutningsregler föreskriver att produktionsanläggningar ska ha automatisk spänningsreglering [4]. Således medför spänningsvariationer att den reaktiva effekten mot nätet måste justeras, vilket kan påverka kapaciteten för aktiv effekt eftersom nätomformaren tvingas till en annan arbetspunkt i PQ-diagrammet.

Om så önskas kan fulleffektomformaren antingen leverera eller konsumera reaktiv effekt. Den maximala reaktiva effekten begränsas av hur mycket aktiv effekt som omvandlas av kraftelektroniken samt av nätspänningens storlek i relation till fulleffektomformarens mellanledningsspänning. Om nätspänningen är hög, p.g.a. exempelvis tomgångsdrift av vindparkens kabelnät, och mellanledningsspänningen valts endast något över värdet för topplikriktning (vid nominell spänning) kan fulleffektomformaren ha begränsade möjligheter att leverera reaktiv effekt till nätet, vilket illustreras av första kvadranten i Figur 2.6. Vid hög nätspänning ska lyckligtvis omformaren snarare konsumera än leverera reaktiv effekt, motsvarande drift i fjärde kvadranten där sambandet mellan möjlig konsumerbar reaktiv effekt och nätspänning är mindre uppenbart.

2.2.2 Egenskaper vid nätstörningar

Ett vindaggregat med fulleffektomformare har mycket goda möjligheter att behålla driften vid kortslutningar i elnätet, även för fall när nätspänningen går helt ner till noll. För att åstadkomma detta krävs dock bra regleralgoritmer och en genomtänkt hårdvarukonstruktion. Bland annat bör spänningsmatningen till kritiska delsystem vara tryggsad av batterisäkrade hjälpsystem så att viktiga hjälpsystem inte slås ut när nätspänningen minskar eller försvinner.

Vid låga nätspänningar kan fulleffektomformaren förmåga att leverera aktiv effekt ut på elnätet begränsas p.g.a. överströmsgräns och vid noll spänning kan ingen aktiv effekt alls matas ut. Vindens ineffekt kan dock anses konstant under en spännings-sänkning, och denna effekt likriktas upp på mellanledet vars spänning börjar öka. Nu måste vindkraftverket snabbt reducera ineffekten annars kan det bli överspänning,

men risken finns att det går för långsamt om bladvridningens hastighet är begränsad. Alternativt måste effekten tas om hand på annat sätt, vissa tillverkare verkar ha löst problemet genom att installera bromsmotstånd på mellanledet där övereffekt kan dumpas.

En egenskap värd att notera för fulleffektomformaren är att den knappt bidrar till kortslutningsströmmen vid nätfel, eftersom ett välkonstruerat reglersystem inte kommer att tillåta omformaren att leverera mer ström än den är konstruerad för att tåla. Det verkar dock som att vissa tillverkare har konstruerat sina frekvensomformare för ungefär 20 % överström, men även detta är ett lågt värde. Den låga kortslutningsströmmen gör att vissa skydd, primärt överströmsskydd, kanske inte fungerar som avsett. Indirekt sätter även kortslutningsströmmen, tillsammans med spänningen, en gräns för den maximala reaktiva effekt som en fulleffektomformare kan stödja nätet med under en kortslutning.

2.2.3 Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet

Inkoppling av vindkraftverk med variabelt varvtal ger betydligt mindre påkänningar på nätet jämfört med ett vindkraftverk med konstant varvtal. Starten av vindkraftverket fungerar ungefär som ett industriellt drivsystem och påbörjas med att fulleffektomformaren tillkopplas till nätet. Transistorerna är ännu inte aktiverade så den nätanslutna omformaren fungerar inledningsvis som en diodliktare. En eller flera effektresistorer, placerade antingen på mellanledet eller på nätsidan, begränsar inrusningsströmmen och kondensatorn kommer att laddas upp till 90–95 % av värdet för topplikriktning. När mellanledsspänningen stabiliserats aktiveras transistorerna för den nätanslutna omformaren, effektresistorerna kopplas förbi, och mellanledsspänningen regleras upp till den önskade nivån. Därefter aktiveras bladvinkelregleringen och den generatoranslutna omformaren som tillsammans reglerar upp varvtalet och effekten på ett mjukt och kontrollerbart sätt.

2.2.4 Osymmetri och övertoner

Osymmetri och övertoner kan öka förluster och höja temperaturen i transformatorn, men för övrigt bör nätspänningens vågform endast ha marginell påverkan på ett vindkraftverk med fulleffektomformare. Förutsättningarna för detta styrs dock av konstruktionsval för mellanledsspänningen, kopplingsfrekvens och regleralgoritmer. Liksom AGn har fulleffektomformaren även en tendens att svara på störningar, men endast relativt små kvantiteter bör speglas tillbaka till elnätet.

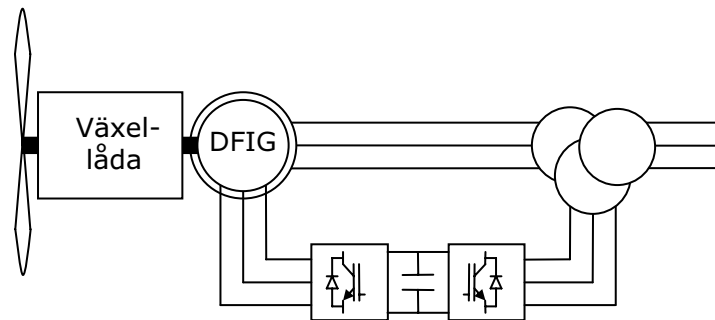
Den självkommuterade arbetsprincipen för fulleffektomformaren ger upphov till övertoner (benämns egentligen mellantoner om de inte är en jämn multipel av 50 Hz) i omformarens utspänning och ström. De stora övertonerna kommer att finnas vid multipler av kopplingsfrekvensen, som brukar vara 1–5 kHz, men det förekommer även mindre övertoner mellan topparna i frekvensspektrumet. För att undertrycka övertonerna till en acceptabel nivå ska fulleffektomformaren ha någon form av EMC-filter mot elnätet. För att undertrycka tredje ordningens övertoner kan det krävas ett common-mode filter med hög reaktans för nollföljd. Förutsatt att bra filter används bör strömmen till nätet kunna bli nästan helt sinusformad.

2.3 Variabelt varvtal med släpringad AG (DFIG)

Det ovan beskrivna fulleffektomformarsystemet har egentligen bara en egentlig nackdel, kraftelektroniken i frekvensomformarna är dimensionerad för vindkraftverkets märkeffekt vilket blir dyrt. I syfte att få de flesta av fulleffektsystem fördelar men till en lägre initialkostnad så har systemet med släpringad/dubbelmatad AG i Figur 2.7 blivit populärt, härfter benämns detta system som DFIG (eng. Doubly-Fed Induction

Generator). Ett DFIG-system ansluts till nätet via en trelindningstransformator där de två lågspänningslindningarna är kopplade mot statorn och rotorn, den senare via en "liten" frekvensomformare. Statorn på DFIG är ofta ansluten via en Δ/Y -omkopplare vars syfte är att koppla om till Y vid låglast och därmed reducera magnetiseringsförlusterna. Ett DFIG-system har alltid växellåda eftersom en lågvarvig AG skulle bli stor, tung och kräva en mycket hög magnetiseringsström.

DFIGs rotor ansluts till nätet via släppringar och en transistorbaserad fulleffektomformare i mindre format, typiskt är märkeffekten endast 30 % av motsvarande fulleffektlösning, och detta minskar även kraftelektronikens förluster och initialkostnad i motsvarande grad. Det intervall som turbinvarvtalet kan variera inom minskar även det, men är ändå fullt tillräckligt för att kunna reducera mekaniska påfrestningar och jäma ut effektvariationer.



Figur 2.7. Blockdiagram över DFIG vindkraftverk som arbetar med variabelt varvtal.

2.3.1 Egenskaper för aktiv och reaktiv effekt

DFIG-systemets PQ-diagram liknar fulleffektomformarens beträffande koppling mellan aktiv och reaktiv effekt, begränsning av aktiv effekt p.g.a. strömgräns samt begränsning av reaktiv effekt p.g.a. spänningsgräns. Direktkopplingen av statorn till nätet gör dock bilden något mer komplicerad för DFIG och endast uppmätning av PQ-diagram vid olika nätspänningar och frekvenser kan ge klara besked rörande aktiv och reaktiv effektkapacitet.

Den släppringade AGn delar till viss del den vanliga AGns känslighet för spännings- och frekvensvariationer. Temperaturen i generatorns lindningar kan stiga, och effektkapaciteten minska, om generatoren utsätts för spännings- och frekvensavvikelser under en längre tid.

Typiskt är DFIG-systemets frekvensomformare effektmässigt 70 % mindre jämfört med motsvarande fulleffektlösning. Förmågan att leverera eller konsumera reaktiv effekt mot nätet minskar dock inte nödvändigtvis i motsvarande grad eftersom både den nätanslutna och den rotoranslutna omformaren kan användas för att styra effektfaktorn mot nätet. Reaktiv effektkompensering via rotorn över till statorn och vidare mot nätet kan dock vara olämpligt vid nätstörningar [10], så det är oklart om detta alternativ används i kommersiella DFIG-system.

2.3.2 Egenskaper vid nätstörningar

Vid mindre spänningsfall liknar DFIG-systemets egenskaper fulleffektomformarens. Vid stora spänningssänkningar blir däremot beteendet helt annorlunda. Eftersom statorn är direktkopplad till nätet skapar nätstörningar elektriska transienter i generatoren som måste dämpas av den rotoranslutna frekvensomformaren och dess reglersystem. Stora nätstörningar som inträffar när generatorns varvtal är långt över det synkrona kan kräva att den rotoranslutna frekvensomformaren måste leverera mycket stora ström-

mar. Om dessa överstiger omformarens strömgräns måste kraftelektroniken frångöras för att inte skadas [10]. Den vanligaste lösningen för att skydda kraftelektroniken involverar någon form korslutningskrets (eng. crowbar) för rotorn, vilket tyvärr medför att DFIG-systemet ärver en del av nätfelegenskaperna för ett vindkraftverk med konstant varvtal.

Med anledning av nya nätanslutningskrav så har tillverkare av DFIG-system arbetat hårt med att förbättra egenskaperna vid stora nätstörningar. Troligtvis är det möjligt för ett DFIG-system att behålla anslutningen till elnätet vid kraftiga nätstörningar, givet att kraftelektroniken har överdimensionerats och att crowbar används.

2.3.3 Nätpåverkan vid tillkoppling till elnätet

Inkoppling av ett vindkraftverk med DFIG-system ger i princip lika små påkänningar på elnätet som ett system med fulleffektomformare. Med hjälp av bladvinkelregleringen och den rotoranslutna frekvensomformaren kan aggregatet startas och successivt öka den aktiva effektproduktionen på ett kontrollerbart sätt.

2.3.4 Osymmetri och övertoner

Eftersom generatorns stator är direktkopplad till elnätet kan osymmetri och övertoner i nätspänningen orsaka ökade förluster och högre temperaturer i både generatorn och transformatorn. Spänningsstörningarna kan även orsaka momentpulsationer som i värsta fall sliter på drivlinan. Den rotoranslutna omformaren har dock förutsättningar att undertrycka detta men det är oklart om någon tillverkare ansett det mödan värt, bland annat krävs regleralgoritmer för en aktiv filtreringsfunktion mot nätsidan.

Vid överspänning och/eller underfrekvens ökar generatorns magnetiska flödesnivå och risk finns för magnetisk mättning. Om detta inträffar blir generatorns bakomliggande spänning icke-sinusformad, vilket kan ge upphov till lågfrekventa strömövertoner av udda ordningstal.

Den självkommuterade arbetsprincipen för DFIGs frekvensomformare ger upphov till högfrekventa övertoner i både spänning och ström. För att undertrycka dessa ska det finnas filter enligt liknande konstruktion som för en fulleffektomformare.

2.4 Produktionsplanering och frekvensreglering för vindkraft

Frekvensen i elnätet styrs av balansen mellan produktion och konsumtion av aktiv effekt. I normal drift vid perfekt effektbalans är frekvensen 50 Hz i Europeiska nät.

För att studera upprätthållande av effektbalans bör korta och långa tidsperspektiv åtskiljas. Det korta tidsperspektivet för frekvensreglering handlar om sekunder medan det långa perspektivet för produktionsplanering sträcker sig från kanske 15 minuter till något dygn.

2.4.1 Produktionsplanering

För upprätthållande av långsiktig effektbalans kan produktionsanläggningar klassificeras efter deras effektvärde. Effektvärdet är kraftverkets förmåga att ersätta andra produktionsanläggningar för upprätthållande av effektbalansen. Ett kraftverk med hög tillförlitlighet för sin effektproduktion får ett högt effektvärde, SvK tilldelar exempelvis kärnkraftverk effektvärdet 100 % [17]. Tyska nätägaren E.ON Netz (ENE) hade 2004 vindkraft med nominell effekt 7100 MW installerat i sitt nät, vilket då var ett av de högsta värdena i Europa. I en rapport [16] från 2005 redogör ENE bland annat för sina

dåvarande erfarenheter gällande vindkraftens effektvärde, vilket sammanfattas i nedanstående text och figurer.

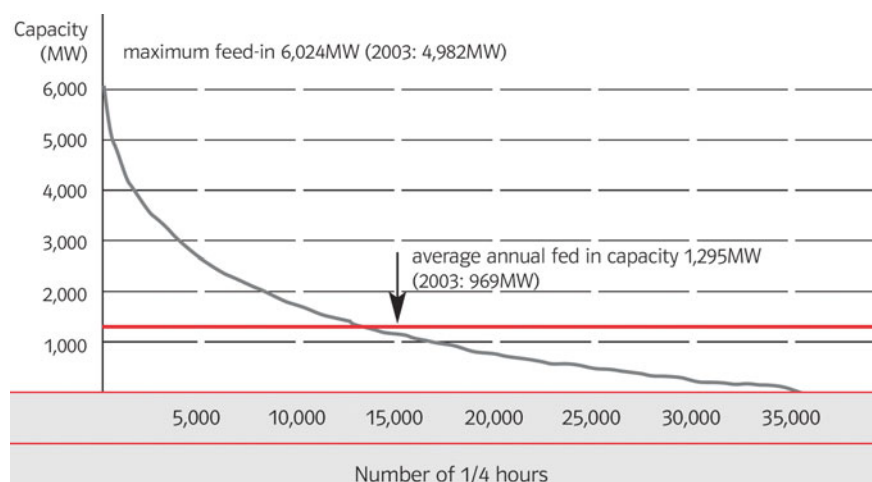
När mindre gynnsamma vindförhållanden råder måste andra produktionsanläggningar köras för att upprätthålla effektbalansen. I planeringssyfte arbetar ENE därför med prognosmodeller som försöker att estimerar den vindkraftproducerade effekten 8 till 72 timmar framåt i tiden. ENE hävdar att noggrannheten för prognoserna kontinuerligt förbättras men medger även att avvikelser förekommer.

Figur 2.8 visar 2004 års varaktighetskurva för den inmatade vindeffekten till ENEs nät per 15-minuters intervall. Medelvärdet av den inmatade effekten var 1300 MW. Här skulle ett effektvärde för vindkraften kunna definieras som medeleffekt/(installerad nominell effekt), vilket blir $1300/7100=18\%$. Detta värde är dock missvisande, i praktiken är vindkraftens effektvärde mindre eftersom hänsyn måste tas till de dagar då den inmatade effekten understeg medel samt till prognosfel.

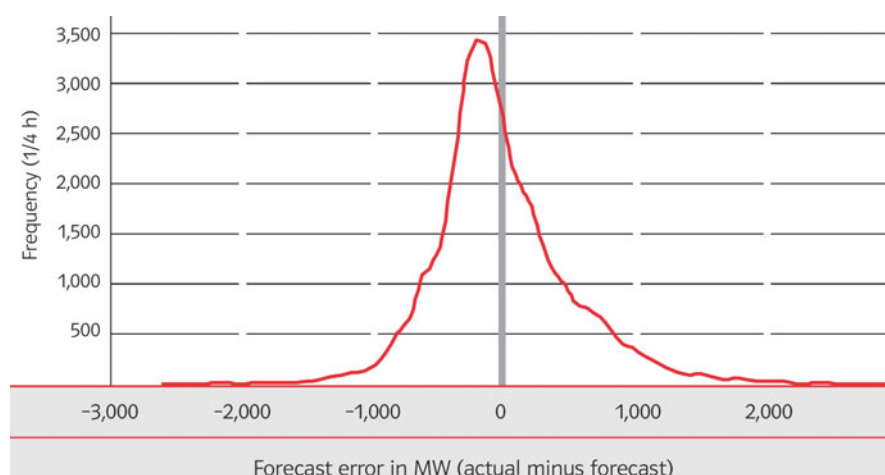
Figur 2.9 visar frekvensfördelningen för prognosfelet av den till ENEs nät inmatade vindeffekten under 2004. Medelvärdet och standardavvikelsen för prognosfelet var ungefär 200 MW (överskattning) respektive 400 MW. Ur elkraftsystemets perspektiv är dock även mindre vanliga prognosfel intressanta, och vid minst ett tillfälle överprognoserades den inmatade effekten med 2500 MW medan den grövsta underprognosen var 4000 MW [16].

En av de snabbaste förändringarna av inmatad vindeffekt till ENEs nät under 2004 inträffade mellan 24 och 26 december, mätningar från dessa dygn visas i Figur 2.10. På julaften minskade den inmatade effekten med 4000 MW på bara 10 timmar och den 26 december var effekten bara 40 MW, en minskning med nästan 6000 MW på två dygn. År 2004 var inte ENEs prognoser tillräckligt bra på att förutsäga så snabba effektförändringar, de effektunderskott som uppstod kunde dock täckas av reservkraft. Förbättrade prognoser för inmatad vindeffekt skulle dock ge mer tid för att optimera, t.ex. med avseende på produktionskostnad, vilka kraftverk som bör startas eller stoppas.

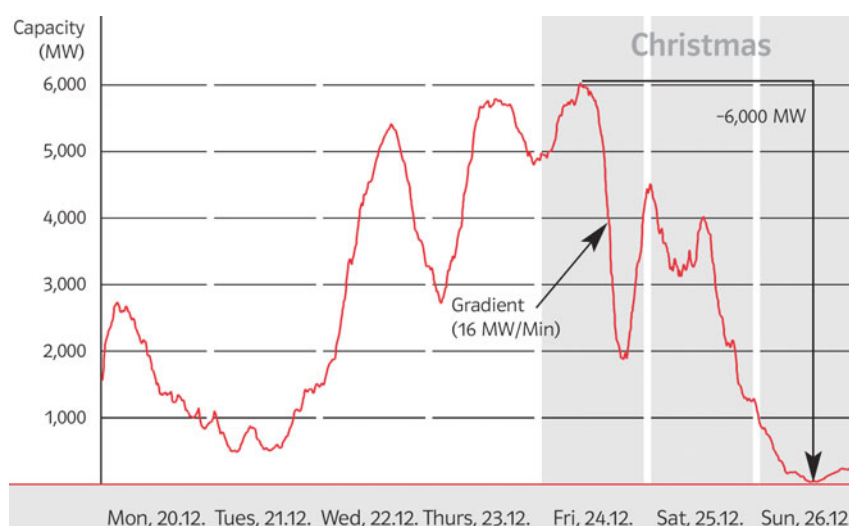
År 2004 tilldelade ENE vindkraften ett effektvärde på 8 % och med ökande nätintegration av vindkraft räknar ENE med att effektvärdet minskar till 4 % fram till år 2020 [16]. I Sverige tilldelar SvK vindkraften effektvärdet 5 % [17], vilket är i liknande storleksordning som ENEs bedömning.



Figur 2.8 Varaktighetskurva per 15 min. för inmatad vindeffekt till ENEs nät 2004.



Figur 2.9 Frekvensfördelning av prognosfel för inmatad effekt i ENEs nät 2004 [16].

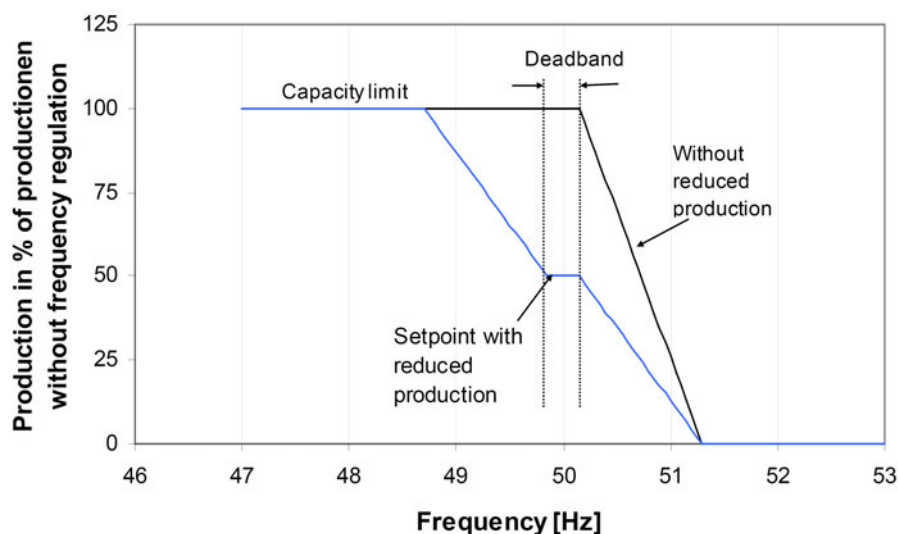


Figur 2.10 Mätningar av snabba effektförändringar i ENEs nät december 2004 [16].

2.4.2 Frekvensreglering

SvKs föreskrifter för produktionsanläggningar ställer ännu inga krav på frekvensreglering för vindkraftgrupper, troligen beroende på förhållandevis låg andel installerad vindkraft. Moderna vindkraftgrupper har dock de tekniska förutsättningarna för att kunna stödja upprätthållandet av konstant frekvens. Vid överfrekvens kan den inmatade effekten alltid reduceras via bladvinkelreglering för aggregat med variabelt varvtal eller frångkoppling av turbiner med konstant varvtal. För att öka den inmatade effekten vid underfrekvens krävs dock att vindkraftgruppen har reserverat aktiv effekt för ändamålet, vilket kan innebära att exempelvis låta en vindkraftgrupp arbeta med icke-optimal bladvinkel så att all tillgänglig vindeffekt inte utnyttjas.

Danmark har långt gångna planer rörande användning av vindkraftgrupper för frekvensreglering, se Figur 2.11 som härstammar från Danmarks krav för anslutning av vindaggregat till nät under 100 kV [20]. Den översta kurvan illustrerar ett aggregat där frekvensregulatorn endast arbetar vid överfrekvens medan 50 % av den aktuella effekten har reserverats i den undre kurvan, vilket medför att frekvensregulatorn kan arbeta vid både över- och underfrekvens. Algoritmerna för frekvensreglering ska enligt



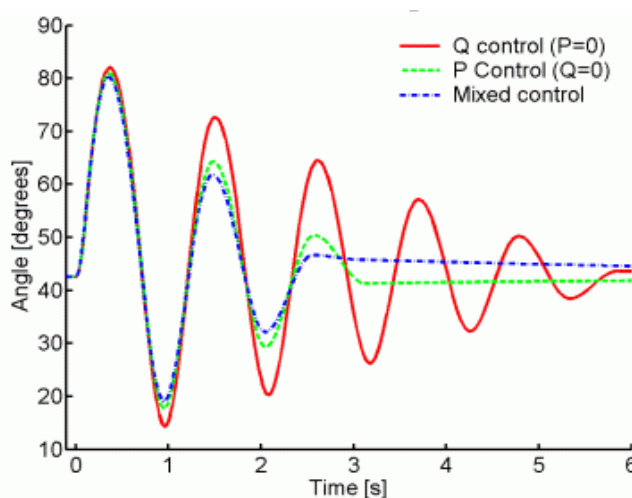
Figur 2.11 Danska frekvensregleringskrav för vindaggregat. Källa: Energinet.dk.

de danska kraven vara implementerade lokalt i varje vindkraftverk, däremot sker kommunikation för reservering av aktiv effekt via fjärrkontroll från kontrollcentral.

2.5 Användning av vindkraftverk för stabilisering av el-nätet

En vindkraftgrupp med variabelt varvtal kan ha möjlighet att förbättra kraftsystemets dynamiska stabilitet liknande ett transistorbaserat HVDC-system. Bland annat kan synkrongeneratorers rotorvinkelstabilitet förbättras genom att dämpa elektromekaniska effektpendlingar. Det mest effektiva är att använda både den aktiva och reaktiva effekten för att dämpa pendlingarna, men även användning av enbart aktiv eller reaktiv effekt kan förbättra rotorvinkelstabiliteten, se Figur 2.12.

Fullt utnyttjande av vindkraftgrupper för kraftsystemstabilisering kräver, liksom frekvensreglering, att vindparken reserverar aktiv effekt för ändamålet. Därtill måste vindkraftgruppen vara utrustad med ett mätsystem som förmår att detektera effektpendlingar, bland annat kan spänningen behövas i anslutningspunkten till den synkrongeneratoren som ska stabiliseras.



Figur 2.12 Dämpning av effektpendlingar med stor frekvensomformare. Källa: ABB.

Vindkraftgruppen och dess nätomgivning ska även vara så utformad att den själv inte ger upphov till pendlingar i form av exempelvis så kallad subsynkron interaktion (eng. subsynchronous torsional interaction, SSTI) med seriekompenserade ledningar eller närliggande transistorbaserade HVDC-stationer [18].

2.6 Vindkraftverkets skyddsfunktioner

Tillverkare av vindkraftverk är normalt villiga, eller bör åtminstone vara det, att på förfrågan beskriva vilka skydd som finns inbyggda i deras system. Däremot kan detaljer rörande implementeringen av skyddsfunktionerna vara företagshemligheter. Olika tillverkare kan även ha olika skyddsfunktioner eller implementering av skydden. Summan av detta resonemang blir att det inte är helt enkelt att beskriva ett typiskt skyddssystem för vindkraftverk. Skyddsutrustningen kan dock antas vara omfattande och det är inte uppenbart vilka skydd som kan frångå ett aggregat från nätet vid störningar. Nedanstående text bygger till viss del på spekulationer och tillverkare av vindkraftverk kan ha valt andra lösningar.

Vid fel på vindkraftverket kommer olika åtgärder att vidtas beroende på vilket skydd som har signalerat fel, vad som är defekt och hur allvarligt detta är för servicepersonals, vindkraftverkets eller nätets säkerhet. Ett allvarligt fel medför normalt att vindkraftverk frångås från nätet. Om felet därefter försvinner kan vindkraftverket försöka att automatiskt återstarta och ansluta till nätet. De villkor som måste vara uppfyllda för att återtillkoppling till nätet ska ske och den tid som åtgår för tillkoppling varierar troligen beroende på feltyp, tillverkare och nätanslutningsregler.

Oavsett allvarlighetsgrad sparas felkoden samt förhållandena innan felet i styrdatorernas minnen. Felinformationen kan även skickas direkt till tillverkaren via nätverk eller modem för analys och om möjligt lösa ett allvarligt fel på distans.

I svenska vindkraftverk bör åtminstone följande reläskydd finnas mot nätet eftersom flertalet krävs i våra nationella anslutningsanvisningar AMP och ASP:

- Över- och underfrekvensskydd mot nätet har som främsta uppgift att förhindra ö-nätdrift och att vindkraftverket inte förvärrar eventuella fel i elnätet. För aggregat som har direkt förbindelse mellan generator och nät säkrar frekvensskydden även elmaskinen mot övermagnetisering samt generatoren och drivlinan mot skador på grund av exempelvis övervarv.
- Över- och underspänningsskydd ska finnas i samtliga faser, vilket fungerar som skydd för både vindaggregat och nätet.
- Osymmetriskydd detekterar förlust av en eller flera faser i elnätet. Eftersom elmaskiner är känsliga för minustöjd så förebygger osymmetriskyddet även skador på generatoren och drivlinan för aggregat som har direktförbindelse mellan generatoren och nätet. Även fulleffektomformarsystem har troligen någon form av osymmetriskydd mot generatoren för att säkra generatoren och drivlinan mot fel i frekvensomformaren.
- Överströmsskydd upptäcker kortslutningar i nätet eller generatoren. Överströmsskyddet kan vara konstruerat i form av reläskydd med effektbrytare eller i form av smältsäkringar eller båda alternativen för redundans. Beroende på felströmmens storlek kan dock konventionella överströmsskydd vara olämpliga, eventuellt kan istället impedansskydd eller spänningsberoende överströmsskydd användas.
- Jordfelsskydd bör användas för kablagen mellan fördelningsstation och transformator och även generatoren bör vara säkrad mot jordfel, vilket även gäller för system med fulleffektomformare. Utlösningstiden bör sättas låg för det jordfelsskydd som övervakar kablarna som är dragna genom tornet, eftersom maskinhusets girning

utsätter kablaget för mekaniska påfrestningar och närliggande stege kan vara bemannad av klättrande servicepersonal [12]. För redundans kan även nollpunkt-spänningsskydd (NUS) finnas mot nätet.

- Frekvensderivataskydd används för att snabbt detektera om nätet försvinner i syfte att förhindra ö-nät drift.

Effektbrytare ska vara konstruerade och utrustade med den övervakning och larm som anges i SvKs riktlinjer *Effektbrytare 12–420 kV* (TR1-08) och SS-EN 62271-100.

Det bör finnas temperaturövervakning av generator, kraftelektronik, transformator, växellåda, kylkretsar samt tryckövervakning av hydrauliska system.

Vibrations- och rörelsegivare av varierande komplexitet används för att mäta vibrationer och rörelser i drivlinan, bladen och tornet i syfte skydda vindkraftverket vid allvarliga mekaniska problem. Samtidigt kan det även finnas möjlighet att tidigt identifiera komponenter som håller på att falla.

Mellanspänningsledet på frekvensomformare har diagnos för över- och underspänning och turbinens rotationshastighet övervakas för att detektera övervarvtal. Vid övervarv kan turbinen retarderas av åtminstone två oberoende bromssystem. För bladvinkelreglerade aggregat är bladvinkeln normalt den primära bromsmetoden och ett hydrauliskt eller elektromekaniskt system det sekundära.

Vindaggregatets styrdatorer bör ha realtidsdiagnos på samtliga eller flertalet givare, aktuatorer och spänningsmatningar i syfte att detektera kortslutningar, avbrott eller andra felaktigheter. Det kan även finnas två eller flera uppsättningar av samma givare eller aktuator, eventuellt med separata spänningsmatningar, vilket ger möjlighet att detektera fel genom att kontrollera korrelationen. För vissa system kan korrelation även kontrolleras från två olika givartyper i kombination med en fysikalisk modell. Delsystem som har styr- eller reglerfunktioner, såsom system för bladvinkelreglering, kan övervakas genom kontroll av att ärvärdet följer börvärdet samt att börvärdet uppnås inom en viss tid.

Styrdatorerna kan ha intern övervakning i form av watchdogs, lagring av kritiska parametrar i flera minnesareor, löpande checksummor för ROM-minnen samt paritetskontroll eller ECC (eng. electronic code correction) för RAM-minnen. Datorerna kan även övervaka varandra samt kontrollera kommunikationen som går mellan dem. Om ett internt datorfel detekteras kan styrdatorerna, beroende på allvarlighetsgrad, välja mellan att antingen prova en snabb datorstart för att se om felet försvinner eller att snabbt fränkoppla och stänga av vindkraftverket. Interna datorfel är ovanliga men ytterst kritiska om de inträffar, i synnerhet om tillverkare har integrerat reläskydd i en av vindkraftverkets "vanliga" styrdatorer, vilket inte verkar vara helt ovanligt. För andra typer av kraftverk är det brukligt att använda separata elektroniska kontrollenheter för styrning och skydd. Det är även värt att notera att implementeringen av reläskydd i "vanliga" styrdatorer medför att provning av skydden inte kan utföras med hjälp av konventionella verktyg, såsom exempelvis Freja och Sverker.

Viktiga matningskretsar, såsom spänning till styrdatorer och bromssystem, ska vara robust utformade mot spänningsvariationer. Ett batterisäkrat hjälpsystem ger ökad säkerhet mot att system fallerar när kraftiga störningar inträffar på nätet.

Ett sofistikerat system avleder direktnedslag av åska från vindkraftverket till ett jordtag. Ventilavledare placerade vid transformatorns högspänningssida skyddar vindkraftverket mot överspänning som uppstår vid transienter i elnätet, t.ex. åsknedslag i luftledning.

I syfte att förhindra personskador kan det finnas elektriska kretsar (eng. interlock) som känner av om skyddsplåtar för högspänning avlägsnas eller om skåp står öppna. Vindkraftverket kan vara utrustat med rökdetektorer, ljusbågsvakter kan finnas i vissa

utrymmen av vindkraftverket, nödstopp ska finnas nära roterande delar i maskinhuset.

2.7 Sammanfattning av elsystem för vindkraftverk

Tabell 2.2 sammanfattar elsystemens egenskaper som beskrivits tidigare i kapitlet. Detta är troliga egenskaper men avvikelser kan finnas beroende på hur tillverkaren valt att konstruera vindkraftverket.

Tabell 2.2 Sammanfattning av egenskaper för de i kapitlet beskrivna elsystemen.

	Konstant varvtal med AG	Variabelt varvtal med fulleffektomformare	Variabelt varvtal med DFIG
Styrbarhet för aktiv effekt	Kan styras genom att koppla från/till aggregatet.	Kan styras med bladvinkel, rotorvarvtal samt till- och frånkoppling av aggregat.	
Frekvensreglering i kort tidsperspektiv	Aktiv effekt kan styras enligt ovan. För att öka frekvensen krävs reserverade aggregat som tillkopplas på begäran.	Aktiv effekt kan styras enligt ovan. För att öka frekvensen krävs reserverad aktiv effekt som kan levereras på begäran.	
Styrbarhet för reaktiv effekt.	Kräver extern utrustning som SVC eller STATCOM-frekvensomformare.	Kan leverera och konsumera reaktiv effekt, mängden beror av frekvensomformarens storlek, aktuell aktiv effekt och nätspänning. Reaktiv effekt kan levereras även vid stiltje.	
Spänningsreglering i anslutningspunkt	Se reaktiv effekt	Se reaktiv effekt	
Egenskaper vid nätstörningar	Stor risk för frånkoppling av verket, kan möjligen förbättras m.h.a. extern utrustning. Vid långvariga spännings- och frekvensavvikelser kan risk finnas för överhettning av generatorn.	Goda förutsättningar att behålla driften vid nätstörningar, kan dock kräva bland annat batterisäkrade hjälpsystem.	Troligtvis möjligt att behålla driften vid nätstörningar, kräver dock bland annat överdimensionerad frekvensomformare, crowbar-krets och eventuellt batterisäkrade hjälpsystem. Vid långvariga spännings- och frekvensavvikelser kan risk finnas för överhettning av generatorn.
Kortslutningsström	Inledningsvis stor men avklingar mot noll med en tidkonstant av 50–100 ms.	Låg, möjligtvis 20 % högre än omformarens märkström.	Troligtvis stor inledningsvis men avklingar mot noll med en tidkonstant av 50–100 ms.
Elkvalitet	Ofta kännbar påverkan på nätet vid tillkoppling av verk. Kan ge upphov till långsamma spänningsvariationer och flimmer.	Bra förutsättningar för god elkvalitet, välkonstruerade EMC-filer för övertoner är dock en förutsättning för detta.	

3 Lagkrav och standarder för vindkraftverk

Detta kapitel har för avsikt att presentera krav för vindkraftverk och vindkraftgrupper. Några av dessa krav är fastslagna i lag medan andra är i givna av standarder, varav de senare i grunden är frivilliga att tillämpa. En standard blir dock tvingande om den refereras till i myndigheters föreskrifter eller direktiv.

Kapitlet strävar primärt efter att ge en grund till följande kapitel som diskuterar hur krav relaterade till elkvalitet och nätanslutning kan verifieras. För att ge en fullständig bild inkluderas dock även kortfattade beskrivningar av krav som inte är direkt relaterade till dessa aspekter.

3.1 Europeiska direktiv och CE-märkningen

Europeiska direktiv är tvingande lagtexter som varje medlemsland förbinder sig att införa i sina egna lagar. Syftet med direktiven är att trygga säkerhet, hälsa och miljö för konsumenterna och samtidigt möjliggöra fri handel och gemensamma standarder i Europa. Det finns idag ett tjugotal direktiv för olika produktområden och normalt berörs en produkt av flera olika direktiv. Direktiven är i allmänhet formulerade på ett övergripande sätt och innehåller sällan krav på specifika metoder eller nivåer. Varje direktiv kan dock kopplas till flera gemensamma europeiska standarder som innehåller mer detaljerade rekommendationer. Unika nationella standarder som motsäger europeiska normer, relaterade till direktiv, måste upphävas inom en viss tid, normalt 36 månader.

Ett vindkraftverk ska betraktas som en maskin som omfattar torn, maskinhus, betongfundament samt nätstation. Eftersom anläggningen har mekaniska, elektriska och ofta hydrauliska delsystem kan ett vindaggregat beröras av följande direktiv:

2006/95/EC Lågspänningsutrustning: Detta direktiv, tidigare känt som 73/23/EEC, avser all elektrisk utrustning konstruerad för användning vid en märkspänning mellan 50–1000 Vac eller 75–1500 Vdc. Ansvarig svensk myndighet är Elsäkerhetsverket, som har till uppgift att bland annat informera om vilka standarder som är tillämpliga för direktivet samt genomföra marknadskontroller.

89/336/EEC Elektromagnetisk kompatibilitet (EMC): Direktivet föreskriver i korthet att elektriska produkter varken får orsaka radiostörningar eller själv bli utstörda. Trots att varje enskild produkt uppfyller EMC-kraven för CE-märkning kan dock problem likväl uppstå i större elektriska anläggningar på grund av EMC-frågans komplicerade natur, vilket ofta får lösas olika från fall till fall. Elsäkerhetsverket är ansvarig för EMC-direktivet i Sverige.

98/37/EC Maskindirektivet: Övergripande krav på säkerhet, miljö och hälsa för maskiner, ansvarig svensk myndighet är Arbetsmiljöverket

97/23/EC Tryckbärande anordningar: Direktiv för konstruktion, tillverkning och märkning av tryckbärande anordningar som överstiger 0,5 bar övertryck. Ansvarig svensk myndighet är Arbetsmiljöverket.

2000/14/EC Bulleremissioner från utomhusutrustning: Direktiv för bullergränser och bullermärkning för utomhusutrustning, ansvarig svensk myndighet är Naturvårdsverket.

89/106/EEC Byggprodukter: Direktiv för bl.a. bärförmåga samt säkerhet och skydd med hänsyn till brand, hälsa och miljö. Ansvarig svensk myndighet är Boverket.

En produkttillverkare ska kunna styrka att produkten uppfyller relevanta direktiv och får därefter utfärda en tillverkardeklaration (eng. declaration of conformity) samt CE-märka produkten. Först därefter får produkten säljas och brukas inom Europa.

Eftersom tillverkare har rätt att själva CE-certifiera sin produkt behövs även en efterkontroll av att produkten verkligen uppfyller kraven för CE-märkning. Denna efterkontroll genomförs via marknadskontroller av berörda nationella myndigheter, t.ex. är Boverket ansvarigt för kontroll av direktivet för byggprodukter. Marknadskontrollerna genomförs ofta via stickprov eller när konsumenter eller konkurrenter uttrycker missnöje med en tillverkares produkt. Tillverkare som bryter mot direktiven riskerar att produkten inte får säljas och dryga böter.

3.2 Standarder för vindkraftverk

I detta stycke beskrivs standarder som är direkt relaterade till vindkraftverk. Varje standard som sammanfattas hänvisar i sin tur till ett antal andra standarder. Att beskriva även de refererade standarderna skulle bli ett mycket omfattande arbete och ligger utanför denna rapports syfte.

Standarder för vindkraftverk härstammar ofta från en internationell process som leds av IEC (eng. International Electric Commission) i samarbete med bl.a. europeiska och nationella kommittéer. Vissa av standarderna ansluter tydligt till EUs direktiv för hälsa, miljö och säkerhet medan andra inte har någon sådan koppling, som t.ex. standarder för mätmetoder. De flesta av IECs standarder har antagits av Europa men i vissa fall har detta inte skett, vilket kan bero på att berörda parter inte kunnat enas eller så är standarden enbart avsedd som en teknisk rapport. I praktiken verkar dock även de "icke-ratificerade" IEC standarderna användas eftersom andra, eller bättre, rekommendationer inte finns tillgängliga.

Det svenska standardiseringsarbetet samordnas av SIS (eng. Swedish Standards Institutes), som är en sammanslutning av ett antal svenska kommittéer inom olika teknikområden. För elområdet ansvarar svenska elektriska kommissionen (SEK) som representerar Sverige inom CENELEC (eng. European Committee for Electrotechnical Standardization) och IEC.

Då många av IECs vindkraftstandarder i princip har identiska europeiska och svenska motsvarigheter används nedan benämningen SS-EN/IEC (Svensk Standard-European Norm/IEC). De standarder som inte antagits i Europa benämns med IEC och sifferbeteckning. Omvänt gäller att unika europeiska eller svenska standarder benämns utan IEC i beteckningen. Standarder och harmoniseringdokument från CENELEC betecknas med CLC respektive HD och sifferbeteckning.

3.2.1 IEC WT 01 System for conformity testing and certification of wind turbines – Rules and procedures

IEC WT 01 definierar övergripande regler och procedurer för typcertifiering av vindkraftverk. Typcertifiering bedrivs av särskilda certifieringsföretag som t.ex. Det Norske Veritas (DNV), Germanischer Lloyd (GL), TÜV Nord och DEWI-OCC.

Vissa länder i Europa, t.ex. Danmark, har lagkrav på att vindkraftverk ska vara typcertifierade enligt nationella föreskrifter. Sverige saknar en sådan lag, men de flesta nya vindkraftverk har ändå genomgått någon form av extern granskning eftersom investerare, banker och försäkringsbolag normalt kräver att certifierade verk används i nyinstallationer. Det är dock inte säkert att certifieringen har bedrivits efter svenska krav för exempelvis nätanslutning, eftersom gemensamma Europeiska standarder

ännu saknas inom området. Vindkraftverk kan även ha olika specifikationer i olika länder, aggregatens tekniska konstruktion kan ha förbättrats efter certifiering eller så kan kunden ha haft unika krav på aggregatets konstruktion, vilket kan medföra att ett vindkraftverk som installeras i Sverige inte är identiskt med det som typcertifierats.

3.2.2 IEC 61400 Vindkraftverk

SS-EN/IEC 61400-1: Säkerhetsfordringar

SS-EN/IEC 61400-1 specificerar de viktigaste designkraven för hållfasthet och säkerhet under ett vindkraftverks hela livslängd. Standarden berör samtliga delsystem i ett vindkraftverk, såsom kontroll och skyddsmekanismer, interna elektriska och mekaniska system samt verkets mekaniska uppbyggnad. Standarden gäller primärt för landbaserade verk, en ny standard för havsinstallationer är under utveckling.

Elsystemet behandlas i Kapitel 10 av 61400-1 som kräver att elektriska system ska uppfylla SS-EN/IEC 60204-1 för lågspänning samt SS-EN/IEC 60204-11 för spänning upp till 36 kV. Standarderna i 60204-serien hänvisar i sin tur till fordringarna i HD 384 (motsvarande IEC 60364) för lågspänning och HD 637 (motsvarande IEC 61936) för högspänning.

Åtminstone Danmark, Tyskland och Nederländerna har, i tillägg till IEC 61400-1, även ytterligare säkerhetsfordringar för vindkraftverk, dessa beskrivs dock inte närmare här.

SS-EN/IEC 61400-2: Säkerhet – Små vindkraftverk

Denna standard liknar SS-EN/IEC 61400-1 men innehåller flera förenklingar för små vindkraftverk vars svepta rotorarea och utspänning understiger 200 m² respektive 1000 V huvudspänning.

IEC 61400-3: Design requirements for offshore wind turbines

IEC 61400-3, som berör havsbaserade vindkraftverk, är under beredning och ska preliminärt offentliggöras december 2008. I standardluckan som uppkommit har åtminstone två certifieringsföretag, GL och DNV, utvecklat var sin egen standard varav DNVs standard heter DNV-JS-J101 *Design of offshore wind turbine structures*.

ISO 81400-4: Wind turbines: Design and specification of gearboxes

Denna ISO-standard (eng. International Organization for Standardization) behandlar krav för design och specifikation av växellådor för vindkraftverk, se Figur 3.1 för exempel på olika användningsområden. Standarden kommer att ersättas av IEC 61400-4 *Design and specification of gearboxes*, som för närvarande förbereds av IEC.

SS-EN/IEC 61400-11: Mätmetoder för buller

SS-EN/IEC 61400-11 specificerar mätmetoder för luftburet buller och anknyter till IEC-61400-14, vilken beskrivs nedan.



Figur 3.1 Växellådor för bladvinkel, maskinhusgirning och drivlina. Källa: Bosch RR.

SS-EN/IEC 61400-12-1: Bestämning av prestanda för anläggningar för elproduktion

SS-EN/IEC 61400-12-1 specificerar metoder för att mäta upp och analysera den statistiska vind-effekt kurvan samt den årliga energiproduktionen för ett enstaka vindkraftverk. Standarden innehåller även vissa krav på vindmätninginstrumentet, som ska vara av koppanemometertyp. IEC arbetar för närvarande med standarderna 61400-12-2 samt 6400-12-3, som kommer att innehålla utökade krav för enstaka vindkraftverk samt krav för vindfarmer beträffande effektprestanda.

Organisationen MEASNET har infört kompletteringar till SS-EN/IEC 61400-12-1, vilka kan laddas ned från MEASNETs hemsida på www.measnet.org. Syftet med kompletteringarna är att säkerställa att organisationens medlemmar mäter och analyserar på exakt samma sätt så att resultat enkelt kan jämföras. De flesta av MEASNETs medlemmar är från Tyskland, men även danska, spanska, grekiska, nederländska och nordamerikanska företag eller institutioner deltar. Samtliga av MEASNETs medlemmar, varav några av de mest kända är DEWI, Risø och NREL, är ackrediterade för att bedriva mätningar på vindkraftverk.

IEC 61400-13: Measurement of mechanical loads

Standarden innehåller krav för mätningar av de mekaniska påfrestningarna på ett vindkraftverk för verifiering mot teoretiskt beräknade värden.

IEC 61400-14: Declaration of apparent sound power level and tonality values

Denna standard specificerar metoder för att ange en normaliserad bullernivå från ett enstaka vindkraftverk baserat på bullermätningar från ett antal vindkraftverk av samma typ. Förfarandet tar hänsyn till individuella bullervariationer mellan olika verk av samma märke och modell. IEC 61400-14 ska användas tillsammans med SS-EN/IEC 61400-11.

SS-EN/IEC 61400-21: Mätning och bedömning av elkvalitet för nätanslutna aggregat

Den nuvarande versionen av IEC 61400-21 ger anvisningar för mät- och analysmetoder av aktiv och reaktiv effekt, flimmar vid kontinuerlig drift och kopplingsförlopp, strömövertoner för aggregat med frekvensomformare, samt rekommendationen att använda lastflödesanalys för att analysera långsamma spänningsvariationer. Standarden specificerar inga emissionsgränser för vindkraftverk.

Flimmar från vindkraftverk ska enligt IEC 61400-21 inte mätas med flimmermätare, istället ska flimmernivån beräknas från ett simulerat nät, som ett försök att minimera påverkan från nätets befintliga flimmar till vindaggregatets emissioner.

Uppmätning av maximal aktiv effekt ska enligt IEC 61400-21 utföras vid nominell nätspänning, reaktiv effekt ska registreras som funktion den aktiva effekten.

Det pågår arbete med en ny version av IEC 61400-21 som preliminärt ska publiceras april 2008. Baserat på ett tidigt utkast av den nya versionen kommer följande nyheter att införas:

- Mätningar ska utföras på hur ett komplett vindkraftverk svarar på två- och trefasiga kortslutningar till jord under 400 ms. Varje kortslutning ska genomföras för två olika värden på den kvarvarande spänningen, 50 och 90 % av nominellt värde, och två olika nivåer på aktiv effekt, 20 och 100 % av märkeffekt. Mätningarna verkar primärt vara avsedda för att verifiera simuleringsmodeller och gör inte anspråk på att förespråka specifika nätanslutningskrav.
- Provning av ett fullskaligt vindkraftverk ska fastslå hur lång tid aggregatet behöver från uppstart tills att effektproduktion påbörjas när nätet återkommer efter ett fullständigt spänningsavbrott.

- Experiment ska genomföras på ett fullskaligt vindkraftverk i syfte att verifiera att aggregatet har funktionalitet för att begränsa den aktiva effektens tidsderivata. Provet genomförs under 10 minuter med en effektderivata av 10 % av nominell effekt per minut.
- Experiment ska genomföras på ett fullskaligt vindkraftverk i syfte att verifiera att aggregatet har funktionalitet för att följa stegvisa börvärdesändringar i den aktiva effekten. Provet genomförs under 10 min med ett trappstegsformat effektbörvärde som insignal.
- Vindkraftverkets maximala kapacitet för reaktiv effekt ska bestämmas på ett aggregat i full skala. PQ-diagram efterfrågas däremot inte.
- Vindkraftverkets förmåga att följa ett steg i börvärdet för den reaktiva effekten ska provas på ett fullskaligt aggregat. Steget ska gå från noll till maximal reaktiv effektkonsumtion och tillbaka till noll en minut senare. Provet ska upprepas tio gånger för olika konstanta aktiva effekter mellan noll och märkeffekt.
- Utlösningsnivå och reaktionstid ska mätas upp för över-/underspänningsskydd samt över-/underfrekvensskydd. Den aktiva effekten får vara noll under dessa prov.

För att utföra spänningsprov förespråkar den preliminära standardversionen en uppkoppling där fasen kortsluts till jord eller fas-till-fas via reaktorer. Denna utrustning kommer att beskrivas närmare i Stycke 4.2.

IEC 61400-23: Full-scale structural testing of rotor blades

Standarden specificerar procedurer och utrustning för fullskalig provning av vindkraftverkets rotorblad beträffande bl.a. hållfasthet och utmattning, se exempel i Figur 3.3.

IEC 61400-24: Lightning protection

IEC 61400-24 är för närvarande en teknisk rapport vars syfte är att informera om dagens kunskap om åska och dess påverkan på vindkraftverk samt diskutera lämpliga metoder för åkskydd.

IEC 61400-25: Communications for monitoring and control of wind power plants

IEC 61400-25 serien har tillkommit för att standardisera kommunikationen mellan kontrollcentraler och vindkraftgrupper. Före standardens tillkomst hade varje tillverkare sitt eget datoriserade SCADA-system (eng. Supervisory Control And Data Acquisition), vilket medförde att en uppsjö av SCADA-mjukvaror och olika operativsystem kunde krävas för att kommunicera med en vindkraftgrupp innehållande aggregat av olika fabrikat.

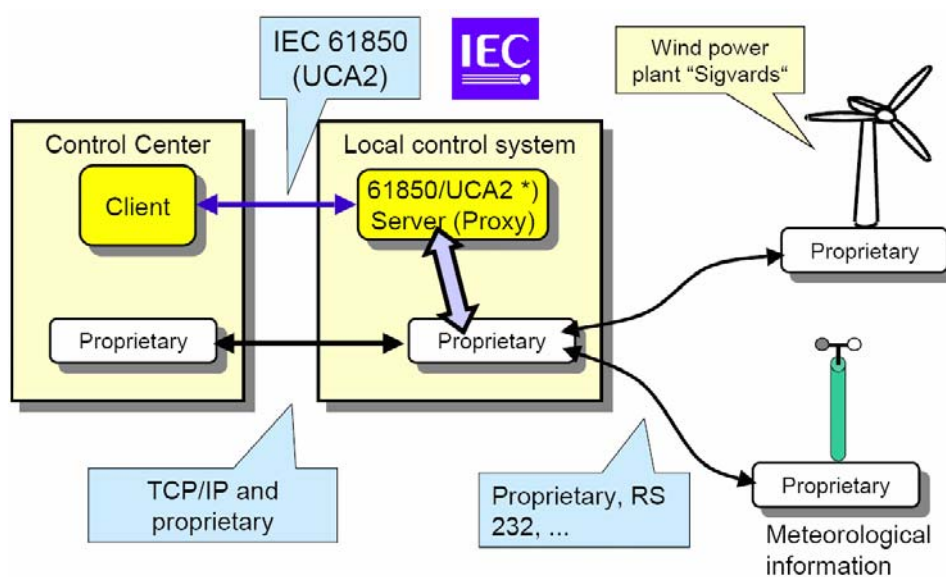
Med SvKs nya krav rörande realtidskommunikation med produktionsanläggningar har standarden blivit ännu mer relevant, det borde numera vara möjligt att ha ett gemensamt interface till vindkraftgrupper som är oberoende av vilken tillverkare som har levererat aggregaten.

IEC 61400-25 krävställer vare sig utformningen av vindkraftgruppen eller SCADA-systemet i detalj, enbart vilken information som ska utbytas, hur information ska vara uppbyggd samt utbytet av information specificeras. Tillsammans definierar dessa krav ett funktionellt interface mellan en server i den lokala kontrollcentralen och en klient i exempelvis SvKs kontrollcentral, se Figur 3.2.

IEC 61400-25 serien består av fem delar, IEC 61400-25-4 är dock ännu inte publicerad av IEC. I tillägg till kommunikationsmodellen för informationsutbyte krävs även provning av standardens uppfyllande samt diagnos och underhåll.



Figur 3.3 Bladprovning. (över) Statisk hållfasthet. (under) Utmattningsprovning. Källa: NREL.



Figur 3.2 Kommunikationsmodellen i IEC 61400-25. Med proprietary avses tillverkar-ägda detaljer rörande t.ex. SCADA som kan hållas dolda. Källa: Vattenfall.

3.2.3 SS/ISO 12494 Nedisning av konstruktioner på grund av fukt i luften

Standarden specificerar metoder för att beräkna islast på vissa utomhuskonstruktioner där bland annat vindkraftverk ingår.

3.2.4 Tyska standarder för mätning och analys av elkvalitet

Den tyska organisationen för främjande av vindkraft, Fördergesellschaft Windenergie (FGW), har publicerat *FGW Guidelines Part 3: Determining the Electrical Properties* [25]. Standarden verkar främst användas i Tyskland.

MEASNET har infört kompletteringar till IEC 61400-21 betitlade *Power quality measurement procedure*. Denna föreskriver bland annat uppmätning av högre ordningens strömövertoner jämfört med IEC 61400-21 samt specificerar hur reaktiv effekt ska beräknas.

3.2.5 CLC/TR 50373 Wind turbines – Electromagnetic compatibility

CLC/TR 50373 är en teknisk rapport utgiven av CENELEC. För närvarande verkar standarden vara inom behandling hos EU och det är ännu inte klart om den blir antagen som gemensam europeisk standard. Vissa länder har dock redan antagit varianter av standarden, bland annat Danmark, Nederländerna och Storbritannien. Den danska standarden heter DS/CLC/TR 50373 *Elproducerende vindmøller – Elektromagnetisk kompatibilitet* och kan köpas från dansk standards hemsida www.ds.dk, där även en engelsk översättning finns tillgänglig.

CLC/TR 50573 är tillämplig för vindkraftverk av alla storlekar och ger rekommendationer för nivåer och tålighet mot störningar, för både lednings- och radio-burna emissioner, i frekvensområdet 0 till 400 GHz. Rekommendationerna ska användas tillsammans med de analys- och testmetoder som beskrivs i IEC 61000-serien. Rapporten föreskriver även bl.a. att den elektromagnetiska förenligheten för komponenter inuti vindkraftverket är tillverkarens enskilda ansvar och att verkets inverkan på närliggande radiotjänster måste avgöras individuellt för varje installation.

3.2.6 SS-EN 50308 Vindkraftverk – Säkerhet och skydd vid skötsel och underhåll

SS-EN 50308 reglerar skyddsåtgärder i vindkraftverk relaterade till hälsa och säkerhet för den personal som arbetar med drifttagning, drift och underhåll av vindkraftverk. Standarden kompletterar svenska arbetsmiljölagar och standarder samt Elsäkerhetsverkets föreskrifter för elektriska installationer i starkströmsanläggningar.

3.3 Svenska lagkrav för installation och skötsel av starkströmsanläggningar

Den svenska Ellagen (1997:857) samt Förordning (1957:601) om elektriska starkströmsanläggningar anger övergripande säkerhetskrav mot de faror och skador som kan uppstå vid installation och skötsel av starkströmsanläggningar. Fler regler finns i Arbetsmiljölagen (1977:1 160), Arbetsmiljöförordningen (1977:1166) och Arbetsmiljöverkets föreskrifter.

Förordningarna (1957:601) ger även Elsäkerhetsverket laglig rätt att ange mer detaljerade säkerhetsrekommendationer, vilket tidigare gjordes med hjälp av starkströmsföreskrifterna i den så kallade blå boken. Under en övergångsperiod har dock denna fasats ut och sedan 1 juli 2006 har avdelningarna A och B ersatts av de svenska standarderna SS 4364000 och SS 4210101, medan avdelning C ersatts av de övergripande

föreskrifterna i Elsäkerhetsverkets föreskrifter ELSÄK-FS 2004-1 samt SS-EN 50110-1. Den gamla blå boken kan dock fortfarande behöva konsulteras för de fall då tillämpbara rekommendationer saknas i de nya standarderna.

3.4 Standarder för elmaskiner och elektriska effektomvandlare

Vindkraftverkets kraftkomponenter för elektromekanisk och elektrisk effektomvandling ska uppfylla följande standarder

SS-EN/IEC 60034 Roterande elektriska maskiner

IEC 60034-serien för elmaskiner är mycket omfattande och en detaljerad beskrivning är utanför syftet för denna rapport. Bland annat kravsätts isolation, kylsystem, termiskt skydd, kapsling, vibrationer, rotorbalansering, buller, utformning av monteringsfötter och bestämning av märkdata.

SS-EN/IEC 60076 Krafttransformatorer

Även IEC 60076-serien för trefas krafttransformatorer är omfattande, bl.a. kravsätts kyl- och isolationssystem, kapsling, temperaturstegring och kortslutningsegenskaper.

SS-EN/IEC 60146-2 Självkommuterande strömriktare inklusive likströmsomriktare utan växelströmsmellanled

Standarden anger krav för transistorbaserade frekvensomformare, även SS-EN/IEC 60146-1-1 *Grundläggande principer* från samma serie är tillämplig.

IEC 62103 Electronic equipment for use in power installations

Generell standard för elektrisk utrustning som interagerar mot ovanstående kraftomvandlare men som saknar direkt tillämpbara standarder. Utrustning som kan omfattas av IEC 62103 är exempelvis system för mätning, reglering och spänningsförsörjning.

3.5 Standarder för elkvalitet

Standarder för elkvalitet kan uppdelas i planeringsnivåer och emissioner från enskilda anläggningar. Ett nätets planeringsnivå bör inte överskridas av summan av störningarna från samtliga av nätet laster och produktionsanläggningar, emissionsgränser krävställer däremot emissioner från enskilda installationer.

Ett vindkraftverks/vindparks elkvalitetpåverkan är i allmänhet främst beroende av nätets kortslutningseffekt i förhållande till anläggningens märkeffekt samt nätets X/R-förhållande i anslutningspunkten. För vindkraftverk som har generatoren direkt ansluten till nätet är även nätspänningens vågform en viktig aspekt, eftersom direktanslutna generatorer har en tendens att spegla tillbaka nätets störningar [15].

De standarder som beskrivs nedan är uppdelade i IECs spänningsklasser, vilka beskrivs av Tabell 3.1. Observera att spänningarna i tabellen inte harmoniserar med den svenska uppdelningen i form av lokalnät, regionnät och stamnät [36]. Ett lokalnät har spänning upp till cirka 40 kV och fördelar elenergin till användarna från det matande regionnätet, vars spänning är ungefär 40–130 kV. Regionnätet är i sin tur anslutet till det landsomfattande stamnätet, med en spänning av 220 eller 400 kV, som kopplar samman de stora produktionsanläggningarna, regionnäten och Sveriges nät med grannländerna.

Ofta reglerar ett avtal mellan nätägare och vindaggregatägaren det störutrymme som en vindkraftanläggning får ta i anspråk. För att lättare kunna enas om skäliga villkor finns de svenska dokumenten *Anslutning av mindre produktionsanläggningar* (AMP) [1] och *Anslutning av större produktionsanläggningar* (ASP) [2], [37], vilka kommer

Tabell 3.1 IECs indelning av spänning i trefasssystem.

	Undre gräns (kV)	Övre gräns (kV)
Lågspänning (LV)	-	1
Mellanspänning (MV)	1	35
Högspänning (HV)	35	230
Extra hög spänning (EHV)	230	-

att beskrivas närmare i Stycke 3.6. Därtill bör vindprospekteraren även konsultera *Svenska Kraftnäts anslutningsregler för vindkraftanläggningar* [5] om anslutning ska ske till stamnätet. Om nätägaren och vindkraftprospekteraren inte kan enas om skäliga villkor föreskriver Ellagen (1997:857) att tvisten ska avgöras av Energimyndigheten.

3.5.1 SS-EN 50160 Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution

SS-EN 50160 anger huvudegenskaperna för spänningsgodhet (spänningens vågform) och kontinuitet (frihet från avbrott) i kundens anslutningspunkt för LV och MV under normala driftförhållanden. Egenskaperna vid kundens inkoppling kan skilja sig från nätets störningsnivå p.g.a. exempelvis spänningsfall i kablar mellan fördelningsstation och kundanslutningspunkten. Notera att det därför är viktigt att särskilja på krav gällande upprätthållande av elkvaliteparametrar gentemot tredje man, vilket kravsätts av just SS-EN 50160, och elkvalitetkrav i anslutningspunkten för vindkraftgrupper, vilket kravsätts av nedan beskrivna IEC 61000-serie. I många fall kan det vara de förstnämnda kraven, alltså elkvalitet för tredje man, som sätter gränsen för hur mycket störutrymme en vindkraftgrupp får ta i anspråk.

I stora drag innehåller SS-EN 50160 följande specifikationer:

- Långsamma spänningsvariationer. Varje 10-minuters medelvärde av fasspänningen ska vara inom $+10/-15$ % av nominellt värde och inom ± 10 % under 95 % av tiden under en hel vecka.
- Snabba spänningsvariationer. Den långvariga flimmernivån ska vara högst $P_{it} \leq 1$ under 95 % av en vecka, nivåer för P_{st} saknas.
- Osymmetrisk spänning. Varje 10-minuters medelvärde av minusföljdsspänningens effektivvärde ska var högst 2 % av plusföljden under 95 % av en vecka.
- Spänningsövertoner. THD (eng. total harmonic distortion) får vara högst 8 % under 95 % av en vecka, SS-EN 50160 anger även nivåer för individuella övertoner relativt grundtonens effektivvärde men de inkluderas inte här.
- Spänningssänkningar och avbrott. SS-EN 50160 skiljer mellan kortvariga spänningssänkningar (mindre än 1 s varaktighet), kortvariga spänningsavbrott (maximalt 3 minuter) samt spänningsavbrott (längre än 3 minuter) och anger hur ofta dessa får förekomma.
- Överspänningar. SS-EN 50160 skiljer mellan överspänningar, som har relativt lång varighet och typiskt härstammar från omkopplingar i elnätet, och spänningstransienter, som är kortvariga och typiskt härstammar från åska. För LV gäller att överspänningar och transienter ska understiga 1.6 kV respektive 6 kV rms.
- Frekvensvariationer. Varje 10-sekunders medelvärde av frekvensen ska alltid vara inom 50 Hz $+4/-6$ % (47 till 52 Hz) och 50 Hz ± 1 % under 95 % av en vecka.

Svensk Energis dokument *Kriterier för spänningsgodhet vid leveransspänning över 1000 V* är ett svenskt komplement till SS-EN 50160 vid leveransspänning över 1 kV.

3.5.2 IEC 61000 Elektromagnetisk kompatibilitet

SS-EN/IEC 61000-2-2: Planeringsnivåer för lågfrekventa ledningsbundna störningar och signalnivåer på elnät

Den viktigaste skillnaden mellan ovan beskrivna SS-EN 50160 och IEC 61000-2-2 är att medan den förra gäller i kundens anslutningspunkt så specificerar 61000-2-2 planeringsnivåer för LV distributionsnätet. Generellt kan sägas att planeringsnivåerna är striktare jämfört med nivåerna i SS-EN 50160, till exempel föreskriver 61000-2-2 att de långsamma spänningsvariationerna alltid ska vara inom $\pm 10\%$ och för flimmer gäller $P_{st} \leq 1$ samt $P_{lit} \leq 0,85$.

SS-EN/IEC 61000-2-12: Planeringsnivåer för lågfrekventa ledningsbundna störningar och signalnivåer på mellanspänningsnät

IEC 61000-2-12 är motsvarigheten till 61000-2-2 för MV-nät. De övergripande egenskaperna som specificeras är likartade men planeringsnivåerna är annorlunda.

IEC/TR 61000-3-6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems

Den tekniska rapporten IEC/TR 61000-3-6 ger rekommendationer för strömövertoner, och spänningsövertoner dessa ger upphov till, från enskilda elektriska anläggningar anslutna till MV- eller HV-nät.

IEC/TR 61000-3-7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems

IEC/TR 6100-3-7 rekommenderar nivåer för spänningsvariationer och flimmer orsakade av enskilda installationer anslutna till MV- och HV-nät. För flimmer föreskrivs $P_{st} \leq 0,35$ och $P_{lit} \leq 0,25$.

3.5.3 TR6 – Tekniska riktlinjer för elkvalitet

För det svenska stamnätet gäller SvKs *TR6 – Tekniska riktlinjer för elkvalitet*, som består av två delar. Del 1 beskriver allmänna egenskaper för stamnätet medan del 2 specificerar planeringsnivåer, emissionsnivåer, mätmetoder och ansvarsfördelning.

3.6 Svenska anvisningar och föreskrifter för vindkraftverk

De båda svenska anvisningarna AMP [1] och ASP [2] ger rekommendationer inom ett flertal områden för anslutning av produktionsanläggningar, varav elkvalitet och skyddsinställningar är två aspekter som behandlas. AMP fokuserar på enstaka anläggningar vars effekt understiger 1,5 MW, medan ASP behandlar produktionsanläggningar större än 25 MW och ger övergripande råd för hur anslutning kan gå till samt vilka analyser som bör genomföras.

Den kan verka som att rekommendationer saknas för anläggningar mellan 1,5 till 25 MW, men det foljebrev från Svensk Energi som medföljer ASP [3] fastslår att det är typ av anslutningsnät snarare än effekt som bestämmer vilka anvisningar som skall följas. Tumregeln är att AMP gäller för anslutning till lokalnät medan ASP ska tillämpas för anslutning till regionnät.

3.6.1 Sammanfattning av anvisningarna i AMP

Rekommendationerna för elkvalitet baseras i stora drag på IECs 61000-serie samt IEC 61400-21:

- Långsamma spänningsvariationer ska normalt understiga 2.5 %.
- Flimmervärden anges till $P_{st} \leq 0,35$ och $P_{lt} \leq 0,25$, vilka härstammar från IEC 61000-3-7. Flimmeranalyser för vindkraftverk ska utföras enligt IEC 61400-21 för både kontinuerlig drift och då kraftverket kopplas in och ut. Vid behov ska vindkraftverk kunna förhindras att utföra alltför frekventa till- och fråkopplingar.
- För övertoner hänvisas till SS 421 18 11, som numera har utgått, men IEC 61400-3-6 borde vara ett bra substitut.
- Vindkraftverk med konstant varvtal och AG ska förses med faskompenseringsutrustning som ska motsvara generatorns reaktiva effektbehov i tomgång. Vid märkdrift ska generatören åtminstone ha en effektfaktor inom 0,9–0,95.

Följande skydd, tidigare beskrivna i Stycke 2.6, är några av de säkerhetsanordningar som enligt AMP ska finnas i vindkraftverket:

- Över- och underfrekvensskydd.
- Över- och underspänningsskydd i samtliga faser.
- Osymmetriskydd.
- Överströmsskydd.
- Jordfelsskydd, eventuellt kompletterat med NUS.

För varje skydd ger AMP även rekommenderade inställningar men föreskriver särskild aktsamhet vid anslutning av vindkraftverk till svaga nät, där oväntade felkaraktärer kan uppstå vilket kan kräva speciella skyddsinställningar och selektivitet.

3.6.2 Sammanfattning av anvisningarna i ASP

Sverige har ännu relativt liten erfarenhet av stora vindparker och därför ger ASP ännu få rekommendationer för elkvalitet:

- För flimmernivån rekommenderas $P_{lt} \leq 0,1$.
- De långsamma spänningsvariationerna ska understiga 3 % under ett dygn och det får skilja maximalt 5 % mellan sommar och vinter.
- THD ska beräknas för övertoner upp till 50:e ordningen (2,5 kHz) och vindparkens THD-bidrag till anslutningspunkten ska understiga 2,5 %.
- ASPs rekommendationer för reläskydd liknar AMPs fast med andra inställningar. ASP rekommenderar även användning av termiska överlastskydd, vilka de flesta verk har idag. De rekommenderade skyddsinställningarna för spänning, frekvens, och frekvensderivata harmoniserar med SvKFS 2005:2, se följande stycke, i syfte att behålla vindkraftverket i drift, åtminstone en viss tid, vid nätstörningar.

ASPs rekommendation av separata överströmsskydd är eventuellt överflödigt för moderna vindkraftverk med fulleffektomformare, eftersom dessa knappt lämnar någon felström. Behovet och nyttan av separata överströmsskydd för aggregat med fulleffektomformare bör avgöras vid valideringen av vindkraftverket.

3.6.3 Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd

Affärsverket Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd för driftsäkerhetsteknisk utformning för produktionsanläggningar (SvKFS 2005:2) [4] trädde i kraft 1 januari 2006 och gäller för anläggningar som tas i kraft efter detta datum. För tidigare installerade aggregat gäller att deras prestanda ska behållas samt att föreskrifternas bestämmelser för kommunikation, styrbarhet, dokumentation och verifikation ska följas. SvKFS 2005:2 åtföljs även av Svenska Kraftnäts anslutningsregler för vindkraftanläggningar [5] som främst beskriver den administrativa processen för anslutning av vindkraftanläggningar till stamnätet. Administrationen skiljer sig inte nämnvärt jämfört med andra typer av produktionsanläggningar.

SvKFS 2005:2 delar in vindkraftanläggningar i tre kategorier; stora, medelstora och små vindkraftgrupper beroende på om deras nominella installerade aktiva effekt är >100 MW, 25–100 MW eller 1,5–25 MW.

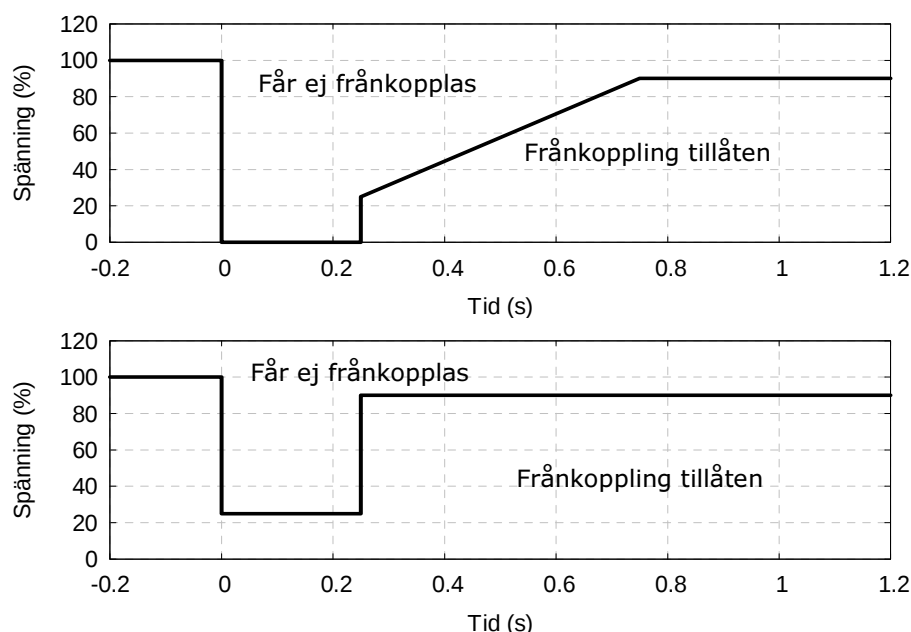
Stationära spännings- och frekvensavvikelser

Stora och medelstora vindkraftanläggningar ska kunna behålla utmatning av effekt för frekvens- och spänningsintervallen 47,5–52,5 Hz respektive 90–110 % av nominell spänning, även om kontinuerlig drift inte nödvändigtvis behöver klaras i samtliga fall. Motsvarande gränser för små vindkraftgrupper är 47,5–52 Hz och 90–105 % av nominell spänning.

Kortvariga spänningsvariationer

Vindkraftgrupper ska kunna behålla driften för de kortvariga spänningsvariationerna som specificeras av Figur 3.4, vilka är givna i anslutningen till det maskade stamnätet. Notera att kravställningen mot lägre spänningsnivåer blir annorlunda och får beräknas eller simuleras separat för det aktuella lokala nätet för varje ny vindkraftgrupp.

Gällande spänningsprofilen för stora grupper i Figur 3.4 finns risk för att vindaggregatets och nätets fasvinklar driver isär när spänningen är noll, vilket kan innebära problem vid återinfasning när nätet återkommer vid tiden 250 ms. Provningsutrustningen som används för att validera kravet ska tillåta att fasan för nätspänningens plusföljd fortsätter att avancera när spänningen är noll. Föreskrifterna anger inga riktlinjer för



Figur 3.4 SvKs spänningskrav i det anslutande maskade stamnätet för stora (över) och medelstora/små (under) vindkraftgrupper.

hur stora fashopp i spänningen som vindkraftverk ska kunna hantera.

Aktiv och reaktiv effekt

Den totala aktiva effekten från en vindkraftgrupp ska kunna varieras via en extern styrsignal så att effekten alltid kan reduceras ned till 20 % av maximal effekt inom fem sekunder. Det ska även vara möjligt att begränsa den totala aktiva effekten från en vindkraftgrupp med hjälp av en extern signal. De reglermetoder som vindkraftverket använder sig av ska vid behov kunna ändras.

Vid stopp av vindaggregat på grund av för stark vind ska maximalt 30 MW/min frånkopplas i en vindkraftgrupp. Detta medför att stoppvillkoren måste kunna ställas in individuellt för varje vindkraftverk i en park av aggregat. Vid start av vindaggregat bör maximalt 30 MW/min tillkopplas samtidigt.

Stora och medelstora vindkraftanläggningar ska ha en reaktiv effektkapacitet för att automatiskt kunna reglera spänningen inom minst ± 5 % av nominell spänning. Spänningsregleringen ska kunna arbeta efter en karakteristik för reaktiv statik uttryckt i MVar/kV. Även små vindkraftgrupper ska ha kapacitet för automatisk spänningsreglering men här anges inga nivåer.

För samtliga storlekar av vindkraftgrupper skall det reaktiva effektutbytet kunna regleras till noll.

Kommunikation och styrbarhet

Det funktionella interfacet mot stora och medelstora vindkraftgrupper ska vara utformat så att SvK kan få realtidsinformation om spänning, aktiv och reaktiv effekt, driftstatus och reglerförmåga.

Senast 15 minuter efter att en driftstörning inträffat ska det vara möjligt att manuellt styra vindkraftgruppen från distans, i syfte att kunna vidta manuella åtgärder för de fall när återanslutningsautomatiken inte fungerar. De manuella åtgärderna ska möjliggöra tillkoppling till elnätet, frånkoppling från nätet samt styrning av aktiv och reaktiv effekt.

SvKs föreskrifter hänvisar inte till IEC 61400-25, vilket kanske är klokt eftersom det inte verkar vara säkerställt att SvKs krav uppfylls av standarden.

Validering och dokumentation

Riktlinjerna innehåller ingen tydlig valideringsplan. I allmänna termer utpekas fullskaleprov som den mest tillförlitliga metoden, men när sådana prov är olämpliga kan validering även ske med tekniska beräkningar, simuleringar och reläinställningsplaner.

Vindkraftkraftgruppens och vindkraftverkens konstruktion samt däri ingående apparaters tekniska data ska dokumenteras och SvK ska meddelas vid eventuella förändringar. SvK har rätt att begära ut teknisk information som berör den driftsäkerhetstekniska utformningen av anläggningen.

4 Europeiska nätanslutningsregler och verifieringsmetoder

Detta avsnitt ger sammanfattningar av nätanslutningsregler och verifieringsmetoder i ett antal Europeiska länder, med tyngdpunkten på att beskriva viktiga skillnader gentemot SvKs föreskrifter. För en fullständigare sammanställning av Europeiska nätanslutningsregler hänvisas till [7].

4.1 Danmark

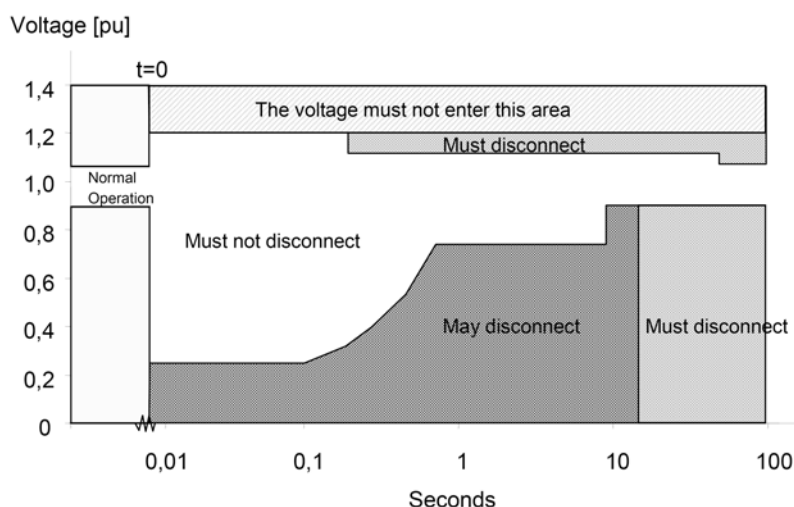
Nätanslutningskrav

Danmark har något olika nätanslutningsregler beroende på om vindkraftgruppen ansluts till en spänning som är lägre eller högre än 100 kV.

Danmarks krav för vindkraftverk anslutna till spänning under 100 kV (TF 3.2.6) [20] innehåller bland annat krav på att det ska vara möjligt att kommunicera med och fjärrstyra vindkraftgruppen enligt IEC 61400-25. TF 3.2.6 innehåller även krav på automatisk frekvensreglering, se Figur 2.11, däremot krävs inte automatisk spänningsreglering men den reaktiva effekten måste hålla sig inom vissa gränser. Vid frekvensregleringen gäller att vindkraftgrupper får frångöras när frekvensen understiger 47 Hz eller överstiger 51.8 Hz (typiskt värde) mer än 200 ms, för frekvenser mellan 47–51.8 Hz finns separata krav för hur länge nätanslutning ska behållas.

Figur 4.1 visar kravet för kortvariga spänningsavvikelser. I tillägg till Figur 4.1 ska nätanslutning alltid behållas för trefaskortslutningar varande 100 ms och för två efterföljande tvåfasfel varande 100 ms vardera, dessutom ska aggregat klara två upprepade fel inom två minuter och sex fel inom fem minuter utan att frångöras nätet. Senast 10 sek. efter att nominell spänning återkommit ska vindkraftgruppen åter producera samma aktiva effekt som innan felet, däremot anges inte vilken effekt som ska levereras under felet.

Danmarks krav för vindkraftverk anslutna till spänning över 100 kV (TF 3.2.5) [21] påminner till stora delar om TF 3.2.6 men inför bl.a. krav på en prioritetsordning för regelsystemets olika driftlägen, där skydd av vindkraftverket har högst prioritet, fre-



Figur 4.1 Danmarks krav för kortvariga spänningsavvikelser i nät under 100 kV.

kvensreglering är nummer två och därefter följer ytterligare fem driftlägen som beskrivs utförligt i TF 3.2.5. Vindkraftgruppens reaktiva effektkapacitet ska redovisas i ett PQ-diagram och ska stå till systemägarens förfogande för spänningsreglering enligt separat avtal. Senast 10 sek. efter att 90 % av nominell spänning återkommit ska vindkraftgruppen åter producera samma aktiva effekt som innan felet, under felet får den aktiva effekten inte understiga $0.4P_{t0}(U/U_{t0})^2$, där U är momentan nätspänning, P_{t0} och U_{t0} är aktiv effekt respektive nätspänning alldeles innan felet. Vindkraftgruppen ska vara utrustad med en flight-recorder som sparar mätdata före och efter nätstörningar och mätningarna ska användas för att verifiera en RMS-baserad (PSS/E) simuleringsmodell av vindkraftgruppen. Mätdata och simuleringsmodellen ska finnas tillgänglig för nätägare och systemansvarig.

Validering av nätanslutningskrav

Egenskaper för flicker, övertoner samt aktiv och reaktiv effekt ska valideras enligt IEC 61400-21 men för validering av driftsäkerhetstekniska krav erfordras i stort sett bara simuleringsstudier. Experimentella prov ska dock genomföras för att bevisa att vindkraftverket har tillräcklig batterireserv för att klara sex spänningssänkningar inom fem minuter, dessutom ska huvudspänningen mätas vid fränkoppling av aggregatet från nätet. Den transienta fränkopplingsspänningen får inte överstiga 120 % av nominell spänning enligt TF 3.2.6 medan TF 3.2.5 specificerar 130 % under fränkopplingens inledningsfas och 120 % efter 100 ms.

4.2 Tyskland

I Tyskland har nätbolagen ENE [22] samt Vattenfall Europe Transmission [24] infört var sitt regelverk för anslutning av produktionsanläggningar till nät med nominell spänning över 110 kV. Dessa nätanslutningskrav kompletteras av organisationen för nätägare, Verband der Netzbetreiber (VDN), tilläggskrav för produktionsanläggningar baserade på förnyelsebara energikällor [23]. Nedanstående text sammanfattar ENEs och VDNs föreskrifter för anslutning av vindkraftgrupper.

Nätanslutningskrav

Den övre grafen i Figur 4.2 visas kravet för kortvariga spänningsavvikelser i vindkraftgruppens anslutningspunkt. För symmetriska trefasfel ska driften alltid förbli stabil och alltid behållas så länge spänningens RMS-värde under en halv period förblir över det färgade området i figuren. Inom det färgade området gäller speciella krav, vindkraftgruppen måste uppfylla ett av följande tre villkor:

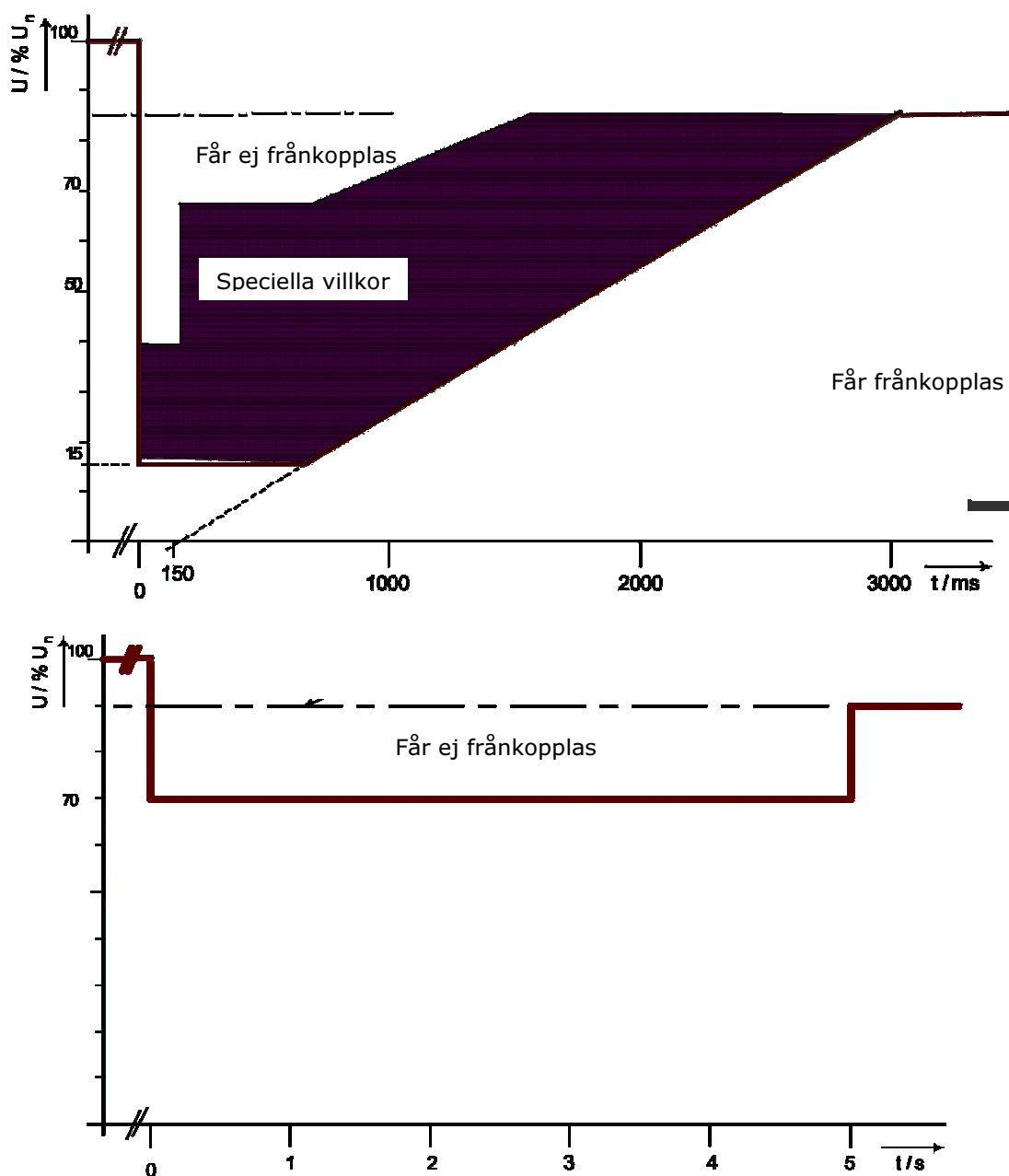
1. Driften förblir stabil och nätanslutningen behålls.
2. Efter överenskommelse med ENE kan kortvarig fränkoppling tillåtas. Återinfasning av vindkraftgruppen ska ske senast 2 sek. efter fränkoppling, givet nedanstående spänningvillkor för tillkoppling, och den aktiva effekten ska därefter ökas med en hastighet på minst 10 % av gruppens nominella effekt per sek. tills att vindparken åter levererar samma värde som innan fränkoppling. Reaktiv effekt får inte upptas någon gång under förloppet.
3. Efter överenskommelse med ENE kan fränkoppling under längre tid tillåtas givet att vindkraftgruppen istället har utrustning för leverans av en garanterad reaktiv effekt till elnätet.

För vindkraftgrupper som inte fränkopplas inom det färgade området gäller att aktiv effekt ska levereras direkt när nätspänningen återkommer och den ursprungliga effektproduktionen ska återtas med en hastighet på minst 20 % av gruppens nominella effekt per sek.

Den nedre grafen i Figur 4.2 visar kravet för kortvariga spänningsavvikelser för trefasiga fel där nätspänningen i anslutningspunkten aldrig understiger 70 % av nominellt värde. Vindkraftgruppen måste behålla driften i minst 5 sek.

Ett fel inom vindparken som reducerar spänningen i vindkraftgruppens anslutningspunkt till 85 % av nominellt värde måste frångöras inom 0,5 sek. Frångöring är även tillåten för spänningar i vindkraftgruppens anslutningspunkt som understiger det färgade området i den övre grafen i Figur 4.2 samt för frekvenser under 47,5 Hz och över 51,5 Hz.

Om en vindkraftgrupp frångöras från nätet får tillkoppling inte ske förrän den lägsta huvudspänningen i anslutningspunkten överstiger 105 kV, 210 kV eller 370 kV i 110-



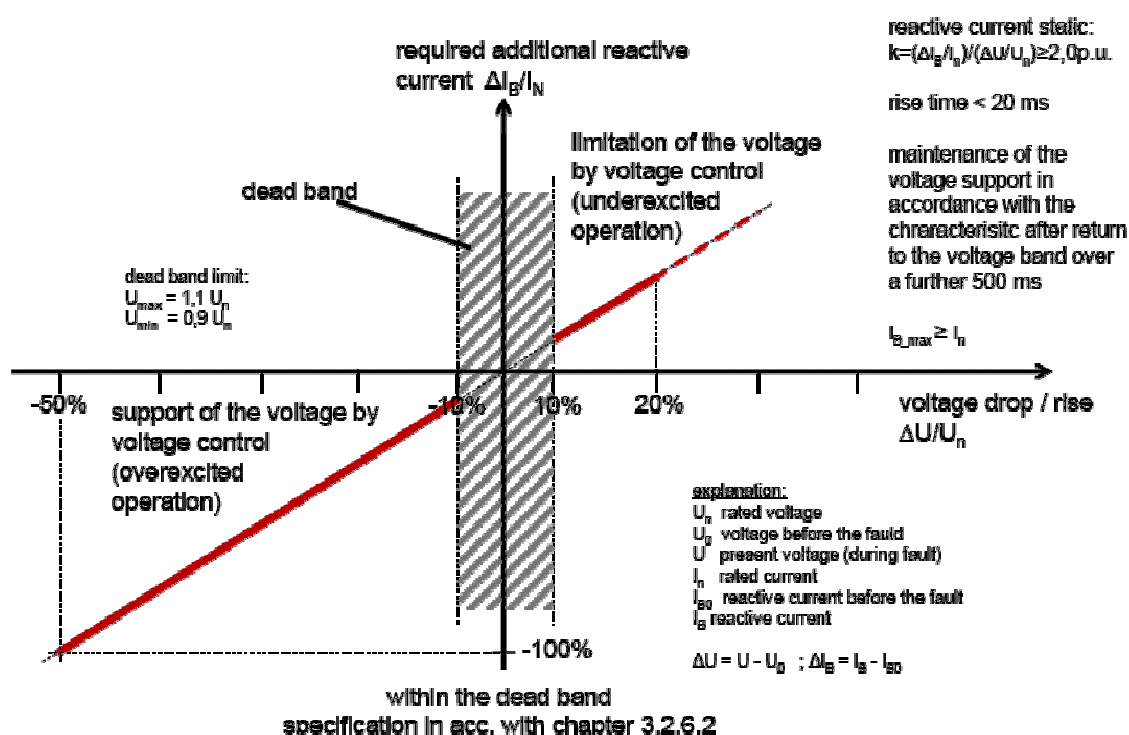
Figur 4.2 ENEs och VDNs spänningskrav för vindkraftverk. Överst: Kortvariga spänningsavvikelser [22] [23]. Underst: Kortvariga spänningsavvikelser överstigande 70 % av nominell spänning i anslutningspunkten [23].

kV-, 220-kV- respektive 380-kV-nätet. Om spänningen understigit dessa värden ska den aktiva effektökningen vid inkoppling inte överstiga 10 % av gruppens nominella effekt per sek.

För spänningsavvikelser som överstiger $\pm 10\%$ ska en reaktiv ström inmatas motsvarande $\pm 2\%$ av nominell ström för varje $\pm 1\%$ spänningsavvikelse, vilket illustreras i Figur 4.3. Det reaktiva strömkravet kan dock inte överstiga/understiga $\pm 100\%$ av vindkraftgruppens nominella ström.

På fjärrkommando ska det vara möjligt att reducera vindkraftgruppens inmatade aktiva effekt med åtminstone 10 % av nominellt värde per minut.

ENE kräver frekvensreglering av vindkraftverk vid överfrekvens, däremot behövs ännu inte underfrekvensreglering [22]. Om frekvensen överstiger 50,2 Hz ska den inmatade effekten reduceras med 40 %/Hz och över 51,5 Hz ska den inmatade effekten vara noll. Frekvensregleringen ska vara lokalt implementerad i varje vindkraftverk.



Figur 4.3 Utbyte av reaktiv ström vid spänningsavvikelser [22].

Validering av nätanslutningskrav

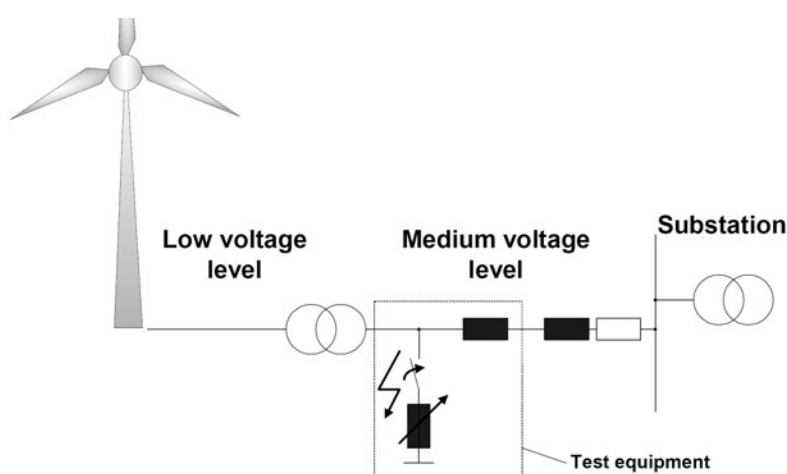
Egenskaper för flicker, övertoner samt aktiv och reaktiv effekt ska valideras enligt IEC 61400-21 och *FGW Guidelines 3* [25]. Validering av driftsäkerhetstekniska krav får utföras antingen i form av simuleringsstudier eller fullskaliga prov [23]. Om vindkraftägaren väljer att genomföra fullskaliga prov har organisationen FGW publicerat en standard för verifiering [26]. Standarden har inte studerats i detalj men det huvudsakliga innehållet är troligen:

- Anvisningar för hur prov ska genomföras, analyseras och dokumenteras. Enbart enstaka vindkraftverk verkar omfattas av provmetoderna.
- Provning av reläskydd för spännings- och frekvensavvikelser.
- Provning av vindkraftverkets förmåga att följa ramp- och stegformade börvärden för den aktiva effekten.

- Provning av vindkraftverkets förmåga att följa börvärden för den reaktiva effekten.
- Uppmätning av PQ-diagram mot nätet.
- Provning av vindkraftverkets förmåga att behålla nätanslutning vid spänningssänkningar.

Det senare provet genomförs med en utrustning enligt Figur 4.4, bestående av ett antal reaktorer och brytare som ger möjlighet att kortsluta en eller flera faser till varandra och/eller till jord. Figur 4.5 visar bilder på utrustningen, all högspänningsutrustning ryms i en container med tillhörande kontrollrum som innehåller manöverenheter för brytarna och mätutrustning.

Även certifieringsföretaget GL har utvecklat en standard för verifiering av vindkraftverks prestanda vid nätstörningar [32]. Innehållet i GLs dokument är inte känt.



Figur 4.4 Principiell utformning av tysk provningsutrustning (eng. test equipment) för spänningssänkningar.



Figur 4.5 Tysk utrustning för spänningssänkningar. Överst vänster: Container med kortslutningsutrustning, kontrollrummet ovanför. Överst höger: Reaktorer och frångiljare. Nederst vänster: Frångiljare. Nederst höger: Kontrollrummet.

4.3 Spanien

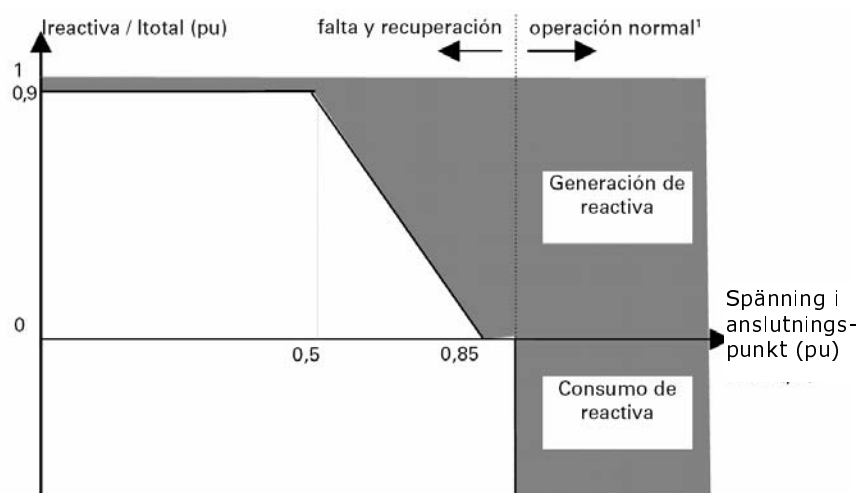
Nätanslutningskrav

De spanska nätanslutningskraven tillkom 2004 och regleras av tre standarder (P.O. 12.1, 12.2 och 12.3). Spanien har ännu inga krav för frekvensreglering, vindkraftverk tillåts till och med konsumera lite aktiv effekt vid kortslutning. För reaktiv effekt ska dock det reaktiva effektutbytet vara noll senast 100 ms efter en nätstörning och 50 ms senare ska reaktiv ström levereras som funktion av spänningen i anslutningspunkten enligt Figur 4.6. De spanska kraven för kortvariga spänningsavvikelsen illustreras av Figur 4.7.

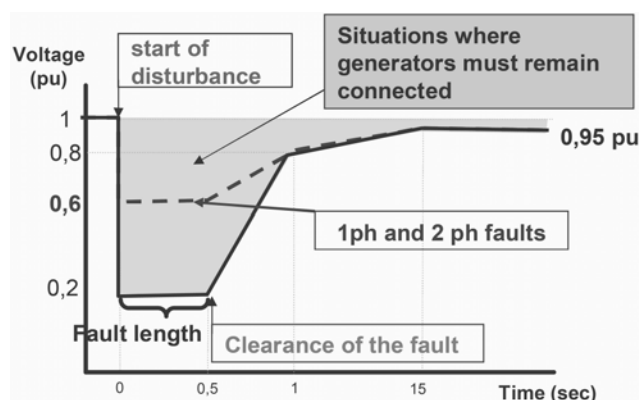
Validering av nätanslutningskrav

Spanien har en valideringsstandard för nätanslutningskrav som är publicerad av den spanska vindkraftindustrins intresseorganisation, Asociación Empresarial Eólica (AEE). Benämningen av standarden är ungefär *Procedurer för mätning och analys av vindkraftverks egenskaper vid spänningsvariationer* [27]. Standardens huvudsakliga innehåll är:

- Fullskaleprovning av vindkraftverket för validering av beteende vid nätstörningar samt tolerans mot spänningssänkningar.
- Utveckling av simuleringsmodell för vindkraftverket.
- Validering av simuleringsmodell mot mätningar erhållna från fullskaleprov.



Figur 4.6 Spanska krav för reaktiv strömleverans vid spänningssänkning.



Figur 4.7 Spaniens kortvariga spänningskrav för tre-, två- och enfasfel.

- Konstruktion av simuleringsmodell för hel vindpark.
- Simulering av vindparkmodell i syfte att analysera beteendet vid nätstörningar.

Utrustningen som rekommenderas för att skapa fullskaliga nätstörningar liknar den tyska i Figur 4.4. Det spanska företaget E2Q har konstruerat en mobil utrustning för ändamålet, se Figur 4.8, som kan reducera spänningen i tio steg från 90 % till 0 % av nominell spänning. Utrustningen kan anslutas till maximalt 30 kV och vindkraftverk upp till 5 MW kan provas. Spanska tillverkaren Gamesa har utvecklat en liknande lösning på egen hand [28].



Figur 4.8 Spansk mobil valideringsutrustning "ULISES" för spänningssänkningar.

4.4 Irland

Nätanslutningskrav

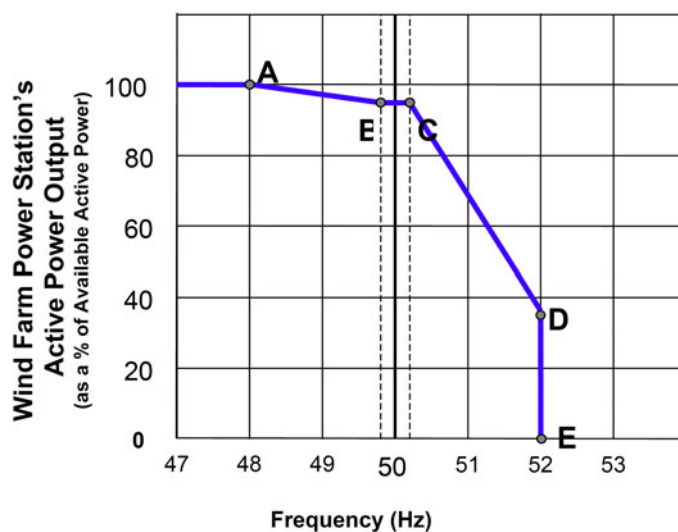
Irlands krav för kortvariga spänningsvariationer verkar vara identiskt med ENEs strängaste krav i den översta bilden i Figur 4.2. För långvariga spänningsvariationer gäller att normal drift ska behållas inom 99–123 kV, 200–245 kV och 350–420 kV för 110-, 220- respektive 400-kV näten [29].

Vindkraftgrupper ska kunna arbeta kontinuerligt i normal drift inom frekvensområdet 49,5–50,5 Hz, behålla anslutningen i 60 minuter inom 47,5–52 Hz och 20 sekunder inom 47–47,5 Hz vilket ska kunna upprepas varje gång frekvensen understiger 47,5 Hz. Dessutom ska vindkraftgrupper fortsätta vara anslutna för frekvensderivator upp till $\pm 0,5$ Hz/s. Om frekvensen överstiger 50,2 Hz får inga fränkopplade aggregat tillkopplas till nätet.

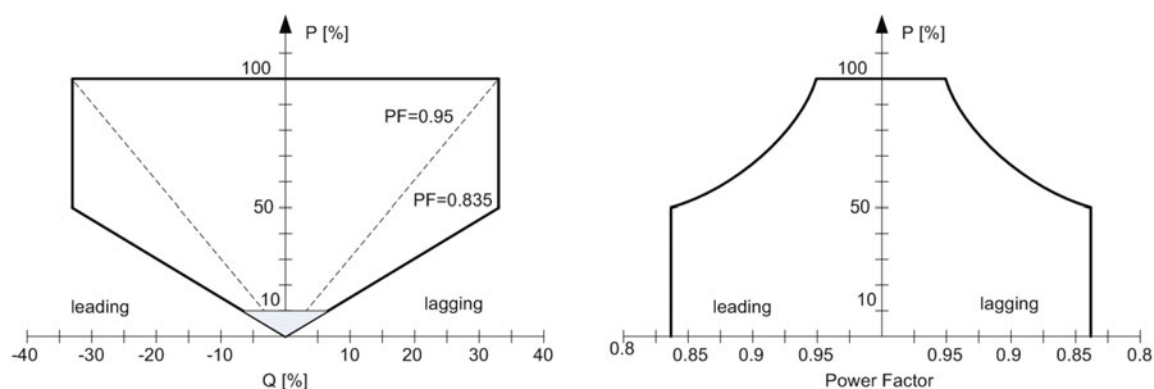
Irland har, liksom Danmark, krav på både över- och underfrekvensreglering, se Figur 4.9. Till skillnad från Danmark anger dock Irlands krav att vindkraftgruppen alltid ska reservera en viss aktiv effekt för underfrekvensreglering, mängden reserverad effekt fastställs i avtal mellan vindkraft- och nätägare.

Vindkraftgruppen ska arbeta med de effektfaktorer, mätt på lågspänningssidan av den nätanslutande transformatorn, som specificeras av den högra grafen i Figur 4.10, den vänstra grafen översätter kravet för effektfaktor till ett PQ-diagram. Vindkraftgruppen ska kunna använda den reaktiva effekten för automatisk spänningsreglering där börvärdet för spänningen ges via fjärrkommando.

De signaler som ska ingå i det funktionella interfacet för nätägarens fjärrkontroll av vindkraftgruppen finns specificerade i detalj. För meddelandehastigheter gäller att fjärrkommandon ska uppfattas av vindkraftgruppen inom 1 sek. och vara verkställda



Figur 4.9 Irlands frekvensregleringskrav [29].



Figur 4.10 Irlands krav för reaktiv effekt [29]. (vänster) PQ-diagram. (höger) Effekt-faktor.

inom 5 sek. med en avvikelse på maximalt 0,5 %. Hastigheten för dataöverföringen från vindkraftgruppen till nätägaren beror på signaltyp, analoga signaler (t.ex. spänning i anslutningspunkt) som skickas till nätägaren får inte ha en dödtid över 5 sek. jämfört med sann realtid, motsvarande dödtid för digitala signaler (t.ex. interna SCADA-kommandon) är 1 sek.

Validering av nätanslutningskrav

Irlands valideringskrav lägger stor vikt på simuleringsmodeller. För att få ansluta ett vindaggregat måste tillverkaren överlämna en simuleringsmodell som därefter ska granskas och godkännas av nätägaren. Modellen ska vara byggd för programmet PSS/E, inte kräva en simuleringsstegtid under 5 ms och omfatta åtminstone följande delsystem:

- Modeller för aggregatets elgenerator.
- Tvåmassmodell för den mekaniska drivlinan.
- Modell för turbinens effektkoefficienter (C_p - λ , bladvinkel).
- Modell för bladvinkelreglering.
- Vindaggregatets reglersystem.

- Reaktiv effektkompensering.
- Skyddsreläer.

Modellen ska vara fullständigt dokumenterad och även tillåta enkel utbyggnad av antal simulerade vindkraftverk, så att en gemensam modell kan användas för att simulera en hel vindkraftgrupp. Tillverkare måste vara beredda på att uppdatera sina modeller för att de ska fungera i nya versioner av PSS/E.

De irländska reglerna kräver också att simuleringsmodellen ska vara validerad mot fullskaliga prov. Hur dessa prov ska utföras anges inte i detalj men utrustning och metod måste godkännas av nätägare. Därtill måste simuleringsmodellen vara validerad vid ett flertal olika driftfall, som exempelvis låg kortslutningseffekt i anslutningspunkten, närliggande kortslutningar av både allvarligare och lindrigare typ, spänningsavvikelser, frekvensavvikelser och stora vindvariationer. Om det upptäcks skillnader mellan simuleringsmodell och valideringsprov måste tillverkaren leverera en ny modell med bättre överensstämmelse.

Det irländska arbetet med att införskaffa PSS/E-modeller påbörjades 2004 och verkar bedrivas i mycket nära samarbete med tillverkare. Varje uppdaterad simuleringsmodell som erhålls från tillverkare provas och granskas utförligt. Vid felaktigheter, oklarheter eller andra simuleringsproblem kontaktas tillverkare som då får förbättra sin modell. I projektets inledning hade man bland annat följande problem [30]:

- Felaktigt konstruerade modeller som räknade fel.
- Modeller som fick PSS/E att krascha.
- Felaktiga inställningar för skyddsreläer som orsakade slumpmässiga fränkopplingar av simulerade vindaggregat.
- Orealistiska resultat, t.ex. att aggregat saknade övre begränsning för reaktiv effektkompensering.
- Modeller som blev ostabila vid låglastdrift.
- Tillverkare använde dold källkod för att skydda företagshemligheter, vilket försvårade felsökning av modeller. Idag verkar man ha löst detta genom att teckna avtal gällande konfidentiellitet mellan nätägare och tillverkare.
- Modeller från olika tillverkare som inte gick att köra samtidigt i en PSS/E-modell.
- Ett flertal andra numeriska problem, se [30] för detaljer.

EirGrid, som leder det irländska simuleringsarbetet, har trots de inledande problemen tålmodigt arbetat vidare och 12 april 2007 fanns 12 godkända simuleringsmodeller från olika tillverkare [31]. Det är dock oklart om dessa modeller är validerade mot mätningar på fullskaliga aggregat.

4.5 Nordel

Nordel bedriver för närvarande ett projekt vars syfte är att standardisera de nordiska anslutningsreglerna för vindkraftgrupper. En preliminär arbetsversion [33] från november 2006 innehåller, jämfört med de nuvarande svenska reglerna, även krav på automatisk frekvensreglering. Den preliminära versionen specificerar att det är upp till nät- och vindkraftägare att komma överens om vilka prov som ska genomföras innan en vindpark får uppföras, en tydlig valideringsplan saknas därmed. Utkastet innehåller även en klausul rörande att vindkraftägaren ska överlämna simuleringsmodeller till nätägaren enligt nätägarens specifikation.

4.6 UCTE

Organisationen för Kontinentaleuropas ägare av transmissionsnät, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), har ännu inga specifika nätanslutningskrav för vindaggregat. I UCTEs årsrapport från 2005 [34] beskrivs dock sju åtgärder för att säkra nätdriften vid en ökande integration av vindproducerad el. Gällande nätanslutningsregler anges följande:

Regulatory documents (preferably harmonised at international level) should be published in every country. Such documents should be applicable to existing wind turbines which do not (yet) provide the necessary voltage support and system stability need to be technically refurbished or re-powered by modern turbines. Otherwise the increasing share of wind power and the regional concentration in certain areas might lead to grid situations with sudden capacity losses of more than 3000 MW which could be followed by large-scale blackouts. UCTE therefore calls for harmonised grid code requirements to be fulfilled by wind power plants to minimize risks to system stability.

Citatet borde innebära att UCTE efterlyser harmoniserade regler för vindaggregat och att redan installerade anläggningar inte bör undantas från kraven. Det senare beror på att vissa av UCTEs medlemsländer har en stor andel vindkraftverk av äldre generation installerade, vars ursprungliga konstruktion har dåliga förutsättningar att stödja nätet vid störningar.

Den intresserade bör studera UCTEs rapport [35] för systemkollapsen 4 november 2006 kl. 22.10. Vindkraften var inte orsaken till kollapsen men försvårade återuppbyggnaden av nätet, särskilt i UCTEs nordöstra region. I denna region är många vindkraftverk anslutna till distributionsnätet där anslutningsreglerna är mindre strikta: fränkoppling tillåts under 49,5 Hz, inmatad effekt behöver inte kommuniceras till nätägare och varken nätägare eller systemansvarig har kontroll över aggregaten. Vid kollapsen fränkopplades initialt en stor andel vindkraft i den nordöstra region, men ett par minuter senare började aggregaten att automatiskt tillkoppla sig själva till nätet. Detta förvärrade driftsituationen eftersom det vid tillfället rådde överfrekvens i området. Situationen räddades av att annan effektinmatning fick reduceras men då inträffade istället ett ofördelaktigt lastflöde som överlastade ledningar i bland annat Polen. Intressant att notera är även att den inmatade effekten till UCTEs nät från all vindkraft var 6476 MW strax innan kollapsen men mellan kl. 22.10–23.00 hade 4892 MW vindkraft någon gång fränkopplats, vilket motsvarar drygt 40 % av all effekt som förlorades under kollapsen [35].

5 Verifiering av krav för vindkraftverk

Beroende på vad som ska verifieras och vad som är tekniskt möjligt att prova kan flera olika verifieringsmetoder komma till användning. Den bästa metoden är alltid prov på vindkraftverk/vindkraftgrupper i full skala eftersom detta kan verifiera exakt den hårdvara och mjukvara som ska användas i en ny produktionsanläggning. Verifiering med hjälp av simuleringar, tekniska beräkningar eller skalmodeller är något mer osäkert, eftersom det sällan helt säkert kan fastslås att modellerna beskriver verkligheten tillräckligt bra för att kunna genomföra en korrekt verifiering. Vid användning av modeller för verifiering bör därför stor vikt läggas på att se till att modellerna i sin tur är verifierade mot mätningar på en fullskalig anläggning. Därtill bör det i största möjliga mån finnas förståelse för de begränsningar som modellerna har jämfört med ett verkligt vindkraftverk eller vindpark.

5.1 Fullskalig verifiering av vindkraftverk

Verifiering på fullskaliga vindkraftverk och vindkraftgrupper bör alltid genomföras och användas som ett fundament för fortsatta eventuella simuleringsstudier eller prov på skalmodeller.

Det viktigt att prov genomförs på just de vindaggregat som är aktuella för installation. Tidigare genomförda prov kan eventuellt inte vara helt tillförlitliga eftersom tillverkare kan sälja olika varianter av vindkraftverk på olika marknader, vindkraftverkets konstruktion kan ha förbättrats sedan provet genomfördes, eller så kan kunden ha beställt ett vindkraftverk med vissa unika specifikationer. En fullskalig provning bör därför inledas med genomgång av dokumentation och kravhandlingar i syfte att säkerställa att rätt konfiguration av vindkraftverket verifieras. Det bör även genomföras en kontroll efter att anläggningen installerats för att säkerställa att exempelvis skyddsinställningar är identiska med dem som användes vid verifieringen.

Även vindkraftverkens/vindparkens konfiguration och skyddssystem bör granskas innan verifiering genomförs. Till exempel bör implementering och inställningar för reläskydd vara kända för att tillse att svenska krav är tillgodosedda, dessutom kan val av reläskydd påverka vilken provningsmetodik som är lämplig att använda för att verifiera att installationen är säker.

Det är känt, se t.ex. ASP, att tillverkare ibland uppdaterar vindkraftverks mjukvara från distans, vilket i värsta fall kan ha stor påverkan för hur en vindkraftgrupp beter sig vid nätstörningar. Särskilda avtal bör eventuellt upprättas som fastslår vad tillverkaren får ändra utan att ny provning behöver genomföras. Eventuellt bör vindaggregatens mjukvara plomberas på lämpligt sätt så att tillverkare eller vindkraftägare inte kan genomföra ändringar på egen hand. Det ska även fastslås vilka parter som tillverkaren måste informera när ändringar genomförs och hur ändringar ska dokumenteras. SvK ska alltid informeras enligt krav i föreskrifterna för produktionsanläggningar.

5.1.1 Verifiering av vindkraftverk innan nätanslutning

Tyskland och Spanien kan vara de enda länderna som har utvecklat utrustning och standarder för fullskalig verifiering av tolerans mot nätstörningar. Utrustningen, som beskrevs i Stycke 4.2, möjliggör kortslutning mellan fasar eller koppling av en eller flera fasar till jord. Utrustningen kan emellertid varken höja spänningen eller variera



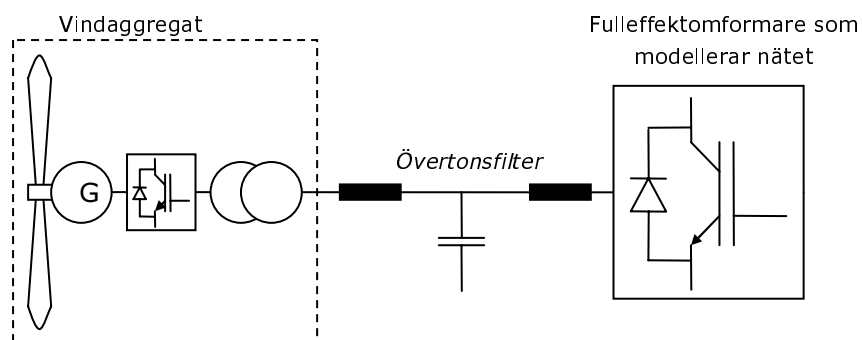
Figur 5.1 Dynamometer på 2,5 MW för provning av drivlina. Källa: NREL.

frekvensen, vilket medför att flera av SvKs krav inte kan provas i full skala. Vidare är det komplicerat att variera nätets kortslutningseffekt och X/R-förhållande vid användning av den tyska och spanska utrustningen, eftersom impedansen mot nätet måste vara tillräckligt stor för att inte nätet ska påverkas när kortslutningsprov genomförs.

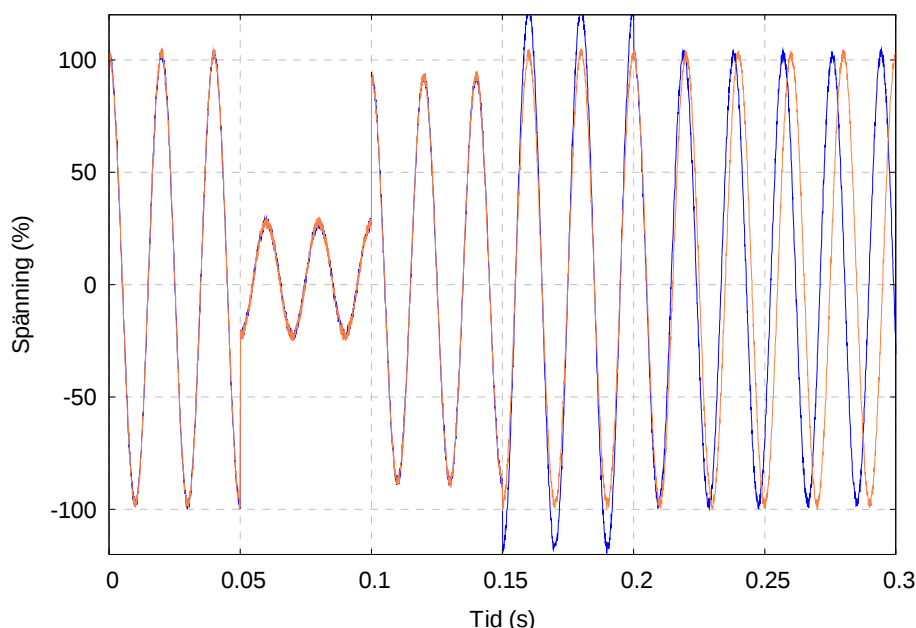
Det är troligt att tillverkare har tillgång till dynamometrar för provning av vindkraftverkets elsystem, se exempel i Figur 5.1. En dynamometer saknar dock flera viktiga delsystem, såsom bladvinkelreglering, torn och maskinhus, vilket minskar värdet för verifiering av nätanslutningsegenskaper.

För att validera samtliga SvKs krav för spännings- och frekvensvariationer rekommenderas i första hand användning av en frekvensomformare enligt principiell utformning som i Figur 5.2. En sådan utrustning, som i princip är identisk med den nätanslutna omformaren i ett aggregat med fulleffektomformare, ger möjlighet att variera spänning och frekvens enligt godtyckliga provsekvenser. Frekvensomformarens mjukvara kan även programmeras för att modellera nät med olika kortslutningseffekter och X/R-förhållanden. Ytterligare en stor fördel med den föreslagna utrustningen, jämfört med den utrustning som används i Tyskland och Spanien, är att kortslutningar i nätet undviks.

Figur 5.3 visar en simulerad jämförelse mellan fasspänningen för en nätmodellerande frekvensomformare och en utrustning som enbart förmår koppla samman faser eller kortsluta till jord. Fram till $t=0,15$ s är kurvorna identiska, men mellan $t=0,15-0,2$ s höjer den nätmodellerande frekvensomformaren spänningen till 120 % medan den



Figur 5.2 Föreslagen utrustning för provning av vindkraftverk.



Figur 5.3 Simulering av fasspänning från nätmodellerande omformare (blå) och reaktans-till-jord utrustning (grön).

jordslutande utrustningen endast förmår återställa spänningen till 100 %. För $t > 0,2$ s ökar frekvensomformaren långsamt frekvensen till 51 Hz, till skillnad från den jordslutande utrustningen som behåller 50 Hz fram till simuleringens slut.

Fulleffektomformaren är även lämplig att använda vid uppmätning av ett vindkraftverks flimmerpåverkan, eftersom dess utspänning kan göras i det närmaste helt sinusformad. Sinusformen eliminerar problemet med att vindkraftverket kan reflektera snabba spänningsvariationer som redan finns i nätet. Tyvärr kan utrustningen enbart verifiera enskilda aggregat på grund svårigheten att hantera den aktiva effekten från en stor vindpark, men detta problem uppstår även för andra typer av verifieringsutrustning.

Ett fortsättningsarbete till detta projekt avser att undersöka lämplig kravsättning för en omformarutrustning för fulleffektsverifiering av enskilda vindaggregat. Redan nu kan det dock fastslås att provningsutrustningen måste ha en märkeffekt i samma storleksordning som de vindaggregat som ska provas.

5.1.2 Verifiering av vindkraftgrupp efter nätanslutning

Efter att en ny vindpark har installerats genomför leverantören normalt en omfattande provning av parkens hårdvara och funktioner. Vid detta tillfälle bör även SvKs krav gällande kommunikation och reglerbarhet för spänning, reaktiv och aktiv effekt provas. Bland annat ska sådana prov verifiera att parkens SCADA-system fungerar korrekt och inte har för stora döttider, samt att gränsen 30 MW/min inte överskrids vid från- och tillkoppling av vindkraftgruppen. Även kontroll av vindparkens flimmerpåverkan och övertonshalt bör genomföras, däremot blir det troligen svårt att genomföra kortslutningsprov. Verifiering av vindkraftgruppens interaktion med nätet bör istället verifieras med hjälp av simuleringsstudier kompletterat med mätningar som genomförs efter att vindkraftgruppen driftsatts.

I syfte att kunna mäta på vindkraftgruppen under drift bör det finnas ett mätsystem installerat i nätanslutningspunkten och ytterligare ett mätsystem för varje aggregattyp i vindkraftgruppen. En rekommendation kan vara att mätsystemen bör registrera de värden som anges i [21]. Mätningen ska initieras vid underspänning eller på signal

från skyddsrelä och skall då registrera mätvärden från 10 sek. innan felet till 60 sek. efter felet. Mätdata bör vara tidsstämplad så att det är möjligt att enkelt kombinera resultaten från mätsystemen i anslutningspunkten och vindkraftverken.

5.2 Simuleringar och tekniska beräkningar

Fullskaliga prov på enskilda vindkraftverk är normalt hanterbara och viss provning kan även genomföras på en stor vindkraftgrupp. Det finns emellertid prov som inte låter sig utföras enkelt på en stor vindkraftgrupp, bl.a. med hänsyn till nätets säkerhet och på grund av höga kostnader. Det är därför tillrådligt att komplettera fullskaliga prov med simuleringsstudier av interaktionen mellan kraftsystemet och vindkraftgruppen. Exempel på lämpliga analyser är [13]:

- Lastflödesanalys vid normal nätdrift, hög utmatning av effekt från vindkraftgruppen, hög- och låglastförhållanden samt analys vid stort och litet effektutbyte med närliggande områden.
- Identifiering av relevanta felförhållanden och därefter dynamisk simulering av kortslutningsfel i nätet inkluderande felströmsanalys.
- Ytterligare dynamiska simuleringar för att fastslå att vindkraftgruppen uppfyller SvKs föreskrifter för produktionsanläggningar.

En möjlig arbetsgång för simuleringsstudierna kan vara:

- Fullskaleprovning av vindkraftverket, eller möjligen provning av skalmodell, för validering av driftsäkerhetstekniska krav.
- Utveckling av simuleringsmodell för vindkraftverket.
- Validering av simuleringsmodell mot mätningar erhållna från fullskaleprov eller möjligen från skalmodell.
- Förbättringar och modifieringar av simuleringsmodellen.
- Konstruktion av simuleringsmodell för en hel vindpark.
- Kraftsystemanalys med hjälp av simuleringsmodellen.

Med tanke på Irlands erfarenheter, se Stycke 4.4, bör man räkna med att de simuleringsmodeller som erhålls från tillverkare inte alltid fungerar perfekt från början, åtskillig tid kan behövas för att få modellerna att fungera i nätägarens simuleringsmiljö.

Vissa nätanslutningskrav kan även verifieras med hjälp av enklare tekniska beräkningar, ritningar och dokumentation. Exempel på detta är selektivplaner för anläggningen samt felkonsekvensanalyser (eng. FMEA) för komponenter och delsystem i vindkraftgruppen.

5.3 Provning på skalmodeller av vindkraftverk

Med provning på skalmodeller av vindkraftverk avses experimentella prov utförda på utrustning som är nedskalad i både effekt och storlek. Prov på skalmodeller kan betraktas som en analog simulering och liksom vid digital simulering är det viktigt att skalmodellen är verifierad mot mätningar utförda på ett fullskaligt aggregat, samt att modellavvikelser är analyserade och dokumenterade.

Om man betraktar en skalmodell som en analog simulering och sedan jämför fördelar och nackdelar mot en digital simuleringsmodell finner man att skalmodellen är behäftad med flera svagheter. Efter konstruktion av en avancerad digital simuleringsmodell är det relativt enkelt att modifiera modellens parametrar för att modellera ett godtyck-

ligt vindkraftverk, om man bortser från reglersystemet som kan skilja sig väsentligt för olika aggregat. För skalmodellen är det inte fullt så enkelt, ofta behövs tidskrävande omkonstruktioner för att modifiera parametrar. Det är även svårt för exempelvis en liten elmaskin att i samtliga hänseenden efterlikna en stor maskin, och skalmodellen saknar troligen turbin och bladvinkelreglering eftersom skalmodellsverifiering av dessa skulle kräva en vindtunnel. Vidare måste skalmodellens spänningsförsörjning, såsom matning till viktiga delsystem, i största möjliga grad efterlikna ett fullskaligt system. Detta kan bli mycket svårt, främst beroende på att skalmodellen troligen saknar flera effektkrävande hjälpsystem för bladvridning, maskinhusgirning, pumpar, fläktar, styrdatorer, med mera.

Nackdelarna till trots kan det finnas tillfällen då användning av skalmodeller kan ha ett stort värde. Till exempel kan en skalmodell användas för att utveckla verifieringsmetoder som sedan appliceras på ett fullskaligt vindaggregat. Skalmodeller kan även användas för att undersöka prototyper av vindkraftverk som ännu inte finns i full skala.

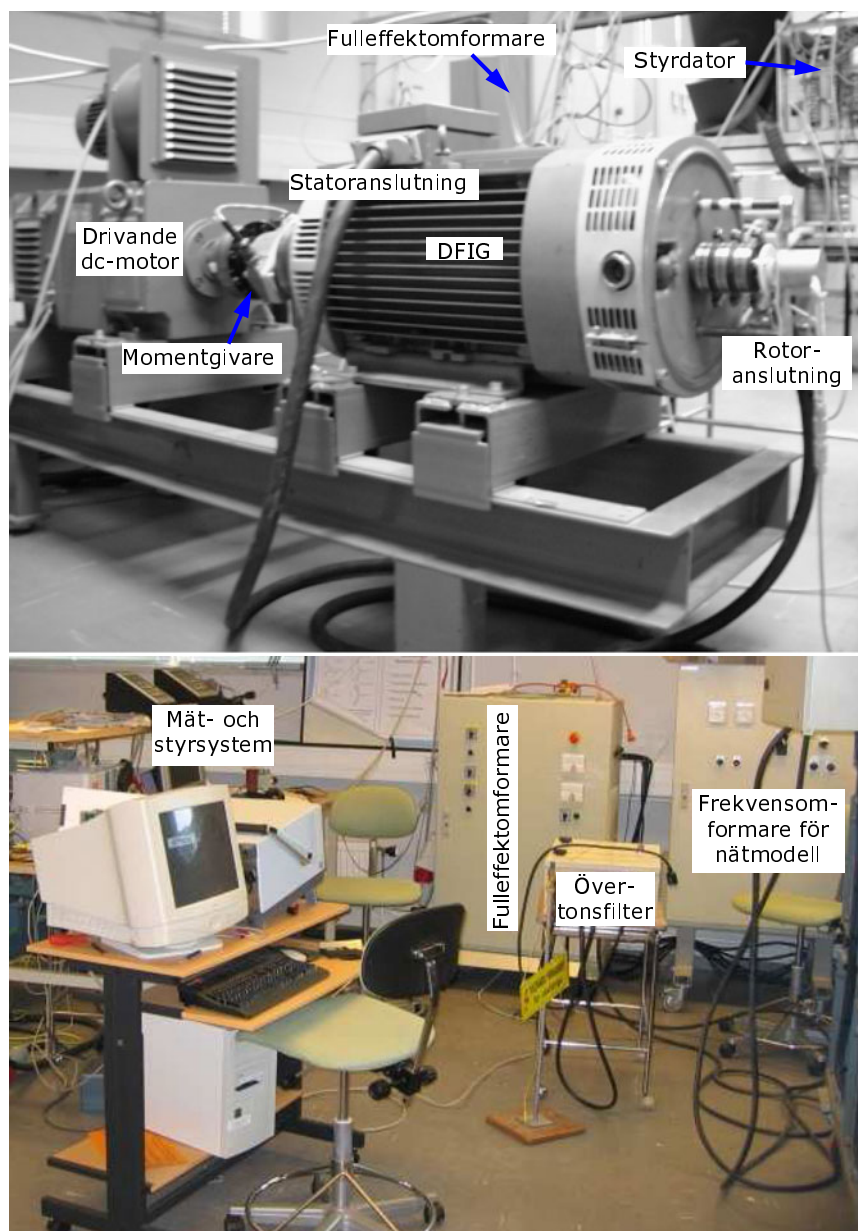
5.4 Skalmodell för modellering av vindkraftverk och utveckling av verifieringsplan

Ett fortsättningsarbete till detta projekt avser att genomföra prov på skalmodeller av vindkraftverk, i syfte att utveckla en valideringsplan för fullskalig provning av vindkraftverk samt att undersöka metodens möjligheter och begränsningar för verifiering av vindkraftverk. Detta avsnitt beskriver en möjlig konfiguration av en skalmodell.

Utrustningen för skalmodellen föreslås bestå av:

- Likströmsmotor driven av en thyristorströmriktare. Mjukvaran för thyristorströmriktaren programmeras att modellera inmomentet från turbinen.
- Luftkyld släpringad/dubbelmatad AG (DFIG) utrustad med temperaturgivare. DFIG kan även användas som konventionell AG genom att kortsluta rotern vid släpringarna.
- Kort och relativt stum förbindelse utan kuggväxel mellan likströmsmotor och DFIG. Modelleringen av drivlinan antas därmed bli något bristfällig, se vidare diskussion nedan.
- Luftkyld fulleffektomformare utrustad med temperaturgivare. Vid skalmodellering av DFIG-system kopplas omformaren till rotern, och är då rejält överdimensionerad för ändamålet, medan anslutning sker till statorn för skalmodellering av ett vindkraftverk med fulleffektomformare.
- Frekvensomformare som modellerar nätet.
- EMC-filter mot nätet för skalmodellens frekvensomformare. Filtret bör vara en skalenlig modell av tillverkarens filter. Eventuellt kan den nätmodellerande frekvensomformaren använda samma filter, annars behövs ytterligare ett EMC-filter. Ett antal olika filterkonfigurationer är tänkbara och en analys av dessa behöver genomföras.
- Mätssystem och styrdatorer för efteranalys respektive reglering av skalmodell och nätmodellerande frekvensomformare.
- Reläskydd, antingen separata eller integrerade i styrdatorernas mjukvaror.

Institutionen för elteknik på Chalmers förfogar över faciliteter och utrustning som projektet finner lämpliga att använda, se Figur 5.4. Chalmers förfogar även över mätningar på vindkraftverk, bland annat vid nätstörningar, som till dess att bättre mätdata blir tillgängliga kan användas för att kontrollera skalmodellens noggrannhet.



Figur 5.4 Föreslagen skalmodell för vindkraftverk. (över) Likströmsmotor och DFIG. (under) Fulleffektomformare, filter, mät- och styrsystem.

5.4.1 Nedskalning av vindkraftverk

Följande text beskriver hur uppbyggnaden av skalmodellen avser att genomföras samt vilka konsekvenser uppbyggnaden får för skalmodellens giltighet. Beträffande giltighet gäller generellt att skalmodellen inte har identisk hård- eller mjukvara som ett fullskaligt aggregat vilket allvarligt påverkar verifieringsvärdet.

Nedskalning av turbin och torn

Varken turbin, bladvinkelsystem, maskinhus eller torn kommer att modelleras av skalmodellen. Gällande turbinen och bladvinkelsystemet ska dock likströmsmaskinen programmeras till att modellera det inkommande momentet.

Nedskalning av mekanisk drivlina

Den nuvarande skalmodellen har en kort och relativt stum axel mellan den drivande likströmsmotorn och DFIG. Vindkraftverk med konstant varvtal samt variabelt varvtal med DFIG kräver emellertid en tvåmassemodell för att modellera drivlinans dynamik vid transienter i elnätet [6]. Konsekvensen av att använda en reducerad modell för drivlinan kan bli felaktig modellering av effektvariationer samt utebliven utlösning av övervarvsskydd vid felfall [6]. Projektet kommer att undersöka möjligheterna för modifiering av skalmodellens drivlina till en tvåmassemodell för vindkraftverk med konstant varvtal och DFIG-system, en enmassemodell borde däremot fungera bra för vindkraftverk med fulleffektomformare där generatoren och drivlinan är skilda från nätet.

Skalmodellen saknar växellåda och kan därför inte verifiera hur växeln eller dess skyddsfunktionalitet påverkar vid nätstörningar. Skalmodellens avsaknad av växellåda medför också att modellens drivlina saknar kuggväxelglapp. I normaldrift har glappfrånvaron liten påverkan eftersom det inkommande momentet håller drivlinan ”uppspänd”. För aggregat där elmaskinen har förbindelse med elnätet oscillerar dock maskinmomentet kraftigt vid kortslutningar och är omväxlande positivt/negativt, vilket borde medföra att kuggväxelglappet påverkar aggregatets dynamik. Dessutom finns risk att växellådan skadas vid en kraftig kortslutning om den inte är tillräckligt robust konstruerad, något som skalmodellen saknar möjlighet att undersöka.

Nedskalning av elmaskin

En elmaskins fysikaliska princip omfattar termiska, magnetiska, elektriska och mekaniska system som dessutom interagerar med varandra. Att exakt duplicera samtliga system vid nedskalning av en stor elmaskin är mycket svårt, för att inte säga omöjligt. Projektet kommer att prioritera en någorlunda överensstämmelse för några få egenskaper. Förhoppningen är att åstadkomma en tillräckligt bra skalmodell för att på ett bra sätt kunna utveckla en bra valideringsplan för fullskaliga aggregat.

Projektet har gjort bedömningen att det inte är möjligt för skalmaskinen att noggrant modellera det termiska systemet för en fullskalemaskin. Vid nedskalning måste hänsyn tas till effektförluster, kylsystem, elmaskinens termiska resistans och kapacitans samt statorlindningens temperaturtålighet. Konsekvensen blir att skalmaskinen inte kan användas för att studera fullskalemaskinens övertemperaturskydd och temperaturstegring vid spännings- och frekvensavvikelser. Vissa tendenser borde dock vara möjliga att observera, som exempelvis hur DFIGs temperaturen varierar när maskinen blir över- eller underexciterad vid avvikande nätspänningar och frekvenser.

För det elektromagnetiska systemet görs bedömningen att skalmaskinen bör arbeta på likartad magnetisk mättningsnivå som en fullskalemaskin samtidigt som det reaktiva effektbehovet bör vara skalmässigt likartat. Den magnetiska mättningsnivån påverkar bl.a. förluster och temperatur samt kurvformen för maskinens bakomliggande spänning, vilken blir icke-sinusformad vid alltför hög magnetisk flödesnivå. När en elmaskins magnetiska mättningsnivå ökar så minskar magnetiseringsinduktansen samtidigt som det reaktiva effektbehovet ökar. Fullscale- och skalmaskinens magnetiseringskurvor kommer att studeras för att få till en bra kompromiss mellan mättningsnivå och reaktivt effektbehov. Avvikelse i magnetisk mättningsnivå och reaktivt effektbehov ska primärt påverka, bortsett från förluster, skalmodellens avbildning av elkvalitet för aggregat med konstant varvtal och variabelt varvtal med DFIG.

För det elektromagnetiska systemet eftersträvas god överensstämmelse mellan skalmaskinen och den fullskaliga maskinen gällande stötström och tidkonstanter vid kortslutning, kippmoment och kippeftersläpning. Dessa kvantiteter påverkas inte av maskinens magnetiseringsinduktans utan beror enbart av resistanser och läckinduktanser. För att skalmässigt få samma värden på resistanser och induktanser kommer resistorer och reaktorer att anslutas i serie med statorn och rotern. Troligtvis kommer

skalmodellen att få en skalmässigt god överensstämmelse med en fullskalemaskin för kortslutningsström och vridmoment.

För det mekaniska systemet finns få likheter mellan en liten och en stor elmaskin vilket gör att skalmodellens verifieringsvärde blir litet. Konsekvensen av detta blir bland annat att skalmodellen inte kan förutsäga om skador uppstår på elmaskinen vid kortslutningsfel om exempelvis statorlindningen inte är tillräckligt mekaniskt uppstadad.

Nedskalning av frekvensomformare

Skalmodellens kopplingsfrekvens, mjukvarans samplingsfrekvens, ström- och spänningsgräns samt mellanledningsspänning ska väljas till samma per-unit värden som den fullskaliga omformaren. Däremot kommer skalmodellens omformare ha annorlunda skyddsfunktioner och mjukvara, vilket diskuteras närmare i nästa stycke.

Nedskalning av vindkraftverkets mjukvara

Skalmodellens mjukvara kommer inte att vara identisk med regleralgoritmerna i ett fullskaligt vindkraftverk, vilket är ett mycket allvarligt problem för skalmodellens verifieringsvärde. Teoretiskt finns det möjlighet att i ett framtida projekt konstruera ett funktionellt interface, på ett liknande sätt som för standarden IEC 61400-25, se Stycke 3.2.2, och använda dold mjukvarukod från tillverkare för att reglera skalmodellen. Detta kräver att tillverkare är intresserade av att medverka i projektet, vilket bedöms som tveksamt. I slutändan blir inte heller ett sådant tillvägagångssätt en sann verifiering av ett fullskaligt aggregat, eftersom koden för det fullskaliga aggregatet måste skrivas om för att anpassas till skalmodellen.

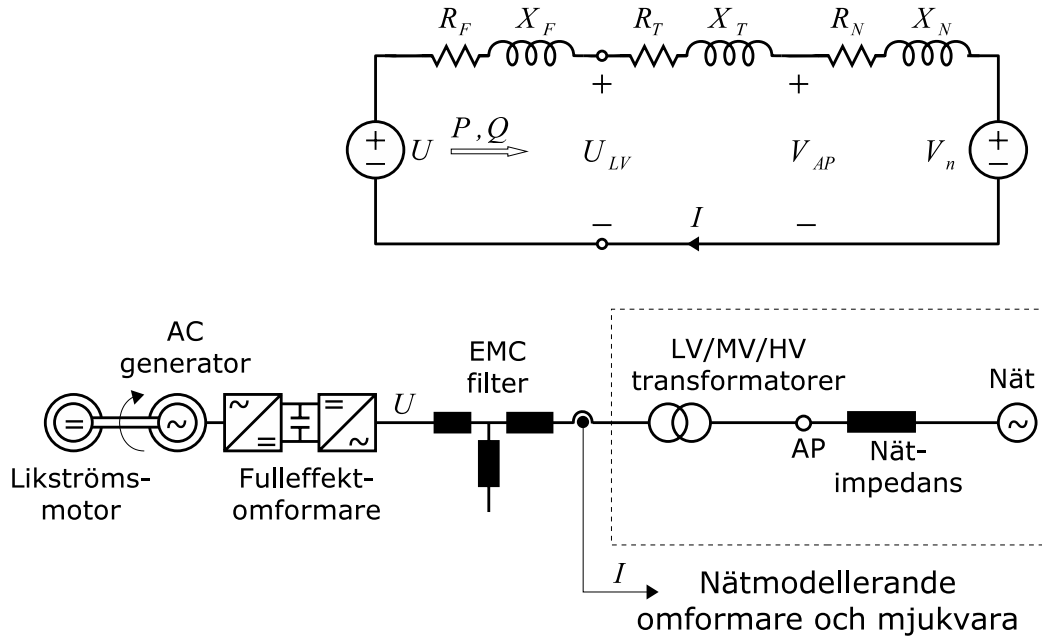
Nedskalning av nätets X/R-förhållande och kortslutningseffekt

I detta stycke används ett vindkraftverk med fulleffektomformare för att förklara hur nedskalning av nätets X/R-förhållande och kortslutningseffekt kommer att genomföras för skalmodellen. Metoden är dock även tillämplig för vindkraftverk med konstant varvtal och för DFIG-system.

Den översta bilden Figur 5.5 visar ett kretsdiagram över fulleffektomformarens anslutning till elnätet. Beteckningarna i figuren betyder följande:

R_F, X_F	EMC-filtrets resistans och reaktans;
R_T, X_T	Total "virtuell" resistans och reaktans för LV/MV- och MV/HV-transformatorerna samt lokal och regionnät;
R_N, X_N	"Virtuell" resistans och reaktans för stamnät;
V_N, V_{AP}	"Virtuella" spänningar för maskade stamnät och anslutning till maskade stamnät;
U_{LV}, U	Spänning på nedsidan av LV-transformator (utspänning från nätmodellerande frekvensomformare), utspänning från skalmodellens fulleffektomformare;
P, Q	Inmatad aktiv och reaktiv effekt från skalmodellen av vindkraftverket.

Transformatorerna och det bakomliggande nätet modelleras internt i mjukvaran till den nätmodellerande frekvensomformaren, vilket illustreras av den nedersta bilden i Figur 5.5. Transformatorimpedans, nätimpedans, frekvens och spänning i anslutning till maskat stamnät blir därmed "virtuella" storheter inuti den nätmodellerande frekvensomformarens styrdator, vilket medför att godtyckliga transformatorer, frekvenser, spänningar och kortslutningseffekter kan modelleras. Spänningen U_{LV} är däremot verklig och är den spänning som kommer att finnas på den nätmodellerande omformarens klämmor.



Figur 5.5 Krets- (över) och blockdiagram (under) för skalmodell av vindkraftverk med fulleffektomformare och nätmodellerande omformare.

Den nätmodellerande omformaren mäter in kretsens fasström I och simulerar därefter fram den spänning U_{LV} som ska levereras till skalmodellen. Om avsikten är att verifiera SvKs föreskrifter ska spänningen i anslutning till det maskade stamnätet, V_{AP} , följa sekvenserna i Figur 3.4, och utspänningen U_{LV} beräknas då genom att addera det virtuella spänningsfallet över transformatorerna till V_{AP} . Om avsikten däremot är att undersöka skalmodellens beteende vid normal drift eller vid ett fel längre bort i nätet är det lämpligt att istället utgå från den virtuella stamnätsnoden V_n , från vilken de virtuella spänningsfallen adderas för att beräkna U_{LV} .

Mjukvaran till den nätmodellerande omformaren kan även beräkna spänningen i anslutningen till det maskade stamnätet, som i stationär normaldrift kan skrivas som

$$V_{AP} = V_n + R_N I + jX_N I \approx V_n + R_N \frac{P}{V_n} + X_N \frac{Q}{V_n}.$$

Eftersom strömmen mäts och mjukvaran redan känner nätimpedans och nätspänning blir det enkelt att studera hur skalmodellens aktiva och reaktiva effektinmatning påverkar spänningen i anslutningspunkten för olika X_N/R_N -förhållanden och olika kortslutningseffekter $S_k = U_{bas}^2 / X_N$.

Nedskalning av spänningsförsörjning till delsystem

Projektet har gjort bedömningen att inte skala ned det elektriska systemet, inklusive eventuella batterisäkrade hjälpsystem, för ett fullskaligt aggregat. Hjälpsystemen i ett fullskaligt vindkraftverk kan konsumera upp till 30 kW [19], varav girnings- och blad-vinkelsystemen är några av de mest effektkrävande enheterna. Eftersom skalmodellen saknar både hårdvara och reglermetoder för girning och bladvinkel verkar det inte meningsfullt att använda skalmodellen för att undersöka huruvida kritiska delsystem slås ut på grund av effektbrist vid nätstörningar.

5.5 Verifieringsplan för vindkraftverk

Ett första utkast till valideringsplan finns i denna rapport's appendix. Valideringsplanen behöver utvecklas beträffande prov, provmetoder, utrustning och yttre förhållanden

som ska råda vid provning. Sådan utveckling är planerad i ett fortsättningsarbete till detta projekt.

6 Slutsatser och framtida forskning

Denna rapport har:

- undersökt fyra länders nätanslutnings- och verifieringskrav och jämfört dessa med svenska regler;
- föreslagit en plan och utrustning för verifiering av svenska nätanslutningskrav;
- utvecklat en skalmodell som kan användas för att utveckla valideringsplanen eller för att prova aggregatprototyper.

Dessutom har rapporten beskrivit övergripande elsystemegenskaper för tre vanliga typer av vindkraft samt sammanfattat relevanta standarder för vindkraftverk, vilket fungerade som en grund för rapportens övriga kapitel.

6.1 Slutsatser

Krav för verifiering av driftsäkerhetstekniska nätanslutningsegenskaper skiljer sig åt för de länder som undersökts. De danska föreskrifterna tillåter att vindkraftverks beteende vid nätstörningar undersöks av simuleringsstudier, vissa fullskaleprov krävs dock. De tyska föreskrifterna verkar ge ägaren av vindkraftgruppen en möjlighet att välja mellan fullskaliga prov eller simuleringsstudier, medan Spanien och Irland lägger stor vikt på att använda både simuleringsstudier och fullskaliga prov för att verifiera driftsäkerhetstekniska krav, dessutom ska de fullskaliga proven även bevisa att vindkraftverkets simuleringsmodell är korrekt utformad. En liknande tankegång verkar finnas i arbetsversionen till uppdateringen av standarden IEC 61400-21, d.v.s. fullskaliga prov ska användas för att verifiera modeller.

Endast Tyskland och Spanien verkar ha utvecklat tydliga valideringsplaner för sina driftsäkerhetstekniska krav. Den utrustning som föreslås för genomförande av fullskaliga prov består av ett antal reaktorer och brytare som kan kortsluta mellan faser alternativt koppla en eller flera faser till jord, vilket enbart tillåter provning av enskilda vindkraftverks beteende vid spänningssänkningar. En liknande utrustning förespråkas även i arbetsversionen av uppdateringen till IEC 61400-21.

För att kunna genomföra fullskaliga prov av enskilda vindkraftverk vid över- och underspänning, över- och underfrekvens samt anslutning till svaga och starka nät med olika X/R-förhållanden föreslår denna rapport en annan typ av utrustning jämfört med Tyskland, Spanien och IEC. Den rekommenderade utrustningen består av en frekvensomformare med nätmodellerande egenskaper som tillåter fullskalig validering av samtliga Svenska Kraftnäts krav för produktionsanläggningar.

För att undersöka möjligheten till kostnadsreduktion för den föreslagna valideringsutrustningen har projekt utvecklat en skalmodell för provning av vindkraftverk. Skalmodellen är dock behäftad med flera svagheter, vilket medför att projektet för närvarande inte rekommenderar metoden för validering av vindkraftverk. Skalmodellen är dock mycket värdefull för att utveckla det förslag till valideringsplan som presenterades i rapporten och kan med fördel användas vid provning av prototypanläggningar som ännu inte finns i full skala.

6.2 Framtida forskning

Projektet finner följande aspekter lämpliga för fortsatt forskning:

Utveckla kravdokument för konstruktion av nätmodellerande frekvensomformare för fullskalig validering av vindkraftverk.

Fortsätt arbetet med skalmodellen för att säkert fastslå om denna är lämplig eller olämplig för validering av vindkraftverk.

Utveckla denna rapports föreslagna valideringsplan för vindkraftverk. Målsättningen bör vara att utveckla en tydlig plan som kravsätter samtliga parametrar som kan påverka utfallet av provningen samt vars genomförande inte kan misstolkas av den part som ska genomföra valideringen. Skalmodellen blir ett ypperligt verktyg för att provköra valideringsplanen.

Undersök vilka krav som lämpar sig för fullskalig validering på vindkraftgrupper.

Undersök om Svenska Kraftnäts krav för kommunikation med produktionsanläggningar stöds av IEC 61400-25 eller annan IEC-standard.

7 Referenser

- [1] Svensk Energi, "Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet (AMP)", 2002.
- [2] Elforsk, "Anslutning av större produktionsanläggningar till elnätet (ASP)", Elforsk rapport 06:79, 2006, www.vindforsk.se
- [3] M. Tapper, "Svensk Energis foljebrev till ASP", 24 jan, 2007, www.vindforsk.se
- [4] Svenska Kraftnät, "Affärsverket Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar", SvKFS 2005:2, dec. 2005, www.svk.se
- [5] Svenska Kraftnät, "Svenska Kraftnäts riktlinjer för vindkraftanslutningar", 5 feb., 2007, www.svk.se
- [6] V. Ahkmatov, "Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power", doktorsavhandling, Technical University of Denmark, 2003
- [7] F. Iov, P. Sørensen, A.-D. Hansen och F. Blaabjerg, "Grid connection of active stall wind farms using a VSC based DC transmission system", i proc. European Conf. on Power Electronics and Applications, Dresden, 2005.
- [8] C. Jauch, J. Matevosyan, T. Ackermann och S. Bolik, "International Comparison of Requirements for Connection of Wind Turbines to Power Systems", Wind Energy, vol. 8, s. 295–306, juli 2005.
- [9] M. Molinas, J. A. Suul, T. Undeland, "Wind farms with increased transient stability provided by a STATCOM", i Proc. Power Electronics and Motion Control Conference, vol 1, s. 1–7, aug. 2006.
- [10] A. Petersson, "Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines", doktorsavhandling, Chalmers tekniska högskola, 2005.
- [11] S. Engström, S. Lindgren, B. Göransson, "Design of newgen direct-drive generator for demonstration in a 3 MW wind turbine", i Proc. European wind energy conference, maj, 2007
- [12] A. Petersson, T. Thiringer, C. Liljegren, O. Carlson och S. Lundberg, "Elektriska system i vindkraftverk", Elforsk rapport 06:04, jan. 2006.
- [13] D. Andersson, A. Petersson, E. Agneholm, D. Karlsson, "Kriegers Flak 640 MW Off-Shore Wind Power Grid Connection — A Real Project Case Study", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 22, nr. 1, s. 79–85, mars, 2007.
- [14] T. Petru, "Modeling of Wind Turbines for Power System Studies", doktorsavhandling, Chalmers tekniska högskola, 2003.
- [15] T. Thiringer, T. Petru och S. Lundberg, "Flicker Contributions from Wind Turbine Installations", IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 19, nr. 1, s. 157–163, mars 2004
- [16] E.ON Netz GmbH, "Wind Report 2005", teknisk rapport, www.eon-netz.com
- [17] Svenska Kraftnät, "Effekttillgänglighet efter februari 2008", teknisk rapport, 18 april, 2006, www.svk.se

- [18] P. Pourbeik, R.J. Koessler, D.L. Dickmader, W. Wong, "Integration of large wind farms into utility grids (part 2 - performance issues)", i proc. Power eng. Society general meeting, vol. 3, s. 1520–1525, 13–17 juli, 2003
- [19] Harakosan Europe BV, "Technical specification of Z72 2 MW wind turbine", www.harakosan.nl
- [20] Energinet.dk, "Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV", maj 2004, www.energinet.dk
- [21] Energinet.dk, "Wind turbines connected to grids with voltages above 100 kV", dec. 2004, www.energinet.dk
- [22] E.ON Netz GmbH, "Grid Code – High and Extra High Voltage", april 2006, www.eon-netz.com
- [23] Verband der Netzbetreiber, "EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz", augusti 2004, www.vdn-berlin.de
- [24] Vattenfall Europe Transmission GmbH, "Netzanschluss- und netznutzungsregeln der Vattenfall Europe Transmission GmbH", januari 2004, www.vattenfall.de
- [25] Fördergesellschaft Windenergie, "FGW guidelines part 3: Determining the electrical properties – Power quality (EMC)", mars 2006, www.wind-fgw.de
- [26] Fördergesellschaft Windenergie, "FGW guidelines part 4: Determining the electrical properties – Power plant behaviour", november 2006, www.wind-fgw.de
- [27] Asociación Empresarial Eólica, "Procedimiento de Medida y Evaluación de la respuesta de las Instalaciones Eólicas ante Huecos de Tensión" (≈Procedurer för mätning och analys av vindkraftverks egenskaper vid spänningsvariationer), www.aeeolica.org
- [28] J. Ausin, D. Gevers och B. Andresen, "Gamesa Eolica Voltage Ride Through Capability Test Unit", i proc. Nordic Wind Power Conference, Espoo, Finland, 22–23 maj, 2006
- [29] EirGrid, "Grid Code", ver. 2, januari 2007, www.eirgrid.com
- [30] EirGrid, "Dynamic modelling of wind generation in Ireland – ESB national grid update on progress and status of work", juni 2005, www.eirgrid.com
- [31] EirGrid, "Wind dynamic modelling update", 12 april 2007, www.eirgrid.com
- [32] Germanisher Lloyd, "GL Wind technical note 066 grid connection compatibility of wind turbines according to grid codes (NAR) – Low voltage ride through (LVRT) test procedure", 2005, www.gl-group.com
- [33] Nordel, "Nordel Connection Code Wind Turbines", nov. 2006, arbetsversion för ny standard.
- [34] UCTE, "Annual Report 2005", kapitel 6: "Challenges of wind energy to secure operation of the UCTE system – Seven actions for successful integration of wind power into European electricity systems", www.ucte.org
- [35] UCTE, "Final Report System Disturbance 4 November 2006", jan. 2007, www.ucte.org
- [36] Svenska Kraftnät, "Begrepp och Definitioner", www.svk.se.
- [37] M. Tapper "Läsanvisning ASP", Svensk Energi <http://www.vindenergi.org/> underlag /asp_missiv.pdf.

Appendix

Valideringsplan för vindkraftverk

Nedan ges ett förslag till valideringsplan. Planen kommer att förfinas och provas praktisk i del 2 av detta projekt. Tabell A.1 presenterar ett förslag på relevanta aspekter som bör provas, varav de flesta kommer från kravställningar i ASP och SvKs föreskrifter för produktionsanläggningar. I dagsläget tas inte ställning till vilka prov som ska genomföras i fullskala, via simuleringar, skalmodell, eller verifiering i annan form.

Valideringsplan

Minst en månad före valideringstillfället ska ägaren av vindkraftgruppen överlämna följande material till nätägaren:

- Provprotokoll från typcertifiering för varje typ av vindaggregat som ska installeras i vindkraftgruppen.
- Provprotokoll som verifierar att vindkraftverket och dess elektriska delsystem är CE-märkta och uppfyller relevanta IEC standarder.
- Tekniska data för vindkraftgruppen enligt bifogad mall (ToBeDefined).
- Karta över vindkraftanläggningen som visar tomtgränser och placering av vindkraftverk, fördelningsstation och transformator.
- Enlinjeschema över vindkraftgruppen som inkluderar beskrivning av placering för reläskydd och brytare, kabellängder, kabeldimension, eventuell anslutning till annat nät.
- Tekniska data för transformator och fördelningsstation.
- Anläggningens egenskaper för flimmer, långsamma spänningsvariationer och strömövertoner. Provprotokoll ska följa IEC 61400-21.
- Möjliga inställningsområden och aktuell inställning ska specificeras för varje reläskydd.
- Märke och modell ska specificeras för reläskydd, brytare och kraftkabel och vid förfrågan ska teknisk dokumentation överlämnas.
- Komplet specifikation av anläggningens SCADA-interface över vilka meddelanden som skickas, tas emot samt hastighet för varje meddelande (eng. data dictionary). Provprotokoll som påvisar kompatibilitet med IEC 61400-25.

Tabell A.1 Prov som ska genomföras.

Kravställning	Kravdokument <i>Verifieringsstandard</i>	Kommentar
Reläskydd	ASP <i>IEC 61400-21</i>	Föregås av analys av vindpar- kens/vindkraftverkets skyddsfunk- tioner
Flimmer	ASP <i>IEC 61400-21</i>	Endast om tidigare prov inte finns tillgängliga
Strömövertoner	ASP <i>IEC 61400-21</i>	Endast om tidigare prov inte finns tillgängliga
Långsamma spännings- variationer	ASP <i>IEC 61400-21</i>	Endast om tidigare prov inte finns tillgängliga
Komplett selektivplan för vindkraftgruppen	Saknas? <i>Saknas?</i>	
PQ-diagram	Vindkraftverkets spec. <i>IEC 61400-21</i>	Bör mätas upp vid olika nätspän- ningar och frekvenser
Tid för tillkoppling	Vindkraftverkets tekniska specifikation <i>IEC 61400-21</i>	Tid som åtgår från att nätet åter- kommer till aggregatet börjar leve- rera effekt
Villkor för automatisk tillkoppling	Vindkraftverkets spec.	För vilka villkor sker automatiskt försök till tillkoppling?
Överspänning på bryta- re vid fränkoppling av verket	Max. 120 % av nominell spänning? <i>Saknas</i>	Danskt krav, utförs vid nominell effekt och eventuellt olika spänning- ar
Frekvensderivata	$\pm 0,5$ Hz/s <i>Saknas</i>	Irländskt krav
Fashopp	Förslagsvis $\pm 45^\circ$ <i>Saknas</i>	Kravet ännu inte med i någon natio- nell standard
Stationär spännings- och frekvensavvikelse	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	Prov genomförs lämpligen vid nomi- nell effekt under 30–60 min
Kortvariga spännings- variationer	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	Tre-, två- och enfasfel.
Spänningsreglering	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	
Reaktiv effektregering	SvKFS 2005:2 <i>IEC 61400-21</i>	Börvärdesföljning inkl. Qref=0

Kravställning	Kravdokument <i>Verifieringsstandard</i>	Kommentar
Reglerbarhet aktiv effekt, 30 MW/min	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	Tillkoppling och fråkoppling av aggregat
Reglerbarhet aktiv effekt	SvKFS 2005:2 <i>IEC 61400-21</i>	Börvärdesföljning, påtvingad övre begränsning, 100 till 20 % inom 5 sekunder
Manuell styrbarhet	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	Ska vara möjlig senast 15 min efter störning
Realtidsinformation (Spänning, P, Q, driftstatus, reglerförmåga)	SvKFS 2005:2 <i>Saknas</i>	Kommunikationens dödtid ska mätas
Verifiering av simuleringsmodell mot experiment		
Kraftsystemanalys, simulering i PSS/E		Dynamisk stabilitet, lastflöde, TBD...