



Elektriska system i vindkraft- verk

Elforsk rapport 06:04

Elektriska system i vindkraft- verk

Elforsk rapport 06:04

Andreas Petersson, Torbjörn Thiringer, Ola Carlson
och Stefan Lundberg
Avd. för elteknik
Inst. för energi och miljö
Chalmers tekniska högskola

Christer Liljegren
Cleps AB



Förord

Rapporten ”Elektriska system och mekaniska laster i vindkraftverk”, Elforsk rapport 98:17 gavs ut 1998. Utvecklingen sker snabbt inom området varför en uppdatering gjorts i föreliggande rapport, där också nya erfarenheter presenteras.

Projektet har genomförts av Chalmers, avdelningen för elteknik. Värdefulla synpunkter och bidrag har lämnats av Åke Larsson, Staffan Engström, Magnus Ellsén, Abram Perdana, Nayeem Rahmat Ullah, Lena Max, Lennart Söder, Hans-Peter Nee och Hans Bernhoff.

Arbetet har finansierats av EBL-Kompetanse, E.ON (Sydkraft), Falkenberg Energi, Göteborg Energi, Jämtkraft, Karlstad Energi, Skellefteå Kraft, Statens Energimyndighet via VindForsk, Svenska Kraftnät, Vattenfall och Öresundskraft via Elforsks vindkraft-program 2005 (projekt 2356)..

Programmets styrgrupp består av Jan Ahlbäck, Skellefteå Kraft, Per Carlson, Göteborg Energi, Jan Frisk, Svensk Energi, Terje Gjengedal, Statkraft, Sara Hallert, Energimyndigheten, Jan-Åke Jacobson, Falkenberg Energi, Lene Mostue, EBL- Kompetanse, Elisabeth Norgren, Svenska Kraftnät, Susann Persson, Jämtkraft, Mattias Törnkvist, Vattenfall Utveckling och Stefan Skarp, Skellefteå Kraft.

Stockholm i januari 2006

Ulf Arvidsson
Elforsk AB
Programområde El- och värmeproduktion

Sammanfattning

I denna rapport beskrivs de i dagsläget (2005) aktuella elsystem för vindkraftverk på ett relativt enkelt sätt. Vidare belyses fördelar, nackdelar och erfarenheter. I rapporten beskrivs både för traditionella vindkraftverk av fastvarvtalstyp och mer moderna vindkraftverk med variabelt rotorvarvtal.

Fördelen med fastvarvtalsvindkraftverket är att det är en beprövad teknik. Dock har systemet flera nackdelar så som stora effektvariationer, ingen möjlighet att styra reaktiv effekt och att en ”kraftig” mekanisk struktur krävs. Några av de viktigaste fördelarna med variabelt rotorvarvtal är betydligt lägre axialkrafter, inga övermoment, mindre effektvariationer och möjlighet att styra reaktiv effekt. Detta leder till lägre flickerpåverkan och en lättare konstruktion.

Två olika typer av vindkraftverk med variabelt varvtal har beskrivits, de så kallade DFIG-systemet och fulleffektomriktarsystemet. Vid normalt driftläge är det ingen större skillnad mellan de två systemen. Dock kan fulleffektomriktarsystemet hantera störningar på elnätet bättre än DFIG systemet.

I slutet på rapporten presenteras exempel på vindparker både med växelspänningsanslutning och med likspänningsanslutning (HVDC teknik) samt en del pågående utvecklings och forskningsprojekt.

Summary

The idea with this report is to describe the electrical system for wind turbines of today (2005) in a simple way. Moreover to point out advantages, disadvantages and experience. Two types of wind turbines are described namely, fixed-speed wind turbines and variable-speed wind turbines.

The main advantage with fixed-speed wind turbines is that they have a well established technique. On the other hand the system has a lot of disadvantages such as large power variations, no ability to control reactive power and it requires a relatively strong structure. While some of the advantages with variable-speed wind turbines are considerable lower thrust forces, no over torques, less power variations and possibility to control reactive power. This leads to lower flicker emission and lighter structure for a variable-speed wind turbine.

Here, two different kind of variable-speed wind turbines has been described, i.e., the so called DFIG system and the so called full-power converter system. During normal operation the two systems behaves in a similar way. However, the full-power converter system handles grid disturbances in a better way than the DFIG system.

Some information is also provided for wind power parks both with ac and dc connection. Finally, a description of some ongoing research and development are presented.

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
1.1	BAKGRUND	1
1.2	MÅL.....	1
1.3	AVGRÄNSNINGAR	1
1.4	LAYOUT.....	1
2	VINDENERGI.....	2
2.1	VINDENERGI OMVANDLING	2
2.1.1	<i>Aerodynamisk effektbegränsning</i>	<i>2</i>
2.1.2	<i>Aerodynamisk effekt.....</i>	<i>2</i>
2.2	MEKANISKA SYSTEM FÖR VINDTURBINER.....	4
2.3	ELSYSTEM FÖR VINDTURBINER	5
2.3.1	<i>Elsystem till fastvarvtalsturbiner.....</i>	<i>5</i>
2.3.2	<i>Elsystem till variabelvarvtalsturbiner.....</i>	<i>6</i>
3	GENERATORER OCH KRAFTELEKTRONIK FÖR VINDKRAFTVERK	8
3.1	GENERATORER	8
3.1.1	<i>Asynkrongenerator.....</i>	<i>8</i>
3.1.2	<i>Asynkrongenerator med lindad rotor.....</i>	<i>10</i>
3.1.3	<i>Synkrongenerator.....</i>	<i>12</i>
3.1.4	<i>Permanentmagnetiserad synkrongenerator</i>	<i>14</i>
3.2	KRAFTELEKTRONISKA OMRIKTARE	14
3.2.1	<i>Diodlikriktare och tyristorlikriktare</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>Transistoromriktare.....</i>	<i>18</i>
3.2.3	<i>Likspänningsomriktare.....</i>	<i>21</i>
4	NÄTINTEGRATION	25
4.1	LÅNGSAMMA SPÄNNINGSVARIATIONER	25
4.2	SNABBA SPÄNNINGSVARIATIONER ELLER FLICKER	25
4.3	KOPPLINGSTRANSIENTER	26
4.4	STRÖMÖVERTONER.....	26
4.5	BEGRÄNSANDE FAKTORER VID VINDKRAFTSVERKSINSTALLATIONER.....	26
4.6	KORTVARIGA SPÄNNINGSSÄNKNINGAR ELLER SPÄNNINGSDIPPAR.....	27
5	ELSYSTEM FÖR VINDKRAFTVERK MED FAST VARVTAL	29
5.1	TRADITIONELLT FASTVARVTALSVINDKRAFTVERK	29
5.1.1	<i>Respons på spänningsdippar.....</i>	<i>32</i>
5.2	VARIABEL ROTORRESISTANS	33
5.3	FÖR OCH NACKDELAR	35
6	ELSYSTEM FÖR VINDKRAFTVERK MED VARIABELT VARVTAL	36
6.1	DUBBELMATAD ASYNKRONGENERATOR	37
6.1.1	<i>Dynamisk prestanda och reglering</i>	<i>40</i>
6.1.2	<i>Svar på spänningsdippar</i>	<i>41</i>
6.1.3	<i>Dubbelmatad asynkrongenerator med "ride-through"</i>	<i>43</i>
6.2	FULLEFFEKTSOMRIKTARE	44
6.2.1	<i>Dynamisk prestanda och reglering</i>	<i>45</i>
6.2.2	<i>Svar på spänningsdippar</i>	<i>46</i>
6.3	FÖR OCH NACKDELAR	48
7	ERFARENHETER VINDKRAFT	49
7.1	ELKVALITÉ	49
7.2	UTVECKLING MASKINER.....	50

7.3	HAYERIER.....	50
7.4	TRANSFORMATORER.....	50
7.5	RELÄSKYDD	51
7.5.1	<i>Inställningsvärden</i>	<i>52</i>
7.6	JORDNINGAR.....	55
7.7	STÄLLVERK.....	55
7.8	LEGALA SAKER	56
8	VINDKRAFTPARKER	57
8.1	EXEMPEL FRÅN UTGRUNDENS VINDKRAFTPARK.....	60
8.2	EXEMPEL FRÅN BOCKSTIGEN PÅ EN STYRNING AV VINDKRAFTPARK	63
9	FORSKNING OCH UTVECKLING.....	65
9.1	EXEMPEL PÅ FORSKNINGS OCH UTVECKLINGSPROJEKT	65
9.1.1	<i>Ny generator spar vikt och kostnader i vindkraftverk.....</i>	<i>65</i>
9.1.2	<i>Serie och shunt kompenserad PMSG.....</i>	<i>66</i>
9.1.3	<i>Integration av större mängd vindkraft i elkraftsystemet.....</i>	<i>67</i>
9.1.4	<i>Nätförstärkande vindkraftverk.....</i>	<i>68</i>
9.1.5	<i>DC-nät för vindkraftparker.....</i>	<i>69</i>
9.2	FORSKNING VID TEKNISKA HÖGSKOLOR.....	71
9.2.1	<i>Chalmers.....</i>	<i>71</i>
9.2.2	<i>Vindkraftrelaterad verksamhet vid avdelningen för Elektriska Energisystem, KTH.....</i>	<i>72</i>
9.2.3	<i>Vindkraftrelaterad verksamhet vid avdelningen för Elektriska Maskiner och Effektelektronik, KTH.....</i>	<i>73</i>
9.2.4	<i>Vindkraftforskning vid Elektricitetslära Uppsala Universitet</i>	<i>74</i>
9.3	FRAMTIDA UTVECKLING	75
10	INTERNET	76
10.1	ORGANISATIONER	76
10.2	VINDKRAFTVERKSTILLVERKARE	76
10.3	VINDPROJEKT/PROJEKTÖRER.....	76
10.4	UNIVERSITET OCH FORSKNING SINSTITUT	76
10.5	VINDPARKER	77
11	REFERENSER	78

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Elforsk rapporten ”Elektriska system och mekaniska laster i vindkraftverk” skrevs 1998 i vilken flera elsystem är beskrivna [12]. Tanken är att denna rapport skall vara en uppdaterad version, där också nya erfarenheter presenteras.

1.2 Mål

Målet med denna rapport är att beskriva de i dagsläget (2005) aktuella elsystem och dess komponenter för vindkraftverkssystemens funktion på ett relativt enkelt sätt. Vidare att presentera för- och nackdelar och att belysa erfarenheter t.ex. hur vindkraftverken kan stötta eller belasta elnätet beroende på typ av elsystem.

1.3 Avgränsningar

Då denna rapport är mer åt det populärvetenskaplig hållet, så djupare analyser och komplicerade tekniska beskrivningar är inte med i rapporten.

1.4 Layout

Inledningsvis i kapitel 2 ges en kortfattad beskrivning om vindenergiomvandling. Sen i kapitel 3 ges grundläggande teori för generatorer och kraftelektroniska omriktare. I kapitel 4 beskrivs och introduceras begrepp vad gällande nätintegration. Vidare presenteras elsystem för vindkraftverk med fastvarvtal i kapitel 5 och för vindkraftverk med variabelt varvtal i kapitel 6. I kapitel 7 beskriver Christer Liljegren sina erfarenheter av vindkraftsverksdrift. I kapitel 8 beskrivs kortfattat principen för elektriska system för vindkraftparker. Vidare i kapitel 9 ges exempel på en del forsknings- och utvecklingsprojekt samt att en del forskning vid de tekniska högskolorna. Slutligen i kapitel 10 är en samling av internetsidor som kan vara av intresse för den som vill ha mer information om vindkraft.

2 Vindenergi

I detta kapitel beskrivs kortfattat om vindenergiomvandling och olika typer av vindturbiner.

På dansk vindmölleindustris hemsida på internet (<http://www.windpower.org/en/tour/>) kan den som är intresserad finna mycket mer information.

2.1 Vindenergi omvandling

2.1.1 Aerodynamisk effektbegränsning

Vid högre vindhastigheter är det nödvändigt att begränsa den inkommande effekten, dvs. aerodynamisk effektbegränsning. Det kan göras genom stall¹, pitch² eller aktiv stallreglering. Stallreglering innebär att bladen är konstruerade så att bladen överstegrar och därigenom begränsas den inkommande effekten från vinden. Detta innebär att ingen pitchmekanism behövs [5]. Vid stallreglering kommer effektvariationerna att minska vid högre vindhastigheter. Detta innebär att stallreglering passar vindkraftverk av fastvarvtalstyp. Ett sätt att finjustera effektnivån vid höga vindhastigheter för vindkraftverk av fastvarvtalstyp är att öka pitchvinkeln mot stall så att bladen börjar överstegra. Denna metod kallas aktivstall eller combistall.

Pitchreglering innebär att hela turbinbladen vrids runt sin längsaxel och är den vanligaste metoden för att reglera den aerodynamiska effekten genererad från turbinrotorn för nya större vindturbiner. I stort sett alla vindkraftverk med variabelt varvtal använder sig av pitchreglering. Vid vindhastigheter lägre än märkvind så används en pitchvinkel som maximerar energifångalet, medan vid högre vindhastigheter regleras pitchvinkel på ett sådant sätt att den aerodynamiska effekten motsvarar märkeffekt, dvs. man minskar vindens anfallsvinkel [5]. Vid pitchreglering är det fördelaktigt att användas sig av vindkraftverk med variabelt varvtal. Anledningen till detta är effektvariationer, som till skillnad mot ett stallreglerat verk inte minskar med högre vindhastigheter, kan tas upp genom att parera med rotorvarvtalet. En annan stor fördel med pitchreglerat vindkraftverk är att man begränsar axialkraften då bladen vrids vid höga vindhastigheter. Den minskade axialkraften leder till lägre mekaniska påkänningar på torn och fundament, vilket möjliggör en lättare konstruktion. Vid stallreglering ökar axialkraften med ökande vindhastighet, detta får till följd att torn och fundament måste dimensioneras kraftigt.

2.1.2 Aerodynamisk effekt

För att kunna beräkna den mekaniska effekten P_{mek} från en vindturbin använder man sig ofta av den så kallade C_p -kurvan.

¹ Stall är det engelska ordet för överstegring

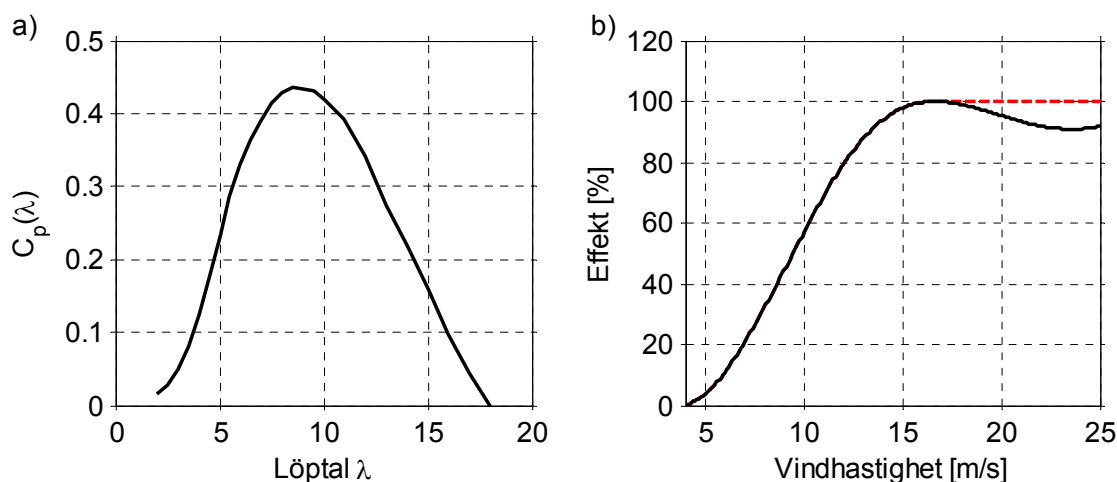
² Pitch är det engelska ordet för bladvinkel

Detta innebär att den mekaniska effekten från vindturbinen fås från

$$P_{\text{mek}} = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\lambda, \beta) w_s^3 \quad (2.1)$$

$$\lambda = \frac{\Omega_r r}{w_s} \quad (2.2)$$

Där C_p är effektkoefficienten, ρ densiteten hos luft, w_s vindhastigheten, λ löptalet, β pitchvinkel, A_r svept area, Ω_r rotorhastighet och r är rotorradien. Som framgår av (2.1) så beror effekten från vindturbinen av vindhastigheten i kubik. Effektkoefficienten C_p beskriver hur stor del av den tillgängliga effekten i vinden som transformeras till mekanisk effekt. Som också synes i (2.1) så är C_p en funktion av både löptalet λ och pitchvinkel β . I figur 2.1 visas effektkoefficienten och turbineffekten vid märkvarvtal för ett fastvarvtalsvindkraftverk.



Figur 2.1 a) Effektkoefficienten C_p som funktion av löptalet (konstant pitchvinkel).

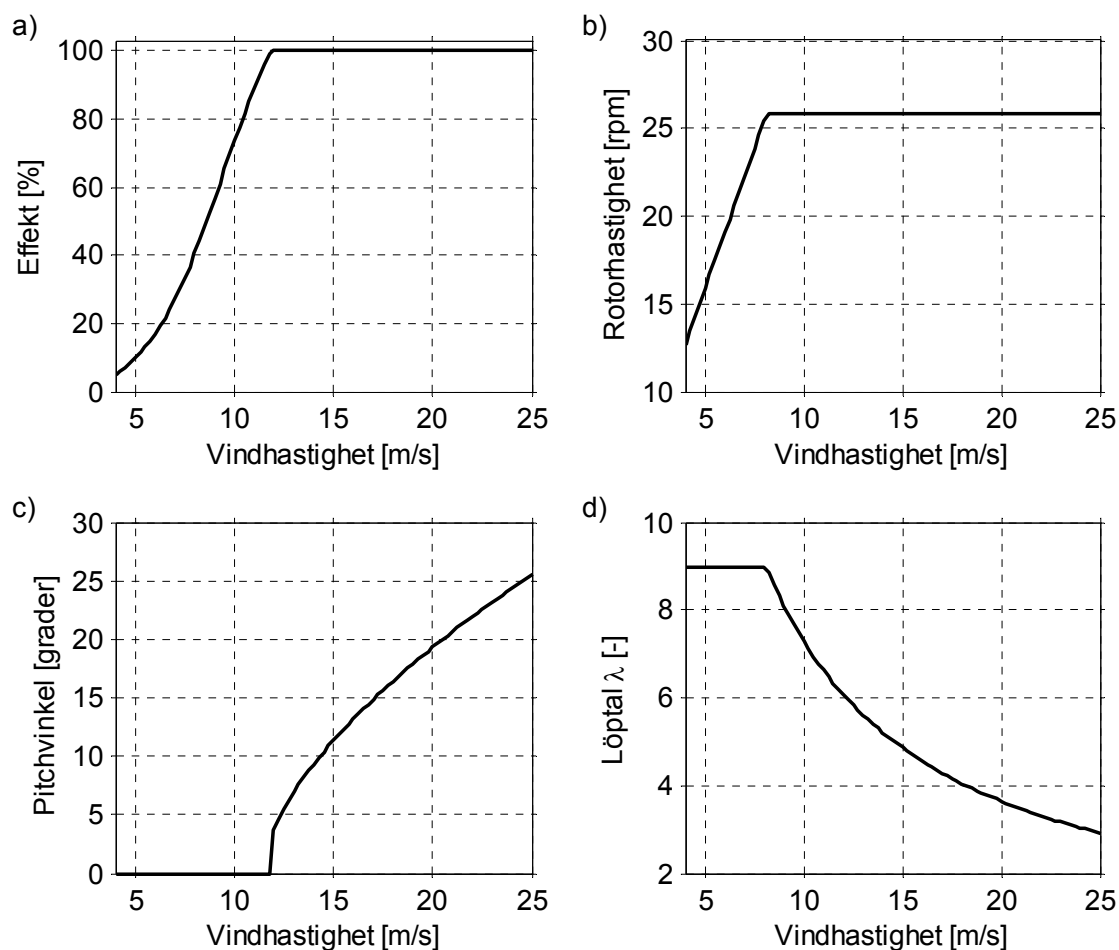
b) Effekt som funktion av vindhastighet för ett vindkraftverk med stallreglering (svart heldragen linje) och aktivstallreglering (röd streckad linje).

Som framgår i figuren ovan så har effektkoefficienten ett maximum för en given λ_{opt} . Detta kan man utnyttja om man har en vindturbin med variabelt varvtal genom att låta varvtalet variera med vindhastigheten som (vindkraftverket arbetar därmed vid maximal aerodynamisk verkningsgrad)

$$\Omega_r = \frac{w_s \lambda_{\text{opt}}}{r} \quad (2.3)$$

Detta innebär att effektkoefficienten C_p hålls vid sitt maximala värde och att varvtalet på vindturbinen kommer att öka linjärt med vindhastigheten. Varvtalet kommer att öka till dess att det maximala varvtalet är nått. Detta är illustrerat i figur 2.2. I figuren kan man se två olika driftlägen, dvs. lågvindsområdet och högvindsområdet. I lågvindsområdet ($w_s < 8$ m/s) är som tidigare nämnt rotorvarvtalet reglerat för att hålla optimalt

löptal hos bladen och pitchvinkeln är noll. Sen när märkeffekt och maximalt varvtal är nått ($w_s > 12$ m/s) så är rotorvarvtalet ungefär kring dess nominella värde. Vidare så är bladen på turbinen vridna ur vinden med pitchvinkeln för att begränsa den inkommande effekten. Mellan hög- och lågvindsområdet finns ett driftläge (mellanvindsområdet) där rotorvarvtalet har nått det maximala med den producerade effekten är lägre än märkeffekt ($8 \text{ m/s} < w_s < 12 \text{ m/s}$). Observera att ovan angivna gränser för vindhastigheter varierar från turbin till turbin.



Figur 2.2 Typisk karakteristik för ett vindkraftverk med variabelt varvtal. a) Effekt som funktion av vindhastighet. b) Rotorhastighet som funktion av vindhastighet. c) Pitchvinkel som funktion av vindhastighet. d) Löptal λ som funktion av vindhastighet.

2.2 Mekaniska system för vindturbiner

Det mekaniska systemet (förutom turbinen) anpassar turbinens rotorvarvtal till generatorns. För en 5 MW turbin är rotorns varvtal i storleksordningen mellan 7 och 12 varv per minut [24]. Mindre turbiner har högre rotorvarvtal än större turbiner, eftersom man vill hålla maximala spets hastigheten konstant. Standardgeneratorer har synkrona varvtal

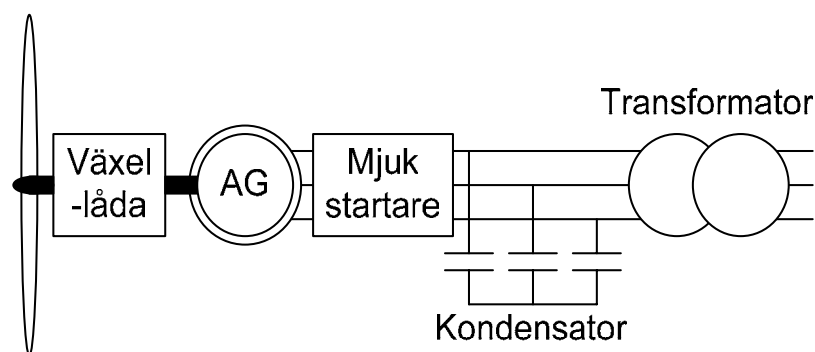
på 750, 1000, 1500 eller 3000 varv per minut. Därför krävs en växellåda mellan turbin och generator. Växellådan är en dyr komponent som varit behäftad med fel.

2.3 Elsystem för vindturbiner

I detta avsnitt ges endast en kort introduktion till olika elsystem för vindkraftverk, mer om de olika elsystemen presenteras i senare kapitel och avsnitt. Som tidigare nämnts så kan vindturbiner antingen vara av fastvarvtalsturbin eller variabelvarvtalsturbin. För fastvarvtalsturbiner så är generatoren (asynkrongenerator) kopplad direkt till elnätet. Eftersom varvtalet är kopplat till frekvensen på elnätet, och definitivt inte reglerbart, så är det inte möjligt att lagra snabba vindvariationer genom att variera rotorvarvtalet. Detta leder till att för fastvarvtalsturbiner så kommer snabba vindvariationer att resultera i effektvariationer på elnätet. För variabelvarvtalsturbiner, där generatoren är styrd med hjälp av kraftelektronik, kan varvtalet på turbinen regleras. Detta innebär att effektfluktuationer skapade av vinden kan jämnas ut genom att reglera rotorvarvtalet, dvs. effektvariationerna (från vinden) kan omvandlas till rörelseenergi i rotn. Alltså kan elkvaliteten förbättras med ett system med variabelt varvtal jämfört med fastvarvtal. Andra anledningar till att använda variabelt varvtal kan vara för att minska mekaniska belastningar, minska störande ljud och att kunna reglera aktiv och reaktiv effekt [5]. Som tidigare nämnts så får man en högre aerodynamisk verkningsgrad med variabelt varvtal, dock kommer extra förluster i de kraftelektroniska omriktarna att mer eller mindre ”äta” upp denna förtjänst [21].

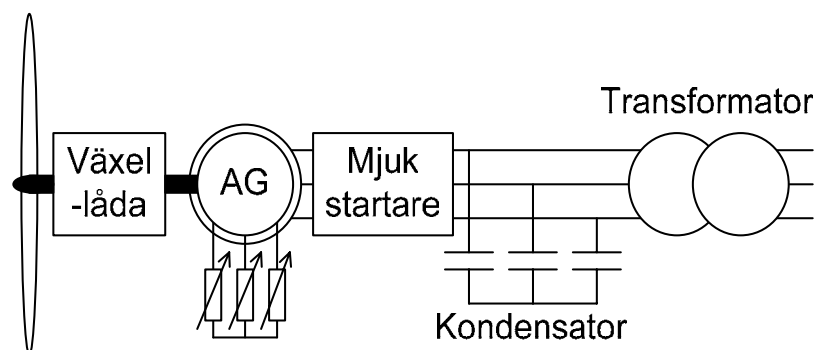
2.3.1 Elsystem till fastvarvtalsturbiner

För fastvarvtalsturbiner så är asynkrongeneratoren kopplad direkt till elnätet enligt figur 2.3.



Figur 2.3 Fastvarvtalsturbin med asynkrongenerator (AG).

Rotorvarvtalet bestäms i stort sätt av omsättningen på växellådan och polpartalet hos generatoren. Fastvarvtalsturbiner har ofta två olika fasta varvtal (dvs. de är tvåvarviga), vilket kan åstadkommas med två olika asynkrongeneratorer med olika märkeffekt och polpartal. Detta innebär att man kan få en högre aerodynamisk verkningsgrad, dvs. ett lägre varvtal vid låga vindar och högre varvtal vid höga vindar, och därigenom ha ett löptal som ligger närmare det optimala. På senare år så har de större fastvarvtalsvindkraftsverken blivit utrustade med aktiv stallreglering. Anledningen till detta är att behålla märkeffekt i hela högvindsområdet genom att justera pitchvinkeln något. En metod för att ”mjuka” upp systemet är att införa styrda rotorresistanser som visas i figur 2.4.

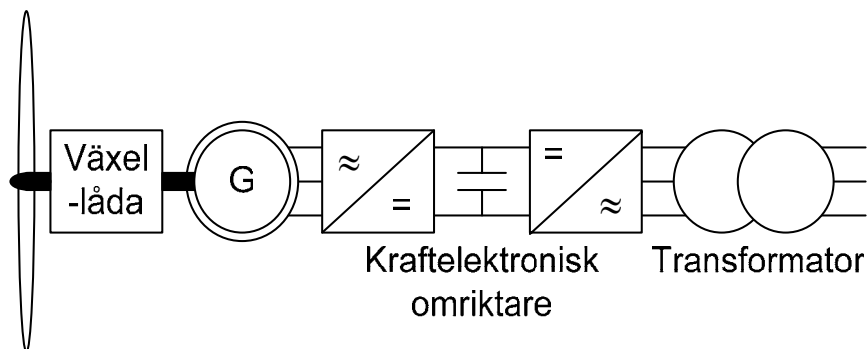


Figur 2.4 Fastvarvtalsturbin med asynkrongenerator (AG) och varierbara yttre rotorresistanser.

Genom att variera rotorresistanser kan man påverka varvtalet och tillsammans med pitchreglering kan man minska effektfluktuationer skapade av vinden. Nackdelen med detta system är att energi förbrukas onödigt i de yttre rotorresistanserna och man kan inte reglera den reaktiva effekten. Ibland benämns detta system som ett semivariabelt varvtalsystem.

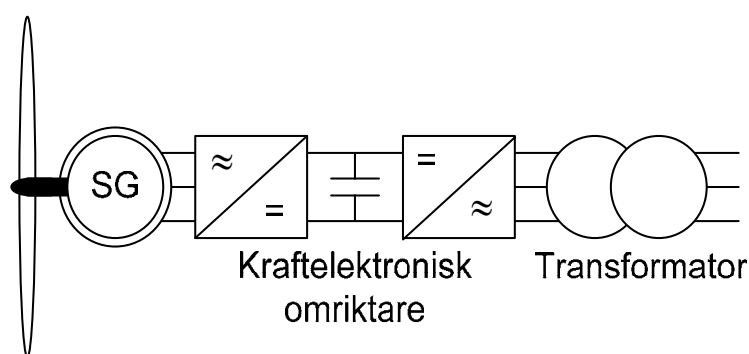
2.3.2 Elsystem till variabelvarvtalsturbiner

Systemet presenterat i figur 2.5 består av en vindturbin med en omriktare kopplad till statorn på generatoren. Generatoren kan antingen vara en asynkrongenerator eller en synkrongenerator (med lindad rotor eller med permanent magneter). I princip så har alla vindkraftverk med variabelt varvtal pitchreglering av bladen.



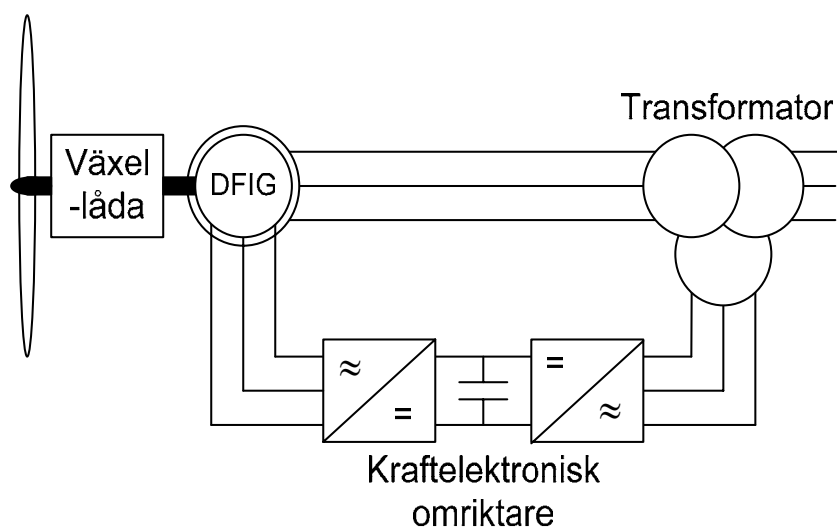
Figur 2.5 Variabelvarvtalsturbin med asynkrongenerator eller synkrongenerator och fulleffekt-somriktare.

Växellådan är konstruerad så att rotorturbinens maximala varvtal korresponderar med generatorns varvtal. Eftersom synkrongenerator (till skillnad mot asynkrongeneratoren) kan med hyfsad verkningsgrad konstrueras med många poler kan man utesluta växellådan, se figur 2.6.



Figur 2.6 Variabelvarvtalsturbin med flerpolelig synkrongenerator och fulleffektsomriktare.

Ett i dagsläget vanligt system för vindkraftverk med variabelvarvtal är med dubbelmatad asynkrongenerator (DFIG³) där rotorkretsen är matad från en omriktare och statorn är kopplad direkt till elnätet som visas i figur 2.7. Anledningen till att systemet med DFIG har blivit så populärt är att den kraftelektroniska omriktaren enbart behöver hantera en mindre del av effekten, typiskt 20–30 % av turbinens märkeffekt. Detta innebär att förlusterna i omriktaren kan reduceras jämfört med ett system där omriktaren behöver hantera hela effekten.



Figur 2.7 Variabelvarvtalsturbin med dubbelmatad asynkrongenerator (DFIG) och omriktare för eftersläpningseffekten.

³ Från engelskans *doubly-fed induction generator*

3 Generatorer och kraftelektronik för vindkraftverk

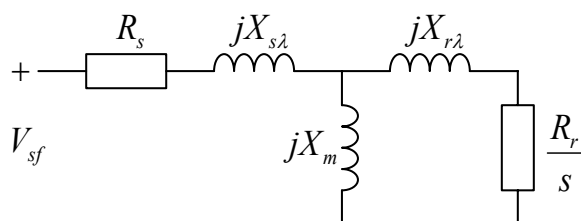
Detta avsnitt beskriver grundläggande fakta om olika typer av generatorer och kraftelektroniska omriktare som bl.a. kan användas i vindkraftverk.

För den intresserade finns ett visualiseringsprojekt på internet som bedrivits vid Chalmers (<http://www.ckk.chalmers.se/people/magnax/elkraft/Svensk/start/index.html>). I detta projekt beskrivs elektriska maskiner och kraftelektronik. Det vill säga en bra hemsida för den som vill ytterligare bättra på sina kunskaper.

3.1 Generatorer

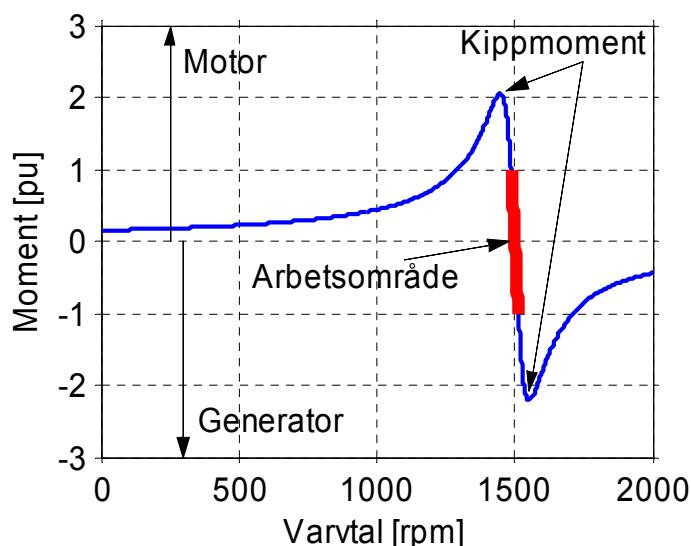
3.1.1 Asynkrongenerator

Figur 3.1 visar det ekvivalenta Y-schemat för en asynkronmaskin.



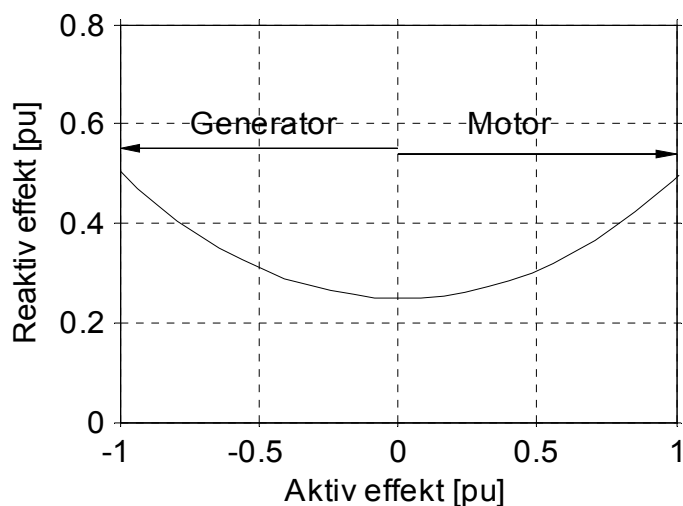
Figur 3.1 Ekvivalentsschema för en asynkronmaskin.

Momentvarvtalskaraktistiken för en asynkronmaskin, med ett synkront varvtal på 1500 rpm, kopplad till elnätet visas i figur 3.2.



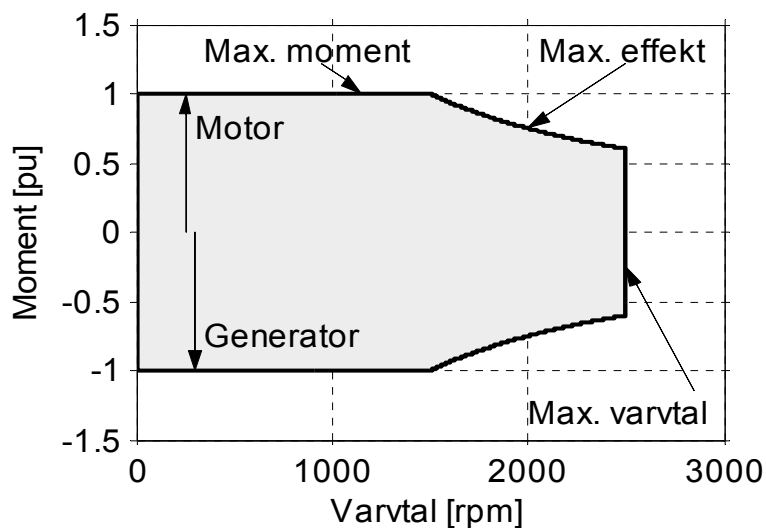
Figur 3.2 Momentvarvtalskaraktistisk för en asynkronmaskin ansluten till elnätet.

I figur 3.3 visas den reaktiva effekten som funktion av den aktiva effekten för en asynkronmaskin kopplad till elnätet.



Figur 3.3 Reaktiv effekt som funktion av aktiv effekt för en asynkronmaskin ansluten till elnätet.

Momentvarvtalskaraktistiken för en asynkronmaskin, med ett synkront varvtal på 1500 rpm, kopplad till en transistoromriktare visas i figur 3.4.



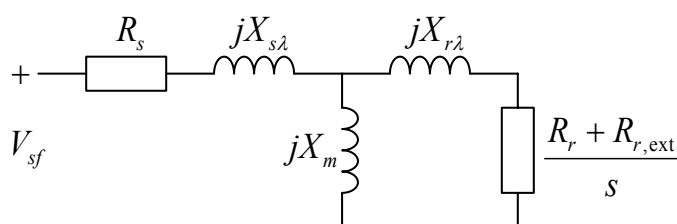
Figur 3.4 Momentvarvtalskaraktistiken för en asynkronmaskin ansluten till en kraftelektronisk omriktare (avsedd för drift med positiva varvtal).

Det som begränsar karakteristiken är maximalt moment, maximal effekt och maximalt varvtal. Notera att momentvarvtalskarakteristiken i figur 3.4 endast visas för positiva varvtal, men den gäller även för negativa

Som framgår av figuren så kan man driva generatoren med högre varvtal än det synkrona, detta sker genom så kallad fältförsvagning. Vid fältförsvagning minskas flödet i maskinen och därigenom begränsas också det maximala momentet.

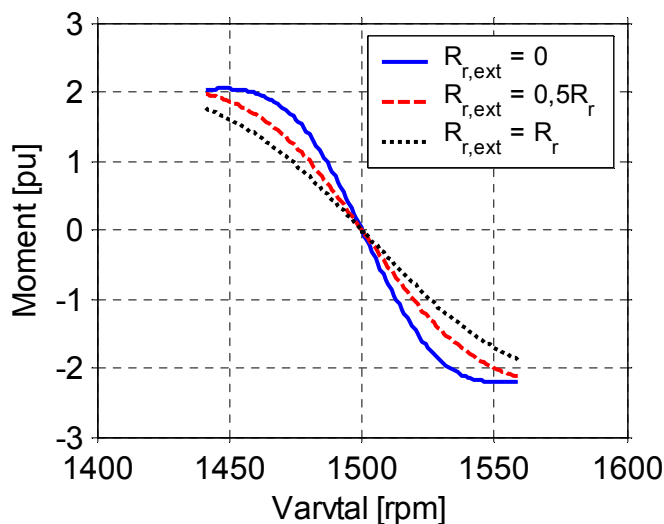
3.1.2 Asynkrongenerator med lindad rotor

Det ekvivalenta Y-fas schemat för asynkronmaskinen med yttre rotorresistans kan ses i figur 3.5. Anledningen till att kunna koppla in yttre rotorresistanser är för att kunna påverka momentkarakteristiken.



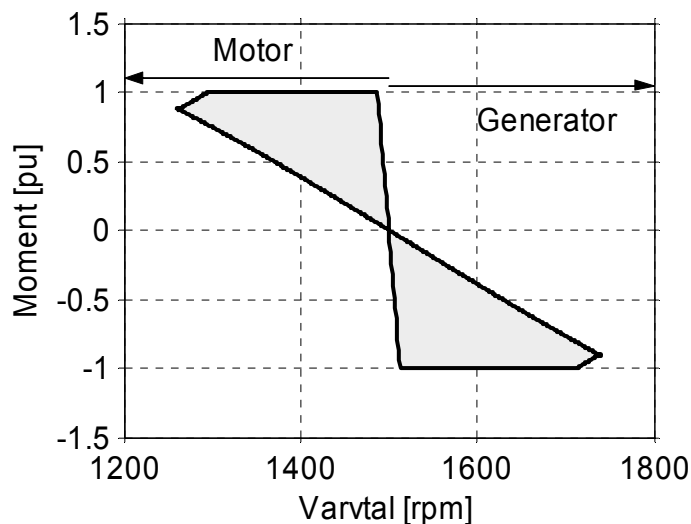
Figur 3.5 Ekvivalentschema för en asynkronmaskin med yttre rotorresistans.

Momentvarvtalskarakteristiken för en asynkronmaskin med yttre rotorresistans, och med ett synkront varvtal på 1500 rpm, kopplad till elnätet kan ses i figur 3.6. Som visas i figuren så blir momentvarvtalskarakteristiken flackare med ökande rotorresistans.



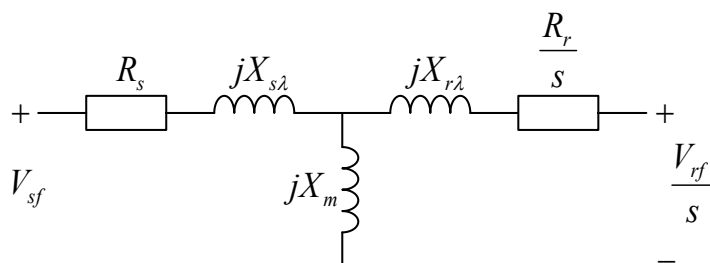
Figur 3.6 Momentvarvtalskarakteristik för en asynkronmaskin med yttre rotorresistans ansluten till elnätet.

Detta innebär att om man kan styra den yttre rotorresistansen så kan man styra lutningen på momentvarvtalskaraktärstiken som visats i figur 3.6. Momentvarvtalskaraktärstiken för ett system där man kan variera rotorresistansen så att eftersläpning kan variera upp till 16 % visas i figur 3.7.



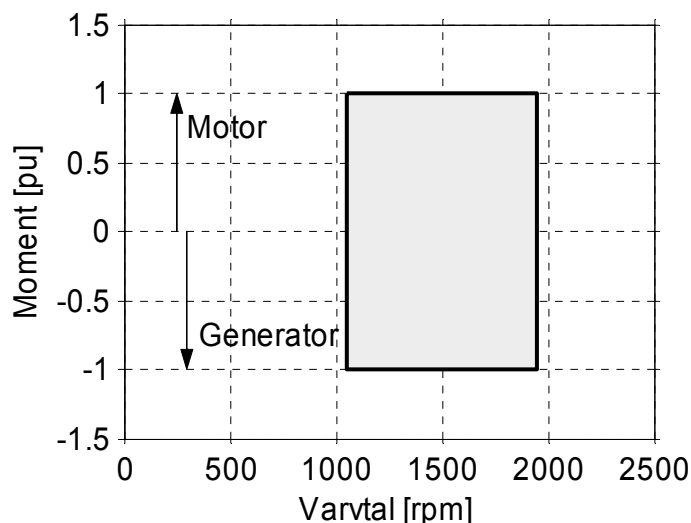
Figur 3.7 Momentvarvtalskaraktärstik för en asynkronmaskin kopplad till elnätet och med yttre rotorresistans som ger möjlighet till en eftersläpning på 16 %.

I stället för att använda yttre rotorresistanser så kan man använda sig av en diodlikriktare. Asynkronmotorn kommer att uppfatta diodlikriktaren som en resistans medan den likriktade effekten, som annars ”bränts” i de yttre rotorresistanserna, kan återmatas ut på elnätet (Sherbius drive). Ett stort problem diodlikriktaren är att den kommer att skapa strömovertoner, med låg frekvens, som i sin tur leder till momentpulsationer. Ett annat alternativ, som inte ger dessa momentpulsationer, vore att koppla in transistorväxelriktare i rotorkretsen. Detta innebär att en styrd spänningskälla V_{rf} har kopplats in i rotorkretsen, vilken kan ses i det ekvivalenta schemat i figur 3.8. Notera att om man skall kunna förse rotorkretsen med effekt eller att effekten skall återmatas från rotorkretsen till elnätet krävs släpningar på rotorn för att komma åt rotorkretsen.



Figur 3.8 Ekvivalentsschema för en asynkronmaskin med en omriktare kopplad till rotorkretsen.

Asynkronmaskinen i figur 3.8 med omriktare kopplad till rotorkretsen brukar kallas dubbelmatad asynkrongenerator eller DFIG. Momentvarvtalskaraktistik för DFIG är i princip som för en vanlig omriktarmatad asynkronmaskin fast varvtalet är begränsat runt det synkrona varvtalet, se figur 3.9.



Figur 3.9 Momentvarvtalskaraktistik för en asynkronmaskin med en omriktare på 30 % av märkeffekten kopplad till rotorkretsen.

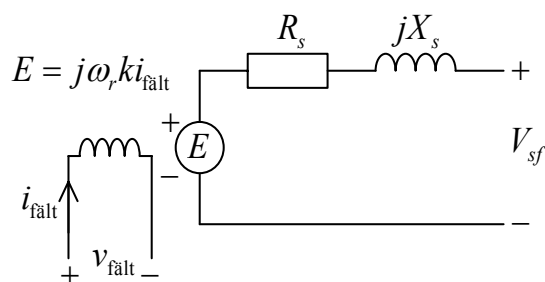
DFIG systemet är lämpligt att användas för applikationer med ett begränsat varvtalsområde, eftersom effekten som omriktaren behöver hantera är proportionell mot eftersläpningen. Eftersläpningen, s , hos en asynkronmaskin ges av

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3.1)$$

där n_s är det synkrona varvtalet och n är asynkronmaskinens varvtal. Detta innebär om den maximala eftersläpningen är 30 % så behöver omriktaren dimensioneras till cirka 30 % av generatorns totala effekt. Detta är en av anledningarna till att DFIG systemet har blivit så populärt hos vindkraftstillverkarna. DFIG systemet är beskrivet mer i detalj i avsnitt 0.

3.1.3 Synkrongenerator

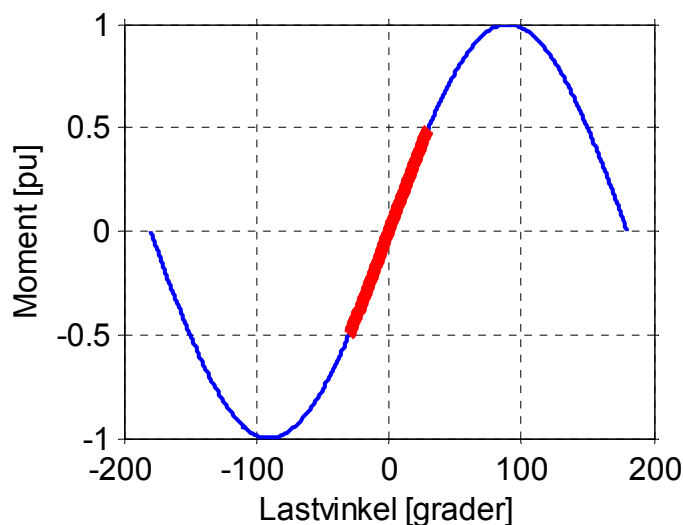
I vindkraftssammanhang är synkrongeneratoren alltid kopplad till en omriktare. Ett ekvivalent schema av synkrongeneratoren kan ses i figur 3.10.



Figur 3.10 Ekvivalentschema för en synkronmaskin.

Som inses av schemat kommer generatorns klämspänning att variera med belastningsströmmen, i huvudsak beroende på spänningsfallet över X_s . Detta kompenseras med att variera fältströmmen, $i_{fält}$. Kompenseringen kan även ske med yttre kondensatorer, detta är extra lämpligt om generatoren har permanenta magneter i rotorn, för yttre kompensering se vidare i avsnitt 9.1.2.

I figur 3.11 kan synkronmaskinens moment-lastvinkel samband ses, detta gäller det fall då generatoren är ansluten till ett elnät.



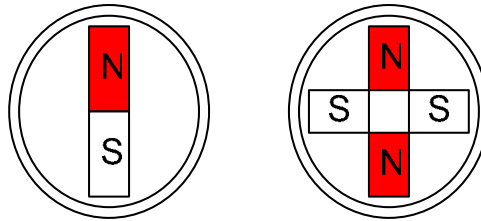
Figur 3.11 Moment som funktion av lastvinkeln för en nätansluten synkronmaskin.

Den grövre delen av momentkurvan i figur 3.11 är det normala arbetsområdet för synkronmaskinen. Området är typiskt ± 30 grader. Lastvinkeln motsvarar alltså den relativa vinkelskillnaden mellan statorns och rotorns magnetfält. Vidare kan inses av figur 3.11 att synkronmaskinens moment-vinkelförhållande kan liknas vid vridningen av en stålfjäder. Och då är det lätt att förstå att dämpningen i en synkronmaskin är måttlig. I ett vindkraftverk är det många rörliga delar som är mekaniskt kopplade till varandra och behovet av mekanisk dämpning är stort. Dessa egenskaper för den nätanslutna syn-

kronmaskinen och för vindkraftverket går ej att förena. Detta är anledningen till att inga stora vindkraftverk har nätanslutna synkronmaskiner. Lösningen är att en frekvensomriktare kopplas till synkronmaskinen. Med hjälp av frekvensomriktare kan momentet styras mycket snabbt och till och med aktiv dämpning av vindkraftverkets mekaniska resonanser kan ske. Momentvarvtalskaraktistiken för en omriktarmatad synkrogenerator är i princip den samma som för en omriktarmatad asynkrogenerator presenterad i figur 3.4.

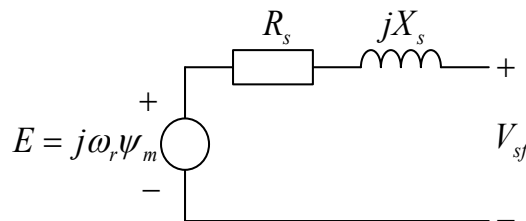
3.1.4 Permanentmagnetiserad synkrogenerator

Till skillnad mot den elektriskt magnetiserade synkrogeneratoren så måste den permanentmagnetiserade synkrogeneratoren (PMSG) styras av en kraftelektronisk omriktare. Det vill säga den kan inte kopplas direkt till elnätet. Det som skiljer elektriskt magnetiserade synkrogeneratoren mot den permanentmagnetiserade synkrogeneratoren är att rotorns fältlindning är utbytt mot magneter, se figur 3.12.



Figur 3.12 Permanentmagnetiserad synkrogenerator (PMSG) med ett (till vänster) och två (till höger) polpartal.

Då PMSG är omriktarstyrd så kommer momentvarvtalskaraktistiken att se ut som för den omriktarstyrda asynkronmaskinen i figur 3.4. Figur 3.13 syns ett ekvivalent schema för PMSG.



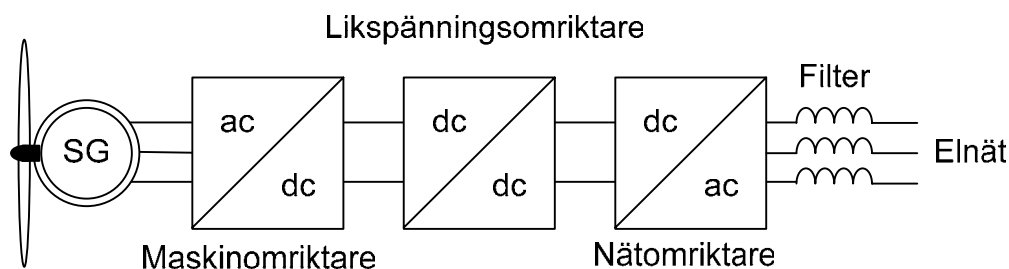
Figur 3.13 Ekvivalentschema för en permanentmagnetiserad synkronmaskin.

Till skillnad mot den elektriskt magnetiserade synkrogeneratoren så skapas flödet av magneter och inte av en yttre fältkrets. I figur 3.13 så är den bakomliggande spänningen $E = j\omega_r\psi_m$ beroende av varvtalet ω_r och flödet skapat av magneterna ψ_m .

3.2 Kraftelektroniska omriktare

I figur 3.14 visas hur en typisk kraftelektronisk omriktare för ett vindkraftverk kan se ut. I figuren så består omriktaren av tre steg, en maskinomriktare, likspänningsomriktare och en nätomriktare. Maskinomriktaren styr generatorn och likriktar strömmarna från generatorn. Likspänningsomriktare används för att höja likspänningen så att den passar

till elnätet (används som en ”transformator”). Notera dock att likspänningsomriktaren inte används vid alla typer omriktare. Nätomriktaren styr ut effekten från vindkraftverket till elnätet.

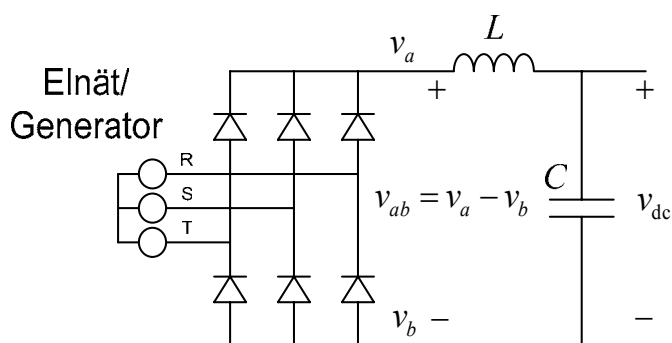


Figur 3.14 Vindkraftverk med variabelt varvtal och dess kraftelektroniska omriktare.

Maskinomriktaren är i princip alltid en transistorväxelriktare för asynkrongeneratorer och permanentmagnetiserade synkrongeneratorer. För elektriskt magnetiserad synkron-generator kan maskinomriktaren antingen vara en diodlikriktare eller en transistorväxelriktare. Nätomriktaren är i princip också alltid en transistorväxelriktare, vilket ger möjlighet att styra aktiv och reaktiv effekt oberoende av varandra. I detta avsnitt beskrivs den principiella funktionen hos några olika typer av kraftelektroniska omriktare. Som referens och ytterligare information om kraftelektronik rekommenderas [19].

3.2.1 Diodlikriktare och tyristorlikriktare

Figur 3.15 visar en trefasdiodlikriktare. I vindkraftsverksammanhang skulle diodlikriktaren kunna användas till att likrikta spänningarna från en synkrongenerator. I figuren finns också en glättningsspole och en glättningsskondensator för att göra likspänningen v_{dc} mera konstant.

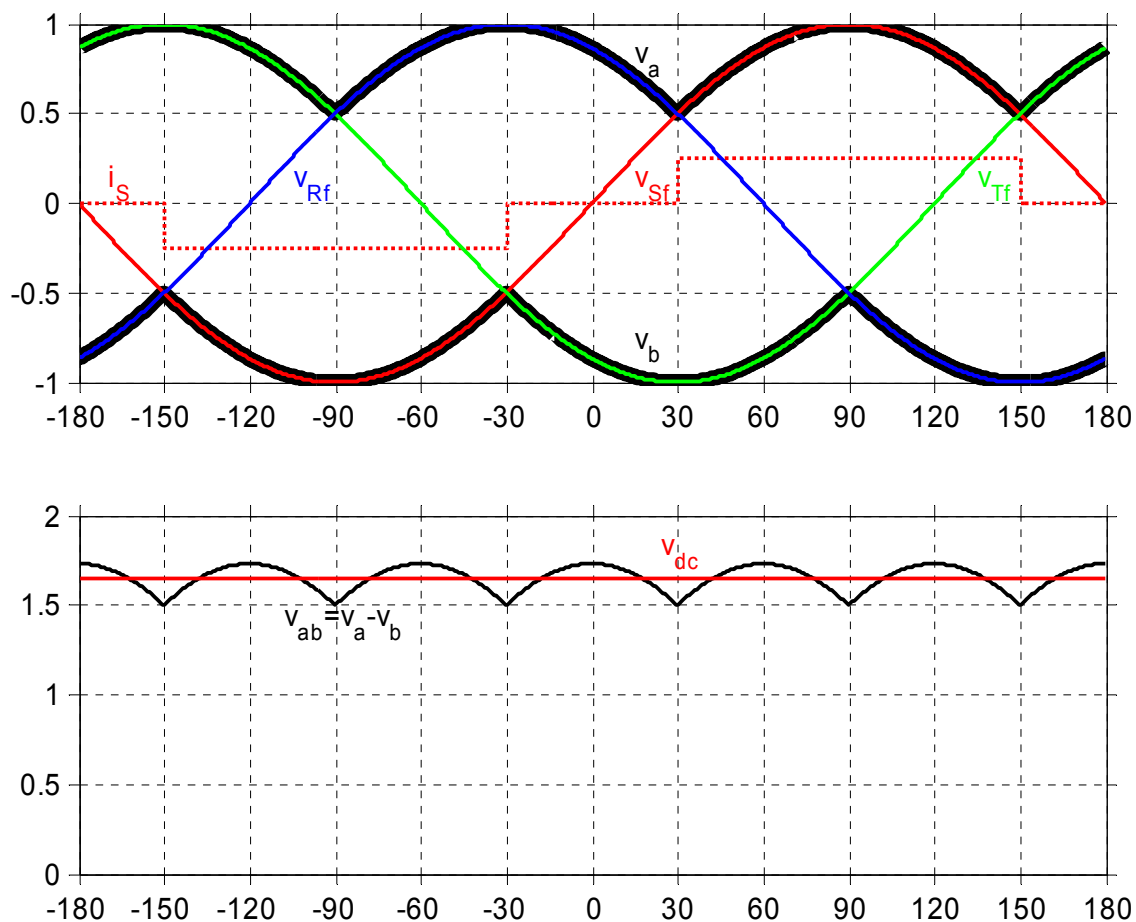


Figur 3.15 Diodlikriktare

Diodlikriktaren används också som ”crowbar” för att skydda omriktaren i DFIG systemet, men då har man ingen glättningsspole eller kondensator, utan vid felfall så kortsluter man likspänningsmellanledet och därigenom också växelspänningsida. Likspänningen v_{dc} förhåller sig till växelspänningen U (huvudspänning) som

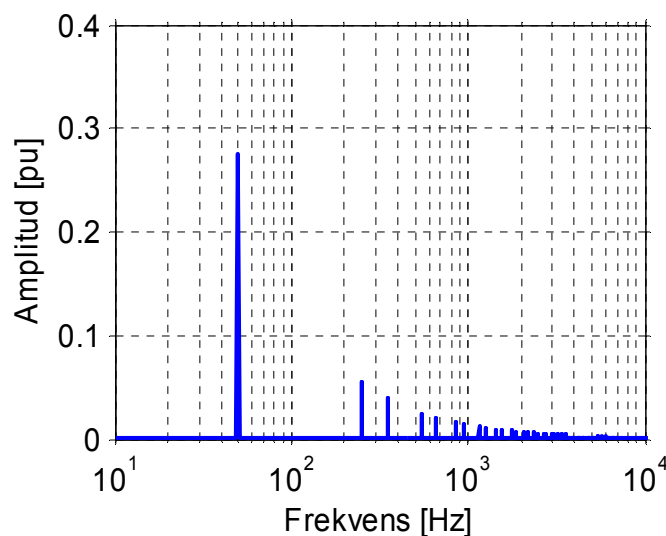
$$v_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \approx 1,35U \quad (3.2)$$

I figur 3.16 visas typiska kurvformer för en diodlikriktare.



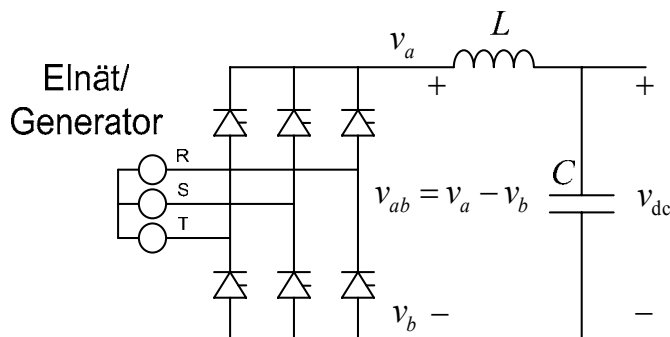
Figur 3.16 Principiella kurvformer för en diodlikriktare. Överst visas fasspänningarna (V_{Rf}, V_{Sf}, V_{Tf}), en fasström (I_s) och potentialerna (v_a, v_b). Nederst visas likspänningarna v_{ab} och v_{dc} . Alla värden i pu.

Som framgår av figuren så är fasströmmen ”fyrkantig”, dvs. den innehåller en hel del övertoner. I praktiken så är inte strömmen så ”fyrkantig” som visas i figuren utan det är mera sinusformig. Figur 3.17 visar frekvensspektrum för fasströmmen från diodlikriktaren. Man kan se att strömmen består av grundton (50 Hz), 5:e överton (250 Hz), 7:e överton (350 Hz) osv.



Figur 3.17 Frekvensspektrum av växelströmmen hos en diodlikriktare. Värden i pu.

Motsvarande skiss över tyristorlikriktaren kan ses i figur 3.18. Till skillnad mot diodlikriktaren så tänder tyristorerna vid den så kallade tändvinkeln α . I övrigt så fungerar tyristorlikriktaren som diodlikriktaren.

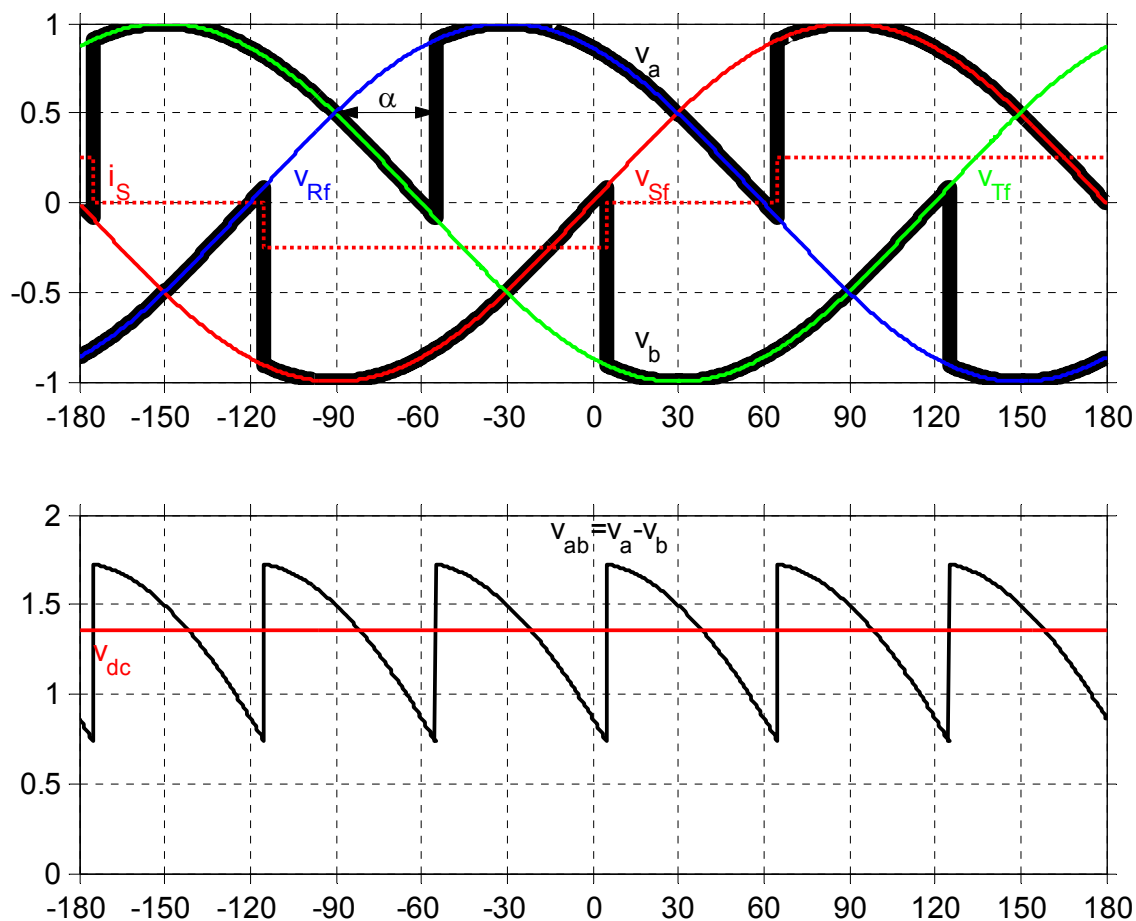


Figur 3.18 Tyristorlikriktare

Likspänningen v_{dc} förhåller sig till växelspänningen U (huvudspänning) för en tyristorlikriktare som

$$v_{dc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U \cos \alpha \approx 1,35U \cos \alpha \quad (3.3)$$

Detta innebär att man kan reglera v_{dc} med hjälp av tändvinkeln α (dock aldrig till ett högre värde än för diodlikriktaren). I figur 3.19 visas typiska kurvformer för tyristorlikriktaren.

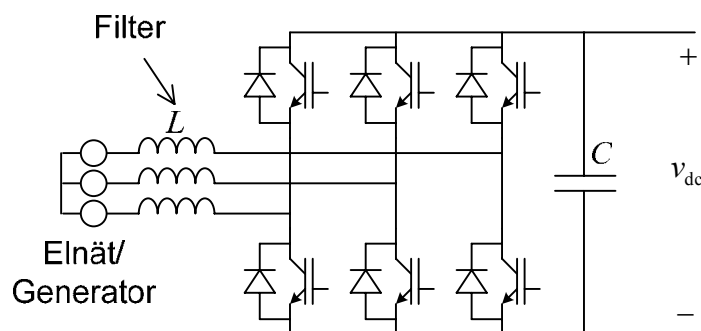


Figur 3.19 Principiella kurvformer för en tyristorlikriktare. Överst visas fasspänningarna (V_{Rf} , V_{Sf} , V_{Tf}), en fasström (I_S), potentialerna (v_a , v_b) och tändvinkeln (α). Nederst visas spänningarna v_{ab} och v_{dc} . Alla värden i pu.

3.2.2 Transistoromriktare

De flesta vindkraftverk med variabelt varvtal har en omriktare med transistorer (IGBT⁴) mot elnätet. Denna transistoromriktare kan användas både som likriktare och växelriktare, dvs. det är möjligt att köra effekt åt båda håll (från likspänning till växelspänning eller vice versa). Det är också möjligt att reglera aktiv- och reaktiveffekt oberoende av varandra. Därför kan man också använda denna typ av omriktare mot generatorn. Figur 3.20 visar hur en typisk transistor omriktare kan vara konfigurerad.

⁴ Insulated Gate Bipolar Transistor



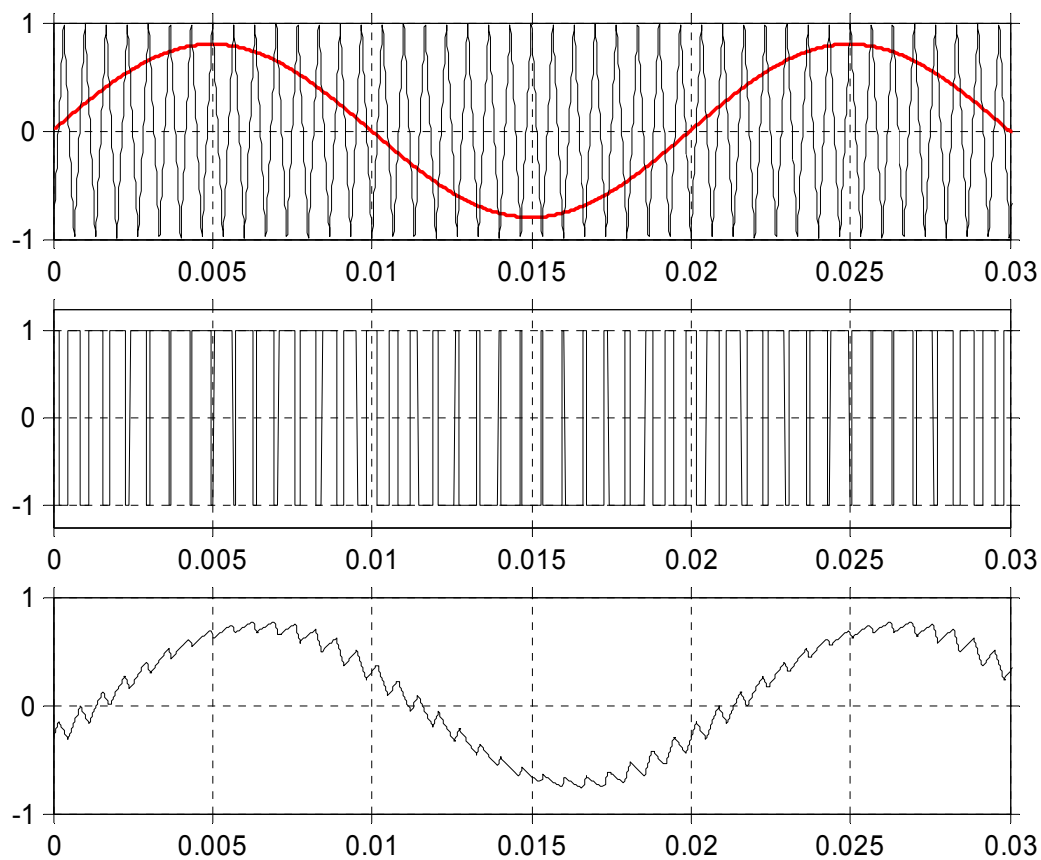
Figur 3.20 Transistoromriktare

Transistorerna i denna omriktare kan slås av och på med en mycket hög frekvens (flera kHz). Då transistoromriktaren kopplas mot elnätet behövs ett filter mellan omriktare och elnätet som figuren ovan visar. I de fall transistoromriktaren kopplas mot en generator kan det räcka med generators läckinduktans som filter, i dessa fall behövs inte något extra filter. Filtret krävs eftersom omriktaren styr ut en spänning på $\pm v_{dc}/2$ mot växel-spänningsidan, och två spänningstyva system kan inte kopplas ihop utan ett filter i mellan. Filtret kommer också att filtrera spänningen så att strömmen inte kommer att innehålla så mycket högfrekventa övertoner. Många transistoromriktare är pulsbreddsmodulerade (PWM⁵), detta innebär att tre referensfasspänningarna jämförs med en triangelvåg.

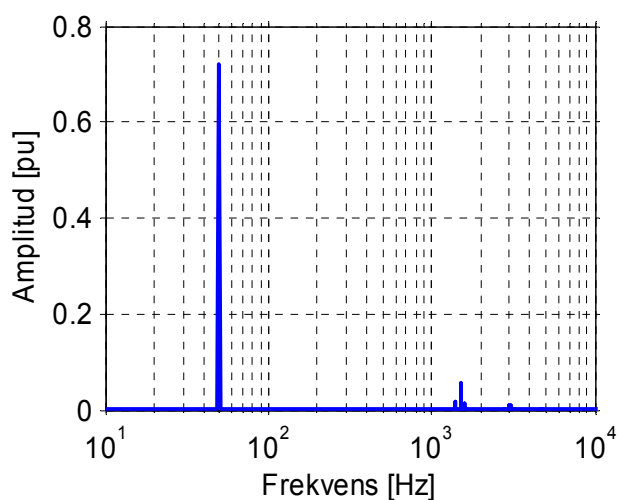
Om referensspänningen är högre än triangelvågen kommer den övre transistoren i ett transistorben att leda och den undre att vara blockerad, och vice versa om referensspänningen är lägre. Detta är illustrerat för en och en halv period överst i figur 3.21 för en fas. I mitten av grafen så visas hur motsvarande fasspänning ser ut. Som man kan se så är fasspänningen pulsbreddsmodulerad. Nederst i figur 3.21 så visas fasströmmen genom filtret. Som visas i figuren så är strömmen sinusformad med ett strömrippel. Frekvensen på strömrippet beror på omslagsfrekvensen för transistorerna. Amplituden på strömrippet beror både på omslagsfrekvensen för transistorerna och hur filtret är konstruerat.

För att närmare studera övertonsinnehållet i fasströmmen kan man använda sig av så kallad Fourier analys. I figur 3.22 visas frekvens innehållet i fasströmmen. Som framgår av figuren så är grundtonen på 50 Hz och de första övertonerna kring 1,5 kHz vilket motsvarar omslagsfrekvensen för transistorerna. Jämför med frekvensspektrumet för diodlikriktaren i figur 3.17 som har betydligt lägre frekvens på övertonerna, dvs. 5:e, 7:e, 11:e och 13:e ton osv. Detta innebär att filterdesign för en transistoromriktare och diodlikriktare skiljer sig. Det är betydligt enklare att designa effektiva filter för höga frekvenser (eller övertoner) än för lägre frekvenser (eller övertoner). Detta gör att elkvaliteten från en transistoromriktare är betydligt bättre än en diodlikriktare. Övertonsinnehållet från en transistorlikriktare är liknande de för diodlikriktaren.

⁵ PWM - Pulse width modulation



Figur 3.21 Typiska kurvformer från en transistoromriktare. Överst referensspänning och triangelvåg. Mellerst utspänning (ac). Nederst växelström i en fas. Alla värden i pu.

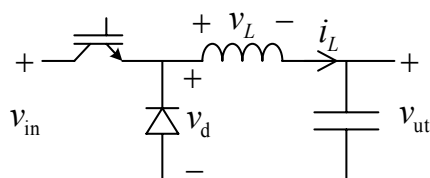


Figur 3.22 Frekvensspektrum på växelströmmen från en transistoromriktare. Värden i pu. Notera att denna figur bara är en illustration och övertonernas amplitud beror givetvis på filt-

ret.

3.2.3 Likspänningsomriktare

Det finns en mängd olika topologier av likspänningsomriktare. I detta avsnitt kommer två typer att beskrivas. Den första är en så kallad buckomriktare (eller ”step down”), där inspänningen är högre än utspänningen och en så kallad boostomriktare (eller ”step up”), där utspänningen är högre än inspänningen. Figur 3.23 visar topologin för buckomriktaren.



Figur 3.23 Buckomriktare.

Funktionen av buckomriktaren är att transistorn slås av och på med en hög frekvens så att medelvärdet över dioden, dvs. medelvärdet av v_d , är lika med den önskade utspänningen. Detta innebär att v_d kommer att vara antingen v_{in} eller 0 beroende på om transistorn leder eller ej. Induktansen och kondensatorn kommer sedan att filtrera v_d så att utspänningen v_{ut} kommer att vara konstant och lika med medelspänningen. Utspänningen v_{ut} kan beräknas med

$$v_{ut} = \frac{t_p}{T} v_{in} \quad (3.4)$$

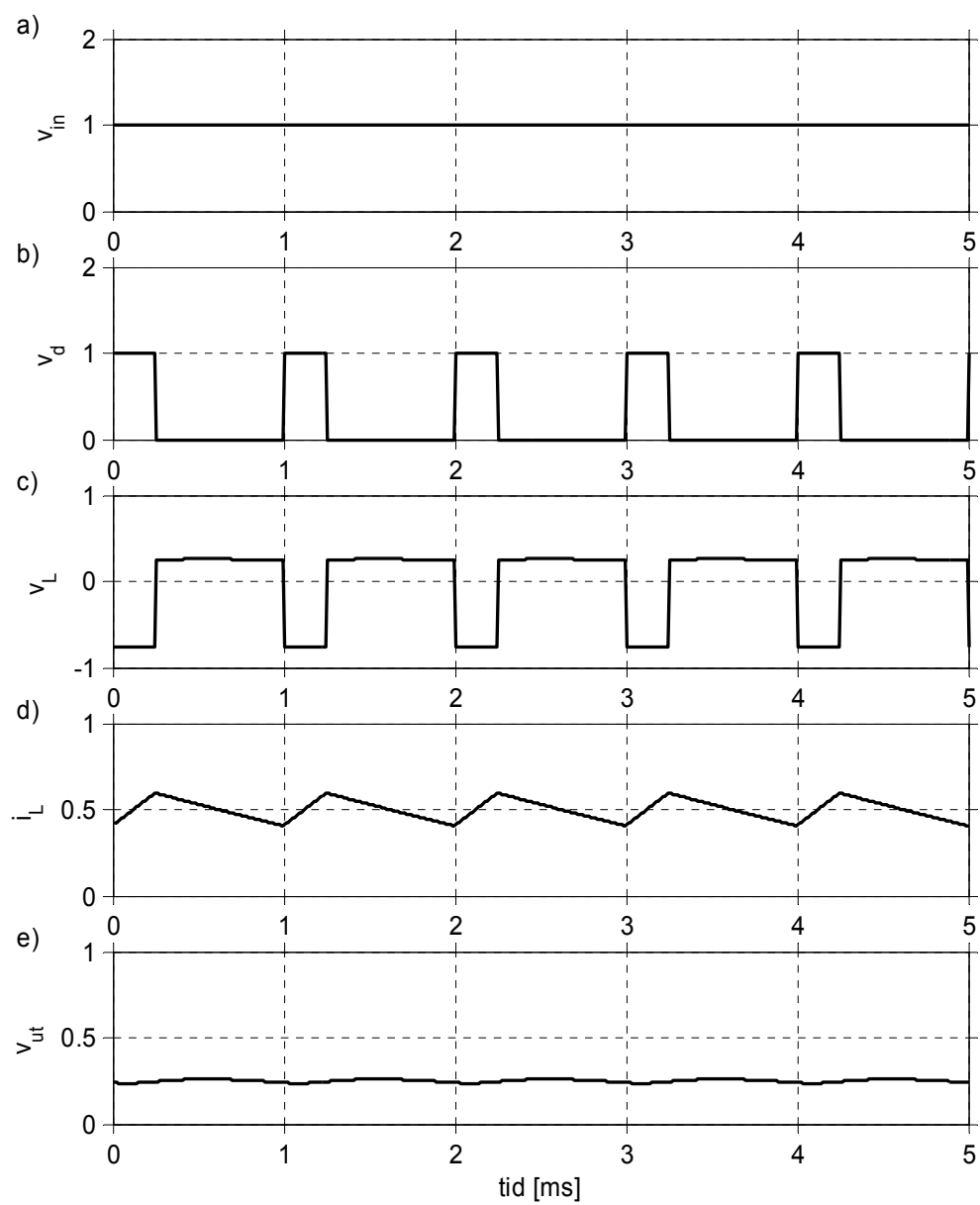
där t_p är tiden då transistoren leder och $T = 1/f$ är periodtiden. Typiska kurvformer för en buckomriktare är presenterade i figur 3.24. I figur 3.24 så är $t_p = 0,25$ ms och $T = 1,0$ ms, detta innebär att utspänningen är 25 % av inspänningen.

Topologin för boostomriktaren kan ses i figur 3.25. Funktionen av boostomriktaren är att när transistoren är tänd så ökar strömmen genom induktansen. När sedan transistoren slås av kommer strömmen att fortsätta genom induktansen vilket medför att dioden måste börja leda.

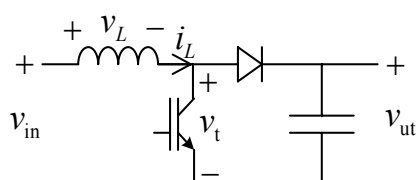
Att utspänningen måste vara större än eller lika med inspänningen kan inses från följande ekvationer

$$\begin{aligned} v_L = v_{in} = L \frac{di_L}{dt} > 0 \quad (\text{strömmen ökar}) \quad & \text{Transistor leder} \\ v_L = v_{in} - v_{ut} = L \frac{di_L}{dt} < 0 \quad (\text{strömmen minskar}) \quad & \text{Transistor leder ej} \end{aligned} \quad (3.5)$$

Från ovanstående ekvationer ses att medan transistoren leder ökar strömmen genom induktansen. När transistoren är avstängd kommer strömmen genom induktansen att minska om utspänningen är större än inspänningen.



Figur 3.24 Typiska kurvformer för en buckomriktare.

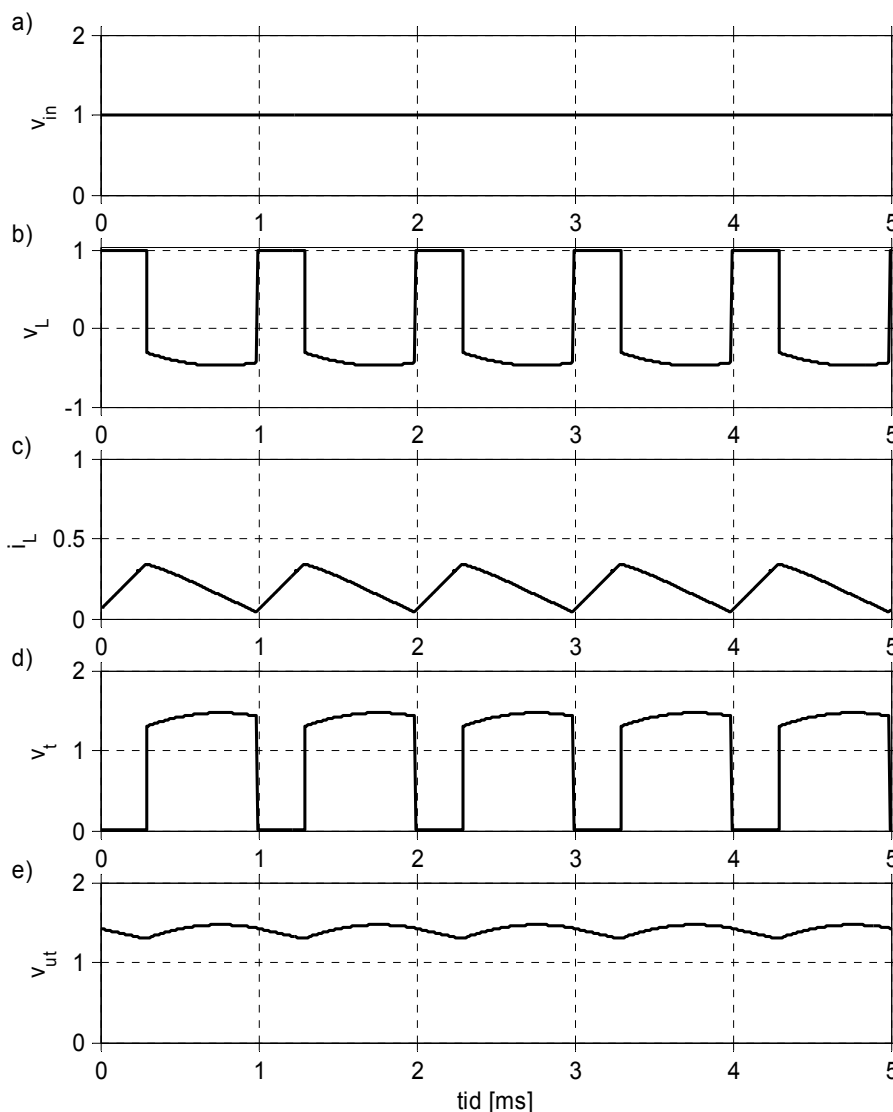


Figur 3.25 Boostomriktare

Om utspänningen är lägre än inspänningen kommer induktorströmmen att öka hela tiden vilket medför ökande effektöverföring från ingång till utgång. Detta leder till att utspänningen ökar och när den blir högre än inspänningen kan induktorströmmen minskas. Förhållandet mellan inspänning och utspänning för boostomriktaren är

$$v_{\text{ut}} = \frac{T}{T - t_p} v_{\text{in}} \quad (3.6)$$

under förutsättningen att man har en kontinuerlig ström i induktansen. Typiska kurvformer för boostomriktaren kan ses i figur 3.26. I figuren så är $t_p = 0,12$ ms och $T = 0,4$ ms, detta innebär att utspänningen är 143 % av inspänningen.



Figur 3.26 Typiska kurvformer för en boostomriktare.

4 Nätintegration

4.1 Långsamma spänningsvariationer

Långsamma förändringar i spänningsnivån också kallat långsamma spänningsvariationer, (minuter och uppåt) beror framförallt på förändringar i last eller produktion. Spänningsnivån, U , från t.ex. ett vindkraftverk kan approximativt beskrivas med hjälp av den aktiva effekten, P , och reaktiva effekten, Q , som

$$U = R \frac{P}{U_N} - X \frac{Q}{U_N} + U_N \quad (4.1)$$

där U_N är elnätets nominella spänning, R elnätets resistans och X är elnätets reaktans.

För fastvarvtalsvindkraftverk (asynkrongenerator kopplad direkt till elnätet), där Q är direkt bestämt av P , kommer graden av spänningsvariationen för olika uppställningsplatser i huvudsak att bero på det aktuella elnätets utformning (X/R -förhållande), enligt (4.1). Ett X/R förhållande på 2-3 ger minsta spänningsnivåpåverkan i anslutningspunkten. Detta gäller under förutsättningen att systemet har faskompenseringskondensatorer för att kompensera för den reaktiva effekten i tomgång för asynkronmaskinen, vilket i stort sett alla fastvarvtalsverk har.

Vindkraftverk med variabelt varvtal har kraftelektronik kopplad mot elnätet. Detta innebär att dessa typer av vindkraftverk kan automatiskt reglera den reaktiva effekten. I princip kan dessa vindkraftverk reglera den reaktiva effekten mot vilket kriterium som helst, t.ex. effektfaktor ett eller att reglera spänningsnivån vid vindkraftverket. En fördel jämfört med systemet med kondensatorer som kopplas in och ur är att kunna reglera den reaktiva effekten utan kopplingstransienter.

4.2 Snabba spänningsvariationer eller flicker

Precis som effekten från vindkraftverket påverkar spänningen på minutbasis så påverkar vindkraftverket också spänningsnivån på sekundbasis, dvs. 0,01–10 Hz. Detta skapas av turbulensen i vinden tillsammans med vindkraftverket.

Det finns en standardiserad metod för att mäta och bestämma dessa snabba spänningsvariationer, vilken är beskriven i IEC 61000-4-15. Den är baserad på att personer blir irriterade av glödlampsblink, dvs. flicker⁶. En glödlampa som är kopplad till en spänningskälla med snabba spänningsvariationer används som källa för att mäta flicker. En dimensionslös storhet, P_{st} , mäter denna nivå av ”irritation” över tio minuter. Detta värde är som mest känsligt för spänningsvariationer runt 9 Hz. I Sverige så skall P_{st} vara mindre än 0,35 [29]. Om $P_{st} = 1$ kommer de flesta personer att bli irriterade av glödlampsblink. Istället för att använda P_{st} -värdet använder man sig i dagsläget ofta av de så kallade flickerkoefficienten. Flickerkoefficienten för kontinuerlig drift är ett normaliserat värde för flickeremissionen för ett vindkraftverk och är definierad som

⁶ Flicker är det engelska ordet för flimmer

$$c(\psi_k) = P_{st} \frac{S_k}{S_n} \quad (4.2)$$

där S_k är kortslutningseffekten för elnätet och S_n är turbinens nominella skenbara effekt. Flickerkoefficienten mäts upp och anges för olika vinklar på kortslutningsimpedansen för respektive typ av vindkraftverk [15]. Flickerkoefficienten kan därefter användas för att beräkna om ett vindkraftverk av den aktuella typen kan anslutas till ett visst nät. Flickerkoefficienten skall helst mätas upp av ett ackrediterat institut, t.ex. DEWI.

Användandet av kraftelektronik i vindkraftverk ger möjligheten att reducera dessa snabba spänningsvariationer. Anledningen till detta är att man kan låta rotorn ta upp inkommande effektvariationer genom att variera varvtalet.

4.3 Kopplingstransienter

Kopplingstransienter kan delas upp i två olika fall. Det första fallet är hur inkoppling av vindkraftverket påverkar den stationära spänningsnivån. Det vill säga en hög inkopplingsström orsakar en mindre spänningsdipp. I Sverige, så får inte spänningen ändras mer än 4 % vid inkoppling av vindkraftverk [29]. För enstaka fastvarvtalsturbiner så kan detta vara en begränsande faktor vid inkoppling till ett svagt elnät.

Det andra fallet är in och urkoppling av kondensatorbatteri. Efter en inkoppling så kommer en högfrekvent inrusningsström och en tillhörande spänningstransient vid inkopplingpunkten till elnätet. Dock kan detta bara orsaka problem om känslig utrustning är kopplad till samma skena som vindkraftverket, exempel på detta finns i [30].

Flickerpåverkan från kopplingstransienter begränsas av andra nivåer än vid kontinuerlig drift av vindkraftverket. En typisk konsekvens för fastvarvtalsvindkraftverk, om de svenska rekommendationerna används [29], är att antalet start och stopp (in och urkopplingar) av vindkraftverket begränsas per timme.

Påverkan på elnätet på grund av kopplingstransienter för vindkraftverk med variabelt varvtal är begränsad.

4.4 Strömövertoner

Strömövertoner har mätts upp och analyserats och beskrivits i flertalet artiklar och rapporter. En vanlig slutsats är att strömövertonerna är under de rekommenderade värdena.

4.5 Begränsande faktorer vid vindkraftsverksinstallationer

En viktig faktor som också bestämmer hur mycket vindkraft som kan installeras i ett elnät är dess överföringskapacitet. Om det är överföringskapaciteten som begränsar installationen och inte något av de tidigare nämnda restriktionerna, så måste elnätet förstärkas innan man kan bygga ut vindkraften. Detta gäller även för mer traditionella produktionsenheter. För vindkraftverk med variabelt varvtal så bör överföringskapaciteten vara den begränsande faktorn medan för fastvarvtalsvindkraftverk så kommer den be-

gränsande faktorn att variera. Klara skiljelinjer mellan de begränsande faktorerna varierar från fall till fall, dock gäller följande grovt:

Hur mycket vindkraft som är möjligt att ansluta (möjligt = följandes av AMP) beror på ett antal olika faktorer. En viktig faktor är hur stor den installerade vindeffekten är i förhållande till nätets kortslutningseffekt, dvs. ”styrkan” i anslutningspunkten. Är kortslutningseffekten i anslutningspunkten hög (ca 30 gånger eller mer) i relation till vindenergianläggningens storlek, så blir elnätspåverkan av vindenergianläggningen obetydlig och inga begränsningsfaktorer behöver tas i beaktande.

I det följande antas att vi försöker ansluta så stor mängd vindkraft som möjligt i relation till nätets kortslutningseffekt och ungefärligt studerar vilka faktorer som då kommer att sätta den övre gränsen för hur mycket vindkraft som kan installeras i ett nät.

För moderna vindenergianläggningar (turbiner med variabelt varvtal) kommer den begränsande faktorn antingen att vara vilka spänningsändringar som vindenergianläggningen orsakar på elnätet, eller så kan det vara ledningskapaciteten som blir den begränsande faktorn. Detta gäller även för en vindenergianläggning med flera (låt säga fler än 5–10) traditionella fastvarvtalsvindkraftverk.

När det gäller enstaka traditionella fastvarvtalsverk som ansluts till elnätet kan två andra aspekter vara av vikt. Vid installation av ett eller två traditionella verk (som sagt: på nät med låg relativ kortslutningseffekt i förhållande till vindkraftverkets märkeffekt) kan ofta spänningsändringen vid inkoppling av vindkraftverket vara den begränsande faktorn. Den andra faktorn, som kan vara en begränsande faktor vid installation av ett fåtal traditionella verk (observera att vi som sagt behandlar fallet med låg relativ nätkortslutningseffekt i förhållande till den tänkta installerade vindeffekten) är flickeremissionsbegränsningen i AMP. Detta inträffar dock endast om nätet i huvudsak är induktivt.

4.6 Kortvariga spänningssänkningar eller spänningsdippar

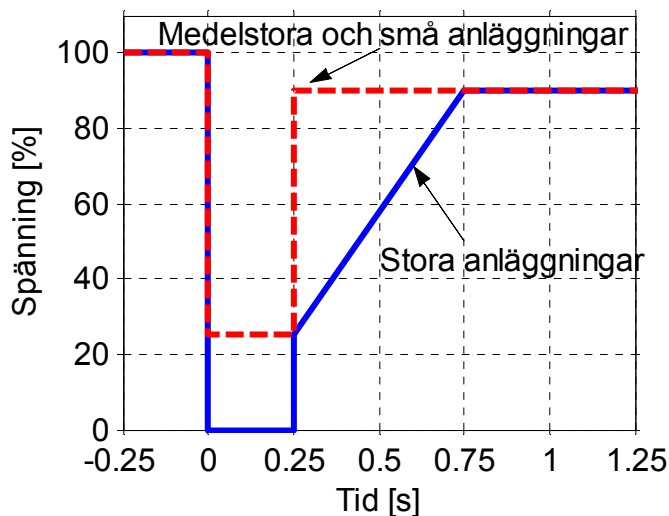
Kortvariga spänningssänkningar (höjningar) eller spänningsdippar är en förändring i spänningen i under 10 ms upp till någon sekund [5]. Spänningsdippar orsakas av kortslutningar i elnätet, överlast och start av stora motorer [5]. ”Äldre” typer av vindkraftverk kopplas bort från elnätet vid spänningsdippar. Dock kommer nya föreskrifter från Svenska Kraftnät inte att tillåta bortkoppling av produktionsanläggningar vid spänningsdippar [28]. Dessa föreskrifter börjar att gälla den 1 januari och kan laddas ner från Svenska Kraftnäts hemsida [28].

Kraven i [28] handlar inte bara om spänningsdippar utan består också av störningstålighet, spänningsreglering, effektregering, avställning, start efter yttre spänningslöshet, kommunikation och styrbarhet och verifiering och dokumentation. Notera att kraven i [28] kommer att gälla för alla typer av produktionsanläggningar. Dock kommer det i denna skrift enbart att handla om vindkraftverk. I tabell 4:1 beskrivs definitionen av storleken för en vindkraftsverksanläggning enligt Svenska Kraftnät.

Tabell 4:1 Definition av anläggningsstorlek enligt Svenska Kraftnät vad gällande vindkraftverk och grupper av vindkraftverk [28].

<i>Små anläggningar</i>	Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt från och med 1,5 MW till och med 25 MW. Vindkraftaggregat med installerad nominell aktiv effekt från och med 1,5 MW.
<i>Medelstora anläggningar</i>	Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt från 25 MW till och med 100 MW.
<i>Stora anläggningar</i>	Vindkraftgrupp med sammanlagd installerad nominell aktiv effekt större än 100 MW.

Stora anläggningar skall klara av variationer i spänningen på en eller flera faser i det anslutande maskade stamnätet ned till 0 % under 0,25 s, följt av ett språng på 25 % och sedan linjärt ökande spänning under 0,5 s upp till 90 % spänning, som därefter består [28]. Detta är illustrerat i figur 4.1 med blå heldragen linje. Medan för små och medelstora anläggningar en spänningssänkning ned till 25 % under 0,25 s, och sedan ett språng upp till 90 % spänning som sedan består. Detta krav är åskådliggjort med röd streckad linje i figur 4.1. Notera att kravet gäller för det maskade stamnätet. Detta innebär att spänningsprofilen vid anslutningspunkten för en vindkraftpark inte behöver se ut som i figur 4.1 då denna profil är applicerad i det maskade stamnätet.



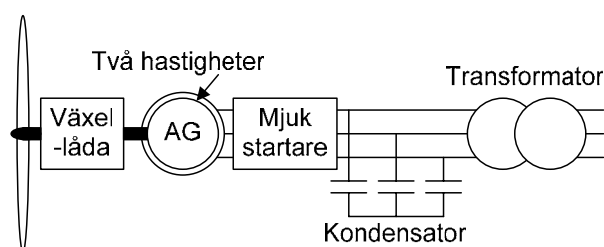
Figur 4.1 Spänningsvariationer (dippar) på grund av kortslutningar i elnätet.

5 Elsystem för vindkraftverk med fast varvtal

I detta kapitel beskrivs elsystemen för fastvarvtalsvindkraftverk. Även om de större vindkraftverken, över 2,5 MW, ”alla” är med variabelt varvtal så finns det en hel del fastvarvtalsvindkraftverk installerade i elnätet. Därför presenteras även vindkraftverken med fast varvtal.

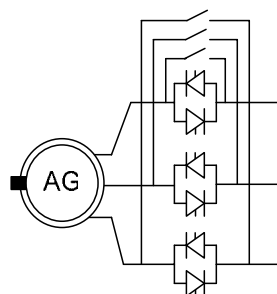
5.1 Traditionellt fastvarvtalsvindkraftverk

I figur 5.1, som visats tidigare, syns fastvarvtalssystemet. Systemet består av turbin, asynkrongenerator, mjukstartare, kondensatorer och nättransformator. Kondensatorerna brukar vara konstruerade för att kompensera för den reaktiva effekten i tomgång, samt i vissa vindkraftverk även för den reaktiva effekten som generatoren konsumerar vid högre vindhastigheter.



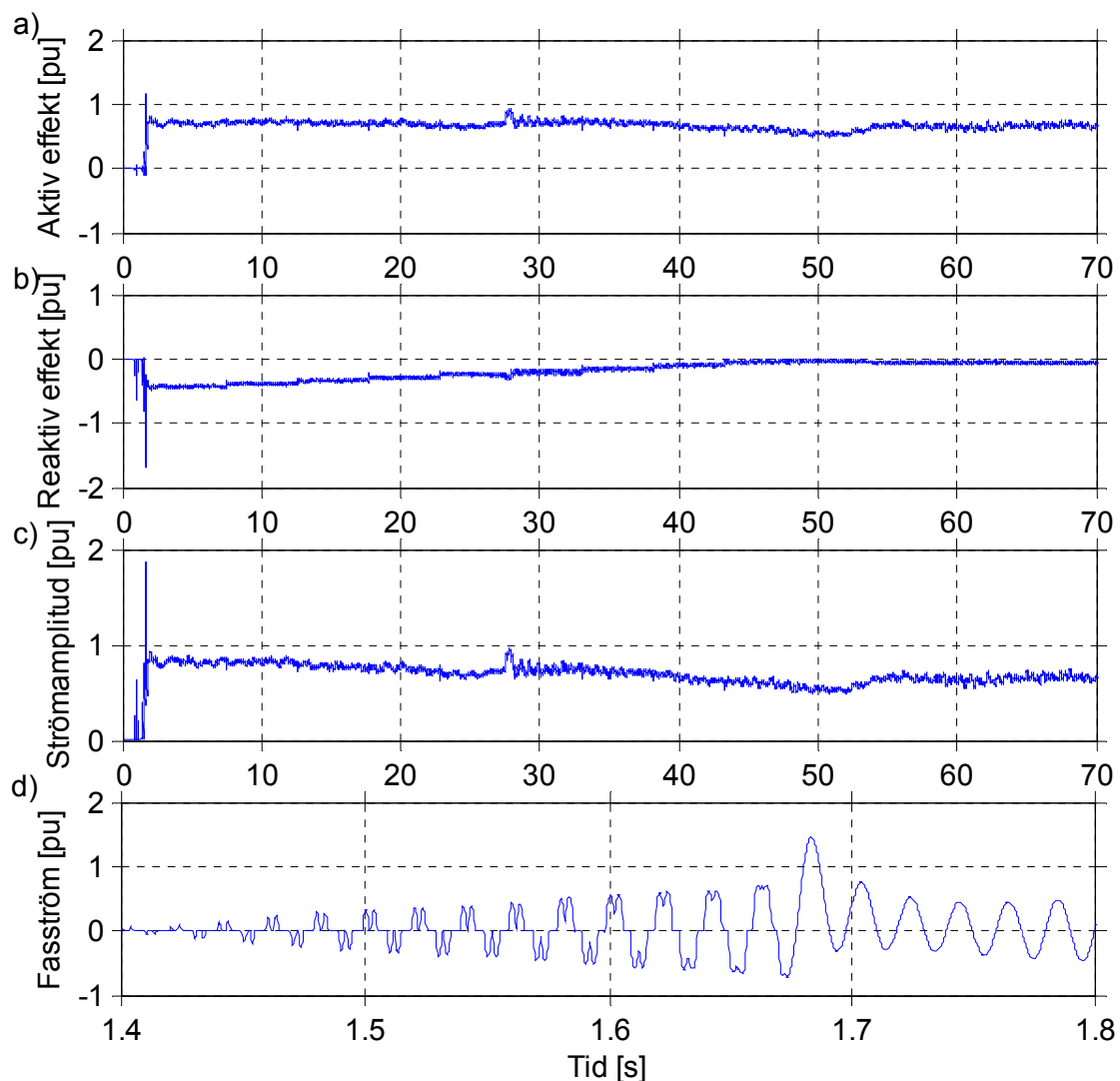
Figur 5.1 Fastvarvtalturbin med asynkrongenerator (AG).

Ofta så förekommer i fastvarvtalssystemet två olika hastigheter för generatoren. Detta kan åstadkommas med två olika asynkrongeneratorer med olika polpartal på samma axel eller med en asynkrongenerator där man kan ändra polpartalet. Den ”mindre” generatoren med lägre synkront varvtal används vid lägre vindhastigheter och har en märkeffekt på ca 25 % av märkeffekten på turbinen. Den ”större” generatoren används vid högre vindhastigheter och har också ett högre synkrontvarvtal. Anledningen till att man använder sig av ”två” generatorer är för att minska förlusterna vid lägre vindhastigheter och därigenom förbättra verkningsgraden. Vidare så kan turbinen antingen vara stallreglerad eller aktiv stallreglerad. Inkopplingsdonet, dvs. mjukstartaren, består av antiparallella tyristorer som kan förbikopplas, se figur 5.2, när verket har startat upp.



Figur 5.2 Mjukstartare med antiparallella tyristorer för asynkrongenerator (AG).

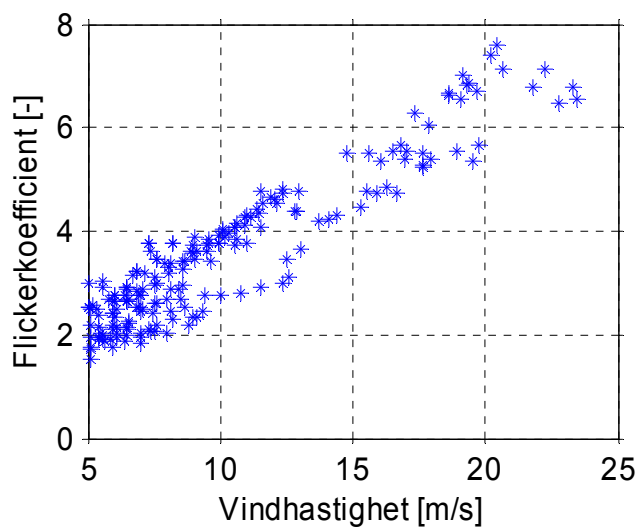
I figur 5.3 visas ett startförlopp av ett fastvarvtalsvindkraftverk med en mjukstartare. I figur 5.3 d) som visar en inzoomning av en fasström vid inkoppling av vindkraftverket. Man kan tydligt se hur mjukstartaren med antiparallella tyristorer arbetar för att koppla in vindkraftverket. Denna strömkurvform är typisk för en verklig diod och tyristor likriktare, jämför med de mer teoretiska strömmarna i figur 3.16 och figur 3.19 som är ”fyrkantiga”.



Figur 5.3 Inkopplingsförlopp med mjukstartare för ett vindkraftverk med fastvarvtal. a) Aktiv effekt. b) Reaktiv effekt. c) Strömamplitud. d) In zoomning av en fasström.

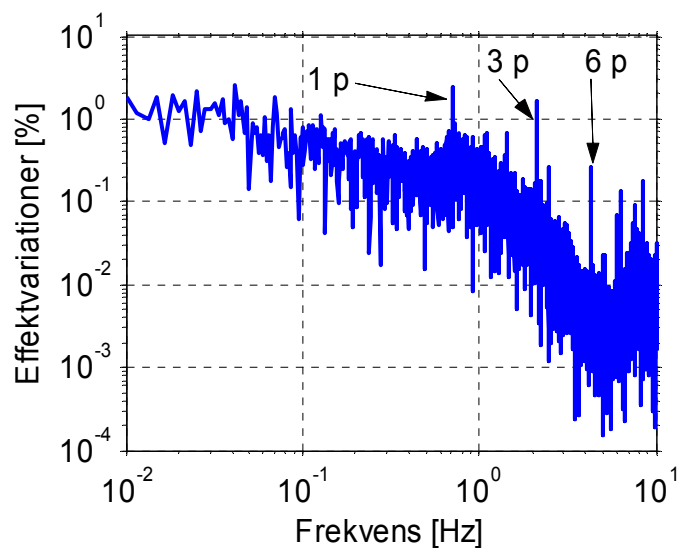
Man kan också se i figuren att efter start så drar asynkrongeneratoren reaktiv effekt. Efterhand så kopplas faskompenseringskondensatorer in och efter cirka 40 s så är asynkrongeneratoren faskompenserad.

Figur 5.4 visar flickerkoefficienten från Alsvik fastvarvtalsvindkraftverk på 180 kW.



Figur 5.4 Flickerkoefficient vid fältmätningar för ett 180 kW fastvarvtalsvindkraftverk. Flickerkoefficient är beräknad på ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30°. Källa [33].

I figur 5.5 visas ett frekvensspektrum över effektvariationerna hos den aktiva effekten levererad till elnätet. Spektrumet är beräknat på en fem minuter lång mätserie av effekten från ett fastvarvtalsvindkraftverk på 180 kW (Danwind).



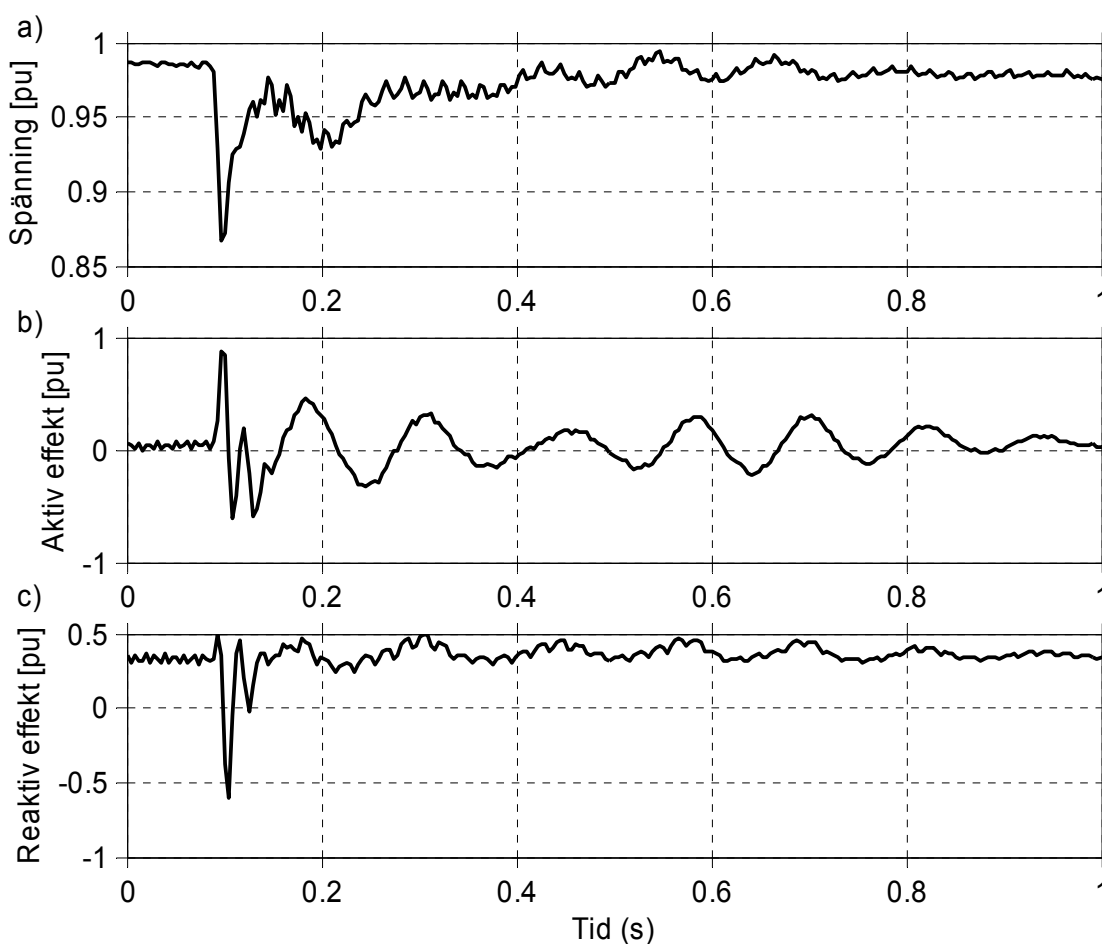
Figur 5.5 Effektvariationer i aktiva effekten nära märkeffekt för ett 180 kW fastvarvtalsvindkraftverk. Källa [23].

Som också visas i figur 5.5 är de så kallade 1 p och 3 p pulsationerna. Dessa pulsationer uppstår när bladen träffar en begränsad yta med hög vind och till viss del på grund av tornpassage.

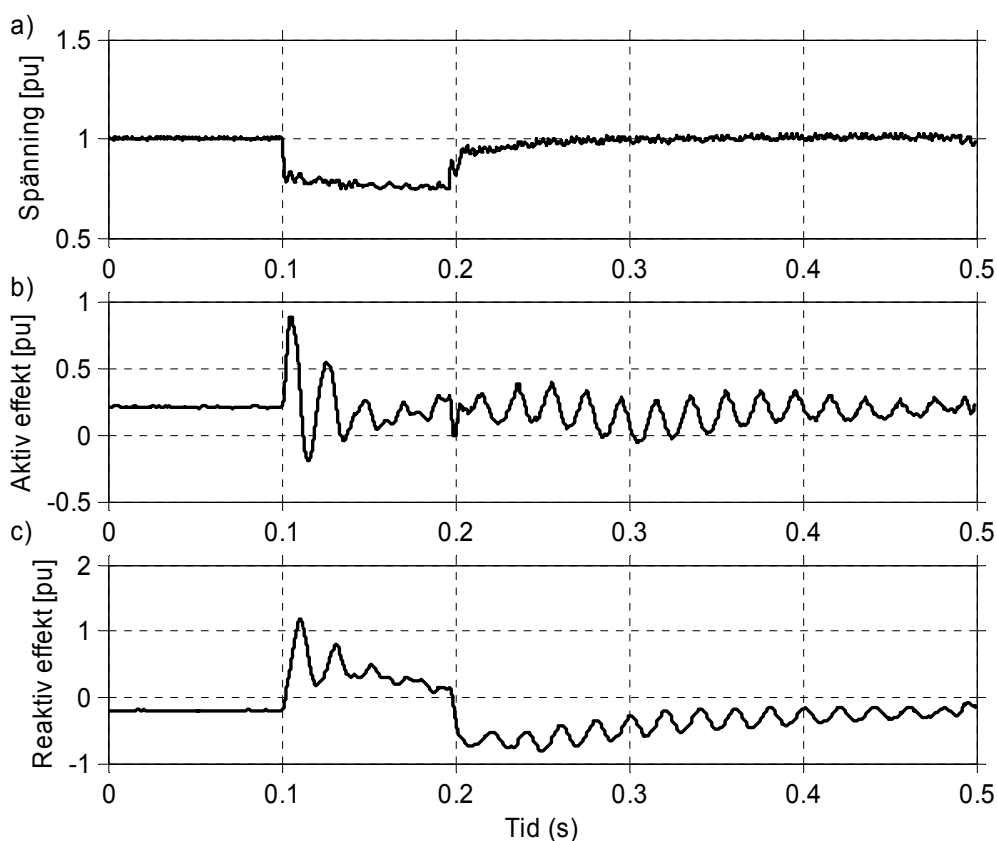
5.1.1 Respons på spänningsdippar

I figur 5.6 visas en fältmätning på svaret av en spänningsdipp på det tidigare nämnda vindkraftverket på 180 kW. Som framgår av figuren så ger en relativt liten spänningsdipp relativt stora oscillationer i aktiv och reaktiv effekt.

I figur 5.7 visas en simulering på svaret av en spänningsdipp på ett 1 MW vindkraftverk. Vid simuleringen har den uppmätta spänningen hos DFIG verket i figur 6.8 använts. Detta har gjorts för att senare kunna jämför responsen av fastvarvtalsverket och DFIG verket.



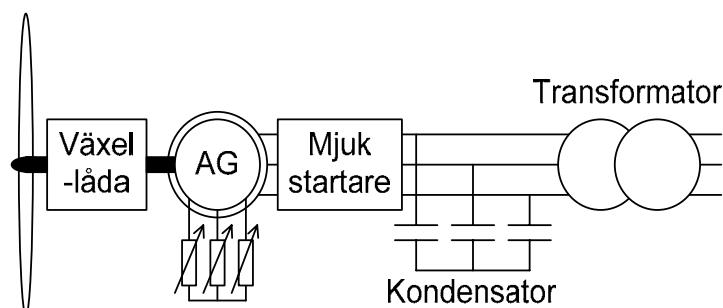
Figur 5.6 Fältmätning på respons av ett 180 kW fastvarvtalsvindkraftverk på en spänningsdipp.
a) Spänning. b) Aktiv effekt. c) Reaktiv effekt. Källa [23]



Figur 5.7 Simulering av ett fastvarvtalsverk respons på en spänningsdipp. Vid simulering har samma spänningsdipp använts som för DFIG verket i figur 6.8.
a) Spänning. b) Aktiv effekt. c) Reaktiv effekt. Källa [22].

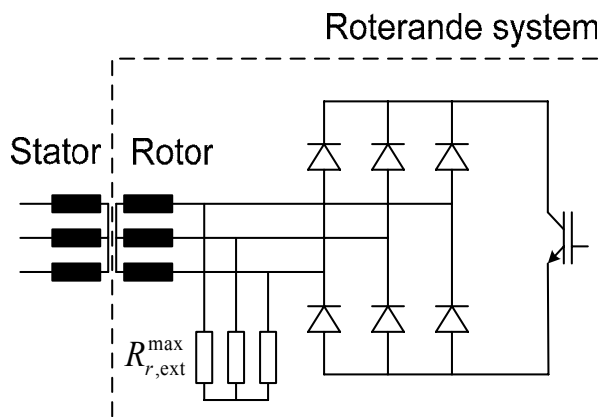
5.2 Variabel rotorresistans

Vindkraftverket med variabel rotorresistans kan, igen, ses i figur 5.8. Ibland kallas denna typ av vindkraftverk för semivariabelvarvtalsvindkraftverk eftersom man kan påverka varvtalet kortvarigt genom att reglera rotorresistansen.



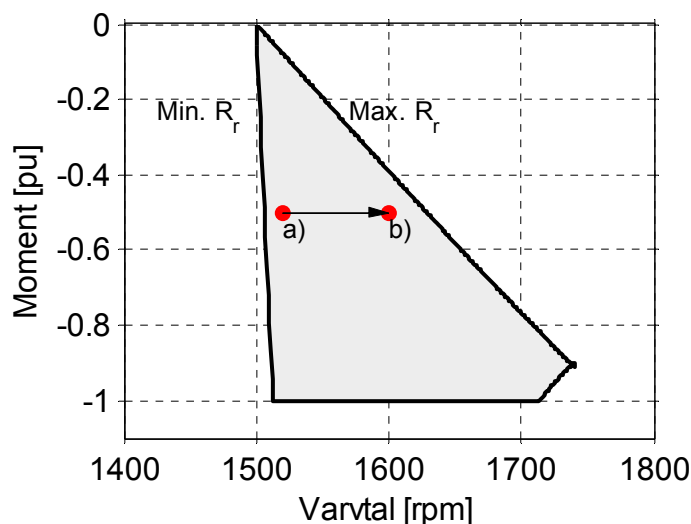
Figur 5.8 Fastvarvtalsturbin med asynkrongenerator (AG) och varierbara yttre rotorresistanser.

I figur 5.9 visas ett roterande system för att kunna variera rotorresistansen. Man har en fast yttre rotorresistans kopplad till rotorkretsen. Parallellt med den yttre rotorresistansen kopplar man en diodlikriktare där man kan kortsluta den likriktade spänningen. När transistoren leder så kortsluts den yttre rotorresistansen, dvs. $R_{r,ext} = 0$, och när transistoren är öppen så är $R_{r,ext} = R_{r,ext}^{max}$.



Figur 5.9 Roterande system för att reglering yttre rotorresistanser.

Transistorn styrs nu på ett sådant sätt att den kopplar in och ur den yttre rotorresistansen i en hög hastighet så att önskat medelvärde på rotorresistansen är någonstans mellan det minimala och maximala värdet. Detta innebär, att vid vindvariationer kan rotorvarvtalet styras kortvarigt för att utjämna effekten innan pitchregleringen tagit över denna uppgift. I figur 5.10 visas principiellt hur rotorresistansregleringen fungerar i momentvarvtalskaraktäristikdiagrammet.



Figur 5.10 Reglering av yttre rotorresistanser vid en momentpulsation.

I figuren så är det initiala driftläget vid ett moment på 0,5 pu dvs. vid a. Nu träffas turbinen av en vindstöt och det drivande momentet ökar en kort stund för att sedan återgå till ursprungsvärdet. För att undvika att momentstöten omvandlas till elektriskeffekt ökar man värdet på rotorresistansen och därmed också varvtalet. Detta innebär att momentstöten har omvandlats till rörelse energi i rotorn. När läget b är nått så har man parerat vindstöten och värdet på rotorresistansen kan sakta återgå till sitt ursprungliga värde, vilket innebär att varvtalet också återgår till sitt ursprungliga värde.

5.3 För och nackdelar

En fördel med fastvarvtalsvindkraftverket är att det är en väl beprövad teknik som visats sig fungera väl. Dock har systemet flera nackdelar så som stora effektvariationer, ingen möjlighet att styra reaktiv effekt och att den kräver en ”kraftig” mekanisk struktur.

6 Elsystem för vindkraftverk med variabelt varvtal

Alla vindkraftverk med variabelt varvtal har en kraftelektronisk omriktare som reglerar varvtalet på generatoren och därmed turbinen. Med omriktaren är det möjligt att reglera momentet på generatoren mycket snabbt. Som tidigare nämnts så finns det flera anledningar att använda variabelt varvtal bl.a. för att minska mekaniska belastningar, minska störande ljud och att kunna reglera aktiv och reaktiv effekt [5]. De flesta vindkraftstillverkarna utvecklar turbiner i storleksordningen mellan 3 och 5 MW. Dessa turbiner är alla baserade på variabelt varvtal medan det är osannolikt att använda fastvarvtalsturbiner för dessa stora vindkraftverk [1].

Tabell 6:1 Turbintillverkare och dess elektriska system (här visas tillverkarnas största vindkraftverk).

Tillverkare/ Typ	Effekt [MW]	Typ	Vikt [ton]
DeWind D8 [1]	2,0	DFIG	ingen uppgift
Ecotècnia ECOTÈCNIA 100 [9]	3,0	DFIG	torn: i.u. rotor: 53 nacell: 105
Enercon E112 [10]	4,5	Direkt driven synkron generator med fulleffekt somriktare	ingen uppgift
Gamesa G90 [11]	2,0	DFIG	torn: 200 (78 m) rotor: 40 nacell: 65
GE Wind 3.6s [13]	3,6	DFIG	ingen uppgift
Mitsubishi MWT92/2.4 [16]	2,4	DFIG	ingen uppgift
Nordex N80 Offshore [20]	2,5	DFIG	torn: i.u. rotor: 50 nacell: i.u.
REpower 5M [22]	5,0	DFIG	torn: i.u. rotor: 120 nacell: 290
Scanwind 3000DL [25]	3,0	Direkt driven PMSG ⁷ med fulleffekt somriktare	ingen uppgift
Siemens 3.6 MW [26]	3,6	Asynkron generator med fulleffekt somriktare	torn: 350 (100 m) rotor: 95 nacell: 125
Suzlon 2 MW [27]	2,0	Asynkron generator med styrd rotorresistans (eftersläpning upp till 16 %)	ingen uppgift
Vestas V120 [30]	4,5	DFIG	torn: 220 (90 m) rotor: 75 nacell: 145
WinWinD WWD-3 [40]	3,0	PMSG med fulleffekt somriktare	ingen uppgift

I dagsläget är systemet med den dubbelmatade asynkron generatorn eller *DFIG systemet* det vanligaste för vindkraftverk med variabelt varvtal. I DFIG systemet är statorn kopp-

⁷ Finns också som variant med växellåda och med en asynkron generator.

lad direkt till elnätet medan generatorns rotorkrets är kopplad till en kraftelektronisk omriktare som har en märkeffekt på cirka en tredjedel av turbinens märkeffekt. Detta innebär att omriktaren bara behöver hantera en bråkdel av effekten. I alla övriga system med variabelt varvtal är den kraftelektroniska omriktaren kopplad mellan statorn på generatoren och elnätet. För detta system måste omriktaren hantera hela effekten vilket innebär att systemet kommer att refereras till *fulleffektomriktarsystemet*.

Tabell 6:1 visar vilka typer av elektriska system som olika vindkraftstillverkare använder sig av på sina större turbiner i dagsläget. Som framgår av tabellen så är DFIG systemet det klart dominerande, även om fulleffektomriktarsystemet har blivit allt mer populärt.

6.1 Dubbelmatad asynkrongenerator

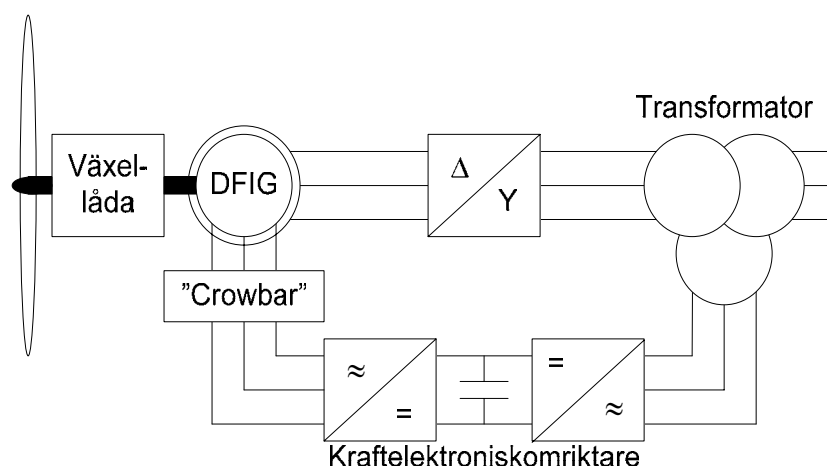
Systemet med dubbelmatad asynkrongenerator eller DFIG där rotorkretsen matas från en växelriktare är i dagsläget ett av de vanligaste systemen för vindkraftverk med variabelt varvtal. Detta innebär att generatoren är en asynkronmaskin med en lindad rotor och släpringar, vilka kräver regelbundet underhåll. I figur 6.1 visas en bild på ett 850 kW DFIG vindkraftverk med tillhörande mät dator för fältmätningar. Vindkraftverket är ett Vestas V52 och finns i Jung i Västra Götaland.



Figur 6.1 DFIG vindkraftverk på 850 kW och mät dator för fältmätningar.

Vidare i detta avsnitt kommer det att presenteras mätdata för att illustrera vissa egenskaper hos DFIG systemet från ovan nämnda Jung turbin.

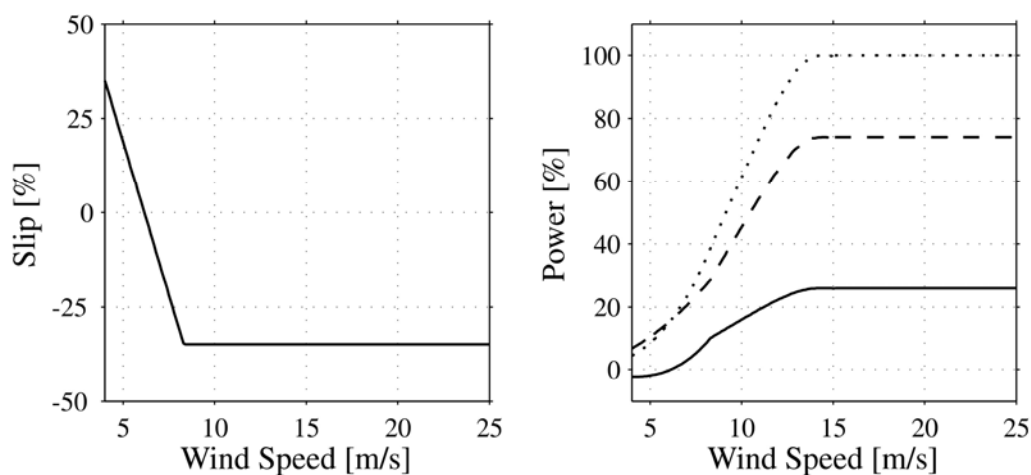
I figur 6.2 visas en principskiss av ett vindkraftverk med DFIG systemet. Systemet består bl.a. av turbin, växellåda, generator, omriktare och transformator. Som visas i figuren så finns också en Δ/Y omkopplare mellan statorn på generatoren och transformatorn och en "crowbar" mellan rotorkretsen och omriktaren.



Figur 6.2 Exempel på ett DFIG vindkraftverk.

Som tidigare nämnts, i avsnitt 3.1.2, så är DFIG systemet lämpligt att användas för vindkraftverk eftersom vindkraftverkets varvtal varierar i ett begränsat varvtalsområde. Detta eftersom omriktaren för DFIG systemet endast behöver hantera eftersläpningseffekten. För ett vindkraftverk kommer omriktarens storlek endast behöva vara 20 – 30 % av märkeffekten av turbinen. Detta ger en lägre kostnad och dessutom lägre förluster.

I figur 6.3 visas hur eftersläpningen och hur stator och rotor effekten delar upp sig med vindhastigheten. Som kan ses i figuren så är maximala rotoreffekten för detta verk cirka 30 %.

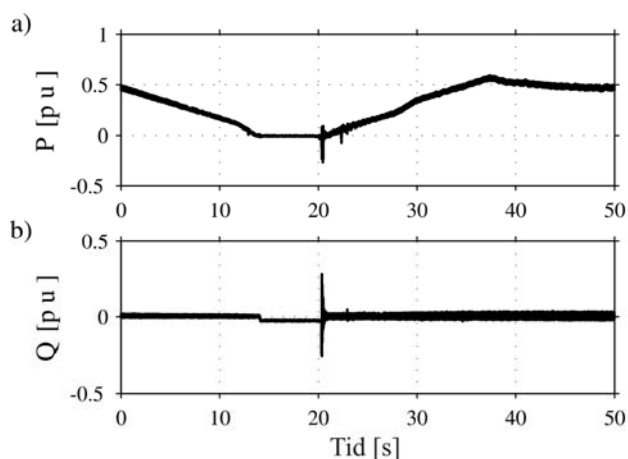


Figur 6.3 Eftersläpning (slip) och total effekt (prickad linje), rotor effekt (heldragen linje) och stator effekt (streckad linje) som funktion av vindhastighet. Källa: [21].

En viktig parameter hos generatoren, för att minska förlusterna i omriktaren, är lindningsomsättningen mellan stator- och rotorkretsen. T.ex. om man har en omsättning på 0,4 mellan stator och rotor kretsen så innebär detta att rotorströmmen är ungefär 0,4 gånger mindre än statorströmmen (om man bortser från magnetiseringströmmen). Detta

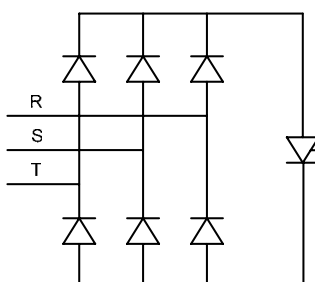
innebär att strömmen genom den kraftelektroniska omriktaren kan minskas och därmed kommer förlusterna i omriktaren att reduceras.

Som också synes i figur 6.2 så finns en Δ/Y omkopplare, vars uppgift är att koppla generatoren i Δ eller Y . Detta görs för att minska magnetiserings förluster vid låga vindhastigheter. Vid högre vindhastigheter är generatoren kopplad i Δ och man har en ”hög” spänning på generatoren vilket ger högre magnetiserings förluster än om generatoren vore Y kopplad. Med dessa Δ/Y omkopplingar finns möjlighet att producera mellan 0,2 till 1,2 procentenheter mer energi beroende vilken medelvind som råder [21]. I figur 6.4 visas aktiv och reaktiv effekt under en Δ/Y omkoppling. Figuren kommer från fältmätningen på 850 kW DFIG vindkraftverket. Notera att när maskinen är Y kopplad så är flödet i maskinen $1/\sqrt{3}$ lägre än vid Δ kopplat. Detta innebär att vid Y kopplad maskin så begränsas också det maximala momentet och effekten med en faktor $1/\sqrt{3}$.



Figur 6.4 Fältmätning av en Δ/Y omkoppling på 850 kW DFIG system. a) Aktiveffekt. b) Reaktiv-effekt. Källa [22].

”Crowbarens” uppgift är att skydda omriktaren mot överspänning, vilket den gör genom att kortsluta rotorkretsen. Figur 6.5 visar hur en ”crowbar” är uppbyggd med diodlikriktare och en tyristor för att kunna kortsluta den likriktade spänningen.

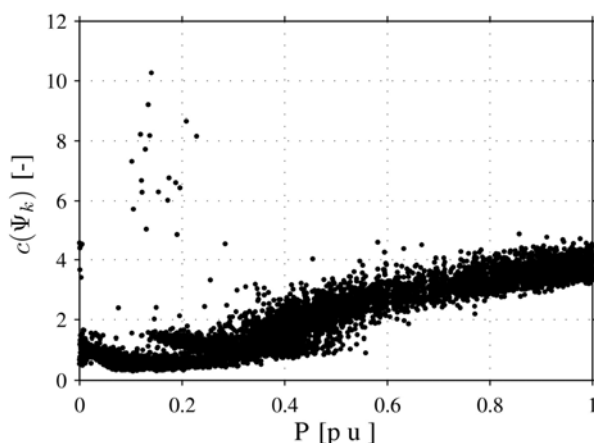


Figur 6.5 ”Crowbar”.

Dessa överspänningar uppkommer speciellt vid större spänningsdippar. Det som händer vid en spänningsdipp är att omriktaren inte klarar av att styra ut tillräckligt med spän-

ning för att kompensera för spänningsdippen, och därigenom förlorar omriktaren kontrollen på generatoren. Mer om detta i senare avsnitt.

I figur 6.6 visas flickerkoefficienten för 850 kW DFIG vindkraftsverket. Flickerkoefficienten är beräknad för ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30° . Som framgår av figuren så är flickerkoefficienten runt 3–4, vilket är ett bra värde. Detta innebär i princip att flickeremission aldrig kan innebära något problem. Man kan också se i figuren att runt 0,2 pu i aktiv effekt så är det vind några mätningar ganska höga värden på flickerkoefficienten, troligtvis skapade av omkopplingar mellan Δ eller Y kopplad generator.



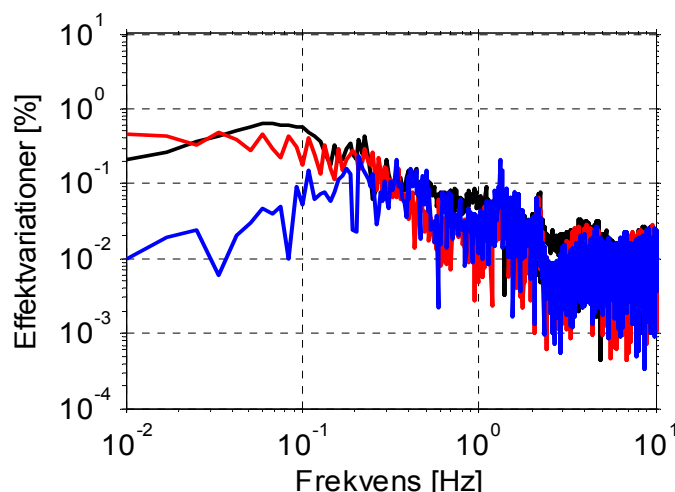
Figur 6.6 Flickerkoefficient vid fältmätningar för 850 kW DFIG systemet. Flickerkoefficient är beräknad på ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30° . Källa [22].

6.1.1 Dynamisk prestanda och reglering

Den dubbelmatade asynkronmaskinen är mycket dåligt dämpad. Ett sätt att förklara detta är med hjälp av analogin med synkronmaskinen. I princip så kan man säga att den dubbelmatade asynkronmaskinen är en synkronmaskin fast med en varierbar frekvens i rotorn (jämför med fältet för synkronmaskinen som är likström). I synkronmaskinen har man dämplindningar för att få maskinen bättre dämpad. Detta fungerar för synkronmaskinen eftersom man vill dämpa ut alla ”frekvenser” i fältlindningen, men för den dubbelmatade asynkronmaskinen vill man variera frekvensen i rotorn för att kunna uppnå variabelt varvtal. Alltså kan man inte använda sig av dämplindningar för den dubbelmatade asynkronmaskinen, vilket innebär att den är dåligt dämpad. Oscillationsfrekvensen hos DFIG maskinen ligger väldigt nära nätfrekvensen (dvs. 50 Hz).

För att ändå få en hyfsad prestanda så krävs att DFIG maskinen regleras med en fältvektorstyrning. Detta innebär att det elektrodynamiska momentet kan regleras mycket snabbt och därigenom kan man få en bra prestanda. Det är möjligt att reglera moment, varvtal, reaktiv effekt eller effektfaktor för vindkraftverket med hjälp av omriktaren som är kopplad till rotorkretsen. Omriktaren som är kopplad mot nätet har som huvudsakliga uppgift att reglera spänningen på likströmsmellanledet hos omriktaren. Mer information och detaljer om regleringen finns att tillgå i [21]. I figur 6.7 visas ett frekvensspektrum över effektvariationerna hos den aktiva effekten levererad till elnätet.

Spektrumet är beräknat på tre olika mätserier (svart, blå och röd i figur 6.7). Varje mätserie är två minuter lång och medel effekten är nära märkeffekt. I jämförelse med effektspektrumet för fastvarvtalsvindkraftverket i figur 5.5, så är effektvariationerna betydligt lägre. Detta gäller i synnerhet 1p och 3p pulsationerna.



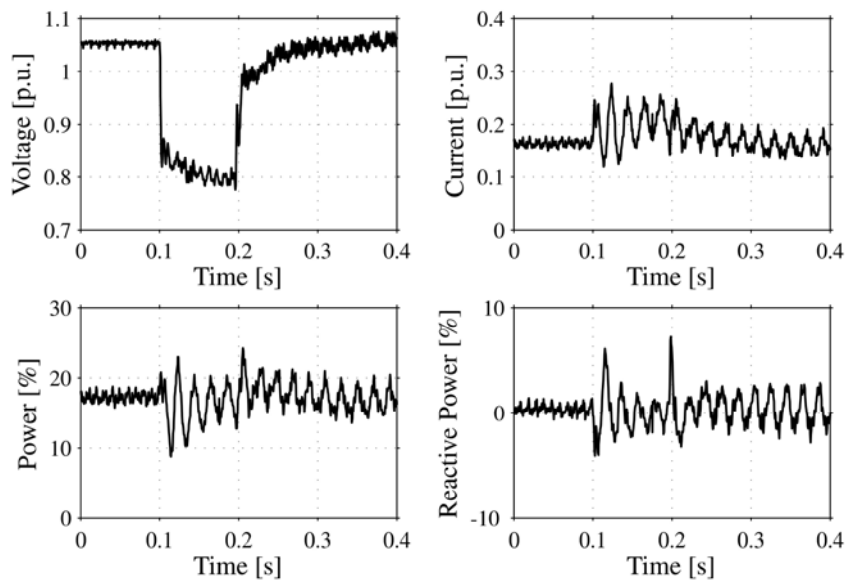
Figur 6.7 Effektvariationer i aktiv effekt nära märkeffekt för ett på 850 kW DFIG system. Källa [35].

6.1.2 Svar på spänningsdippar

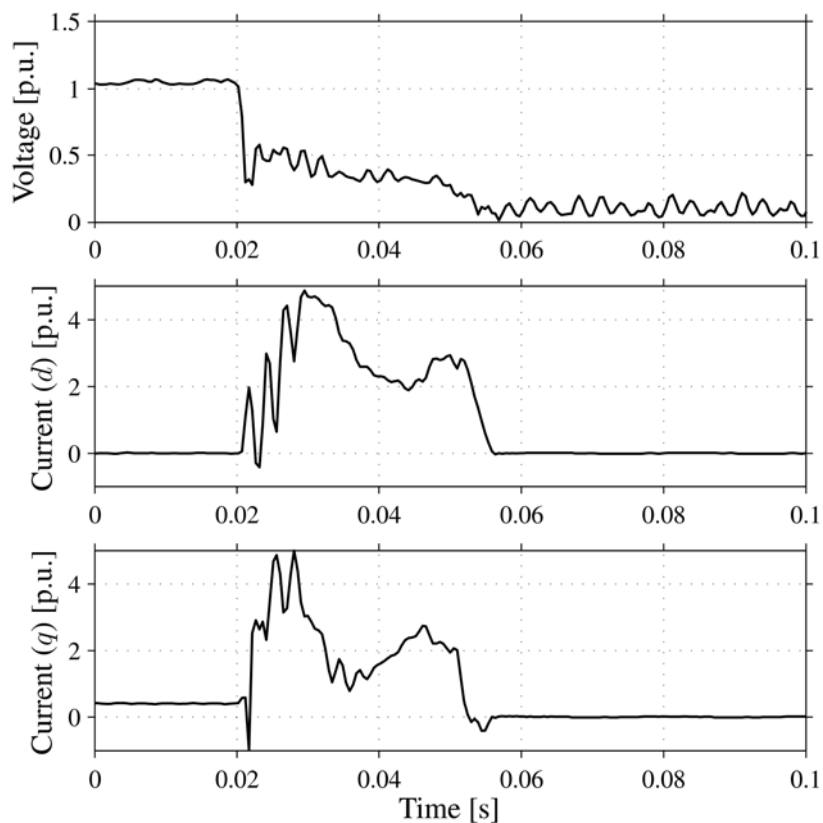
Som tidigare nämnts så kan DFIG verket få problem vid spänningsdippar. Figur 6.8 visar responsen vid en mindre spänningsdipp som vindkraftverket klarar av. Som man kan se i figuren så klarar vindkraftverket av mindre spänningsdippar bra. Notera att man kan se 50 Hz oscillationer i den aktiva och reaktiva effekten under felet. Dessa oscillationer beror på de tidigare nämnda dålig dämpningen.

Vid större spänningssänkningar klarar inte rotoromriktaren av att styra rotorströmmarna längre och tappar därigenom kontrollen på generatoren. Detta innebär att man måste kortsluta rotorkretsen med hjälp av "crowbaren" för att skydda omriktaren mot överspänningar och överströmmar. I figur 6.9 visas ett exempel när detta sker. Vid cirka 0.2 s sker en stor spänningssänkning vilket leder till att rotorkretsen kortsluts för att skydda omriktaren. Detta innebär att generatoren nu är som en "vanlig" kortsluten asynkronmaskin, dock så är arbetspunkten långt från stabil. Detta leder till stora strömmar, upp till sex gånger märkström, på elnätet. Som framgår av figuren så efter cirka 40 ms så har brytaren brutit bort vindkraftverket.

Enligt nya direktiv från Svenska Kraftnät så är dylika bortkopplingar från elnätet inte önskvärda. Liknande direktiv finns också internationellt. Därför har vindkraftstillverkare börjat utveckla system, s.k. "ride-through" system, för att klara av dessa stora spänningssänkningar. Detta beskrivs mer i nästa avsnitt.



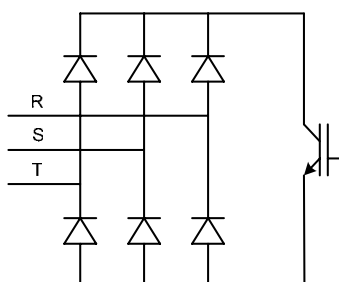
Figur 6.8 Respons av DFIG verk på en spänningsdipp. Källa [22].



Figur 6.9 Respons av DFIG verk på en stor spänningsdipp. Överst spänning, mellerst reaktiv ström och nederst aktiv ström. Källa [22].

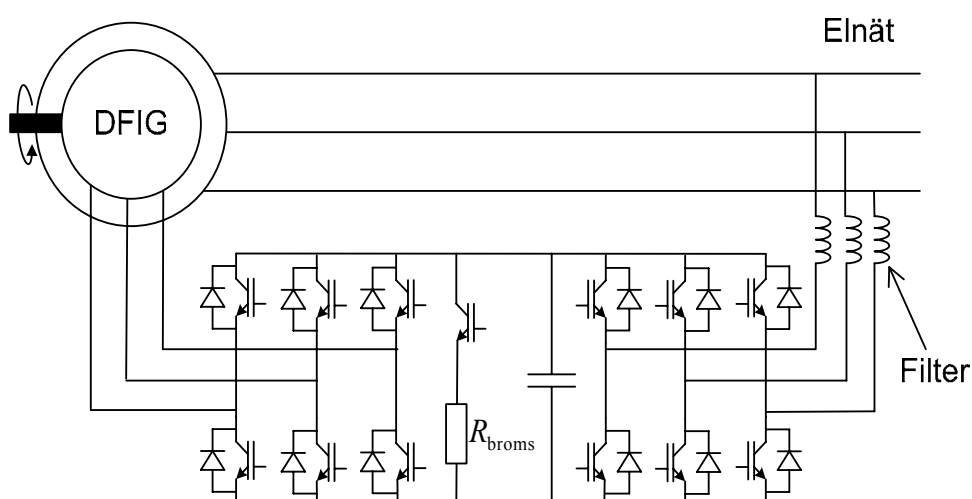
6.1.3 Dubbelmatad asynkrongenerator med "ride-through"

Som tidigare nämnts så ställer Svenska Kraftnät krav på att bl.a. vindkraftverk inte får kopplas bort från elnätet under felfall, dvs. de måste vara inkopplade och "rida igenom" felfallet. På engelska refereras detta till "ride-through" eller "voltage sag ride-through". I dagsläget pågår mycket utveckling och forskning på "ride-through" system för DFIG vindkraftverken. Ett problem med "crowbaren" i figur 6.5 är att tyristorn inte kan bryta likströmmen som går igenom den, vilket innebär att DFIG vindkraftverket måste kopplas bort från elnätet. Istället för att använda en tyristor kan man byta ut den mot en transistor så kallad *aktiv "crowbar"*, se figur 6.10. Transistorn kan bryta likströmmen och därigenom kan man styra den aktiva "crowbaren" på ett smart sätt så att vindkraftverket klarar av att vara kopplad till elnätet under felfall som leder till spänningsdippar.



Figur 6.10 Aktiv "crowbar".

Den aktiva "crowbaren" i figur 6.10 kopplas till rotorkretsen parallellt med omriktaren. Ett alternativ vore att utnyttja de antiparallella dioderna som redan sitter i omriktaren och ha "crowbaren" på likströmsmellanledet som i figur 6.11. I detta fall så är "crowbaren" kopplad till ett bromsmotstånd där den likriktade överskottsenergin kan "brännas" bort. När strömmen genom transistorerna, efter en spänningsdipp, ökar över märkström för ventilerna, måste ventilerna stängas av (blockeras) för att de inte skall gå sönder. När ventilerna blockerats så kommer dioderna att fungera som en likriktare.

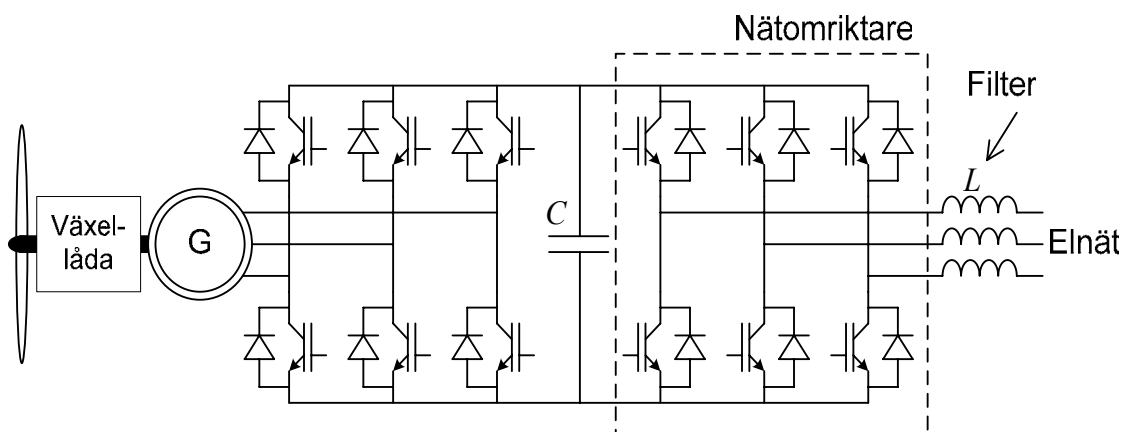


Figur 6.11 Aktiv "crowbar" på likströmsmellanledet.

Dessa system kan reglera ner den aktiva effekten under spänningsdippen och samtidigt stötta nätet med reaktiv effekt. Dock så kan dessa system ge initiala felströmmar på upp till 5 pu (dvs. 5 gånger märkström) under ca 50 ms. Poängteras bör göras att dessa system i dagsläget (2005) inte har i någon större utsträckning installerats i elnätet. Detta innebär att fältmätningar och annan verifierande dokumentation är begränsad.

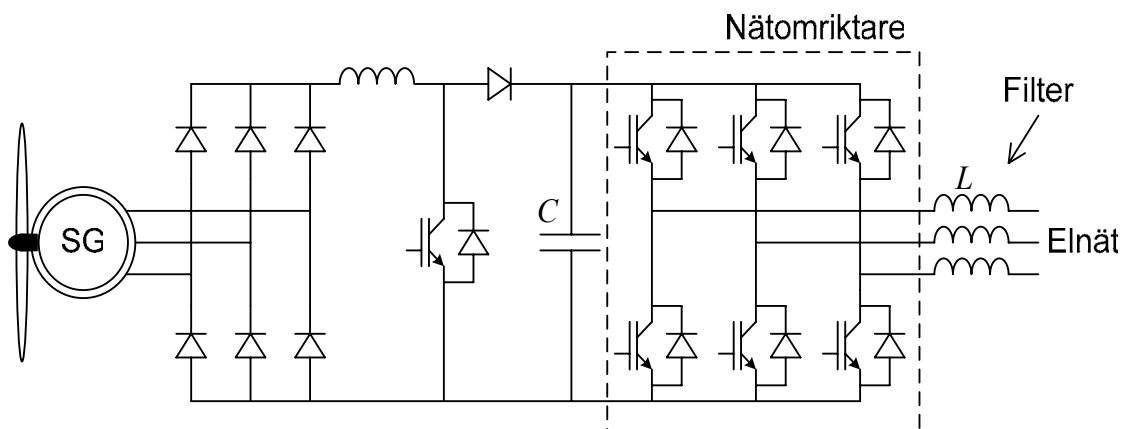
6.2 Fulleffektsomriktare

Till skillnad mot DFIG systemet så hanterar systemen med en fulleffekts omriktare naturligtvis hela den producerade effekten och att generatoren är "isolerad" från elnätet. Systemen med fulleffekts omriktare kan se ut på lite olika sätt beroende på bland annat av typ av generator. Figur 6.12 visar ett exempel på ett fulleffektsomriktar system. Detta system består av en generator, växellåda, en maskinomriktare som reglerar generatoren, ett likspänningsmellanled, en nätomriktare som reglerar mellanledningsspänningen och ett nät filter. I figuren så är både maskin- och nätomriktaren uppbyggd med IGBT moduler.



Figur 6.12 Exempel på ett vindkraftverk med en fulleffektsomriktare.

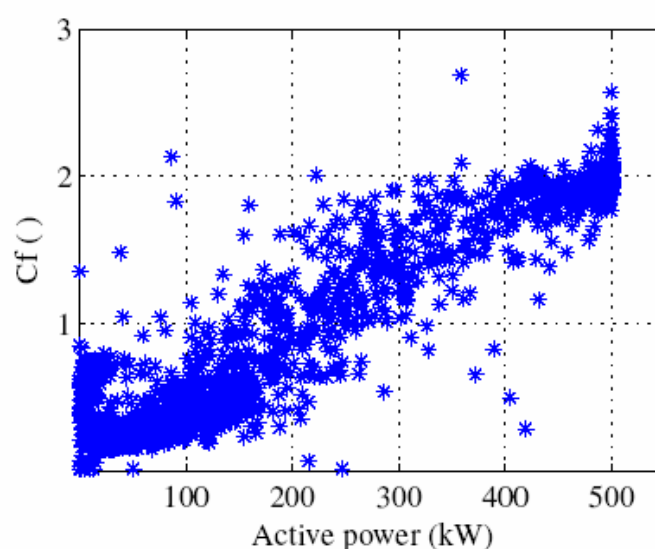
I figur 6.12 så kan generatoren antingen vara en asynkrongenerator eller en synkrongenerator (elektriskt magnetiserad eller med permanent magneter).



Figur 6.13 Exempel på ett vindkraftverk med en fulleffektsomriktare för en synkrongenerator.

Alternativ omriktartopologi för en synkrogenerator kan ses i figur 6.13. I detta fall så är maskinomriktaren en diodlikriktare och mellan nätomriktaren och maskinomriktaren finns en likströmsomriktare (boostomriktare) för att höja likspänningen så att den passar maskinomriktaren och elnätet. I det här fallet så är också synkrogeneratoren mångpolig så att växellådan inte behövs.

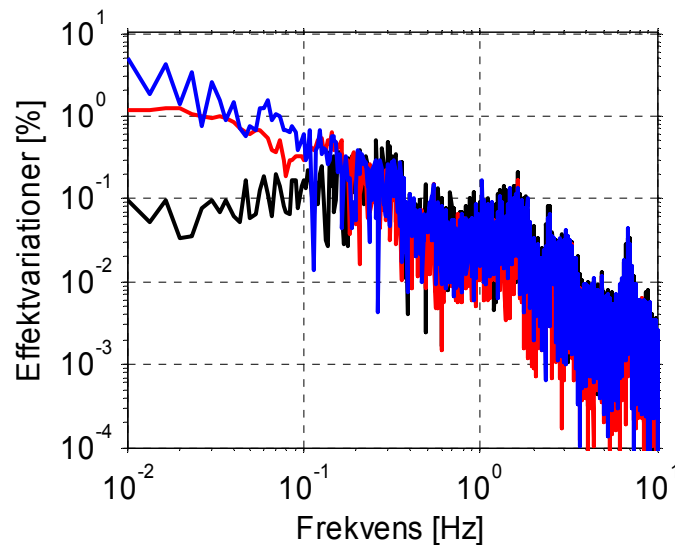
I figur 6.14 visar flickerkoefficienten för vindkraftsverket med fulleffektsomriktare. Vindkraftverket är ett Enercon E-40 som är beläget i Bast, Lidköping. Flickerkoefficienten är beräknad för ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30° . Som framgår av figuren så flickerkoefficienten runt 2 vilket är ett bra värde. Jämför med runt 3 för DFIG vindkraftverket, som i och för sig också var ett bra värde. Detta tillåter, precis som för DFIG vindkraftverket, installation av dessa vindkraftverk även i svaga elnät.



Figur 6.14 Flickerkoefficient vid fältmätningar för fulleffektsomriktarsystemet. Flickerkoefficient är beräknad på ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30° . Källa: [7].

6.2.1 Dynamisk prestanda och reglering

Hur generatoren regleras beror på typ av generator och likriktare man använder sig av. Precis som för DFIG systemet så är omriktaren som är kopplad mot nätets huvudsakliga uppgift att reglera spänningen på likströmsmellanledet. Nätomriktaren reglerar aktiv och reaktiv ström mycket snabbt, stigtider (från börvärde till ärvärde) i storleksordningen runt några få ms är inte orimligt. Med nätomriktaren är det även möjligt att reglera effektfaktorn. Man reglerar spänningen på likströmsmellanledet och effektfaktorn genom att reglera aktiv och reaktiv ström. I figur 6.15 visas ett frekvensspektrum över effektvariationerna hos den aktiva effekten levererad till elnätet från ett 600 kW Enercon vindkraftverk med fulleffektsomriktare. Spektrumet är beräknat på tre olika mätserier (svart, blå och röd i figur 6.15). Varje mätserie är fem minuter lång och medel effekten är nära märkeffekt. Som visas i figuren så är effektvariationerna mycket lägre än för fastvarvtalsverket i figur 5.5, speciellt vid frekvenser runt 8–9 Hz där flickerfunktionen är som känsligast.



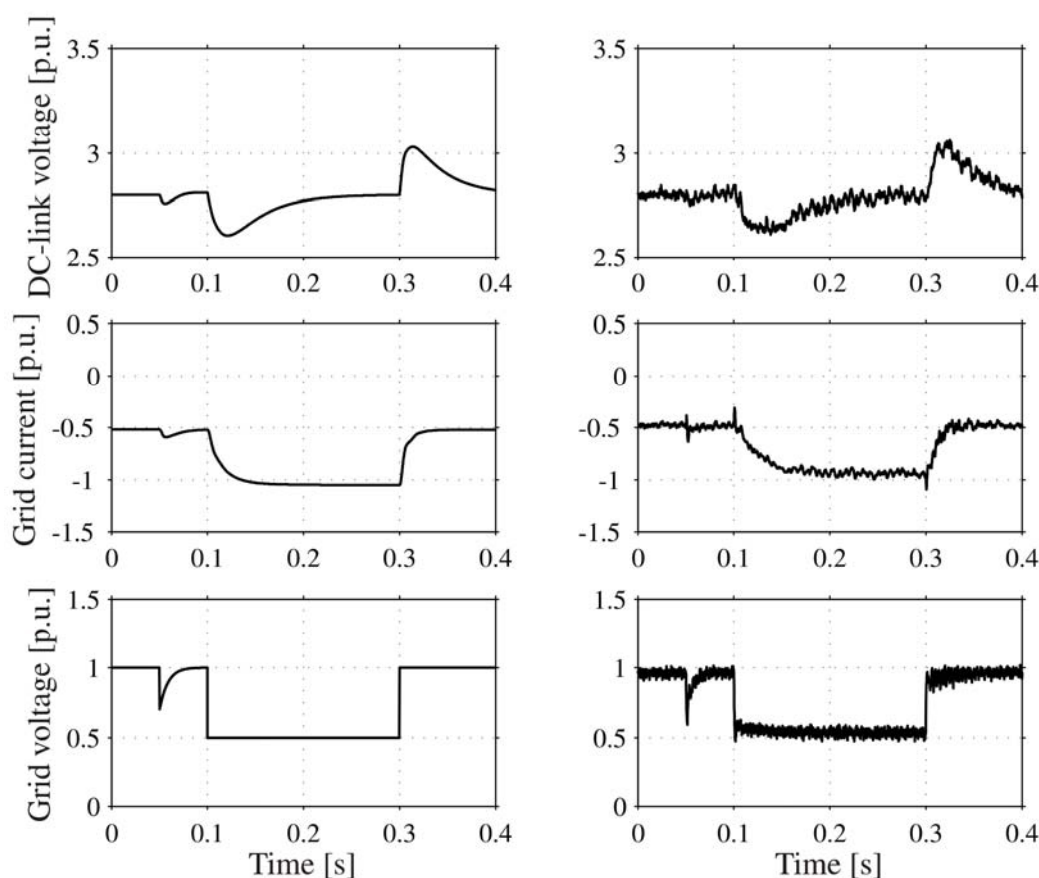
Figur 6.15 Effektvariationer i aktiva effekten nära märkeffekt för ett 600 kW fulleffektsomriktar system. Källa [35].

6.2.2 Svar på spänningsdippar

Generellt sett så har transistor omriktare mycket bra egenskaper vad gällande dynamisk prestanda vid felfall på elnätet som leder till spänningsdippar. I figur 6.16 visas en simulering och ett experimentellt försök på hur transistor omriktare svarar på ett fashopp på 45° vid 50 ms och en spänningsdipp med 50 % kvarvarande spänning vid 100 ms. Som framgår av figuren så svarar systemet mycket mjukt på en spänningsdipp speciellt om man jämför mot hur DFIG systemet svarar (figur 6.8 och figur 6.9). Man kan även se i figuren att vid spänningsdippen så ökar nätströmmen i proportion till den kvarvarande spänningen, dvs. om spänningen sjunker så måste strömmen öka för att ”samma” effekt skall levereras till elnätet. Att så måste ske kan man inse genom att studera energin i kondensatorn på likströmsmellanledet

$$\frac{dW}{dt} = \frac{1}{2}C \frac{d(v_{dc}^2)}{dt} = P_t - P_e = P_t - \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (6.1)$$

där C är kapacitansen, v_{dc} likspänningen på likströmsmellanledet, P_t effekten från turbinen och P_e är effekten levererad till elnätet. Om P_t är konstant så kommer P_e att initialt att minska i proportion till spänningsdippen. Detta kommer att leda till att v_{dc} kommer att öka och därigenom kommer regleringen av likspänningen på likströmsmellanledet, v_{dc} , att se till att strömmen I ökar så att v_{dc} hålls konstant och att därmed slutligen $P_t = P_e$.

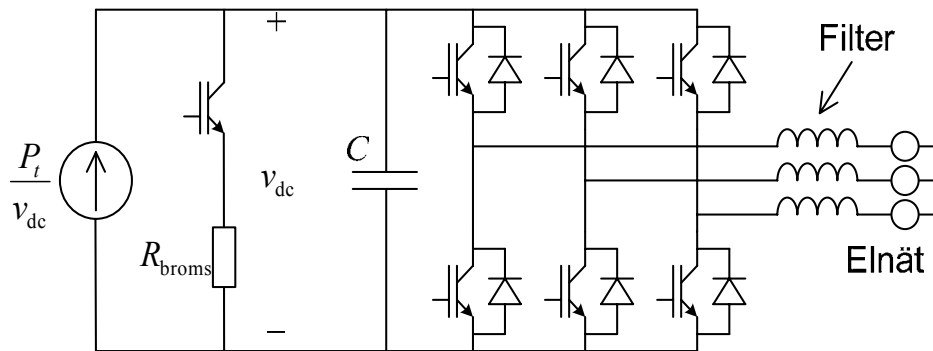


Figur 6.16 Respons av en fulleffektsumriktare på ett fashopp vid 0.05 s och en spänningsdipp vid 0.1 s. Överst dc-leds spänning, mellerst nät ström och underst nätspänning. Simulering till vänster och verifierande mätning i lab till höger. Källa [21].

Med andra ord, effekten levererad från ett vindkraftverk till elnätet kan fås som

$$P_e = \sqrt{3}UI \cos \varphi \quad (6.2)$$

och om U minskar måste I öka för att effekten ut på elnätet skall vara densamma. Till exempel om spänningen U skulle minska till 10 % kvarvarande spänning skulle strömmen I behöva öka 10 gånger för att effekten som levereras till elnätet skall vara konstant. Detta kommer att fungera bra om effekten före spänningsdippen är mindre än 10 % av märkeffekten. Däremot om spänningsdippen sker vid märkeffekt och därmed vid märkström så innebär detta att man vill köra 10 gånger märkström genom omriktaren för att behålla effekten konstant. Självklart är det orimligt att överdimensionera omriktaren 10 gånger. Ett alternativ vore att vrida bladen (pitch) och därigenom minska effekten från turbinen. En nackdel med detta är att så fort spänningen kommer tillbaka efter spänningsdippen så kommer man behöva vrida tillbaka bladen igen för att kunna återgå till samma driftläge som före spänningsdippen. Ett annat alternativ är att ha ett "bromsotstånd" på likspänningsmellanledet för att "bränna" bort överflödig effekt, en skiss på ett sådant system är presenterat i figur 6.17.



Figur 6.17 Modell av vindkraftverk med fulleffektsumriktare och bromsmotstånd för att klara av större spänningsdippar. Här är vindkraftsturbinen modellerad med en strömkälla (vilken ger en konstant effekt lika med turbin effekten).

Detta innebär att energin hos kondensatorn i (6.1) kan skrivas om som

$$\frac{dW}{dt} = \frac{1}{2}C \frac{d(v_{dc}^2)}{dt} = P_t - P_e - kP_{broms} = P_t - \sqrt{3}UI \cos \varphi - k \frac{v_{dc}^2}{R_{broms}} \quad (6.3)$$

där $k=0$ om bromsmotståndet inte är inkopplat (normalt driftläge) och $k=1$ om bromsmotståndet är inkopplat (under spänningsdipp). Det vill säga bromsmotståndet kopplas snabbt ut och in under en spänningsdipp för att bränna bort överflödigt effekt. Ett sätt att styra k är

$$\begin{aligned} v_{dc} < v_{dc}^{max} &\Rightarrow k = 0 \\ v_{dc} > v_{dc}^{max} &\Rightarrow k = 1 \end{aligned} \quad (6.4)$$

där v_{dc}^{max} är maximal mellanledningsspänning innan bromsmotståndet kopplas in. Självklart behövs det en viss hysteres i villkoren i (6.4).

6.3 För och nackdelar

Några av de viktigaste fördelarna med variabelt varvtal är betydligt lägre axialkrafter, mindre effektvariationer och att möjlighet att styra reaktiv effekt. Detta leder bland annat till lägre flickerpåverkan och lättare konstruktion.

Under normal drift så är det ingen större skillnad vad gällande för- och nackdelar för ett DFIG system eller ett fulleffektsumriktarsystem. Dock är det lättare att hantera t.ex. störningar på elnätet, som leder till spänningsdippar, med fulleffektsumriktarsystemet än med DFIG-systemet. En anledning till detta är att generatoren i fulleffektsumriktarsystemet är "isolerad" från elnätet medan generatoren i DFIG system är direkt kopplat till elnätet. Detta innebär att överströmmar uppkommer i DFIG-systemets generator, på grund av fel på elnätet. Dessa överströmmar måste hanteras, vilket innebär komplikationer i DFIG-systemets design. Då generatoren i fulleffektsumriktarsystemet inte är kopplad direkt till elnätet kan dessa problem lätt undvikas.

7 Erfarenheter vindkraft

7.1 Elkvalité

Trots stora farhågor hör man sällan eller aldrig klagomål på försämrade elkvalité på grund av vindkraftsanslutning. Anledningarna kan vara flera. Nätoperatörerna har varit restriktiva och följt rekommendationer som varit tillräckligt konservativa. Tanken med gränsvärdena från rekommendationerna var egentligen att vara på den säkra sidan. Dock, om man hade kompetens och kunskap om driften och vindkraftverken skulle man kunna vara mer liberal och därmed få ett bättre utnyttjande av en vindkraftsinvestering. Det är dock sällan eller aldrig som nätoperatören nekat eller avvisat anslutningar. Däremot kan de förstärkningar som gjorts i vissa fall varit med stor marginal för att säkerställa elkvalitén.

Har införandet av IEC 614 00-21 medfört en större säkerhet?

IEC har för spänningskvalitén varit en bra normgivare för elnätsbranschen att definiera spänningskvalitén. Det har då varit vindkraften som blivit normgivande för sättet att tänka i spänningskvalité. Det har det blivit för att det varit samordnat och väl definierade koefficienter att beräkna. Däremot kan man ha viss kritiska värderingar i dessa koefficienters värde för det verkliga utfallet. Vid närmare granskning av koefficienter kan konstateras att mätningarna är utförda i prototyper som är anslutna till svaga nät och därmed är de inte representativa för anslutningar i starkare nät. Vindkraftverken interagerar med elnätet så dessa koefficienter kan ha stora avvikelser mot verkligt utfall på andra applikationer. Dessutom har olika typer av vindkraftverk olika typer av effektvariationer vilket gör siffrorna mer eller mindre relevanta. På grund av vindtillgångens opålitlighet måste mätserier för flicker göras kortare än flickernormen anger. Det gör att det är mindre tillgång till statistiska data som beräknas till ett flickervärde och koefficient. Sedan beräknas flickerkoefficienten om till andra nätvinklar. Det gör man med vetskap att värdena uppmätta vid andra nätvinklar skulle ha gett annat resultat för respektive nätvinkel, detta på grund av interaktionen men elnätet. Trots detta ger flickerkoefficienten ett riktvärde värt att använda då det inte finns ett bättre sätt. Man bör då inte ta det rekommenderade värdet på ett P_{st} värde på 0,25 som en kritisk gräns. Man bör ta med värderingar som hur stor anslutningen är och vilken typ av andra kunder som finns eller om vindkraftverket kan komma i interaktion med något på nätet.

Det förekommer fall där nätägaren ser att vindkraftsparken är dominerande och därmed skulle en betydligt större inverkan på nätet kunna tillåtas. Även ett P_{st} värde på 0,5 skulle ge marginal mot bristande spänningskvalité. Om det är mycket vindkraft i det omgivande elnätet innan ytterligare ett verk ansluts, måste man vara mer försiktig. Störning av samma karaktär kan ge ett högre totalt P_{st} värde än den rekommenderade beräkningsmetoden i AMP. Man bör då som nätägare se på den totala anslutningen i området och kanske kontrollera flickerhalten i olika punkter.

Något som sällan eller nästan aldrig görs är att verifiera de beräkningar som görs mot ett uppmätt resultat, där mätningen sker enligt den norm man vill följa. Det är alltid

svårt att mäta och få en representativ vecka, då vindtillgången kan variera. Det är inte alltid man kan mäta på den punkt som man beräknar dvs pcc⁸. Ett undantag är Utgrunds vindpark, avsnitt 8.1 [34] där mätningar och beräkningar finns jämförda.

7.2 Utveckling maskiner

Utvecklingen med varvtalstyrda koncept har gjort att man med samma märkeffekt på generatoren har betydligt längre vingar, större rotordiameter. Begreppet utnyttjningstimmar har som jämförelsetal då mindre betydelse. Förhållandet mellan rotordiametern och generatorns märkeffekt kan ses som ett mått på vindhastigheten eller åtminstone hårdvindsförhållanden. Det gör att vid förlustvärderingen måste man ha vetskap om hur mycket maskinen kommer att producera. De nyare och större maskinerna har varvtalsreglering. Det har medfört att flicker värdena har sjunkit i förhållande till märkeffekten, vilket märks vid beräkning av spänningskvalité.

7.3 Haverier

De flesta haverier som kan konstateras har inte utretts, eller offentliggjorts utanför respektive tillverkares utredning. Man kan konstatera att DFIG generatorernas intåg inte har gett en negativ inverkan på generatorhaverier. Farhågorna att DFIG konceptet skulle ge fler växellådshaverier på grund transienterna vid fel tycks inte ge utslag på felfallen. De fel som kommit med rotorresistansreglering (Optislip) och dessa tyristorer verkar ha minskat. Det har främst varit ett Gotlandsproblem, men med stabilare spänning har problemen minskat. Även här har ingen utredning gjorts för att klarställa den exakta orsaken.

Kompenseringen kan många gånger falla bort med havererade kondensatorbatteri. Det kan övervakas av nätägaren och hans debiteringsmätning. Ofta finns inte rutiner för att fånga upp problem tillräckligt fort. Drift i månader har förekommit med reducerad reaktiv kompensering på de äldre maskinerna.

7.4 Transformatorer

Transformatorvalet i de nyare maskinerna kan ej exploatören välja, utan den komponenten ingår numer i de flesta verken i godkännande av anläggningen enligt maskindirektiven. I de större maskinerna sitter dessutom transformatorn uppe i nacellen för att minimera kablaget. I de fall som man separat kan optimera transformatorvalet efter olika kriterier och kan man erhålla en bättre och mer ekonomisk anläggning. Ett vindkraftverks tekniska livslängd är ca 25 år. En transformators tekniska livslängd är mer än 100 år. Det gör att man kan överlasta transformatorn med följd att livslängden förkortas. Om man väljer en mindre transformator får man lägre tomgångsförluster. Belastningsförlusterna kan öka något men med den utnyttjningstid man har på landbaserade mindre maskiner är det mycket marginellt. Man skall säkerställa att inte transformatorn blir överhettad, man kan då ange en lastprofil med t.ex. kontinuerlig 80 % av verkets uteffekt, öka till 120 % i två timmar sedan återgå till 80 %. Om man anger omgivningstemperatur samt uppställning kan transformatorstillverkaren välja konstruktion på transformatorn med normala kriterier på förlustvärdering. Vinsten med detta är

⁸ PCC point of common coupling

- Lägre investeringskostnad på transformatorn
- Lägre förluster som under de 25 års livslängd är större skillnader än investeringen
- Lägre inkopplingsström
- Den elektriska kopplingen mellan yttre nät och generator blir svagare vilket faktiskt är en fördel vid dynamiska felfall.
- Det kan vara lättare att uppnå selektivitet mellan överordnat skydd och transformatorskyddet
- Det kan medföra att man klarar sig med en säkringslastfrånskiljare i stället för effektbrytare med överströmsskydd, vilket ger ännu lägre investeringskostnad. Svensk energi rekommenderar att man skall ha effektbrytare för transformatorer över 800 kVA. För vindkraftverk upp till nära 1000 kW kan den transformatorstorleken användas, om kriterier på höglasttimmar och omgivning samt uppställning medger det.

På moderna vindkraftverk med större rotordiameter i förhållande till generatoreffekten, vilket leder till ett större antal fulleffekttimmar, har man installerat en temperaturstyrd kylning av transformatorn. Detta för att säkerställa att transformatorn ej överhettas och därmed får förkortad livslängd.

7.5 Reläskydd

Normalt är alla reläskydd, förutom skydden för transformatorns uppspänningssida samt nollpunktsskydd på mellanspänningen utförda i vindkraftverkets kontrollutrustning. Det är kontroversiellt att införliva reläskyddsfunktioner i styrdatorn, men det finns också fördelar. Fördelarna är att hårdvaran alltid är självövervakande samt att speciella funktioner kan tas fram med lätthet. T.ex. har ABB en längre tid använt det för HVDC överföringar och senare också på växelströmsskydd. Med datoriserade skydd, integrerade med annan styrutrustning har man inte möjlighet att verifiera funktionerna för skyddsfunktionerna som med separata enheter. Man kan också konstatera att tillverkarna kommer från en bransch som inte varit så fokuserade på reläskyddens specifika krav. Nätägaren har ett annat ursprung och tradition där funktionerna skall kunna provas även efter anläggningens drifttagande. Med självövervakande skydd skulle man inte behöva ha periodisk kontroll. Största felkällan för den typen av lösning är att säkerställa att inställningsvärden är rätt satta och ej ändrade. I ABB Mach 2 koncept är det löst med olika behörighet samt automatisk rapportgenerator. Vindkrafttillverkarna har inte visat någon strategi för att hantera detta. De har sitt eget kvalitésystem för alla parametrar, men om nätskydden är anpassade till applikationen är risken stor att standardvärden sätts vid t.ex. uppgraderingar. E.ON, f.d. Sydkraft har därför krävt separata skydd av den orsaken. De skydd som de kräver separat är frekvens- och spänningsskydd. Detta krav ger ofta koordinerings problem med verkets eget skydd som tillverkaren vill ha kvar för skydd av verkets generator och elsystem. Gotlands Energi AB har krävt möjlighet till provning innan drifttagning. I Storbritannien är också krav på provning enligt deras G59 standard. Vad man än väljer måste driftledningen för vindkraftverket ansvara för att rätt inställning gjorts. Hur det skall säkerställas kan driftansvarig på nätoperatören ställa krav på för de nätrelaterade skydden. Maskinskydden är inte hans ansvar. Att säkerställa funktionsvärden skulle kunna ske på ovan beskrivna sätt eller genom rutiner och rapportering mellan parterna, med fastställda rutiner.

De nätrelaterade skydden som mest diskuteras är under och överspänningsskydd samt frekvensskydd.

7.5.1 Inställningsvärden

7.5.1.1 Under och överspänning

För under och överspänning finns rekommendationer i AMP för funktionsvärden, med två steg. Det är då +6 %, -10 % för en lång tid som 60 sekunder. Det finns ett andra steg på ± 20 % med en tidsfördröjning på 0,2 sekunder. Steg 1 skall motverka att en mindre avvikelse skall kunna regleras in med lindningkopplarreglering hos nätägaren. Det är alltså ett skydd mot att något inte fungerar utanför vindkraftverket eller att nätets resistans ökat och därmed spänningshöjningen, eller att man hamnat i ö-nätsdrift. Med de nyare maskinerna kan teoretiskt reaktiv effekt produceras vilket kan innebära att spänningen höjs mer än planerat. Trots att felen med överspänning under så lång tid är sällan förekommande, kan dessa skydd ställa till en del problem. Det beror ofta på att man inte tagit hänsyn till transformatorernas faktiska omsättning och därmed har man inte alls de marginaler som skulle behövas. Mer om det nedan. Steg 2 är mer tänkt för plötsliga händelser som ö-nätsdrift där avvikelsen i effektbalansen är stor. Det var också tänkt att vara ett skydd för att undvika att asynkrongeneratorerna skulle ge ett negativ inverkan på felförlopp vid tre- och två fasfel i närområdet till vindkraftverken. Detta har studerats tidigare och varit grunden för kravet. Det är visat att asynkrongeneratoren först ger ett bidrag till felströmmen i delar av perioder, beroende på felets art och avstånd från vindkraftverket. Efter ett antal 100 ms börjar asynkronmaskinen förbruka reaktiv effekt och marginalen för överströmskydden minskar. Vindkraftverk med fulleffektsomriktarlösning har inte detta problem. DFIG-systemen har inte heller dessa problem. Dessa generatorer kan i dagsläget inte hantera den responsen som blir följden i rotorkretsen. Det gör att man måste hitta andra lösningar. Den första generationen DFIG-system trippade generatoren redan efter 60 msek för att undvika att hamna i en för generatoren farligt situation.

Förordningen ”Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar” SvKFS 2005:2 Beslutad den 25 oktober och gällande från 1/1 2006 kräver en ”ride-through” funktion. Detta gör att steg 2 med ett snabb steg för underspänning måste tas bort. Det har gjort att även generatorlösningarna måste göras mer sofistikerade för att klara dessa situationer. Kravet gäller från den 1 januari 2006, varför erfarenhet av detta ännu inte kan utvärderas. När dessa krav börjar gälla försvinner oklarheten med att inte Svensk Energis guideline AMP anger en nivå på - 20 %. Det gäller då för nätägarna att trots detta ha marginal på överströmskydden. I de nya större aggregaten finns inte problemet som det gör med direktkopplade asynkrongeneratorer, därmed torde inte det bli ett problem.

7.5.1.2 Frekvensskydd

AMP anger följande inställningsvärden

Överfrekvens	51 Hz	0,5 sekunder
Underfrekvens	48 Hz	0,5 sekunder

Frekvensskydden är mest till för att tillsammans med de tidsfördröjda spänningsskydden undvika ö-nätsdrift. Att man har ett lågt värde på underfrekvens beror på att man inte vill ha bortfall av produktion om kraftnätet har effektobalans med för liten produktion och fallande frekvens i systemet.

I "Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar" anges att verken skall kunna producera från 47,5 till 52 Hz. Det kommer att medföra att skyddskonceptet att förhindra ö-nätdrift blir försvagat. På vissa ställen har dessa värden varit inställda en tid. Inga erfarenheter av ö-drift har kunnat konstateras. På Gotland har andra inställningar använts på grund av de specifika förhållanden som gäller där. Det har visat sig att just frekvensskydden har dålig prestanda och ett stort spann kan förekomma. Det visar sig svårt att med en tongenerator eller liknande få en så pass bra simulerad spänning så att digitala frekvensskydd fungerar rätt. Det gäller även de mer etablerade reläskyddstillverkare som Siemens m fl. Det går då inte att med fabrikat fastställa kvalité utan man måste specificera funktionskrav, om man inte skall ange exakt typ.

7.5.1.3 Vector Surge

Vindkraftverken har internt försetts med skydd som mäter fenomenet fasskift eller spänningshopp (Vector Surge) Det är säkert idag det bästa skyddet mot ö-nätdrift. Inställningar brukar vara 0,2 Hz hopp inom 0,4 sekunder. Det finns inga kända inställningsvärden.

7.5.1.4 Osymmetri

Osymmetrispänning mäts och ställs enligt spänningsnormen på normalt 2 % med tidsfördröjning på ca 30 sekunder. Det mäter osymmetri även från yttre elnät och kan ses mest som ett skydd av generatorn. Det har hänt att osymmetrier i elnätet upptäckts genom att vindkraftverken löst. Ingen annan anläggning hade då skydd som detekterade osymmetri. Osymmetriström har en normal inställning på 5 % av märkström och fördröjt ca 2 sekunder. Inställningen skall säkerställa producentens ansvar att inte generera en ström som stör nätet. Det skyddet kan aktiveras t.ex. vid fel på kondensatorbatteri eller fel i generator och transformator. Det gör att nätet är skyddat mot osymmetri från kraftverket.

7.5.1.5 Jordfel på mellanspänningen

Strömmätande jordfelskydd skall användas om kabel mellan brytare och transformator är relativt lång, rekommendationerna anger 50 meter som mingräns. Man skall beakta att när mellanspänningskabeln dras upp i tornet till transformatorn som sitter i nacellen bör jordfelskyddet ha kort funktionstid. Det bör påpekas att kabeln är mekaniskt utsatt samt att personer kan befinna sig klättrandes på steg nära kabeln.

Om det finns risk för ö-nät drift skall anläggningen förses med nollpunktspänningsskydd (NUS skydd). Många nätägare kräver att detta skydd skall koppla bort tidigare än det egna NUS-skyddet. Det får då till konsekvens att vindkraftverket kan kopplas bort obefogat utan att felströmmen kopplas bort till felet. I praktiken har det inte så stora nackdelar då dessa fel oftast leder till att även nätägarens NUS skydd aktiveras.

7.5.1.6 Överström

Transformatorns överströmskydd från nätet är för mindre maskiner en säkring. För större används effektbrytare och överströmsskydd. Skyddet skall endast skydda för felström som kommer från det publika nätet. I de fall som transformatorn står utanför tornet används oftast säkringar på lågspänningsidan. I många fall klaras felbortkoppling utan säkring på lågspänningsidan, om kablarna är korta. Men kopplingsapparaterna på lågspänningsidan blir faktiskt dyrare varför slopande av säkring inte medför någon ekonomisk vinst. Säkerheten kan då bibehållas.

Med lösningar där transformatorn är placerad i tornet finns inte lågspänningssäkringar. Kablaget är direkt anslutet på styrsåpets MCB⁹ brytare. Även om det inte finns formella krav skall man eftersträva kort bortkopplingstid på lågspänningskabeln. Därefter mot generatorn eller omriktaren erhålls kort bortkoppling med hjälp av MCB brytaren. Felströmmen från en asynkrongenerator så nära statorn minskar på grund av urladdningen inom en period. Därmed är anläggningen bra säkrad mot kortslutning.

På lågspänningsidan finns dels en så kallad MCB med mycket snabb funktions tid. Den skyddar för kortslutningar i kontaktorer och generator men också för felström från generatorn mot fel i transformatorn eller nätet. Om felet ligger en bit från vindkraftverket med hög impedans finns risk för långa feltider. Med de ”gamla” spänningsskydden kunde steg 2 för underspänning koppla från felet på 0,2 sekunder, om inte överströmskyddet kunde detektera felet. Nu är det mer osäkert och man får anta att ”Vector Surge” kan koppla bort felet eller att magnetiseringen faller tillräckligt fort. Det har inte visats att en asynkrongenerator kan mata en felström längre än någon sekund under specifika förutsättningar. För lösningar med frekvensomriktare kan systemet matas med märkström teoretisk mycket länge.

7.5.1.7 Överlastskydd

Vindkraftverket har flera överlastskydd. Dels finns ofta effektbegränsningar i kontrollsystemet. Generatorströmmen övervakas av en överlastfunktion i kontrollsystemet, byggd på statorströmmen. Generatorn har flera mätningar på temperaturer i lindningen. Med olika frekvensomriktarlösningar finns även överlastfunktion i dessa enheter. Transformatorerna brukar dessutom ha en temperaturvakt, som skall skydd mot övertemperatur vikt t.ex. kan orsakas av övertoner. Transformatorns temperaturvakt skall slå från på högspänningsidan om inte annat anges i maskindirektivet. I några parklösningar har man valt att ha ett samlat ställverk. Då måste den signalen tas fram till mellanspänningens brytare om inte det uttryckligen står annat i maskindirektivet.

⁹ main circuit breaker

7.5.1.8 Skydd mot oönskad ö-nätsdrift

Normalt används bara ovanstående skydd med över och underspänning, frekvensskydd, nollpunktspänningsskydd samt ”Vector Surge” skydden. Det går oftast bra då den nät-delen med fränkopplingsmöjligheter inte har en balans i effekt. Med större anläggningar ökar risken för att uppnå balans en längre tid. Problemet diskuteras mer i Europa.

I de fall där det tar lång tid innan avvikelserna mellan produktion och konsumtion blir tillräckligt stor för att spänning och frekvensskydden skall bli aktiverade krävs dock en mer avancerad detekteringsfunktion (faskifts- eller frekvensderivataskydd). Tidskonstanterna varierar från system till system beroende på den aktuella driftsituationen. Risken för ö-nätsdrift bör därför beaktas vid fastställande skyddsfilosofi. Den möjliga utvecklingen med att vindkraftverken börjar reglera på frekvens och till och med spänning ökar risken för längre tids ö-nätsdrift. Man skall då ta hänsyn till om och hur felbortkoppling fungerar i dessa situationer. Starkströmsföreskrifterna måste innehållas. I dagsläget litar aktörerna på att de normala skydden klarar detekteringen av ö-nät och därmed beaktar man inte den möjligheten.

7.6 Jordningar

Det är av stor vikt att jordningar utföres på ett korrekt sätt. I en tidigare Elforskrapport ”VINDKRAFT – Analys av havererade asynkrongeneratorer” redogörs för hur jordningar skall utföras och hur vissa danska verk hade separerat jordtag för elsystemet och åskskyddet. Det visade av dessa ”felaktigt” jordade anläggningar hade 15 generatorhaverier konstaterats utan man fastställt orsaken, samtliga med den ”felaktiga” jordningen. Efter rapporten utfördes förändringen genom en kort kopparlina, ca 1 meter förband de olika jordtagen. Efter den förändringen har ingen generator havererat på dessa anläggningar.

7.7 Ställverk

De mindre vindkraftverken har ställverken utanför tornet i en kiosk, i bland tillsammans med transformatorn och lågspänningskablar i tornet. Anledningen till att man sätter en kiosk med bara ställverk är flera. Vissa tycker att det är säkrare att inte föra in mellan-spänning i tornet och service personal känner sig osäker för hög spänning. Alla fabrikat klarar ej svenska föreskrifter att sättas i drifttrum utan expansionsluckor. Främsta anledningen är dock att i de flesta fabrikat är det kostsamt med kapsling av spänningstransformatorerna då man sätta dem i tornet. Totalkostnaden brukar bli lägre med kiosklösning. Dock måste man ta hänsyn på den visuella inverkan det har med dessa små byggnader trots allt har. På grund av hur vindkraftverk upphandlas har det visat sig att ställverksfabrikat med så kallad ljusbågsdräpare monterats trots att de inte försett med det tillbehöret. Därmed följer de inte föreskrifterna. Det är då inte installatörens ansvar då ställverket ingår i CE märkningen. Tillverkaren utför det enligt europeisk norm. Det faller då på innehavaren att tillse att anläggningen uppfyller föreskrifterna.

Med de större vindkraftverken är det mer praktiskt med ställverken i tornen. Det finns mer plats. Samtidigt kan man inte seriekoppla så många verk. Det blir mycket stora strömmar i kablar som skall in och ut genom fundamenten. Det har gjort att samlade ställverk har börjat praktiseras med ett stjärnnät till varje vindkraftverk. Det kräver dock

en bra organisation och ställer lite större krav på elsäkerhetsarbetet. Det kräver också i de flesta fall en kommunikation som slår ifrån högspänningsbrytaren vid transformatorfel, i praktiken temperaturvakten på transformatorn. Det krävs i de fall inte tillverkaren har med de annan lösning i beskrivningen i maskindirektivet.

Vissa nätägare ställer krav på fjärrmanövrerade brytare eller lastfrånskiljare. Tanken är att nätoperatoren skall kunna koppla bort produktionen vid störningar. Samtidigt pågår ett arbete med införandet av en standard för kommunikation med vindkraftverkets kontrollutrustning (IEC 614 00 25). Det skulle då underlätta utförandet av fjärrkontroll samtidigt som kostnaderna skulle kunna reduceras

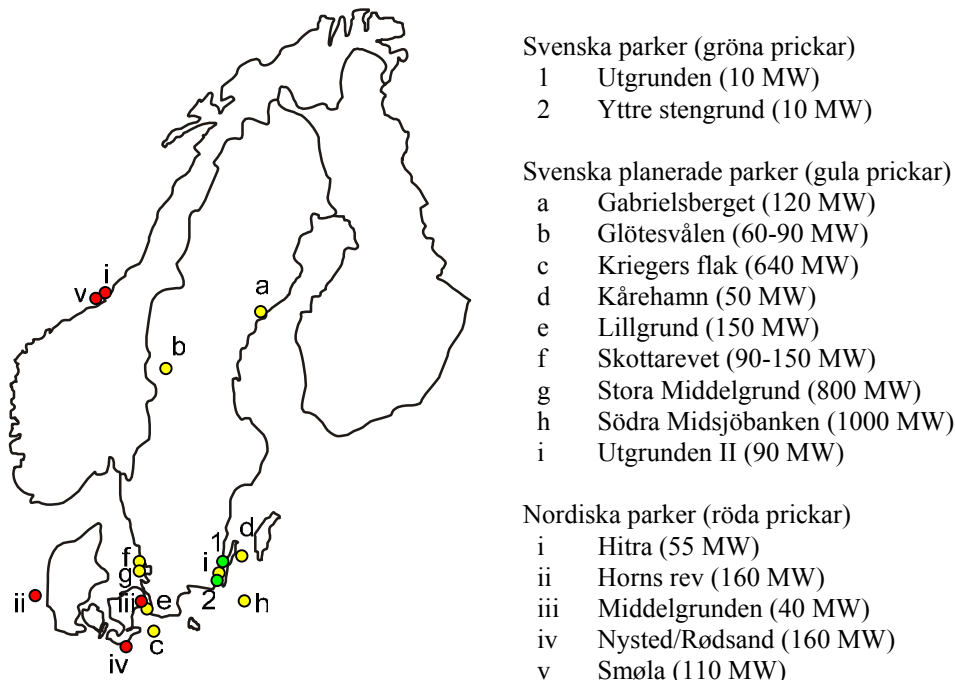
7.8 Legala saker

I de fall man har ställverket i tornet och ställverk och transformator ingår i redogörelsen enligt maskindirektivet dvs. är CE märkt som en komponent, är vindkraftverkets uppmonterande behörighetskrävande. Det som erfordras elinstallatör till är då jordning utförande förutom inkommande kablar från nätägaren. Detta kan ge begreppsförvirring mellan nätägare och vindkraftsproducent. I de fall vindkraftägaren köper anslutningen av nätbolaget är det bara jordlinornas förläggning som erfordrar behörig installatör. Om vindkraftägaren dessutom upphandlat jordningen av nätägaren behöver han inte någon behörig installatör alls. Nätägaren vill ha in en föransökan och färdigföransökan av "behörig installatör". Branschorganisationerna behöver ta fram riktlinjer på hur detta skall hanteras med elsäkerhetsverket som sakkunnig.

Det kan uppstå onödiga missuppfattningar som t.ex. att man i dagligt tal anger vi spänningsnivån som 10 eller 20 kV. Det anges också på det sättet i de flesta offerter från nätägarna. Den exploitören sänder normalt offert vidare till tillverkarna som inte vet traditionen. Det gör att i ett flertal fall kommer transformatorer med omsättning 10/0,69 respektive 20/0,69. Driftspänningen ligger kanske 10 % eller mer från detta värde. Med de allt större anläggningar är det av vikt att investerare såväl som nätoperatör skall kunna bedöma tillgänglighet och väga risker i projekt. En metod att underlätta detta är att motsvarande blankett som används för vindkraftverket. En nätdeklaration gjordes innan beställning och kontraktens undertecknande. Det är också bra för parterna att alla tekniska lika väl som ekonomiska förutsättningar och villkor följer nätavtalet. I de flesta fall ingår de tekniska uppgörelser i offerten och beställning av anslutningen. Dessa handlingar arkiveras väl, men är inte tillgängliga för driften eller andra senare med anläggningens livslängd.

8 Vindkraftparker

För att kunna bygga ut vindkraften i en omfattning som motsvarande en energiproduktion om 10 TWh/år krävs att vindenergianläggningarna byggs i större parker, framförallt till havs. Figur 8.1 visar exempel på existerande så väl som planerade vindkraftparker.



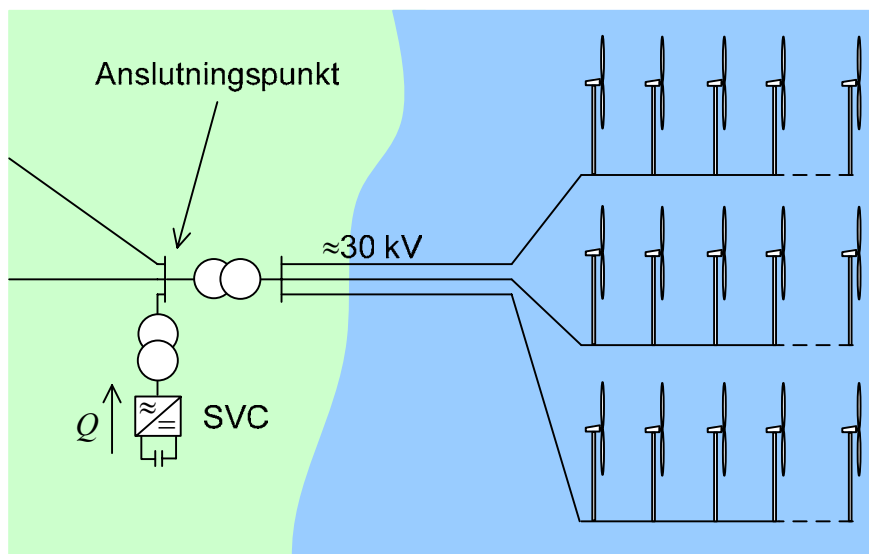
Figur 8.1 Exempel på vindparker och planerade vindparker. Källa: Internetsidorna i kapitel 10.

I dagsläget finns det enbart vindkraftparker i Sverige på 10 MW och lägre. Dock så finns det planer på betydligt större parker. Ett exempel på ett sätt att ansluta en ”mindre” vindkraftpark eller en vindkraftpark belägen till havs men ”nära” kusten visas i figur 8.2. Efter anslutningspunkten transformerar parktransformatorn ner spänningen till (typiskt) 30 kV som är spänningen på det interna elnätet i parken. I varje vindkraftverk finns sedan en aggregattransformator som anpassar spänningen till generatoren och/eller dess omriktare. På grund av den reaktiva effektproduktionen i kablarna ut till vindkraftverken kan det vara nödvändigt att ha en shuntreaktor eller en SVC¹⁰ i anslutningspunkten. Detta för att kompensera för den reaktiva effekten producerad av kablarna som går ut till vindkraftparken.

Fördelen med denna layout är att transformatorn, SVC/shuntreaktor och ställverket är placerad på land vilket underlättar vid reparation och underhållsarbeten. Antalet komponenter till havs är med denna layout är ”låg” vilket borde minska reparationstiden och underhållstiden. Genom att varje radial med vindkraftverk har en egen kabel från land ökar också redundansen för hela parken, i jämförelse med om hela parken är försörjd via en kabel från land. Om en kabel eller ett vindkraftverk går sönder, tappas som högst

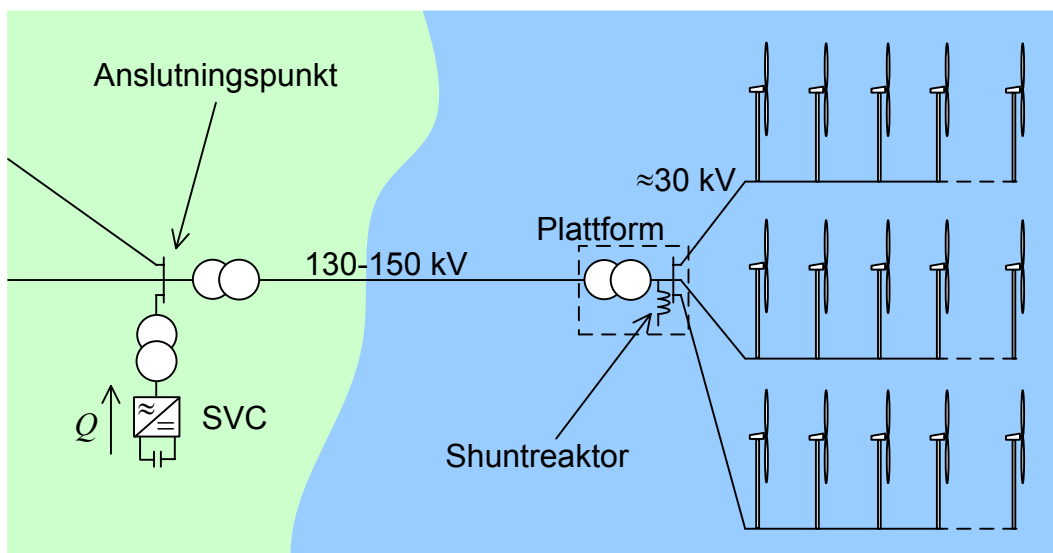
¹⁰ SVC – static VAR compensator (kraftelektronisk omriktare som kan producera eller konsumera reaktiv effekt för att t.ex. kunna reglera effektfaktorn)

produktionen i en radial med denna layout. Nackdelen med att ha flera kablar in till land är att det blir en större miljöpåverkan vid läggningen av flera kablar.



Figur 8.2 Exempel på en havsbaserad vindkraftpark.

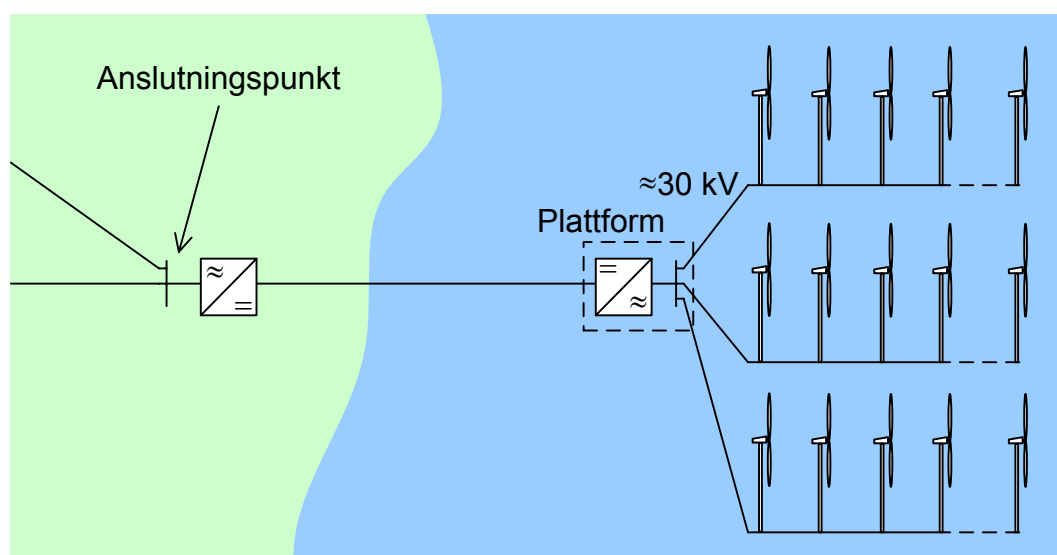
Vid större vindkraftverkparker ute till havs eller vid längre avstånd kan man ha en plattform till havs, som illustrerat i figur 8.3. Detta innebär att transformatorn och ställverket flyttas från land till plattformen. Tack vare detta kan en högre spänning (130–150 kV) på överföringskabeln användas och därmed fås en högre överföringskapacitet. Dom två största havsbaserade vindkraftparkerna som har byggts i Danmark (2005), Horns Rev och Nysted, har ett elsystem enligt figur 8.3, de har ingen SVC i land utan bara en shuntreaktor.



Figur 8.3 Exempel på en havsbaserad vindkraftpark med plattform ute till havs.

Denna layout kräver en plattform till havs vilket inte layouten med flera kablar har. Plattformen skall rymma transformator, ställverk och eventuellt shuntreaktor. I vissa fall finns det även en dieselgenerator och utrymmen för arbetare att övernatta på plattformen. Detta gör att det är en stor och tung konstruktion vilket gör att den blir dyr. Fördelen med att bara ha en transmissionskabel är att miljöpåverkan från kabeln blir mindre jämfört med det tidigare systemet med flera kablar. Nackdelen är att om det blir fel på transmissionskabeln så förloras hela produktionen från parken. Det samma gäller transformatorn, om det bara finns en transformator så tappas hela produktionen om det blir fel på den. Detta är inte lika allvarligt om transformatorn står på land eftersom det blir enklare att komma åt den för reparation eller eventuellt byte. För alla komponenter som är placerade till havs gäller det att det kan ta tid innan vädret blir tillräckligt bra så att personal kan komma ut och göra reparationer och underhåll. Det blir också mer komplicerat att byta ut trasiga komponenter eftersom dessa skall transporteras ut och lyftas på plats.

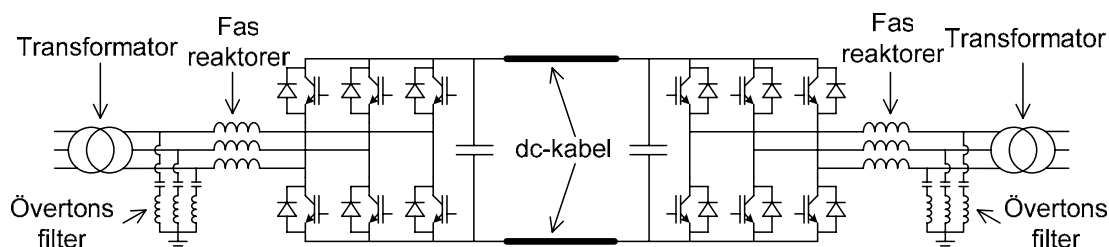
Vid anslutning av vindparker som ligger ”långt” ut till havs kan en HVDC överföring vara att föredra. Detta på grund av att den reaktiva effektproduktionen i ac-kabeln blir för stor vid för lång kabellängd och därmed upptas för stor del av överföringskapaciteten av den reaktiva effekten. Genom att välja en HVDC överföring kommer man bort från detta problem och man kan också minska förlusterna i transmissionskablar. I figur 8.4 visas en principskiss över en vindpark med HVDC överföring. I figuren kan ses att transformatorn och ac-kabeln har bytts ut mot en likriktarstation, dc-kabel och en växelriktarstation på land, jämför med figur 8.3. Fördelen med detta system är att man kan använda konventionell teknik i ac-uppsamlingsnätet och nackdelen är att antalet omvandlingssteg ökar i jämförelse med den rena ac-parken i figur 8.3. Detta kan medföra ökade förluster eftersom effekten måste gå igenom flera omvandlingssteg innan den kan levereras till land.



Figur 8.4 Exempel på en havsbaserad vindkraftpark med HVDC överföring.

Det finns två olika HVDC tekniker, den klassiska som bygger på tyristorer och en som bygger på transistorer (av ABB kallad HVDC light). Den klassiska HVDC tekniken med tyristorer kräver ett elnät med tillräckligt hög kortslutningseffekt för att kommutera mot. Detta innebär att det krävs en synkronkompensator eller en SVC ute i vindkraftparken som tyristorerna kan kommutera mot. Synkronkompensator eller SVC uppgift är att skapa ett elnät ute i vindkraftparken och att förse HVDC anläggningen med reaktiv effekt. Nackdelen med att använda tyristorteknik är att övertonerna blir lågfrekventa och därmed blir filtren stora. Detta tillsammans med att det krävs en synkronkompensator eller SVC medför att tyristor lösningen tar stor plats och därmed kräver en stor plattform.

HVDC teknologin som bygger på transistorer kan kommutera av sig själv vilket innebär att någon synkronkompensator eller SVC för att skapa ett elnät inte behövs. I princip så är denna teknologi samma som för fulleffektsumriktarvindkraftverket med två transistoromriktare kopplad ”rygg mot rygg” fast med en ”lång” kabel mellan dem enligt figur 8.5.

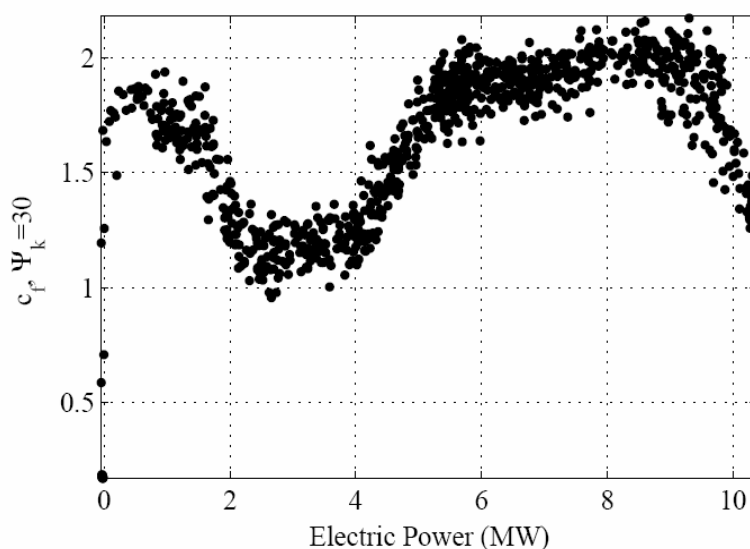


Figur 8.5 HVDC med transistorteknik.

Fördelen med transistortekniken är att den klarar av att starta upp det lokala nätet. Med omriktarstationerna har man mycket god kontroll över den aktiva och reaktiva effekten och på så sätt kan man få en bra styrning av det lokala nätet till vindturbinerna och vindparken får en bra elkvalité ut mot det anslutande ac-nätet. Med dc-överföringen erhålls också automatiskt en ”ride-through” funktion för hela vindkraftparken eftersom dc-överföringen isolerar det lokala elnätet ifrån det anslutande ac-nätet. Tack vare att transistorerna switchas med en hög frekvens, 1–2 kHz, kan filtren göras mindre och på så sätt kan transistorlösningen bli mindre än tyristorlösningen. Den som är mer intresserad av ”HVDC light” teknologin kan läsa ABB:s broschyr i referens [1]

8.1 Exempel från Utgrundens vindkraftpark

Utgrundens vindkraftpark, i Kalmarsund, består av sju DFIG vindkraftverk på 1,5 MW styck matade från en radial, på liknande sätt som i figur 8.2 fast utan SVC, endast en radial ut från transformatorn och med 20 kV som distributionsspänning. Vindkraftparken producerar lite reaktiv effekt vid lågvind och konsumerar lite reaktiv effekt vid högvind. Effektfaktorn för hela parken är vid märkdrift 0,999. Som exempel på elkvalitén från en vindkraftpark så visas i figur 8.6 flickerkoefficienten för hela Utgrundens vindkraftpark.

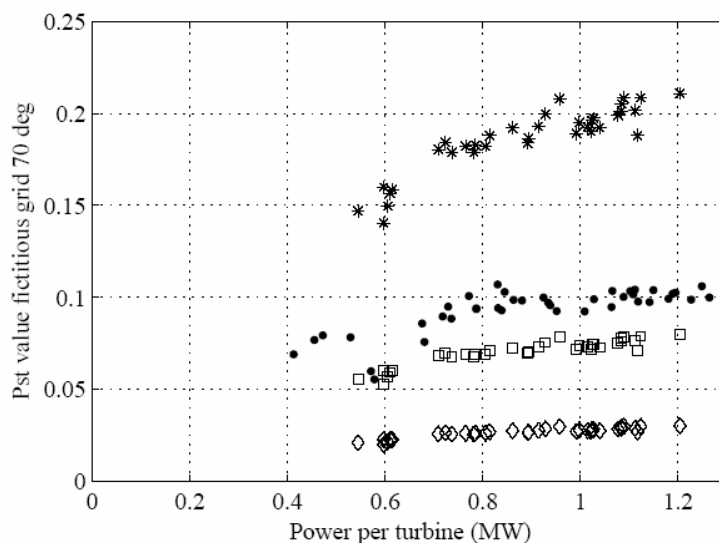


Figur 8.6 Flickerkoefficient vid fältmätningar av Utgrundens vindkraftpark på 10 MW. Flickerkoefficient är beräknad på ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 30°. Källa: [32].

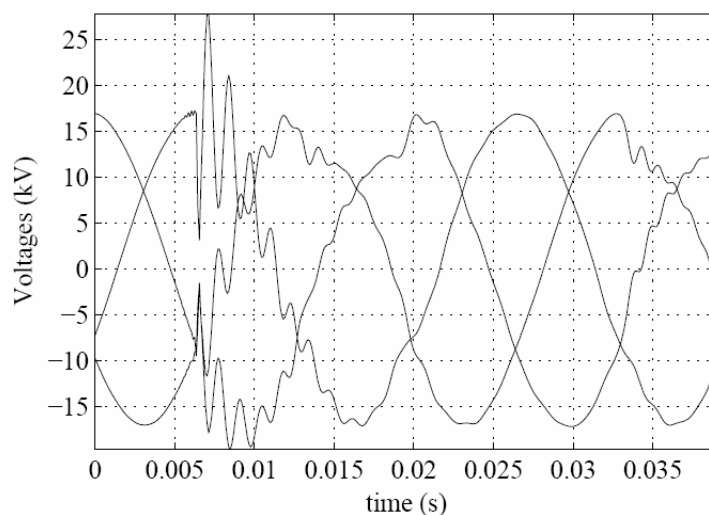
Som framgår av figur 8.6 så är flickerkoefficienten runt två, vilket är ett mycket bra värde. Flickeremissionen från Utgrundens vindkraftpark är såpass låg, att den inte skulle ha någon påverkan på någon typ av elnät parken vore kopplad till [32]. Den flickeremissionen som parken avger är mycket lik det flicker som uppmättes i elnätet när vindparken är i drift [32], vilket indikerar att det aktuella 55kV-elnet har mycket låga flickerhalter från början.

En anledning till att flickeremissionen är så pass låg från parken beror på att den består av sju turbiner. Det vill säga att störningarna från de individuella vindkraftverken tar ut varandra till en viss del. Enligt normen IEC 61400-21 skall påverkan från ett vindkraftverk multipliceras med $\sqrt{n}$ där n är antalet vindkraftverk i installationen för att erhålla den totala flickeremissionen från parken. Som en illustration hur flickeremissionen beror av en park visas i figur 8.7 P_{st} -värdena för parken, för en turbin, för en turbin multiplicerad med $\sqrt{7}$ och för en turbin multiplicerad med 7. I detta fall kan man se att ovanstående norm ger hyfsad estimering av den totala flickeremissionen även om den predikterade är lite lägre än i verkligheten.

Ett möjligt problem med vindkraftparker långt ute till havs är att kabelnätet blir mycket stora och långa, vilket kan ge problem med resonans, spänningssättning, produktion av reaktiv effekt mm. I figur 8.8 visar hur spänningen ser ut vid spänningssättningen av kabeln ut till Utgrundens vindkraftpark.



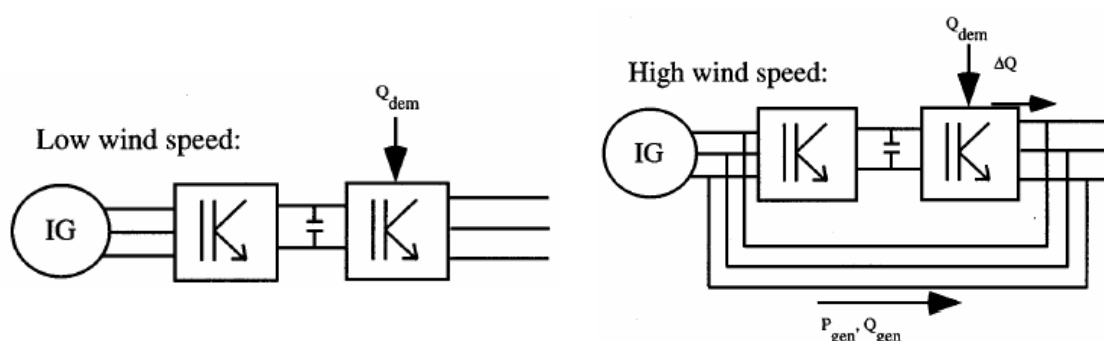
Figur 8.7 Prickarna visar P_{st} påverkan vid fältmätningar av Utgrundens vindkraftpark på 10 MW. Romberna visar P_{st} påverkan när endast ett vindkraftverk är i drift. Fyrkanterna visar P_{st} påverkan från ett vindkraftverk multiplicerad med $\sqrt{7}$. Stjärnorna visar P_{st} påverkan från ett vindkraftverk multiplicerad med 7. P_{st} värdena är beräknade på ett fiktivt nät med en kortslutningsvinkel på 70°. Källa: [32].



Figur 8.8 Spänning vid spänningsättning av kabeln vid Utgrundens vindkraftpark på 10 MW. Källa: [32].

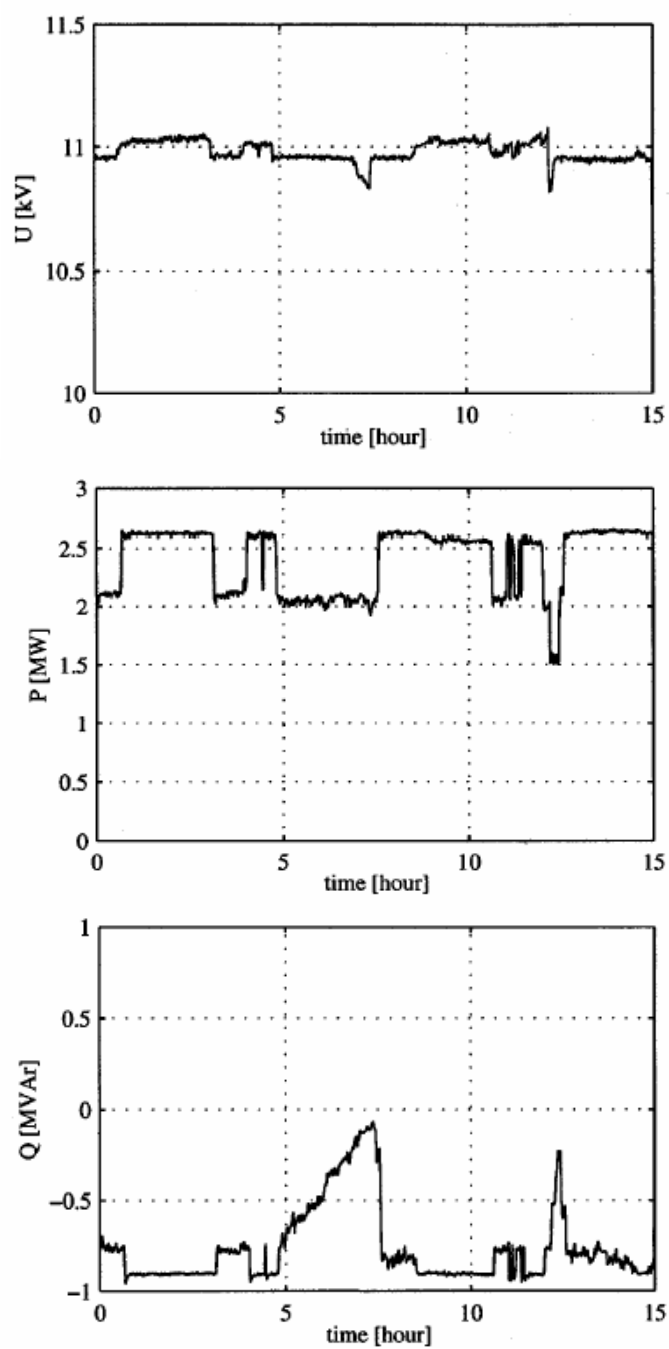
8.2 Exempel från Bockstigen på en styrning av vindkraftpark

Bockstogens vindpark ligger utanför Gotland och består av fem 500 kW's vindkraftverk. I figur 8.9 visas hur elsystemet ser ut vid låg och hög vind för Bockstogens vindkraftpark. Som framgår i figuren så drivs verket vid lägre vindhastigheter som ett variabelvarvtalsvindkraftsverk med en fulleffektsomriktare. Vid högre vindhastigheter är omriktaren förbikopplad och verket fungerar som ett fastvarvtalsvindkraftverk med en lokal SVC. Nu används omriktaren för att styra den reaktiva effekten och därigenom spänningen i anslutningspunkten. Slutligen, så är varje vindkraftverk utrustade med bromsmotstånd för att kunna "bränna" bort effekt vid behov. Detta är en nödgärd ifall spänningen på elnätet blir för hög trots omriktarens reaktiva effektstyrning.



Figur 8.9 Elsystem vid Bockstigen vid låg och hög vind. Källa: [31].

Parken regleras så att när nätspänningen överstiger 11 kV kommer omriktarna att börja konsumera reaktiv effekt för att hålla nere spänningen. Om den maximala reaktiva effekt som kan konsumeras är nådd, dvs. 800 kVAr, och spänningen är över 11,05 kV så kommer effekt att brännas i bromsmotstånden för att begränsa effekten. Som en sista åtgärd för att begränsa spänningen så kommer ett eller flera vindkraftverk att stängas av för att ytterligare begränsa den producerade effekten. Ett exempel på hur parken reglerar spänningen i anslutningspunkten visas i figur 8.10. I detta fall så är driftläget i närheten av den övre spänningsgränsen i anslutningspunkten, dvs. 11,1 kV. I figuren så ligger den reaktiva effekten nära sitt maximala värde, dvs. 800 kVAr. Bromsmotstånden används för att hålla spänningen nere, men ibland så är inte detta tillräckligt. Då kopplas en eller två turbiner bort vilket kan ses i den aktiva effekten (dvs. mellersta figuren) i figur 8.10.



Figur 8.10 Spänning (överst), aktiv effekt (mellerst) och reaktiv effekt (nederst) vid ett driftläge då spänningen är nära 11 kV begränsningen. Källa:[31].

9 Forskning och utveckling

9.1 Exempel på forsknings och utvecklingsprojekt

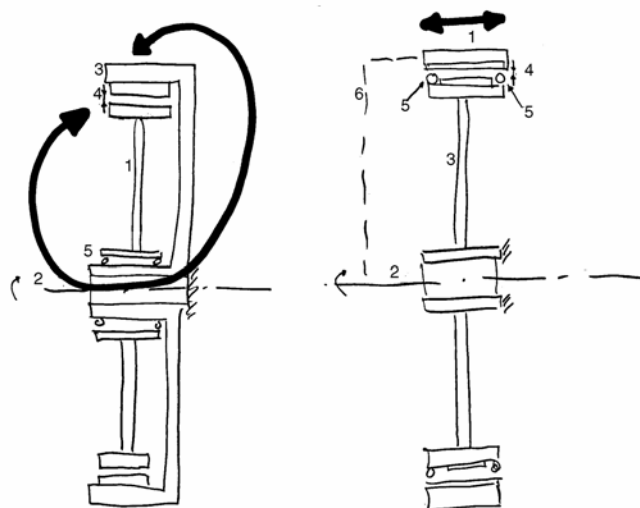
I detta avsnitt ges exempel på ett antal olika utvecklings och forskningsprojekt.

9.1.1 Ny generator spar vikt och kostnader i vindkraftverk

Av: Staffan Engström, Ägir Konsult AB

I den vanliga typen av vindkraftverk är den långsamt roterande vindturbinen kopplad till en kuggväxel, som ökar varvtalet till de 1000 eller 1500 r/min som passar en snabbgående elgenerator. Trots att kuggväxlar borde vara känd teknik har alla de stora vindkraftstillverkarna problem med dessa. Därför har den enda större leverantör, som idag använder en direktdriven generator, lyckats uppnå en tredjeplats på marknaden, trots att dennes vindkraftverk kostar 20 % mer.

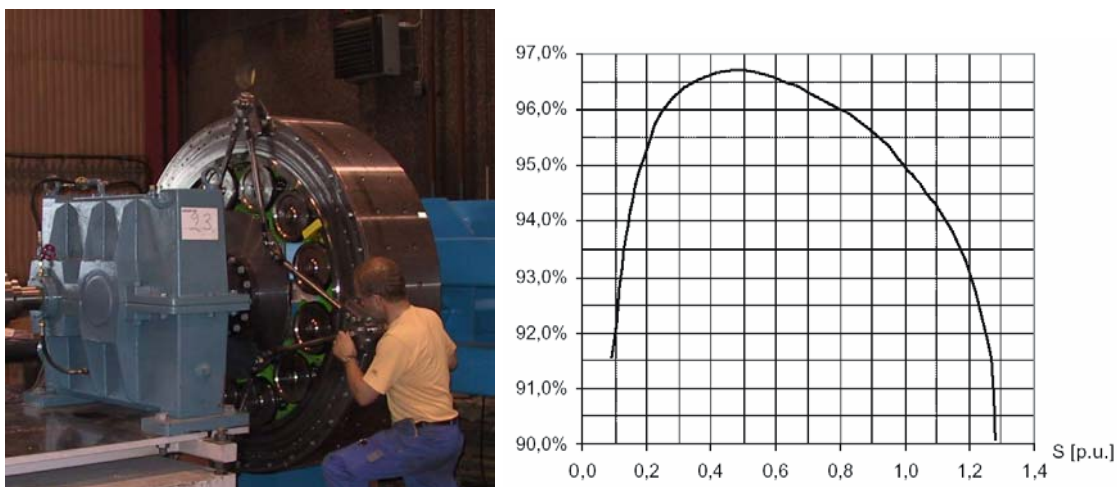
En direktdriven generator för vindkraft (och vattenkraft) byggs med stor diameter och liten längd, därför att på det sättet kan mängden elektriskt och magnetiskt aktivt material minimeras. Generators rotor lagras normalt centralt, se figur 9.1 (till vänster). Det millimeterstora luftgapet mellan rotor och stator måste upprätthållas med hög precision. Eftersom den stora diametern ger så långa lastvägar innebär det att den mekaniska strukturen måste bli tung om den skall vara tillräckligt styv. Det innebär också att man inte ekonomiskt kan bygga generatoren med så stor diameter som man av elektriska skäl skulle önska. Allt detta tillsammans förklarar varför en konventionell direktdriven generator blir tung, och därmed dyr.



Figur 9.1 Principiell mekanisk utformning av en konventionell direktdriven generator (till vänster) och av NewGen (till höger). 1. Rotor, 2. Axel, 3. Stator, 4. Luftgap, 5. Lager, 6. Medbringare för drivmoment

I den nya generatoren, "NewGen", lagras rotorn i stället på stålrollar utmed rotorns omkrets, se figur 9.1 (till höger). Det ger extremt korta lastvägar och därför beräknas vikten kunna minskas med 70 % jämfört med en idag serietillverkade generatorer. Den stora minskningen förklaras av att konstruktionsändringen ger dubbla effekter. Dels att den mekaniska strukturen blir lättare, dels av att diametern kan ökas ännu mer, vilket minskar mängden elektriskt aktivt material.

Principen har provats i en skalmodell av generatoren på 140 kW och 1,8 m diameter, se figur 9.2 (till vänster). Proven har överträffat förväntningarna. Generatoren går tyst och den mekaniska lagringen ger liten friktion, bara 130 W vid fullt varvtal. Den maximala verkningsgraden når 96,7% vid halv last, vilket är ett utmärkt värde för en så liten elmaskin, se figur 9.2 (till höger).



Figur 9.2 Pilotgeneratoren klar för prov (till vänster). Uppmätt verkningsgrad för pilotgeneratoren (till höger). 1 p.u. motsvarar 140 kW.

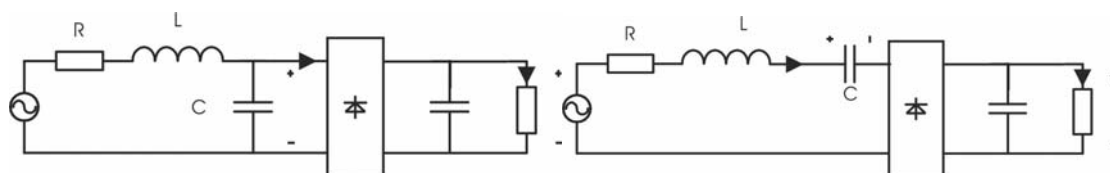
I det nu aktuella utvecklingsprojektet konstrueras och tillverkas en generator på 3 MW som skall monteras i ett vindkraftverk. Det nya vindkraftverket sätts upp i Sverige och skall efter provning användas för kommersiell drift. Generatoren får nio meters diameter och beräknas väga knappt 40 ton mot omkring 120 ton för en konventionell direkt driven generator. Användningen av permanentmagneter för magnetisering av rotorn har bidragit till det goda resultatet. Deltagare i projektet är Ägir konsult AB, VG Power, SKF, Verteco OY, Teknikgruppen och Scanwind.

9.1.2 Serie och shunt kompenserad PMSG

Av: Magnus Ellsén, Chalmers tekniska högskola

I figur 3.13 visades det ekvivalenta schemat för en PMSG. Över induktansen uppstår ett oönskat spänningsfall som blir större ju mer ström som tas ut ur generatoren. Det leder till att generatorns klämspänning minskar och den uttagbara effekten ur generatoren begränsas. Om en transistoromriktare kopplas till generatoren så kan den motverka spänningsfallet över induktansen genom att producera reaktiv effekt. Kopplas däremot en billig och robust diodlikriktare till generatoren så måste reaktiv effekt produceras på något annat sätt. Ett sätt att producera den reaktiva effekten är med kondensatorer.

Oftast kopplas kondensatorerna parallellt med den maskin eller utrustning de skall kompensera. Ett exempel är kondensatorn som sitter vid traditionella fastvarvtalsvindkraftverk med asynkrongeneratorer, se avsnitt 5.1. I figur 9.3 visas det ekvivalenta schemat för generatoren kopplat till en diodlikriktare och en belastning på likspännings-sidan. Till vänster visas parallellkompensering. Eftersom synkrongeneratorn inte är kopplad direkt till nätet så kommer polspänningen vid parallellkompenseringsfallet att kunna variera kraftigt med vilken belastning som läggs på. Det beror på att det reaktiva effektbehovet hos generatoren ökar med ökad ström i generatoren. Om kondensatorn istället kopplas i serie med generatorlindningen som till höger i figur 9.3 så blir spänningen in till diodlikriktaren mindre beroende av belastningen. Seriekondensatorn avpassas så att spänningsfallet över induktansen blir lika stort som spänningsfallet över kondensatorn. Detta gäller för en bestämd frekvens, ω , på spänningskällan, det vill säga ett visst varvtal på generatoren. Ofta väljs generatorns märkvarvtal. Genom att spänningen över induktansen är fasvriden 180° före spänningen över kondensatorn så kommer den sammanlagda spänningsfallet över induktans och kondensator i varje ögonblick att bli noll. Kvar blir endast spänningsfallet över generatorns inre resistans, R .



Figur 9.3 Ekvivalent schema för en PMSG kopplad till en diodlikriktare. Till vänster med parallellkompensering och till höger med seriekompensering.

För full kompensering av det induktiva spänningsfallet vid seriekompensering gäller att

$$\omega L = \frac{1}{\omega C} \quad (9.1)$$

vilket ger att impedansen mellan spänningskällan och likriktaren blir lika med generatorspolens resistans eftersom

$$Z_{tot} = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)^2} \quad (9.2)$$

Jämförande prov vid Chalmers vindkraftverk på Hönö visar att generatorns effekt kan höjas omkring 60 % genom att använda seriekompensering i stället för parallellkompensering. Maxeffekten begränsas av att det magnetiska flödet i maskinen inte kan bli hur stort som helst. Järnet blir mättat.

9.1.3 Integration av större mängd vindkraft i elkraftsystemet

Av: Abram Perdana, Chalmers tekniska högskola

Dagens utveckling inom vindkraftsbranschen går mot installationer av allt större vindkraftparker och därmed aktualiseras frågan om stabilitet i transmissions- och regionnät på grund av vindkraftsanslutningar. Vidare är det viktigt att ha bra kontroll av lastfördelningen och den statiska spänningen i det anslutande nätet.

För nätstabilitetsberäkningar använder kraftbolagen i Sverige programmet PSS/E. Det är ett program som räknar med amplitud och fasvinkel och ett vanligt beräkningssteg är 10 ms.

Om transienta förlopp med ögonblicksvärde skall beräknas är programmet PSCAD/EMTDC vanligt. Detta program har möjlighet att samtidigt beräkna vad som händer i den elektriska generatoren, i en frekvensomriktare och elnätet. Ett vanligt beräkningssteg i dessa tillämpningar är betydligt kortare än i PSS/E (hur kort steglängd beror på tillämplig).

I dagsläget kan de flesta vindkraftstillverkare erbjuda modeller av sina kraftverk som är lämpliga och anpassade till bland andra ovan nämnda programvaror. Vad som är lite förvånande är att så få modeller är validerade mot mätningar på vindkraftverk. På Irländska nätbolagets hemsida finns en tabell över tillgängliga modeller, se <http://www.eirgrid.com/eirgridportal/uploads/publications/dynamic%20wind%20generation.pdf>.

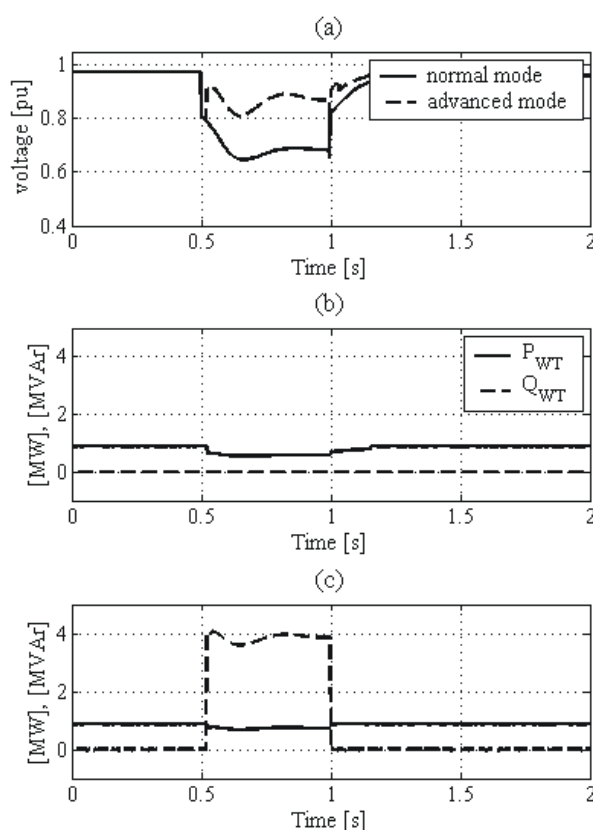
Då vindkraftverken kommer att öka i antal och installationen i mindre grupper och i större vindfarmer blir allt vanligare är det nödvändigt att klumpa ihop, aggregera, vindkraftverken vid nätsimuleringar. Detta för att hålla nere antal komponenter och därmed beräkningstiden vid stabilitetsstudier. Aggregering av vindkraftverk har behandlats av bland andra [4]. Att aggregeringen fungerar som den är tänkt är visat genom att jämföra olika simuleringar. Validering av dessa beräkningar är mycket sällsynt.

9.1.4 Nätförstärkande vindkraftverk

Av: Nayeem Rahmat Ullah, Chalmers tekniska högskola

I dagsläget så är vindkraftverk med variabelt varvtal och en kraftelektronisk omriktare mer vanliga än den traditionella fastvarvtalsturbinen. 2002 så hade vindkraftverk med variabelt varvtal 67 % av marknaden [3]. Exempel på vindkraftverk med variabelt vindkraftverk och elsystem kan ses i figur 6.12. Snabb reglering av aktiv och reaktiv effekt kan åstadkommas med denna typ av turbin. Denna snabba reglering kan användas för att stötta elnätet vid störningar. Under felfall kan vindkraftverket t.ex. regleras så att det fortsätter producera samma aktiva ström som före felet. Vidare så kan vindkraftverket producera så mycket reaktiv effekt som möjligt, beroende på omriktarens storlek, för att stötta nätet. På detta sätt kan vindkraftverken stötta elnätet genom att förbättra spänningsnivån under felfall. Ett exempel på detta visas i figur 9.4. När vindkraftverket är utrustad med en mer avancerad reglering (advanced mode) förbättras spänningskvaliteten jämfört med det normala driftläget. Skillnaden består i att den snabba produktionen av reaktiv effekt av den kraftelektroniska omriktaren.

Mer läsning finns i [36], [37] och [38].



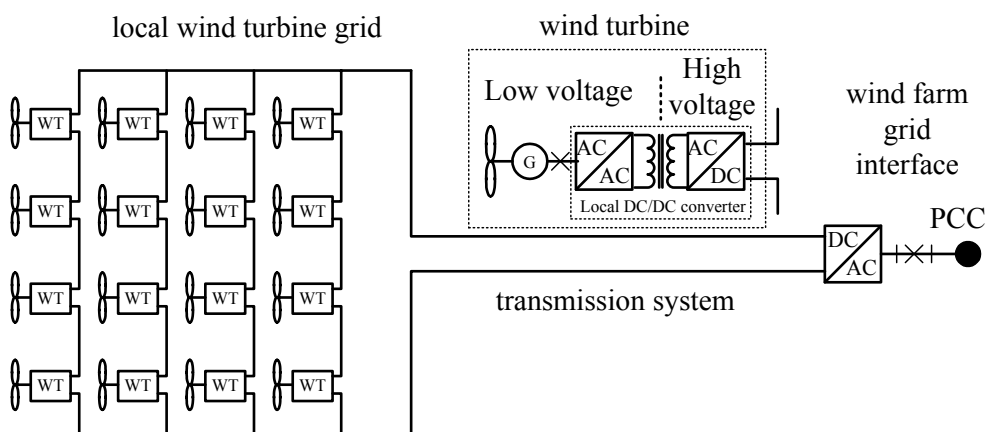
Figur 9.4 a) Spänning vid vindkraftverk vid normal drift och vid avancerad drift. b) Aktiv och reaktiv effekt vid normalt driftläge. c) Aktiv och reaktiv effekt vid avancerat driftläge.

9.1.5 DC-nät för vindkraftparker

Av: Stefan Lundberg och Lena Max, Chalmers tekniska högskola

I figur 8.1 kan det noteras att det har byggts stora vindkraftparker till havs och det planeras för fler. Alla havsbaserade vindkraftparker som i dagsläget har byggts använder konventionell ac-teknik. Exempel på hur elsystemen kan vara utformat med ac-teknik visas i figur 8.2 och figur 8.3. Fördelen med att välja ac-teknik för elsystemet är att det är en beprövad teknik men tyvärr är transmissionsavståndet begränsat på grund av kablarnas reaktiva effektproduktion. Fördelen med att gå över till dc-teknik är att transmissionsförlusterna minskar och att transmissionsavståndet inte är begränsat. Om vindparken ansluts till ett ac-nät erhålls också bra nätanslutningsegenskaper på grund av att växelriktaren isolerar vindparken från ac-nätet, och man har full kontroll på den aktiva och reaktiva effekten levererad till anslutningspunkten. Detta medför också att man får en "ride-through" funktion för hela parken. Nackdelen med dc-tekniken är att den är relativt ny och att det är svårt att uppskatta vad den kommer att kosta i jämförelse med ac-tekniken.

Den vanligaste layouten för havsbaserade vindkraftparker med dc-överföring är att ac-transmissionskabeln och transformatorn i figur 8.3 byts ut mot en HVDC-light överföring. Det vill säga, man har ett lokalt ac-uppsamlingsnät och sedan en likströmsöverföring till land och sist en växelriktare mot ac-nätet på land, vilket är beskrivet i figur 8.4. Fördelen med detta system är att man kan använda konventionell teknik i ac-uppsamlingsnätet och nackdelen är att antalet omvandlingssteg ökar i jämförelse med den rena ac-parken i figur 8.3. Detta kan medföra ökade förluster eftersom effekten måste gå igenom flera steg innan den kan levereras till land. För att minska antalet omvandlingssteg kan vindkraftverk med en dc-utspänning seriekopplas, vilket visas i figur 9.5.



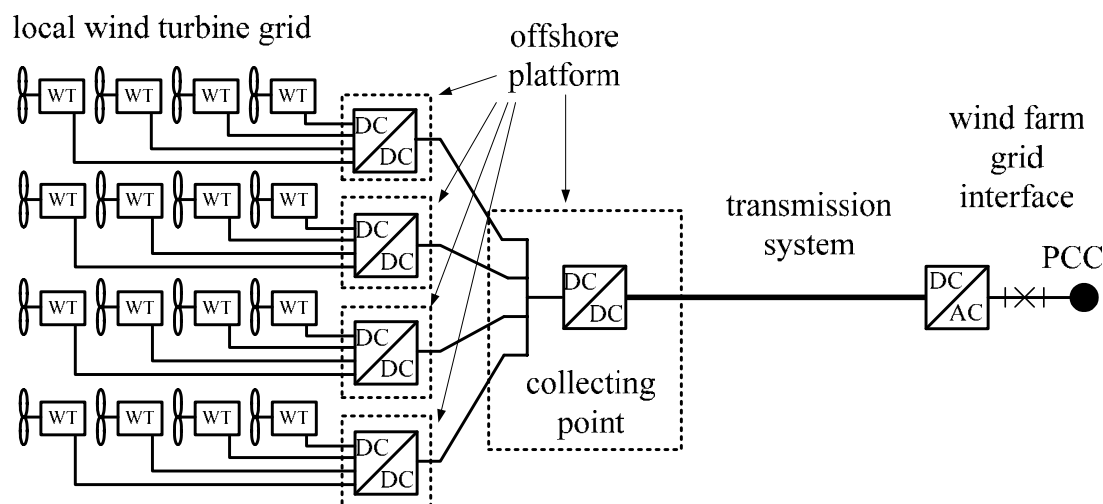
Figur 9.5 Exempel på en vindkraftpark med seriekopplade vindkraftverk.

En annan fördel med denna layout är att det inte behövs någon plattform till havs för att höja spänningen från vindkraftverken till en lämplig nivå för transmission till land. Några av nackdelarna är att det är svårare att reglera vindkraftverken och att den höga transmissionsspänningen finns i varje vindkraftverk. För den mera intresserade finns mer information i [17].

Om ac-komponenterna i figur 8.3 byts ut mot dc-komponenter fås en dc-vindpark enligt figur 9.6. Det vill säga, vindkraftverken har en dc-utspänning, transformatorn byts mot en dc/dc-omriktare (dc-transformator) och ac-kablarna mot dc-kablar. Beroende på vilken dc-spänning man kan få från vindkraftverken och vilken omsättning som kan fås i dc-transformatorerna kan det behövas två transformationssteg för att höja dc-spänningen till en nivå som är lämplig för transmissionen. Om dc-spänningen från vindkraftverken är hög (runt 30 kV) kan det räcka med ett steg och då ansluts vindkraftsradialerna direkt till den sista dc-transformatorn.

De viktigaste komponenterna som behövs för att kunna bygga en vindpark med denna typ av elsystem är

- Dc-kablar
- Dc/ac-omriktare (växelriktare)
- Dc/dc-omriktare (dc-transformator)
- Dc-brytare



Figur 9.6 Exempel på en vindkraftpark med seriekopplade vindkraftverk och en plattform.

De två första punkterna finns i dagsläget redan att köpa för effekter upp till en halv, en GW, och det som fortfarande saknas är dc/dc-omriktare i MW klassen och dc-brytare för höga spänningar. Om det kommer att byggas vindkraftparker med dc-elsystem beror bland annat på hur långa transmissionsavstånden blir och hur stora parkerna blir. Längre avstånd och större parker gynnar dc-alternativen, men det beror också på hur utvecklingen av dc-transformatorerna och dc-brytarna går. Både dc-transformatorn och dc-brytaren är komponenter som är väsentliga för de rena dc-systemen. Det kommer också att bli mer attraktivt att bygga transmissionen med dc om det finns dc-transmission på land som det går att ansluta vindparken till. Till exempel om den, i dagsläget, diskuterade sydlänken kommer att byggas med dc kan möjligheten finnas att gå in med en dc-överföring från en vindkraftpark och ansluta direkt utan någon växelriktarstation.

9.2 Forskning vid tekniska högskolor

I detta avsnitt beskrivs kortfattat en del av den vindkraftsforskning som bedrivs vid de tekniska högskolorna i Sverige.

9.2.1 Chalmers

Av: Ola Carlson, Chalmers tekniska högskola

På Chalmers tekniska högskola, Institutionen för energi och miljö, Avdelningen för el-teknik, bedrivs det vindkraftsrelaterad forskning. Avdelningen har en mångårig verksamhet inom området elsystem till vindkraftverk. Arbetet spänner från generatorkonstruktion, via omriktarkonstruktion och styrning till spännings-stabilitetsfrågor i transmissionsnätet. Forskningsmetodiken är teoristudier, datorsimuleringar, laboratorieförsök och fältmätningar. Avdelningen har tillgång till ett mycket modernt elkraftlaboratorie med möjlighet att prova utrustning upp till en effekt av 300 kW och spänning 1000 V. Givetvis kan prov utföras till mycket högre spänning eller högre ström. Vidare har Chalmers sin egen provstation för vindenergi- forskning med ett 30 kW vindkraftverk

och möjlighet att prova små vindkraftverk. Erfarenheten från mätningar på kommersiella vindkraftverk är omfattande. Mätningarna har koncentrerats på de elektriska storheterna, exempel finns också på bladvinkel, varvtal och moment mätningar. De flesta vindkraftverkstyper finns representerade, så även havsbaserade vindfarmer.

Nuvarande forskning bedrivs inom följande områden:

- Generator system. Både DFIG- och fulleffektsomriktarsystem. Viktiga delar som studerats är bl.a. modellering, reglering och hur systemen svarar på störningar så som spänningsdippar.
- HVDC anslutning av större vindkraftpark med seriekopplade vindkraftsaggregat. Se avsnitt 9.1.5 för mer information.
- DC/DC omvandlare för vindkraftparker med HVDC anslutning. Se avsnitt 9.1.5 för mer information.
- Nätförstärkande vindkraft. Här studeras hur enskilda vindkraftverk och vindkraftparker skall regleras för att stötta nätet på ett så bra sätt som möjligt.
- Storskalig integrering av vindenergi i elnätet. Målet med detta projekt är att ta fram validerade modeller av vindgenerering för elsystemstudier.
- Stabilitetsfrågor.
- Drift och provning vid Hönö provstation för vindenergi.

Dessa projekt som bedrivs vid avdelningen är både nationella, nordiska och internationella vindkraftsprojekt. En mer utförlig presentation av projekten kan ses på hemsidan, <http://www.elteknik.chalmers.se/> som senare kommer att flyttas till <http://www.chalmers.se/ee/EN/research/epe/pewe8757>.

Avdelningen har under 2004 organiserat konferensen ”Nordic Wind Power Conference” och under 2005 ett symposium kring vindkraften i elkraftssystemet. Chalmers var under 2005 värd för den svenska vindenergikonferensen.

9.2.2 Vindkraftrelaterad verksamhet vid avdelningen för Elektriska Energisystem, KTH

Av: Lennart Söder, KTH

Vid avdelningen för Elektriska Energisystem vid KTH bedrivs forskning och utbildning behandlas inom områdena produktion, transmission, distribution och användning av elektrisk energi. Här beskrivs de vindkraftrelaterade verksamheterna som pågår för närvarande (2005).

9.2.2.1 Forskning

Det som är speciellt med vindkraften är att det är ett kraftverk vars produktion varierar kontinuerligt. Dessutom är det inte så enkelt att göra bra prognoser. Forskningen syftar till att utveckla metoder så att man till en så låg kostnad som möjligt kan integrera vindkraften i systemet. Följande frågeställningar belyses för närvarande:

- Vindkraft i områden med begränsad exportkapacitet. Vindkraft byggs vanligtvis i områden med bra vindpotentialer. De bästa förutsättningarna för vindkraft är därför i avlägsna öppna områden med låg befolkningstäthet. Det befintliga överföringssystemet i sådana områden är ofta inte dimensionerat för ytterligare storskalig produk-

tion. Hur balanseras vindkraftens variationer på ett effektivt sätt? Med lokala kraftverk, eller via kraftledningar till andra områden?

- Minimering av kostnaderna för reservkraft i integrerade kraftsystem med mycket vindkraft. Den momentana balansen från minut till minut hanteras av automatiska reglersystem i vattenkraftverken, samt via snabba affärer om start/stopp av kraftverk på skalan 5-10 minuter. Hur ska dessa reglersystem och snabba affärer skötas med stora mängder vindkraft?
- Hantering av vattenkraft och vindkraft på dygnsmarknaden. En stor mängd elkraft säljs via elbörsen Nordpool där man lägger bud senast 12.00 för försäljning dygnet därpå. Frågan är då hur mycket en vattenkraftsägare skall sälja i förväg för kommande dygn och hur mycket han/hon skall spara för kompensering av dåliga vindprognoser?
- Hur skall anslutningen mellan en havsbaserad vindfarm och fastlandet dimensioneras. Detta är en del i ett EU-projekt där KTH samarbetar med andra organisationer från Sverige, Danmark, Tyskland, Nederländerna och Storbritannien.
- Vad blir konsekvensen av stora mängder vindkraft i Nordeuropa. I detta EU-projekt samarbetar KTH med organisationer från Norge, Danmark, Finland och Tyskland.

9.2.2.2 Utbildning/kurser:

Avdelningen ger sedan 2001 kursen Vindkraftsystem, som sedan dess läses av ca 30-50 studenter per år. Kursen ges på engelska och ger en fördjupad allmänbildning inom ett brett område som aerodynamik, mekanik, fysik och elektroteknik. Kursen beskriver vindkraftsteknologin från meteorologi => energi i vinden => aerodynamik för bladen => mekanisk överföring till elektricitet i generator => elöverföring på ledning => försäljning på elmarknaden till kunder. Avdelningen deltar också i andra kurser, till exempel kursen Renewable Energy som ges av institutionen för Energiteknik på KTH.

9.2.2.3 Seminarier

Avdelningen arrangerade under 2005 ett workshop "Fifth International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms". Totalt deltog 137 personer från 17 länder. Avdelningen har tidigare arrangerat motsvarande workshop 4 gånger, åren 2000 (52 från 6 länder), 2001 (131 från 16 länder) och 2002 (106 från 19 länder), 2003 (175 från 19 länder).

9.2.3 Vindkraftrelaterad verksamhet vid avdelningen för Elektriska Maskiner och Effektelektronik, KTH

Av: Hans-Peter Nee, KTH

9.2.3.1 Nytt effektelektronik för likströmsöverföring från vindkraftparker till havs

I takt med att storleken på planerade vindkraftparker ökar, ökar också avståndet från vindkraftparken till en punkt i nätet som är tillräckligt stark för att kunna hantera den stora effekten från vindkraftparken. När avstånden ökar, ökar också intresset för likströmsöverföring, både med hänseende till att den förhållandevis höga initialkostnaden blir obetydlig, och med hänseende till att likströmsöverföring med transistor elektronik erbjuder oöverträffade möjligheter att hjälpa nätet att hantera stora effektvariationer.

Det föreslagna konceptet bygger på en teknik som kallas soft-switching, vilket innebär att transistorerna switchar med mycket små energiförluster. Dessutom används tyristorer i effektomvandlarna som sitter i varje enskilt vindkraftverk. Sammantaget ger det en lösning som har avsevärt lägre förluster än motsvarande system idag. Dessutom blir kostnaden för systemet avsevärt lägre än dagens likströmsöverföringslösningar. Den enda ”haken” i konceptet är att vindkraftverken sammankopplas med ett kabelnät med förhållandevis hög frekvens. Det är allmänt känt att kabelnät inte lämpar sig för höga frekvenser. Detta är därför den största utmaningen i projektet. Mycket talar dock för att problemet går att lösa tillfredställande.

9.2.3.2 Ny effektivare vindkraftgenerator av transversaltyp

Vindkraftgeneratorer kopplas vanligtvis till turbinen via en växel, men man kan också koppla generatoren direkt till turbinen, utan växel. Då måste emellertid generatoren kopplas till nätet via en elektrisk omvandlare. Det man framför allt vinner är att den servicekrävande växellådan inte längre behövs, och då förlorar man inte heller den energi som annars försvunnit i form av värme i växellådan. Nackdelen med att ta bort växellådan är att totalvikten för vindkraftverket ökar, eftersom en direktdriven generator blir tyngre än en generator med växellåda. Det är därför viktigt att generatoren görs så kompakt som möjligt, och då är den permanentmagnetiserade transversalflödes-maskinen mycket lovande.

Huvudmålet för projektet är att utveckla ett kostnadseffektivt direktdrivet vindkraftverk i MW-klassen. Ett nytt transversalflödeskoncept skall utvärderas i jämförelse med andra optimerade lösningar. Jämförelsen görs med hjälp av datorsimuleringar. Dessutom skall en prototyp byggas och utvärderas, för att verifiera att teorierna håller i praktiken. Projektet drivs i samarbete med ABB, som har visat intresse till tekniken och som kommer att hjälpa till med prototypbygget.

9.2.4 Vindkraftforskning vid Elektricitetslära Uppsala Universitet

Av: Hans Bernhoff, Uppsala Universitet

Vi studerar en ny vindkraftteknik baserad på en vertikalaxlad turbin i kombination med en direktdriven permanentmagnetiserad synkron generator med variabelt varvtal. Turbinen är stall-reglerad och varvtal styrs genom den överlastbara generatoren. Generatoren är konstruerad för låg lastvinkel varför direktlikritning kan användas. I en större anläggning kan aggregaten samman kopplas till en gemensam likspänningsnivå. För närvarande har en mindre turbin (2 kW) provats och en i modell skala (12 kW) är under konstruktion.

Fördelarna med denna teknik förväntas vara lägre kostnader då antalet delar reduceras väsentligt, lägre störningar då den vertikalaxlade turbinen är i det närmaste ljudlös jämfört med traditionell horisontalaxlad teknik och högre verkningsgrad då en effektivare generator och nätkoppling används.

Spetsen för denna forskning ligger inom två områden: utveckling av generator och vindkraftverk utifrån grundläggande fysikaliska principer (Maxwells och Navier-Stokes ekvation) vilket kräver en hög vetenskaplig nivå och en ett tvärvetenskapligt kunnandet

inom alla de discipliner som omfattas av ett vindkraftverk: strömningsmekanik, sturkturmekanik, materialteknik, elektricitetslära och miljöeffekter.

9.3 Framtida utveckling

Att vindkraften håller på att bli ett bidrag av betydelse för den svenska energiförsörjningen är tydligt i dessa dagar. Under 2005 kommer vindkraften att producera omkring 1 TWh elenergi, dock inte så stor andel av den totala elproduktionen på 150 TWh. Vindkraften har med el-certifikaten fått en tydligare och stabilare finansiering och därmed har utbyggnaden tagit fart. Att Vattenfall har tagit på sig en ledande roll ger också stadga åt utvecklingen i Sverige.

I dagsläget är det vanligt att sätta upp enskilda kraftverk eller mindre grupper, 2-10 MW installerad effekt. Några exempel på havsbaserade grupper av kraftverk finns också. Den större vindfarmen väster om Malmö, Lillgrund 150 MW, har kommit långt i planläggningen och de första inköpen av delar är avklarade. Vidare planeras ett flertal större havsbaserade vindfarmer med en installerad effekt upp mot 1000 MW. Det lär dock dröja minst fem år innan de är i full drift. För att få en aktuell bild av antal vindkraftverk i Sverige rekommenderas <http://www.vindstat.nu/>.

Utvecklingen av elsystem i vindkraftverk går tydligt mot en allt större dominans av system med variabelt varvtal. Det dominerande systemet idag är med dubbelmatad asynkrongenerator, DFIG. Utvecklingen går mot att allt fler tillverkare går över till elsystem med fulleffektomriktare.

10 Internet

10.1 Organisationer

European wind energy association	http://www.ewea.org/
Danish wind industry association	http://www.windpower.org/
International energy association	http://www.iea.org/
Kunskapscentrum vindkraft	http://www.vindenergi.org/
Svensk Vindkraftförening	http://www.svensk-vindkraft.org/ http://www.offshorewindenergy.org/

10.2 Vindkraftverkstillverkare

Dewind	http://www.dewind.de/en/
Ecotècnia	http://www.ecotecnia.com/index_ing.htm
Enercon	http://www.enercon.de/en/_home.htm
Gamesa	http://www.gamesa.es/gamesa/
GE Wind	http://www.gewindenergy.com/
Mitsubishi	http://www.mhi.co.jp/power/e_power/index.html
Nordex	http://www.nordex-online.com/_e/
REpower	http://www.repower.de/
Scanwind	http://www.scanwind.com/
Siemens (Bonus)	http://www.powergeneration.siemens.com/en/windpower/
Suzlon	http://www.suzlon.com/
Vestas	http://www.vestas.com/
WinWinD	http://www.winwind.fi/

10.3 Vindprojekt/Projektörer

E.ON Vindprojektering	http://www.eon.se/templates/InformationPage.aspx?id=42431
Favoinus	http://www.favonius.se/
Svevind	http://www.svevind.se/
Vindkompaniet	http://www.vindkompaniet.se/
Universal wind	http://www.universalwindoffshore.se/

10.4 Universitet och forskningsinstitut

Elteknik, Chalmers tekniska högskola	http://www.chalmers.se/ee/SV/forskning/forskargrupper/elteknik
Institutionen för Elektrotekniska system, KTH	http://www.ets.kth.se/
Risø	http://www.risoe.dk/
Ellära & Åskforskning, Uppsala Universitet	http://www.el.angstrom.uu.se/

10.5 Vindparker

Middelgrund

<http://www.middelgrund.com/>

Hornsrev

<http://www.hornsrev.dk/>

Nysted

<http://uk.nystedhavmoellepark.dk/frames.asp>

Lillgrund

<http://www.vattenfall.se/lillgrund>

Kriegers flak

<http://www.vattenfall.se/kriegersflak>

Trolleboda

<http://www.vattenfall.se/trolleboda>

Hitra och Smøla

<http://www.statkraft.no/pub/vindkraft/vindparker/index.asp>

11 Referenser

- [1] ABB (2005, nov.), "It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology", Broschyr
[http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/77208313563C2456C1257077003078C0/\\$File/It%20is%20time%20to%20connect%20web%20June%2005.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot221.nsf/VerityDisplay/77208313563C2456C1257077003078C0/$File/It%20is%20time%20to%20connect%20web%20June%2005.pdf)
- [2] Ackermann T och Söder L, "An overview of wind energy-status 2002", Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 6, nr. 1-2, s. 67-128, Februari/April 2002
- [3] Ackermann T, "Wind Power in Power Systems", West Sussex: John Wiley and Sons, Ltd., 2005
- [4] Akhmatov V och Knudsen H, "An aggregate model of a grid-connected, large-scale, offshore wind farm for power stability investigations—importance of wind-mill mechanical system" Electrical Power and Energy Systems, vol. 24, 709–717, 2002.
- [5] Bollen M, "Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions", IEEE Press, Piscataway, 2000
- [6] Burton T, Sharpe D, Jenkins N och Bossanyi E; "Wind Energy Handbook", John Wiley & Sons Ltd., 2001
- [7] Bygdell E och Söderberg D, "Power quality investigation of an Enercon E-40 wind turbine", Examensarbete, Inst. för data- och elektroteknik, Chalmers Lindholmen högskola, 2004
- [8] DeWind (2005, okt.) "D8", Broschyr
<http://www.dewind.de/en/downloads/D8-2000-100-eng.pdf>
- [9] Ecotècnia (2005, okt.) "ECOTÈCNIA 100", Broschyr
http://www.ecotecnia.com/ing/ecotecnia_100_english.pdf
- [10] Enercon (2005, okt.), Hemsida
<http://www.enercon.de/en/e112.htm>
- [11] Gamesa (2005, okt.) "G90 – 2.0 MW", Broschyr
http://www.gamesa.es/gamesa/modules/idealportal/uploadlink/G90_General_Characteristics.pdf
- [12] Ganander H, Carlson O, Grauers A, Svensson J och Larsson Å, "Elektriska system och mekaniska laster i vindkraftverk", Elforsk Rapport 98:17, juni 1998
http://www.elforsk.se/publish/show_report.phtml?id=265
- [13] GE Wind (2005, okt.) "3.6s offshore wind turbine", Broschyr,
http://www.gepower.com/prod_serv/products/wind_turbines/en/downloads/ge_36_brochure.pdf
- [14] Grauers A och Landström S, "The Rectifiers Influence on the Size of Direct-driven Generators", European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC'99), Nice France, March 1-5, 1999.

-
- [15] "IEC 61000-4-12 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specification", Internationell standard
- [16] Lundberg S, Thiringer T och Petru T, "Electrical limiting factors for wind energy installations in weak grids", IEEE Trans. Energy Conv., vol. 17, no. 2, 2001
- [17] Lundberg, S., "Configuration study of large wind parks", Licentiatavhandling 474L, Inst. f. elteknik, Chalmers tekniska högskola, Oktober 2003
<http://www.elteknik.chalmers.se/Publikationer/EMKE.publ/Abstracts/2003/StefanLic.pdf>
- [18] Mitsubishi (2005, okt.) "MWT92 2.4 MW", Broschyr,
http://www.mhi.co.jp/power/e_power/product/nature/wind_pdf/mwt92.pdf
- [19] Mohan N, Undeland T och Robbins W, "Power Electronic Converters, Applications and Design", John Wiley & Sons, Inc., 2003
- [20] Nordex (2005, okt.), Hemsida
http://www.nordex-online.com/e/produkte_und_service/offshore/n80/datenblaetter.html
- [21] Petersson A, "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", Doktorsavhandling, Inst. för energi och miljö, Chalmers tekniska högskola, Göteborg Maj 2005
<http://www.elteknik.chalmers.se/Publikationer/EMKE.publ/Abstracts/2005/AndreasPhD.pdf>
- [22] Petersson A, Thiringer T, Harnefors L och Petru T, "Modeling and Experimental Verification of Grid Interaction of a DFIG Wind Turbine", IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 20, no. 4 s. 878–886, December 2005
- [23] Petru T och Thiringer T, "Modeling of Wind Turbines for Power System Studies", IEEE Trans. Power Systems, vol. 17, no. 4 s. 1132–1139, November 2002
- [24] REpower (2005, okt.), "M5", Broschyr
http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/5m_uk.pdf
- [25] Scanwind (2005, okt.), Hemsida
<http://www.scanwind.com/>
- [26] Simens (2005, okt.), Hemsida
<http://www.powergeneration.siemens.com/en/windpower/products/3600kW/index.cfm>
- [27] Suzlon (2005, okt.), Hemsida
http://www.suzlon.com/2_MW_Technical_data.htm
- [28] "Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar", Svenska Kraftnät, 2005
http://www.svk.se/upload/3432/SvKFS2005_2.pdf
- [29] "Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet", Sveriges elleverantörer, 1999
- [30] Thiringer T, "Power quality measurement performed on a low-voltage grid equipped with two wind turbines", IEEE Trans. Energy Conv., vol. 11, no. 3 s. 601–606, 1996

- [31] Thiringer T, Petru T och Liljegren C "Power Quality Impact of a Sea Located Hybrid Wind Park", IEEE Trans. Energy Conv., vol. 16, no. 2 s. 123–127, Juni 2004
- [32] Thiringer T, "Grid-Friendly Connecting of Constant-Speed Wind Turbines Using External Resistances", IEEE Trans. Energy Conv., vol. 17, no. 4 s. 537–542, December 2002
- [33] Thiringer T, Petru T och Lundberg S "Flicker contribution from wind turbine installations", IEEE Trans. Energy Conv., vol. 19, no. 1 s. 157–163, Mars 2004
- [34] Thiringer T; "Research Program of the Utgrunden Demonstration Offshore Wind Farm", Inst. för energi och miljö, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2005
- [35] Thiringer T och Petersson A;"Control of a Variable-Speed Pitch-Regulated Wind Turbine", Inst. för energi och miljö, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2005
- [36] Ullah N R, Groot J, Thiringer T, "The Use of a Combined Battery/Supercapacitor Storage to Provide Voltage Ride-Through Capability and Transient Stabilizing Properties by Wind Turbines", 1st European Symposium on Super Capacitors & Applications, BELFORT-FRANCE 4 - 5 November 2004
- [37] Ullah N R, Thiringer T, "Improving voltage stability by utilizing reactive power injection capability of variable speed wind turbines", The Eighth IASTED International Conference on POWER AND ENERGY SYSTEMS October 24-26, 2005 Marina del Rey, CA, USA
- [38] Ullah N R, "Small Scale Integration of Variable Speed Wind Turbines into the Local Grid and Its Voltage Stability Aspects, International conference on Future Power Systems", November 16-18 2005, Amsterdam
- [39] Vestas (2005, okt.) "V120-4.5 MW Offshore leadership", Broschyr
<http://www.vestas.com/pdf/produkter/AktuelleBrochurer/v120/V120%20UK.pdf>
- [40] WinWind (2005, okt.) "WWD-3 Wind Turbine", Broschyr
http://www.winwind.fi/english/materiaalit/wwd3_datasheet_engl_130905.pdf

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS – ELFORSK – AB
Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30. Telefax 08-677 25 35
www.elforsk.se