

Reglermöjlighet för nya produktionskällor

Elforsk rapport 11:67



Johnny Vikesjö, Daniel Karlsson, Gothia Power

November 2011

ELFORSK

Reglermöjligheter för nya produktionskällor

Elforsk rapport 11:67

Förord

Denna rapport är framtagen Smart Grids Programmet. Syftet med Smart Grids programmet är att samordna elbranschens utvecklingsaktiviteter för framtida intelligenta elnät inom området Överföring & Distribution.

Som en följd av samhällets anpassning för att minska klimatpåverkan är intresset för att utveckla elsystemet i riktning mot nya produktions- och förbrukningsmönster stort. Smart Grids möter efterfrågan på framtidens elnät genom att göra det möjligt att mäta tillståndet i elnätet. Utav den erhållna informationen, ska det sedan gå att detaljstyra elflödet samt utbyta information med prisaktörer.

Nytan av ett smart elnät är uppenbart och fördelar kan återfinnas hos alla aktörer.

- Kundnytta - Bättre tillförlitlighet, information av ev. elavbrott samt billigare elleveranser.
- Internnytta - Nätägare och elhandlare kan utföra många av sina funktioner (reparationer, underhåll, spänningsstyrning, identifiering av bortkopplade kunder och lägre kostnader för eventuella investeringar) betydligt mer effektivt.
- Samhällsnytta - På systemnivå märks skillnaden i en förändrad produktion och ett annorlunda konsumtionsmönster. Dessutom bidrar Smart Grids med en minskad miljöpåverkan och lägre överföringsförluster.

Smart Grids programmets programstyrelse består av följande ledamöter:

Göran Ericsson, ordförande	Svenska Kraftnät
Peter Söderström, vice ordförande	Vattenfall Eldistribution AB
Christer Bergerland	Fortum Distribution AB
Christian Andersson	E.On Elnät Sverige AB
David Westerlund	Göteborgs Energi AB
Rolf Gustafsson	Mälarenergi AB
Susann Persson	Jämtkraft AB
Mikael Arvidsson	HEM Nät AB
Anders Johansson	SABO AB
Claudio Marchetti	ABB AB
Ingvar Hagman	Ericsson AB
Nina Lövehagen	Ericsson AB
Anders Trana	Telia Sonera AB
Anders Bülund	Trafikverket
Hannes Schmied	NCC AB
Jan Hintze	Siemens AB
Matz Tapper (adjungerad)	Svensk Energi
Monika Adsten (adjungerad)	Elforsk AB
Susanne Olausson, sekreterare	Elforsk AB

Följande bolag har deltagit som finansiärer av projektet. Elforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

E.ON Elnät Sverige AB	AB Borlänge Energi
Svenska Kraftnät	Sandviken Energi Elnät AB
Vattenfall Eldistribution AB	Trollhättan Energi Elnät AB
Göteborgs Energi AB	Fortum Distribution AB
Skelleteå Kraft AB	Borås Elnät AB
Mälarenergi Elnät AB	Landskrona Stad
Jämtkraft AB	Ericsson AB
Umeå Energi Elnät AB	SABO
Öresundskraft AB	Combitech AB
Jönköping Energi Nät AB	NCC Construction Sverige AB
Gävle Energi AB	ABB AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB	TeliaSonera AB
Sundsvall Elnät AB	Trafikverket
Härjeåns Nät AB	Basprojektet
Halmstad Energi & Miljö Nät AB	Siemens
Falu Elnät AB	Elverket Vallentuna

Stockholm i november 2011

Susanne Olausson
Elforsk AB

Programområde Överföring och Distribution

Sammanfattning

Syftet med detta uppdrag är att beskriva reglermöjligheterna, med avseende på normaldrift, störningssituationer och onormala driftfall, för nya produktionskällor, samt att ge rekommendationer för hur dessa reglermöjligheter kan utnyttjas i kritiska situationer för att förbättra kraftsystemdriften. Nyttan av de beskrivna reglermöjligheterna analyseras i form av kostnadsbesparing i traditionella produktionskällor, minskade systemförluster och ökad leveranssäkerhet.

Reglering av reaktiv effekt för enskilda nya produktionskällor kan ge möjlighet till en bättre spänningsstabilitet. För mindre produktionskällor kan det göras med produktionskällornas omriktare. För större parker kan STATCOM eller SVC vara nödvändigt att installera för att reglera spänningen i anslutningspunkten. En koordinerad reglering av reaktiv effektutmatning med STATCOM och produktionsenhetens omriktare skulle kunna ge bättre spänningsreglering vid transienta spänningsstörningar. Fasvinkelreglering har traditionellt används som reglermetod där den reaktiva effektinmatningen i anslutningspunkten reglerats till att vara nära noll. Vid kortslutning i anslutande nät som resulterar i spänningsfall i anslutningspunkten kan en växling från fasvinkelreglering till spänningsreglering vara lämplig för att ge en snabbare spänningsstabilisering. Reglering av reaktiv effekt kan även användas för att dämpa systemvida pendlingar genom att införa pendlingsdämpningsfunktion i omriktarna för nya produktionskällor eller genom att införa en reglering för pendlingsdämpning i SVC eller STATCOM.

Reglering av aktiv effekt kan ge möjlighet att tillhandahålla virtuell inertia samt primär och sekundär frekvensreglering. Virtuell inertia från vindkraftverk kan tillhandahållas utan att produktionen behöver begränsas genom att ta från den lagrade kinetiska energin för att mata ut en högre aktiv effekt vid frekvensfall. Primär frekvensreglering kan åstadkommas genom att begränsa produktionen av aktiv effekt eller genom att tillhandahålla frekvensreglering med hjälp av energilagring. Båda frekvensreglermetoderna innebär att den energi som levereras till elnätet minskar jämfört med om ingen frekvensreglering sker vid de nya produktionskällorna.

Utökade krav på reglering av reaktiv effekt kan bli aktuella för det nordiska elnätet under normal drift och krav på inmatning av reaktiv effekt vid störning i anslutande nät. Kraven kan medföra nytta genom att bidra till att spänningsstabiliteten i elsystemet förbättras. Kraven kan även komma att innebära ökade kostnader för att dimensionera omriktarna på nätsidan vid nya produktionskällor till högre märkström och märkspänning samt innebära ökade överföringsförluster vid vindkraftverket på grund av en högre ström.

Krav på frekvensreglering kan komma att införas för nya produktionskällor. Kraven kan medföra nytta genom att bidra till att frekvensstabiliteten i elsystemet förbättras, bidra till att en större andel av nya produktionskällor kan införas i elsystemet och därigenom minska investeringskostnader i konventionella kraftverk, samt bidra till att minska överföringsförluster genom att en större andel produktion kan ske närmare lasten. Kraven på frekvensreglering kan leda till ökade kostnader vid vindkraftverket på grund av produktionsbegränsningar eller på grund av förluster vid upp och urladdning av energilagrar.

Baserat på de reglermöjligheter som redovisats i denna rapport ges följande rekommendationer för att förbättra kraftsystemdriften i kritiska situationer:

- Vid kortslutning i anslutande nät som resulterar i spänningsfall vid PCC rekommenderas växling från fasvinkelreglering till spänningsreglering för att ge en snabbare spänningsstabilisering.
- För de produktionsparker som utrustas med SVC eller STATCOM föreslås en koordinerad reaktiv effekthereglering med produktionsenheternas omriktare för att minimera totalkostnaden för att dimensionera produktionsenheternas omriktare och SVC eller STATCOM.
- För att minska frekvensfallet vid produktionsbortfall rekommenderas att virtuell inertia implementeras i vindkraftverk eftersom detta kan göras utan att vind behöver spillas och för att det medför en tydlig nytta för kraftsystemdriften.

Summary

The purpose of this assignment is to describe the possibilities for active and reactive power control, with respect to normal operation, operation during grid disturbances and operation during abnormal operating conditions, for new generation sources, and to provide recommendations for how these control strategies can be used in critical situations to improve power system operation. The usefulness of the described control possibilities are analyzed in terms of cost of investments in traditional generation sources, reduction in system losses and in increased reliability.

The control of reactive power for new generation sources can provide the possibility to better voltage stability. For smaller power units, it can be done with the production sources converters. For larger parks, STATCOM or SVC be necessary to install to control the voltage at the PCC. A coordinated regulation of reactive power with STATCOM and with the production unit's converters could provide better voltage control for transient voltage disturbances. Power factor control has traditionally been used for control of reactive power where the reactive power input at PCC is controlled to be close to zero. In case of a short circuit in the connecting network, resulting in a voltage drop at PCC, a shift from power factor control mode to voltage control mode may be appropriate to provide faster voltage stabilization. The regulation of reactive power can also be used to mitigate system wide oscillations by introducing a PSS-control for the converters for new generation sources, or by introducing a control for oscillation damping in the SVC or STATCOM.

Control of active power can provide the opportunity to provide virtual inertia and primary and secondary frequency control. Virtual inertia from wind turbines can be provided without limiting the generation by utilizing the kinetic energy stored in the turbine and in the rotor of the generator to output a higher active power in case of a frequency drop. Primary frequency control can be achieved by limiting the generation of active power or by providing frequency control by means of energy storage. Both frequency control methods implicate that the energy delivered to the grid decreases compared to the case without frequency regulation at the new production sources.

New requirements of control of reactive power may be introduced for the Nordic power system, in form of a PQ profile requirement for normal operation and in form of requirements for reactive power support during grid disturbances. The reactive power requirements may result in benefits by contributing to improvements of the voltage stability of the power system. The requirements may also result in increased costs due to higher ratings of the grid side converter and due to increased losses caused by a higher current.

New requirements for frequency regulation may be introduced. The requirements may result in benefits by contributing to the frequency stability of the power system, by making it possible to have a larger share of new production sources in the power system, by reducing the investment costs of

conventional power plants, and by reducing transmission losses since a larger share of the power generation can be located closer to the load. The requirements for frequency control may cause increased costs at the wind turbine due to generation limitations or due to losses during charging and discharging of the energy storage.

Based on the control strategies presented in this report, the following recommendations are made to improve the operation of the power system in case of grid disturbances:

- In case of short circuit in the connected grid, resulting in voltage drop at the PCC, it is recommended to switch from power factor control mode to voltage control mode in order to obtain faster voltage stabilization.
- For the production parks equipped with SVC or STATCOM, it is proposed to coordinate the reactive power control of the production units' converters and the SVC or STATCOM in order to minimize the total cost for the reactive power supply.
- To reduce the frequency drop in case of production loss on the grid, it is recommended to implement virtual inertia in the wind power units. This can be done without the implementing production limitation during normal operation and it is beneficial for the operation of the power system.

Innehåll

Förkortningar	1
1 Bakgrund	2
1.1 Syfte	2
2 Karakteristiska egenskaper för nya produktionskällor – vind, sol och våg	3
2.1 Energi från vinden	3
2.2 Solinstrålningens egenskaper	5
2.3 Vågornas egenskaper	7
3 Nätanslutning för nya produktionsanläggningar	8
3.1 Vindkraftverk.....	8
3.1.1 DFIG	8
3.1.2 Fulleffektomriktare.....	9
3.2 Vindkraftparker.....	10
3.3 Solkraftanläggningar	11
3.4 Vågkraftanläggningar	11
4 Spänningsreglering och reaktiv störningsreserv	12
4.1 Krav SvKFS 2005:2	12
4.1.1 Spänningsreglering	13
4.1.2 Spänningsvariationer	13
4.2 Krav ENTSOE.....	15
4.3 Reaktiv effektkompensering med SVC eller STATCOM	17
4.3.1 STATCOM	17
4.3.2 SVC - Static var compensator.....	18
4.4 Reglering av reaktiv effekt för stora produktionsanläggningar anslutna till region- eller stamnät.....	19
4.4.1 Reglering av reaktiv effekt vid PCC med SVC eller STATCOM	19
4.4.2 Reglering av reaktiv effekt med produktionsenheternas omriktare	20
4.4.3 Koordinerad spänningsreglering med SVC eller STATCOM och produktionsenhetens omriktare	20
4.4.4 Val av konfiguration för reaktiv effektregering i vindkraftpark... ..	20
4.4.5 Spänningsreglering vid störningssituationer	21
4.4.6 Spänningsreglering vid onormala driftfall	21
4.5 Reglering av reaktiv effekt i mindre produktionsanläggningar anslutna till distributionsnät	21
4.5.1 DFIG	21
4.5.2 Fulleffektomriktare.....	22
5 Frekvensreglering och aktiv störningsreserv	23
5.1 Frekvensstabilitet.....	23
5.2 Krav i SvKFS 2005:2	27
5.2.1 Effektregering	27
5.2.2 Störningstålighet	28
5.3 Krav ENTSOE.....	29
5.4 Reglering av aktiv effekt i mindre produktionsanläggningar med effektmixering	30
5.4.1 Reglering med maximal effektutmatning i vindkraftanläggning ..	30
5.4.2 Reglering med maximalt effektuttag i solcellsanläggning	32
5.5 Frekvensreglering med produktionsbegränsning.....	34

5.6	Frekvensreglering med produktionsbegränsning.....	36
5.6.1	Produktionsbegränsning i solcellspark	38
5.7	Frekvensreglering med energilagring	40
5.7.1	SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)	40
5.7.2	Superkondensatorer.....	40
5.7.3	Svänghjul	40
5.7.4	Pumpkraftverk	41
5.7.5	Batterilagring	41
6	Kraftsystemdynamik – PSS och virtuell inertia	42
6.1	PSS och pendlingsdämpningsmöjligheter.....	42
6.1.1	PSS och DFIG.....	43
6.1.2	Pendlingsdämpning med SVC eller STATCOM	43
6.1.3	Pendlingsdämpning med batterilagringssystem.....	43
6.2	Virtuell inertia.....	44
6.2.1	Krav ENTSOE (Typ C och D).....	44
6.2.2	Virtuell inertia i vindkraftverk	44
7	Nytta av nya reglermöjligheter	46
7.1	Värde av ökad leveranssäkerhet	46
7.1.1	Effektleveransvärde	46
7.1.2	Energileveransvärde	47
7.2	Kostnadsbesparing i konventionella produktionskällor	49
7.2.1	Vilka produktionskällor ersätter vindkraft, solkraft och vågkraft?	49
7.3	Kostnadsbesparing i minskade systemförluster	50
7.4	Nytta och kostnad för olika dimensioneringar av omriktare i nya produktionskällor	50
8	Slutsatser	52
9	Framtida arbete	54
	Referenser	55

Förkortningar

DFIG	Doubly Fed Induction Generator
PCC	Point of Common Coupling
VSC	Voltage Source Converter
WEC	Wind Energy Converter
SVC	Static Var Compensator
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
PWM	Pulse Width Modulation
PSS	Power System Stabilizer
FNR	Frequency Normal Reserve
FDR	Frequency Disturbance Reserve
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
PCS	Power Conversion System
ESPSS	Energy Source Power System Stabilizer
BESS	Battery Energy Storage System
TSO	Transmission System Operator
ELCC	Effective Load Carrying Capability
LOLE	Loss Of Load Expectations
NPV	Net Present Value

1 Bakgrund

Elproduktionen i det svenska och nordiska kraftsystemet har sedan lång tid tillbaka dominerats av vatten- och värmekraft. Det förefaller rimligt att anta att såväl vattenkraft som värmekraft, och därtill kopplade synkrongeneratorer, även framöver kommer att ha en framskjuten position inom den nordiska elkraftförsörjningen. Dock växer andelen nya produktionskällor, där elgenereringen inte sker i en direktansluten synkronmaskin, i en sådan takt att reglermöjligheterna för dessa blir viktiga att beakta vid kraftsystemstudier.

1.1 Syfte

Syftet med detta uppdrag är att beskriva reglermöjligheterna, med avseende på normaldrift, störningssituationer och onormala driftfall, för nya produktionskällor, samt att ge rekommendationer för hur dessa reglermöjligheter kan utnyttjas i kritiska situationer för att förbättra kraftsystemdriften. Nyttan av de beskrivna reglermöjligheterna analyseras i form av kostnadsbesparing i traditionella produktionskällor, minskade systemförluster och ökad leveranssäkerhet.

Följande delar ingår i projektet:

- Spänningsreglering och reglering av reaktiv effekt.
- Reglering av aktiv effekt och frekvensreglering.
- Virtuellt inertia och ekvivalenta egenskaper för omriktaranslutna maskiner.
- Pendlingsdämpning.

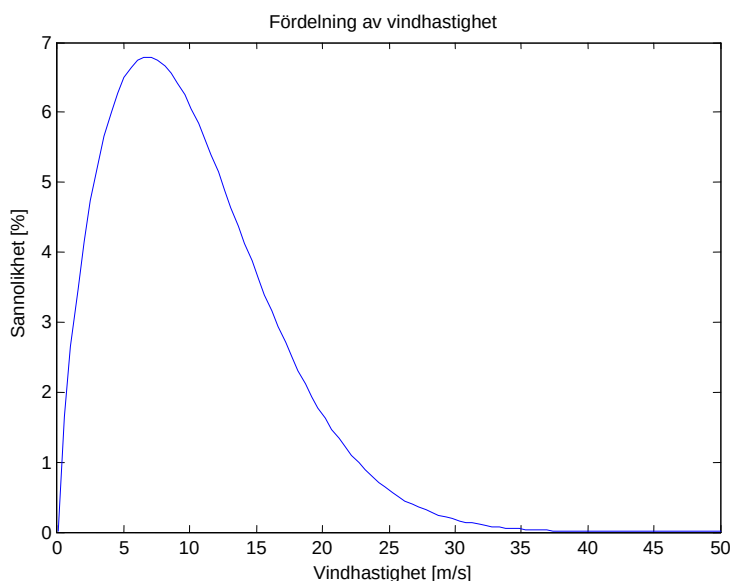
Denna studie omfattar såväl småskalig produktion baserad på sol-, vind- och vågkraft, ansluten till lokalnät, som större produktionsanläggningar, företrädesvis vindkraftparker, anslutna till region- eller stamnät. Studien beskriver även relationen mellan nytta och kostnad för olika dimensioneringar av omriktare i nya produktionskällor.

2 Karakteristiska egenskaper för nya produktionskällor – vind, sol och våg

Karakteristiskt för nya produktionskällor såsom vind-, sol- och vågkraft är att det möjliga effektuttaget begränsas både av kraftverkens kapacitet och av den aktuella tillgången till primärenergien i vinden, solstrålningen eller i vågorna. Eftersom vindhastigheter, solintensitet och vågrörelser varierar både på kort och på lång sikt varierar även den aktiva effekten som matas ut på elnätet om produktionen av aktiv effekt maximeras. Både i nya och konventionella produktionsanläggningar finns möjlighet att begränsa produktionen under den tillgängliga kapaciteten för att skapa en effektreserv som kan användas när ett tillskott av producerad aktiv effekt behövs för att förbättra kraftbalansen. När produktionen begränsas i konventionella kraftanläggningar sparas bränslet. Om begränsningar införs i nya produktionsanläggningar utan energilagringmöjlighet spills istället primärenergien från till exempel vinden, solintensiteten eller vågrörelser bort vilket leder till ökade produktionskostnader.

2.1 Energi från vinden

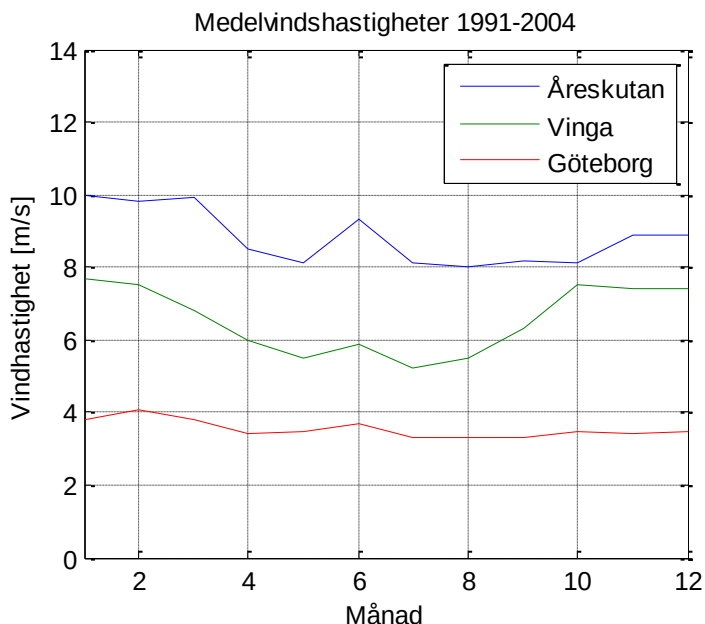
Vindhastigheter varierar dels på sekundbasis i form av kortvariga effektfluktuationer i vindhastighet och dels på längre sikt beroende av tid på dygnet och årstid. Frekvensen av vindhastigheter på ett års sikt följer normalt en Weibullfördelning, ett exempel på en Weibullfördelning visas i Figur 1.



Figur 1: Typisk fördelning av vindhastighet.

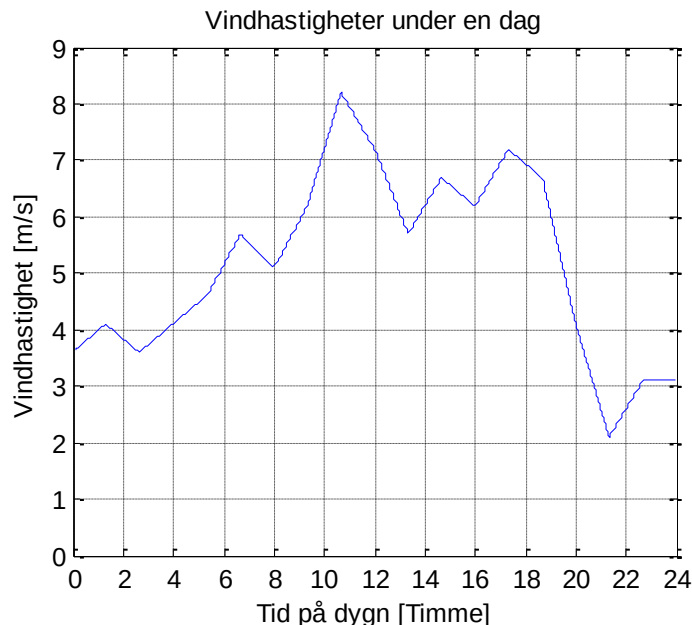
Vindhastigheter varierar också med höjden över marken. I de lägre delarna av atmosfären påverkas vindhastigheterna av terrängen som kan reducera vindhastigheten på grund av att friktionen mot markytan skapar turbulens.

Medelvindhastigheter [8] för olika månader under åren 1991 till 2004 visas i Figur 2 för tre olika utvalda platser i Sverige. Den högsta medelvinden under åren 1991 till 2004 uppnåddes vid Åreskutan som hade ett medelvärde på 8,9 m/s under perioden. I figuren har medelvindarna vid Vinga och i Göteborg valts ut för att påvisa de högre vindhastigheterna till havs jämfört med på land. Vinga ligger ca 10 sjömil från Göteborgs centrum. Medelvindarna både vid Åreskutan och vid Vinga är lägre sommartid än vintertid. I Göteborg var de uppmätta medelvindarna mindre årstidsberoende under den angivna mätperioden. Observera att medelvindarna på högre höjd över marken kan vara högre än de medelvindar som presenteras i figuren.



Figur 2: Medelvindhastigheter 1991 till 2004.

I Figur 3 har en vindprofil för en dag valts ut som visar en approximation av medelvinden under en utvald sommardag. Denna vindprofil används senare i arbetet för att analysera nyttan av reglering av vindkraft.



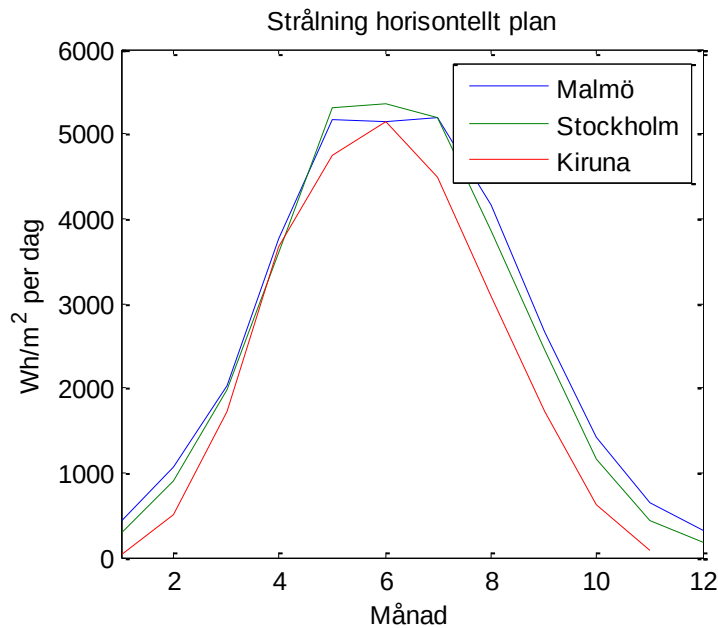
Figur 3: Exempelprofil för vindvariationer under en dag.

2.2 Solinstrålningens egenskaper

Solinstrålningens intensitet mäts normalt i Watt per kvadratmeter [W/m^2] där medelvärdet på den totala solstrålningen är omkring 1400 W/m^2 [9]. Solinstrålningens samspel med jordens atmosfär och yta beror på följande faktorer

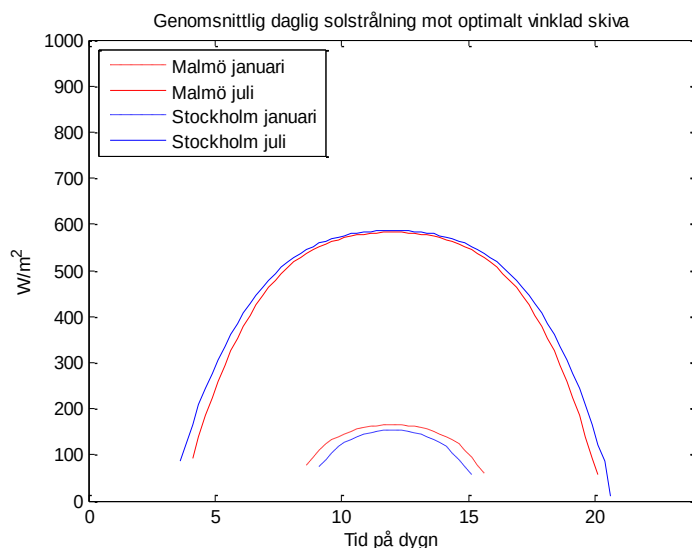
- Jordens geometri, bana runt solen och rotation.
- Atmosfärisk dämpning.
- Terräng.

Solens instrålning mot en punkt på jorden varierar dels dygnsvis med jordens rotation runt sin egen axel och dels årsvis med jordens rotation runt solen. Intensiteten av solens strålar varierar även med den atmosfäriska dämpningen som beror på gaser, partiklar och moln i atmosfären. Figur 4 visar medelvärden av solens intensitet mot ett horisontellt plan under ett år i Malmö, Stockholm och Kiruna [10].



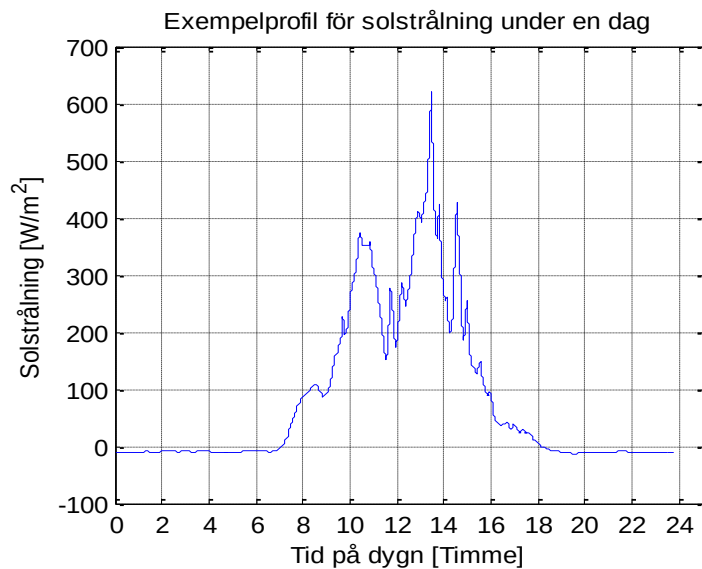
Figur 4: Variation i solens intensitet mot ett horisontellt plan under ett år.

Genomsnittlig daglig instrålning mot en optimalt vinklad skiva i Malmö och i Stockholm under juli månad och under januari månad visas i Figur 5. Intensiteten som fångas upp av ett plan är beroende av planets vinkel där den optimala vinkeln för att få så hög intensitet som möjligt varierar både med jordens rotation runt solen (årlig variation) och med jordens rotation runt sin egen axel (dygnsvariation). Solintensiteten mot ett plan på kort sikt beror främst på den atmosfäriska dämpningen, men omkringliggande terräng kan också ge upphov till skuggeffekter som orsakar variationer i intensiteten.



Figur 5: Variation i solens intensitet mot ett optimalt vinklat plan under ett dygn under januari och juli månad [10].

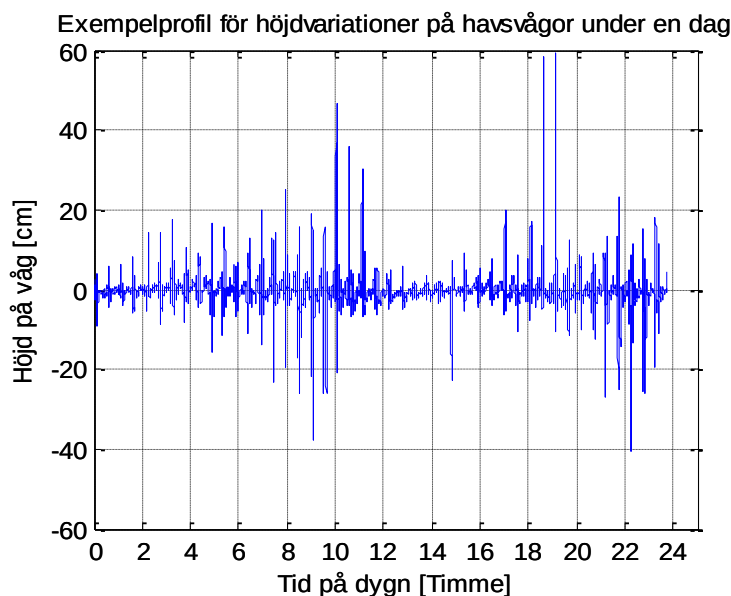
I Figur 6 visas en exempelprofil för solstrålningen under en sommardag.



Figur 6: Exempelprofil för variationer i solstrålning under en dag.

2.3 Vågornas egenskaper

Energin i havsvågor består dels av potentiell energi som finns lagrad i vågornas höjd och kinetisk energi som finns lagrad i vågornas rörelse. Energin i vågorna varierar därmed dels med vågornas höjd och med vågornas frekvens. I Figur 7 visas en exempelprofil för vågornas variation i höjdd.



Figur 7: Exempelprofil för höjdvariationer för vågor under en dag.

3 Nätanslutning för nya produktionsanläggningar

Nya produktionsanläggningar såsom vind-, sol- och vågkraftanläggningar ansluts normalt via omriktare som anpassar den utmatade frekvensen till nätfrekvensen och en krafttransformator som anpassar spänningen till spänningen i anslutande nät. Omriktaren används även för att reglera den aktiva och reaktiva effekt som matas ut från produktionsanläggningen vilka begränsas av både generatorns och omriktarens kapacitet.

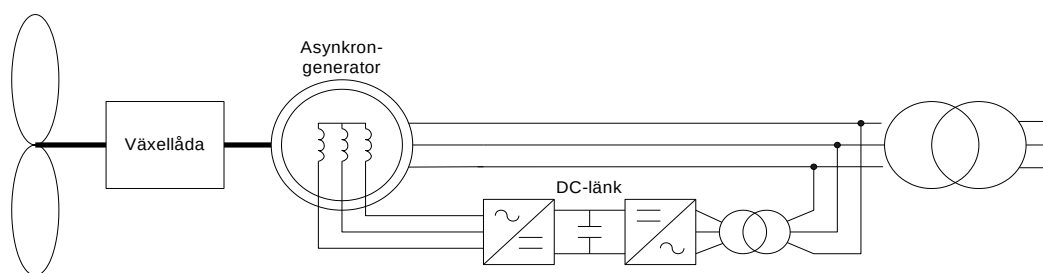
3.1 Vindkraftverk

Vindkraftverk kan delas upp i vindkraftverk med fast varvtal och vindkraftverk med varierbart varvtal. Moderna vindkraftverk har normalt ett varierbart varvtal och kan delas in i följande två typer beroende på hur de ansluts till elnätet

- DFIG.
- Fulleffektomriktare.

3.1.1 DFIG

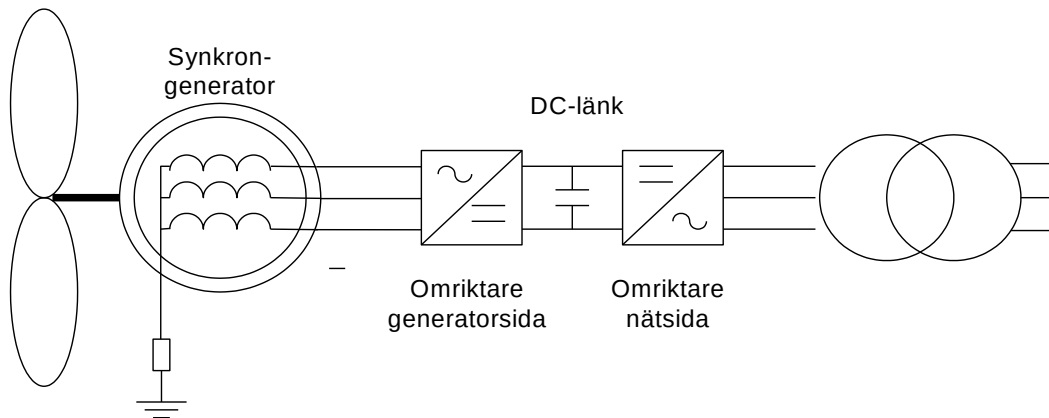
I DFIG är statorn direkt kopplad till elnätet via en transformator medan rotorn är kopplade till elnätet via en omriktare som endast hanterar ungefär 30 % av generatorns märkeffekt, se Figur 8. Fördelar med denna lösning är att omriktaren får lägre effektförluster jämfört med en fulleffektomriktare och kan dimensioneras för en lägre effekt.



Figur 8: DFIG.

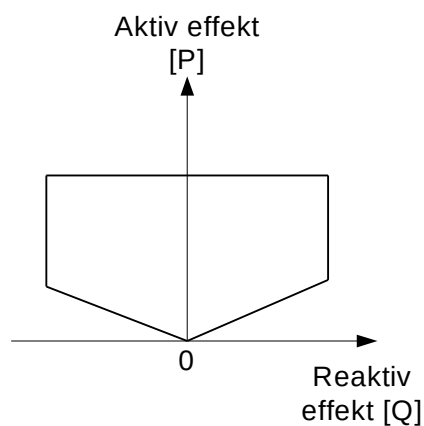
3.1.2 Fulleffektomriktare

I vindkraftverk anslutna med fulleffektomriktare går hela den producerade effekten via omriktaren, se Figur 9.



Figur 9: Vindkraftverk med fulleffektomriktare.

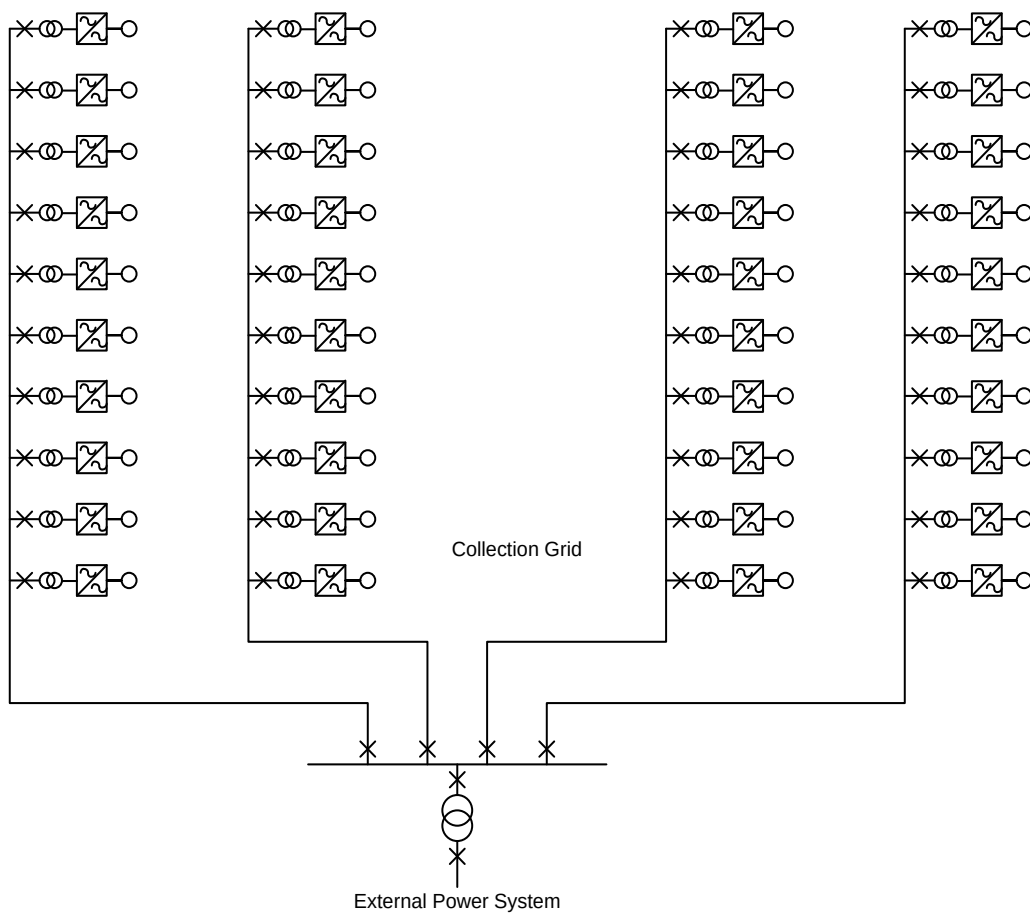
Omriktaren på generatorsidan kan användas [3] för att styra rotorhastigheten. Omriktaren på nätsidan [4] är en DC/AC VSC (Voltage Source Converter) som från nätsidan har liknande PQ-karakteristik som en STATCOM. Figur 10 visar PQ-karakteristiken för ENERCONs WEC (Wind Energy Converter) [11]. ENERCONs fulleffektomriktare kan leverera konstant reaktiv effekt då den aktiva effekten är mellan 20% till 100% av märkeffekten. Mellan 0% och 20% av märkeffekten kan omriktaren leverera reaktiv effekt i proportion till den producerade aktiva effekten.



Figur 10: PQ - kapacitet för fulleffektomriktare.

3.2 Vindkraftparker

En vindkraftpark består normalt av ett flertal vindkraftverk sammankopplade via ett hopsamlingsnät, se Figur 11. Vindkraftverken är normalt anslutna via radiella kablar till en gemensam samlingsskena som i sin tur ansluter till elnätet via en transformator. Större vindkraftparker är normalt anslutna till region eller stamnät medan mindre vindkraftparker med ett fåtal vindkraftverk är anslutna till distributionsnätet. När antalet vindkraftverk i en vindkraftpark ökar så har det en utjämnande effekt på kortvariga effektfluktuationer eftersom vindhastigheterna vid de olika vindkraftverken varierar.



Figur 11: Exempel på vindkraftpark med radiellt anslutna vindkraftverk.

3.3 Solkraftanläggningar

Solenergi omvandlas till elenergi via

- solceller eller
- via termiska solkraftverk.

I en solcell omvandlas soljus direkt till elenergi genom att en pn-diod belyses där solljus exciterar elektroner från valensbandet till ledningsbandet och skapar en spänningsskillnad över dioden som i sin tur kan driva en ström genom den last som parallellkopplas med dioden. Solcellsanläggningar kan anslutas till elnätet via DC/AC omriktare som dels reglerar effekten som kommer ut från solcellsanläggningen och dels gör om likspänningen till sinusformad växelspanning som kan matas ut på elnätet.

I termiska solkraftverk fokuseras solljuset för att värma upp vattenånga eller luft. Flödet av vattenångan eller luften kan sedan i sin tur användas för att driva en turbin kopplad till en generator.

3.4 Vågkraftanläggningar

Tre typer av vågkraftanläggningar [5] är

- anläggning med oscillerande vattenkolumn (oscillating water column)
- övertoppsanläggning (over topping system)
- vågaktiverade anläggningar (wave activated bodies)

I en vågkraftanläggning med oscillerande vattenkolumn varierar nivån i en vattenfylldkammare beroende på våghöjden utanför. När våghöjden utanför kammaren ökar pressas vatten in i kammaren och vattennivån i kammaren stiger så att luft pressas ut genom kammarens topp där luftflödet driver en vindturbin kopplad till en generator. När vattenkolumnen sjunker i kammaren så sugas luft istället in i kammaren.

I en övertoppsanläggning slår infallande vågor över en kant till en kammare där höjdskillnad på vattnet skapar ett vattenflöde som driver en eller flera turbiner.

I vågaktiverade anläggningar utnyttjas normalt variationerna i vågornas höjd på flytande objekt för att driva en generator.

Vågkraftverk ansluts normalt till elnätet via omriktare där både anslutning med DFIG och fulleffektomriktare förekommer.

4 Spänningsreglering och reaktiv störningsreserv

Reglering av reaktiv effekt kan användas för att ge en förbättrad dynamisk och transient spänningsstabilitet, faskompensera, minska överföringsförluster och för att dämpa pendlingar i elsystemet. Detta avsnitt beskriver krav på spänningsreglering som anges i SvKFS 2005:2 [6] och krav på reglering av reaktiv effekt som har tagits upp i ENTSOE:s pågående arbete [12] som syftar till att harmonisera nätanslutningskraven i olika länder i Europa. Efter genomgången av nätanslutningskraven följer ett avsnitt om spänningsreglering i nya produktionsanläggningar.

4.1 Krav SvKFS 2005:2

Krav på produktionsanläggningar föreskrivs i "Affärsverket svenska kraftnätets föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar". Tabell 1 visar hur produktionsanläggningar definieras storleksmässigt. Observera att kraven i föreskriften har utfärdats av Svenska Kraftnät i egenskap av systemansvarig myndighet och omfattar all produktion, oavsett om den är ansluten till stamnät, regionnät eller distributionsnät.

Tabell 1: Indelning av produktionsanläggningar

	Vattenkraft	Värmekraft	Vindkraft
Stora anläggningar	Större än 50 MW	Större än 100 MW	Större än 100 MW
Medelstora anläggningar	Från 25 MW t.o.m. 50 MW	Från 25 MW t.o.m. 100 MW	Från 25 MW t.o.m. 100 MW
Små anläggningar	F.o.m. 1,5 MW t.o.m. 25 MW	F.o.m. 1,5 MW t.o.m. 25 MW	F.o.m. 1,5 MW t.o.m. 25 MW

Relevanta krav för spänningsregleringen anges dels i "4 kap Spänningsreglering" och dels i "3 kap Störningstålighet".

4.1.1 Spänningsreglering

I SvKFS 2005:2 ställs krav på att automatisk spänningsreglering ska finnas i stora och medelstora anläggningar. Enligt kapitel 4 paragraf 1 gäller:

Stora och medelstora anläggningar skall vara försedda med automatisk spänningsreglering. Spänningen skall vara inställbar inom minst ± 5 % av anläggningens nominella spänningsnivå.

Små anläggningar utom direktanslutna asynkrongeneratorer skall ha automatisk spänningsreglering för att bidra till stabilisering av spänningen vid störda förhållanden. Spänningsregleringen skall kunna arbeta med en karakteristik (en reaktiv reglerstyrka uttryckt i Mvar/kV).

Det finns även krav på att det reaktiva effektutbytet ska kunna regleras till noll vilket är ett krav som kan användas för att vindkraftparker inte ska börja konsumera reaktiv effekt vid kortslutning i det anslutande nätet och på så vis försämra spänningsstabiliteten. Kravet är även till för att förhindra inmatning av reaktiv effekt under låglasttid och därmed riskera alltför höga spänningar i nätet. Enligt kapitel 4, paragraf 3 gäller:

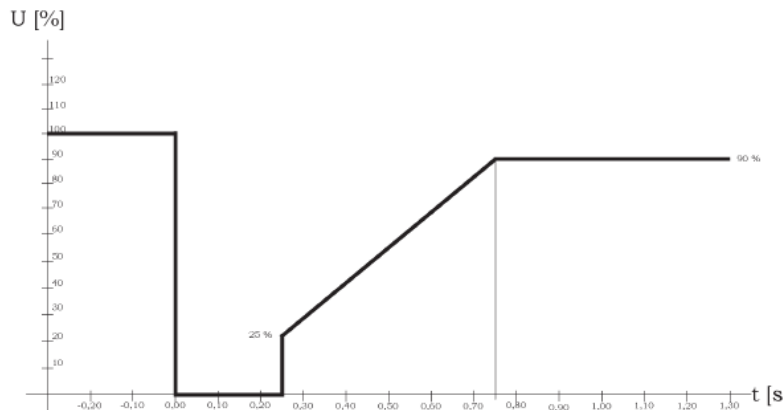
Vindkraftparker skall utformas så att det reaktiva utbytet kan regleras till noll.

För stora och medelstora produktionsanläggningar finns krav på att de skall dimensioneras med möjlighet till reaktiv produktion samtidigt med maximal aktiv effektproduktion. Detta krav gäller dock inte för vindkraftgrupper. Minimikraven för sådana anläggningar anges i kapitel 4, paragraf 2.

4.1.2 Spänningsvariationer

I SvKFS 2005:2 anges även krav på att produktionsanläggningar ska klara tillfälliga spänningsdippar i det maskade stamnätet utan att kopplas bort enligt en viss spänningsprofil. För stora anläggningar gäller enligt kapitel 3, paragraf 5, första stycket (Se Figur 12):

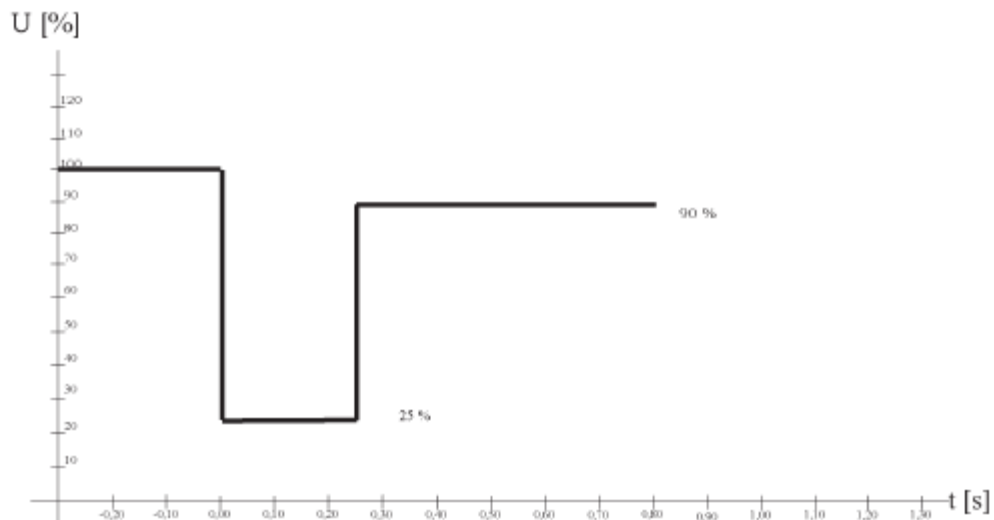
Stora anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara variationer i spänningen på en eller flera faser i det anslutande maskade stamnätet ned till 0 % under 0,25 sekunder, följt av ett språng på 25 % och sedan linjärt ökande spänning under 0,5 sekunder upp till 90 % spänning, som därefter består.



Figur 12: Kortslutningar, spänningsvariationer. Stora anläggningar.

För medelstora och små anläggningar gäller en annan spänningsprofil med något lindrigare krav. Enligt kapitel 3, paragraf 5, andra stycket gäller (Se Figur 13):

Medelstora och små anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara variationer i spänningen på en eller flera faser i det anslutande maskade stamnätet ned till 25 % under 0,25 sekunder och sedan 90 % spänning, som därefter består.



Figur 13: Kortslutningar, spänningsvariationer. Medelstora och Små anläggningar.

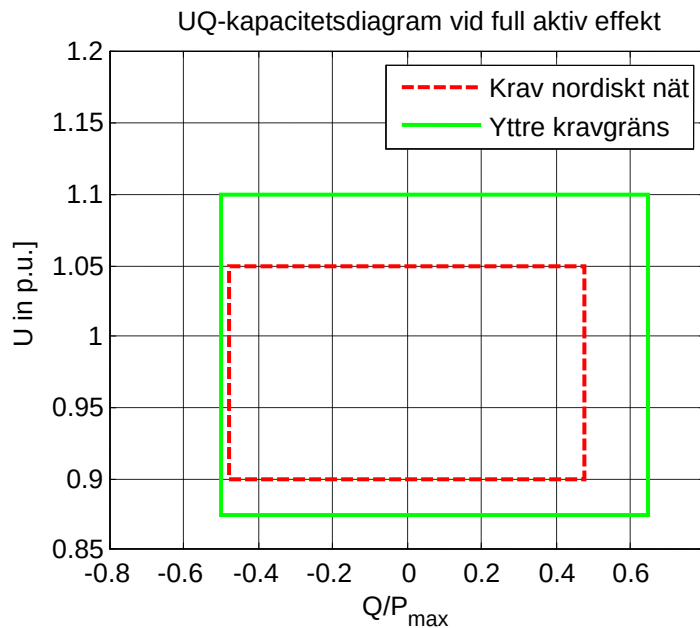
Kraven på störningstålighet baseras på vad som händer med spänningen i stamnätet vid olika typer av störningar respektive felbortkoppling. Föreskriftskravet som sådant ska dock betraktas som en rent syntetisk profil som appliceras i det anslutande maskade stamnätet, på värsta tänkbara ställe.

Enligt SvKFS 2005:2 ska alla anläggningar klara de spänningsvariationer som kan uppstå vid fel i det anslutande maskade nätet som kopplas bort momentant utan att produktionsanläggningen kopplas bort. Enligt kapitel 3, paragraf 5, tredje stycket gäller:

Stora, medelstora och små anläggningar skall, med bibehållen nätanslutning, klara de variationer i spänningen, på en eller flera faser, som kan uppträda vid momentant bortkopplade fel i det anslutande maskade nätet.

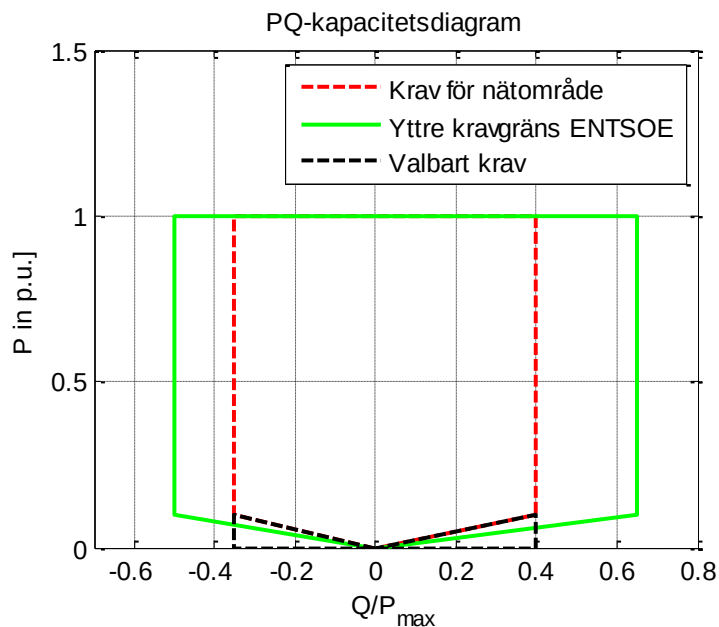
4.2 Krav ENTSOE

ENTSOE arbetar med att harmonisera nätanslutningskraven för produktionsanläggningar och har i ett pågående arbete delat upp kraven i generella krav som gäller för samtliga anläggningar, krav för synkrongeneratorer, elkraftparker (power park modules) och offshore. I ENSOEs arbetsdokumentet anges krav på att elkraftparker vid maximal utmatning av reaktiv effekt ska kunna reglera den reaktiva effekten enligt en viss UQ-profil som definieras för varje enskilt nätområde inom ENTSOE. Den UQ-profil som är angiven i arbetsdokumentet för det nordiska nätet visas med röd markering i Figur 14. Enligt ENSOE:s arbetsdokument får kraven i UQ-profilen, dvs det rödmarkerade området, inte gå utanför den grönmarkerade rektangeln.



Figur 14: Kravprofil för reaktive effektutmatningskapacitet vid maxeffekt för Nordelnätet i ENTSOE:s arbetsdokument.

I ENTSOE:s arbetsdokument anges krav på vilken reaktiv effekt som ska kunna matas ut då produktionen av aktiv effekt understiger den maximala produktionen av aktiv effekt. Ett exempel på hur ett sådant krav kan komma att utformas visas av PQ-profilen i Figur 15.



Figur 15: Exempel på kravprofil för reaktiv effektutmatningskapacitet då aktiv effektutmatning är mindre än märkeffekten.

En produktionspark ("Power Park Module") ska enligt ENTSOEs arbetsdokument kunna tillhandahålla automatisk reglering av reaktiv effekt enligt en av följande tre reglermetoder

- Spänningsreglering.
- Reaktiv effektregering.
- Fasvinkelreglering.

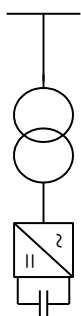
I ENTSOE:s arbetsdokument föreslås en snabb spänningsreglering som inom 40 ms ska kunna mata in reaktiv ström i det anslutande nätet då spänningen understiger ett visst procentuellt värde av den effektiva generatorspänningen. Den inmatade reaktiva strömmen ska under feltiden inte understiga 1 p.u. så länge spänningen vid PCC inte understiger ett visst förbestämt gränsvärde för spänningen.

4.3 Reaktiv effektkompensering med SVC eller STATCOM

Vid anslutning av en större produktionsanläggning till elnätet kan spänningsreglering göras med hjälp av reaktiv effektinmatning direkt vid PCC från en SVC eller en STATCOM. Både SVC och STATCOM kan ge en snabb kontinuerlig reglering av reaktiv effekt.

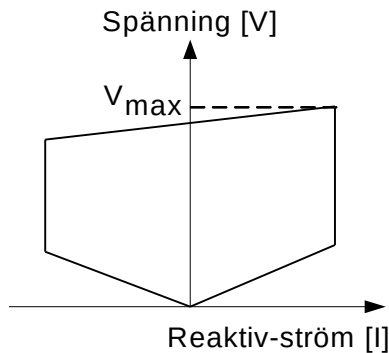
4.3.1 STATCOM

En STATCOM består [13] av en kondensator inkopplad till elnätet via en VSC (Voltage Source Converter) som kan injicera en ström med reglerbar amplitud, frekvens och fasvinkel, se Figur 16. VSC:n är uppbyggd av IGBT:er (Insulated Gate Bipolar Transistors) som kontrolleras med PWM (Pulse Width Modulation).



Figur 16: STATCOM bestående av kondensator och VSC inkopplad till PCC via en transformator.

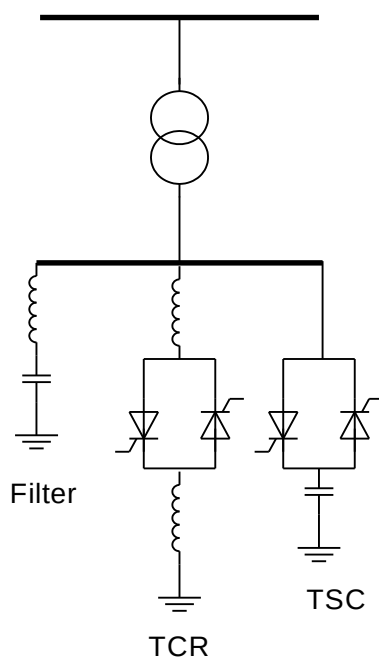
En typisk spänning-ström karakteristik för en STATCOM visas i Figur 17.



Figur 17: Möjlig reaktiv ström vid olika spänningsnivåer för en SVC.

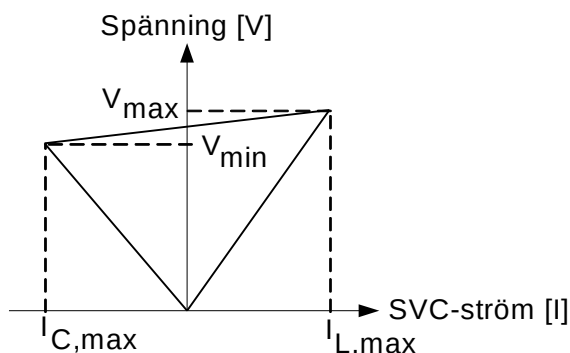
4.3.2 SVC - Static var compensator

En SVC kan användas för att reglera spänningen i dess inkopplingspunkt till elnätet genom att tillhandahålla eller konsumera reaktiv effekt. SVC:n består [13] av ett antal thyristorstyrda reaktorer (TCR) och thyristorkopplade kondensatorer (TSC) samt filter för att dämpa övertoner, se Figur 18.



Figur 18: SVC bestående av filter, TCR och TSC.

En typisk spänning-ström karakteristik för en SVC visas i Figur 19.



Figur 19: Möjlig reaktiv ström vid olika spänningsnivåer för en SVC.

4.4 Reglering av reaktiv effekt för stora produktionsanläggningar anslutna till region- eller stamnät

Två vanliga regleringsstrategier för reaktiv effekt är fasvinkelreglering och spänningsreglering.

Fasvinkelreglering innebär att den reaktiva effekten regleras mot en önskad effektfaktor, dvs en viss fasvinkel mellan spänning och ström i anslutningspunkten eller PCC. Fasvinkelregleringen syftar normalt till att reglera den reaktiva effekten från produktionsenheten så att det reaktiva effektutbytet vid anslutningspunkten eller vid PCC är nära noll (dvs en effektfaktor nära ett).

Vid spänningsreglering regleras istället den reaktiva effekten för att hålla spänningen inom ett bestämt intervall vid PCC. Den reaktiva effekten kan komma från de enskilda vindkraftverken i vindkraftparken eller från en SVC eller STATCOM inkopplad i anslutning till PCC. Under normal drift används i vindkraftverk normalt fasvinkelreglering med kontinuerlig faskompensering för att minska spänningsfall, ledningsförluster och flimmer.

Följande tre alternativ är tillämpbara för att reglera spänningen vid PCC

1. Reglering av reaktiv effekt med produktionsenheternas omriktare.
2. Reglering av reaktiv effekt med SVC eller STATCOM
3. Koordinerad reglering av reaktiv effekt med både produktionsenheternas omriktare och med SVC eller STATCOM.

4.4.1 Reglering av reaktiv effekt vid PCC med SVC eller STATCOM

Både SVC och STATCOM kan användas för att reglera den reaktiva effekten vid PCC för att vid normal drift faskompensera och för att vid störningssituation i anslutande nät som ger upphov till underspänning snabbt kunna ge reaktivt stöd så att spänningen stabiliseras igen. STATCOM kan ge en snabbare responstid än SVC med en snabbare spänningsstabilisering som

följd [15]. Större dimensioner av SVC eller STATCOM [14] kan tillhandahålla en bättre tillgång till reaktiv effekt till elnätet och kan förbättra spänningsstabiliteten och ge längre kritisk felbortkopplingstid. Om SVC och STATCOM med samma märkeffekt jämförs kan STATCOM ge en längre kritisk felbortkopplingstid än SVC. Vilken dimensionering av SVC eller STATCOM som behövs är beroende av vilken regleringsmetod som används. En studie [15] på en enklare vindkraftpark med vindkraftverk med fast varvtal visade att den minsta märkeffekten på SVC eller STATCOM kunde reduceras till hälften om en kombination av fasvinkel- och spänningsreglering användes jämfört med den dimensionering som krävdes om endast fasvinkelreglering användes.

4.4.2 Reglering av reaktiv effekt med produktionsenheternas omriktare

Reglering av reaktiv effekt med produktionsenhetens omriktare kan antingen göras lokalt vid produktionsenheterna eller med fjärrstyrd reglering av reaktiv effekt [16]. Om reglering av reaktiv effekt endast sker lokalt vid produktionsenheterna kommer regleringen att göras efter de mätvärden som erhålls lokalt vid produktionsenheten vilket gör det svårare att kompensera för den reaktiva effektkonsumtionen i ledningar och transformatorer mellan produktionsenheternas anslutningspunkter och PCC. För större produktionsparker kan kabellängderna få en stor påverkan på den reaktiva effektkonsumtionen och lokal spänningsreglering kan bli otillräcklig för att uppnå tillräckligt god spänningsreglering vid PCC.

Med fjärrstyrning kan mätningar göras direkt vid produktionsparkens anslutning samtidigt som reglering av den reaktiva effekten görs vid de enskilda produktionsenheterna i produktionsparken. Denna metod kräver att det finns en kommunikation mellan produktionsenheternas reglerenhet och produktionsparkens reglerenhet.

4.4.3 Koordinerad spänningsreglering med SVC eller STATCOM och produktionsenhetens omriktare

En koordinerad reglering av reaktiv effektutmatning med STATCOM och produktionsenhetens omriktare skulle kunna ge bättre spänningsreglering vid transienta spänningsstörningar. En studie [17] föreslog en koordinerad reglering av DFIG och STATCOM i en vindkraftpark för att mildra spänningsfall och överströmmar i rotn på en DFIG vid fel i anslutande nät samt för att dämpa effektpendlingar efter den transienta spänningsstörningen. Studiens resultat indikerar att märkeffekten på SVC eller STATCOM kan reduceras genom en koordinerad reglering av reaktiv effekt för spänningsreglering.

4.4.4 Val av konfiguration för reaktiv effekterreglering i vindkraftpark

Valet av konfiguration [18] är bland annat beroende av vindkraftstyp, vindkraftparkens kapacitet, spänningsnivå, längden på ledningar och kortslutningseffekten i anslutande nät. Om kortslutningseffekten i anslutande nät är hög i förhållande till märkeffekten på vindkraftparken och parken är ansluten via korta ledningar så har variationer i vindkraftparkens effektutmatning liten effekt på spänningsvariationerna i PCC, och vice versa.

4.4.5 Spänningsreglering vid störningssituationer

Vid störningssituationer i anslutande nät kan över- eller underspänning uppstå vid produktionsanläggningen. Överspänning vid PCC kan uppstå när en stor lokal last kopplas bort och det kan då bli nödvändigt att reglera ned den producerade reaktiva effekten. Underspänning vid PCC kan till exempel uppstå på grund av kortslutningsfel eller på grund av lastökning. Vid störning i anslutande nät som ger upphov till underspänning har det i flera fallstudier visat sig fördelaktigt att istället för fasvinkelreglering använda spänningsreglering som ger en snabbare respons i reaktiv effektutmatning vid större spänningsförändringar. Genom snabbare reglering av reaktiv effekt vid ett spänningsfall kan en snabbare spänningsstabilisering erhållas.

4.4.6 Spänningsreglering vid onormala driftfall

Exempel på onormala driftfall är ödrift som uppstår när en mindre del av nätet separeras från det övriga nätet. Ödrift kan uppstå på grund av att man medvetet separerar en del av nätet eller på grund av bortkoppling av anslutningarna till det övriga nätet. Om det råder både aktiv och reaktiv effektbalans i önätet då det uppstår kan det drivas vidare som ett separat önät. Vid oavsiktlig ödrift avviker normalt antingen produktionen för aktiv eller reaktiv effekt tillräckligt mycket från konsumtionen av aktiv respektive reaktiv effekt för att lösa ut något av produktionsenhetens reläskydd så att produktionsenheten kopplas bort. Vid avsiktlig ödrift med enbart nya produktionsenheter och utan konventionella produktionsenheter är det nödvändigt att de nya produktionsenheterna har frekvens och spänningsreglering för att kunna upprätthålla effektbalans i önätet.

4.5 Reglering av reaktiv effekt i mindre produktionsanläggningar anslutna till distributionsnät

För mindre produktionsanläggningar kan reglering av reaktiv effekt göras med produktionsenhetens omriktare. Även för mindre produktionsanläggningar används fasvinkelreglering som regleringsmetod för att reglera den reaktiva effekten vid normal drift. Vid spänningsdippar på grund av fel i anslutande nät kan spänningsreglering vara fördelaktigt då det kan ge en snabbare återhämtning av spänningen.

4.5.1 DFIG

I en DFIG kan aktiv och reaktiv effekt regleras oberoende av varandra. Omriktaren på nätsidan [19] används främst till att reglera DC-spänningen mellan omriktarna och den reaktiva effekten som absorberas från nätet.

Omriktaren på generatorsidan [20] används normalt för att reglera generatorns aktiva och reaktiva effekt. Rotorströmmen i tvärlädd i_{qr} styr till stor del generatorns vridmoment medan rotorströmmen i längsled i_{dr} kan användas för att reglera den reaktiva effekten på statoranslutningarna.

Vid underspänning kan asynkrongeneratorn börja absorbera reaktiv effekt från nätet vilket kan försämra spänningsstabiliteten. För att undvika detta

finns ett krav i SvKFS 2005:2 på att kunna reglera det reaktiva effektutbytet med nätet till noll. Detta kan göras genom att kortsluta rotorns lindningar med hjälp av en 'crow bar'.

4.5.2 Fulleffektomriktare

Med en fulleffektomriktare finns möjlighet att reglera aktiv och reaktiv effekt oberoende av varandra.

Omriktaren på nätsidan används främst till att reglera DC-spänningen mellan omriktarna och den reaktiva effektutmatningen till nätet. Under normal drift används normalt fasvinkelreglering där den reaktiva effekten regleras för att erhålla effektfaktorn 1 så att strömmen reduceras. Omriktaren på generatorsidan används normalt för att reglera generatorns aktiva och reaktiva effekt.

Enligt en vindkrafttillverkare [1] kan underspänning vid deras vindkraftverk med fulleffektomriktare detekteras inom 30 ms och vindkraftverkets kontrollenhet växlar då till ett valbart underspänningsläge. Underspänningsläget innebär antingen att ingen reaktiv ström matas ut på nätet eller att en reaktiv felström matas ut för att bidra till spänningsstabiliteten. Om inte spänningen överstiger en viss procentuell del av märkspänningen inom ett visst antal sekunder kopplas vindkraftverket bort. I annat fall regleras aktiv och reaktiv effekt upp igen direkt efter att felet på nätet kopplats bort.

5 Frekvensreglering och aktiv störningsreserv

Nya produktionskällor såsom vindkraftverk, solkraftverk och vågkraftverk regleras normalt för att producera maximal aktiv effekt med hänsyn till de begränsningar som finns i tillgång till primärenergien, kraftverkets verkningsgrad och PQ-kapacitet samt de begränsningar som finns i anslutningskraven för kraftverket.

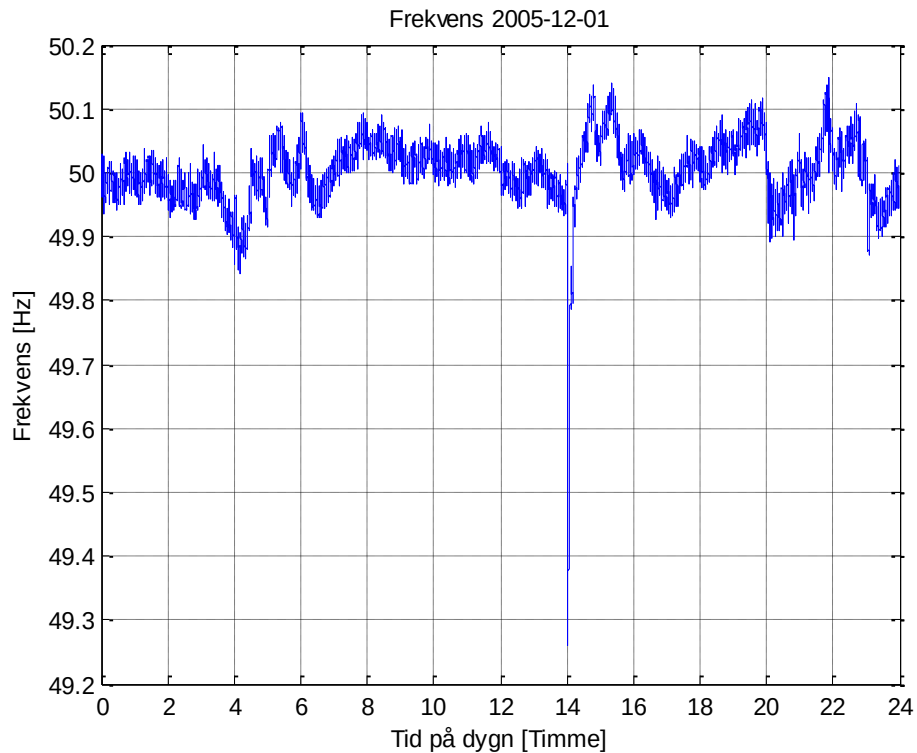
5.1 Frekvensstabilitet

För att uppnå frekvensstabilitet används reglering av aktiv effekt. För att uppnå en stabil frekvens på elnätet behövs en kontinuerlig balans mellan produktion och konsumtion av aktiv effekt i hela det sammankopplade elsystemet. Om den producerade aktiva effekten överstiger den konsumerade aktiva effekten kommer generatorernas rotationshastighet att öka vilket ger en ökad frekvens på elnätet. På motsvarande sätt kommer frekvensen att sjunka om den konsumerade aktiva effekten överstiger den producerade aktiva effekten.

Frekvensregleringen delas vanligtvis upp i primärreglering och sekundär reglering där primärreglering avser en snabb automatisk upp- och nedreglering av aktiv effekt för att bibehålla frekvensstabilitet. Primärreglering har från och med den 1 april 2011 [7] delats upp i en Frekvensstyrd Normaldriftsreserv (FNR) och en Frekvensstyrd Störningsreserv (FDR).

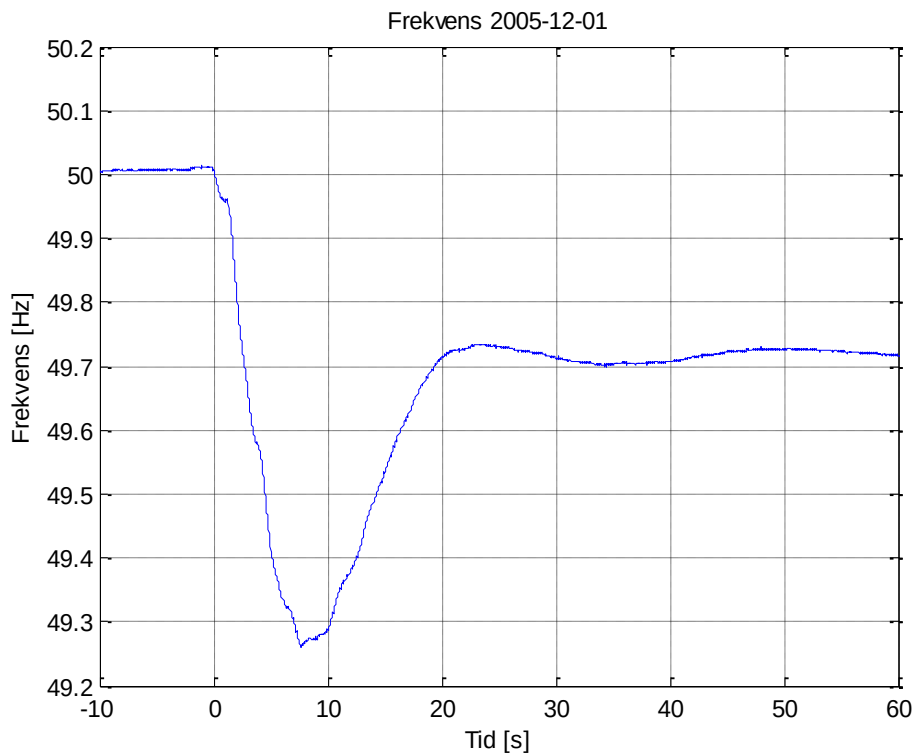
Frekvensstyrd normaldriftsreserv används för att reglera mindre frekvensavvikelser i intervallet mellan 49,9 Hz till 50,1 Hz och frekvensstyrd störningsreserv används för att reglera större avvikelser i intervallet 49,5 Hz till 49,9 Hz.

Figur 20 visar frekvensvariationerna den 1 december 2005 då ett större produktionsbortfall i den nordliga delen av Nordanätet inträffade. Mellan klockan 0:00 till 14:00 visar figuren normala frekvensvariationer inom intervallet 49,9 Hz till 50,1 Hz. För att reglera inom detta intervall används den frekvensstyrda normaldriftsreserven. Strax efter klockan 14:00 inträffar felet som leder till att frekvensen faller under 49,3 Hz.



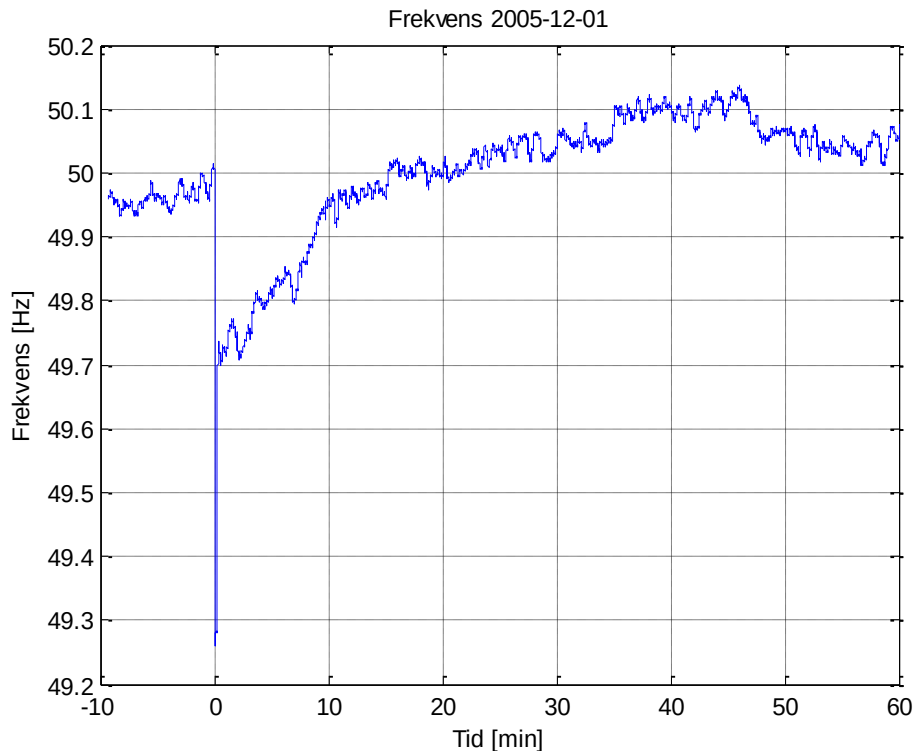
Figur 20: Variation i frekvens den 1 december 2005 med stort frekvensfall på grund av produktionsbortfall.

Figur 21 visar frekvensfallet under störningen den 1 december 2005 på sekundskala. Efter att produktionen kopplats bort är lasten större än produktionen av energi vilket leder till att de generatorer som fortfarande är inkopplade på elnätet belastas hårdare och frekvensen börjar falla. Hur snabbt frekvensen förändras beror dels på hur stor differens det är mellan produktion och konsumtion, dels på hur stor andel av den totala lasten som denna differens motsvarar och dels på generatorernas tröghetsmoment. För att motverka frekvensfallet aktiveras störningsreserven. Efter cirka 8-9 sekunder börjar frekvensen stiga igen tills en ny stationär frekvens på cirka 49.7 Hz uppnås vilket i det här fallet tog cirka 20 sekunder.



Figur 21: Frekvensfall och återhämtning till stationär nivå med hjälp av primärreglering.

För att återställa frekvensen till 50 Hz från den kvarvarande frekvensavvikelsen på -0.3 Hz används sekundärreglering som är en långsammare manuellt aktiverad upp- eller nedreglering av aktiv effekt. Figur 22 visar att frekvensen når upp till 50 Hz efter cirka 15 minuter.



Figur 22: Frekvensfall och återställning till ca 50 Hz med hjälp av sekundärreglering.

För att skapa incitament för elhandelsföretag att bidra till frekvensstabiliteten på elnätet har varje elhandelsföretag som levererar el ett balansansvar som innebär att de är skyldiga att leverera lika mycket el som konsumeras av företagets kunder för varje enskild timme. Balansansvaret kan dels uppfyllas genom reglering av egen produktion och dels genom handel med andra balansansvariga. Avvikelser i balansen regleras ekonomiskt i efterhand.

5.2 Krav i SvKFS 2005:2

I SvKFS 2005:2 anges krav gällande frekvensregleringen i "5 kap Effektreglering". Ytterligare relevanta krav för frekvensreglering anges i "3 kap Störningstålighet".

5.2.1 Effektreglering

I kapitel 5 paragraf 2 och 3 anges krav för reglerbarhet för vindkraft. Ett av kraven är att högst 30 MW per minut får kopplas bort på grund av för stark vind. Enligt kapitel 5, paragraf 2 gäller att:

Vindkraftaggregat ingående i vindkraftgrupp skall ha individuell möjlighet till inställning av den nivå då aggregatet automatiskt stoppas på grund av yttre omständigheter. Vid stopp på grund av för stark vind får inte alla vindkraftaggregat i en vindkraftgrupp stoppas samtidigt. Högst får 30 MW per minut kopplas bort.

I SvKFS 2005:2 anges som allmänt råd för en vindkraftpark att högst 30 MW per minut bör kopplas in. I kapitel 5, paragraf 2 anges att:

Vid högre vindhastigheter är det inte lämpligt att vindkraftaggregat i en park startas samtidigt. Högst 30 MW per minut bör inkopplas när vindkraftgrupp startas.

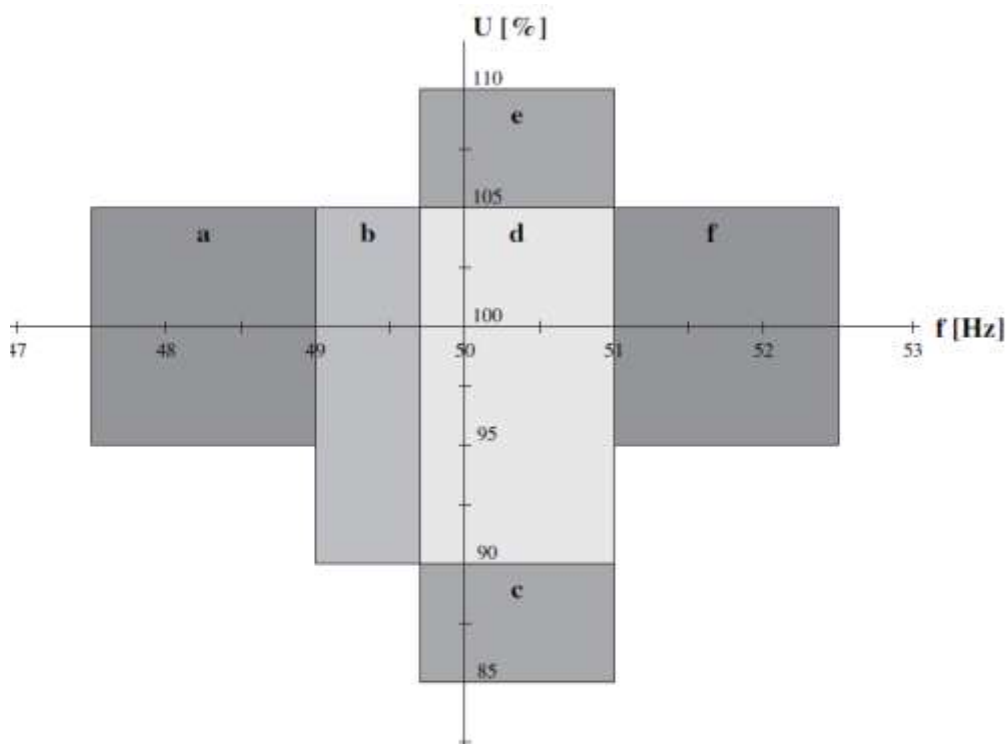
I SvKFS 2005:2 anges även krav på att den aktiva effekten ska kunna regleras ner under 20 % av maximal effekt inom 5 sekunder. Enligt kapitel 5, paragraf 3 gäller att:

Det skall vara möjligt att kontrollera produktionen från en vindkraftgrupp så att produktionen inte överstiger ett bestämt effektvärde. Effektvärdet skall kunna vara reglerbart med en utifrån inkommande signal. Det skall vara möjligt att ändra i regleralgoritmen.

Produktionen skall kunna regleras så snabbt att den reduceras till under 20 % av maximal effekt inom 5 sekunder.

5.2.2 Störningstålighet

I kapitlet om störningstålighet anges ett antal olika områden med spännings- och frekvensintervall inom vilket kraftverket ska kunna vara i drift under en viss tid utan att kopplas bort på grund av nätstörningar. Profilerna anger även vilken förändring i effektutmatning som tillåts inom de olika spännings- och frekvensintervallen. De effektkrav som gäller för stora och medelstora vindkraftgrupper, dvs vindkraftgrupper med en sammanlagd märkeffekt som överstiger 25 MW visas i Figur 23.



Figur 23: Störningstålighet för vattenkraftstationer, gasturbinaggregat och vindkraftgrupper.

I område a när frekvensen är i intervallet 47,5 Hz till 49,0 Hz anger SvKFS2005:2 att effektreduktionen ska vara mindre än 5 %.

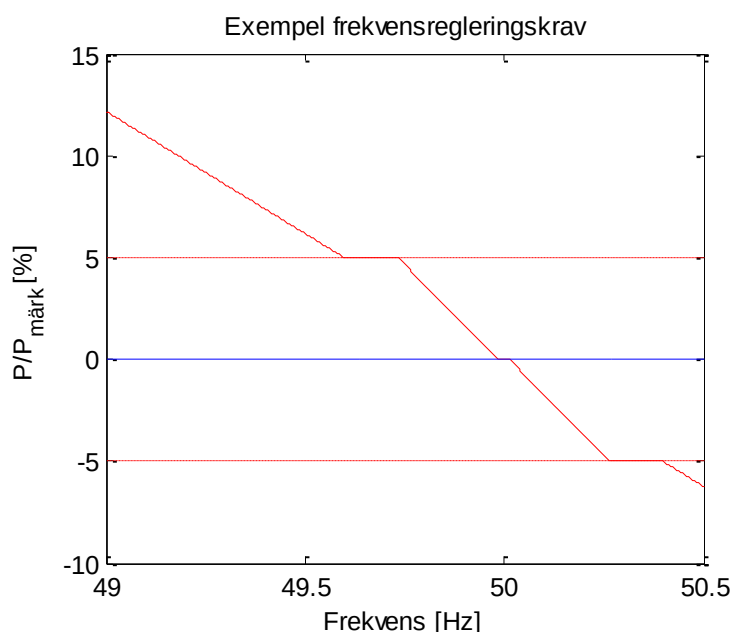
I område b och d krävs bibehållen effektproduktion.

I område c och e då frekvensen är inom 49,7 Hz till 51 Hz och spänningen vid PCC är utanför intervallet 90 % till 105 % av nominell spänning ska effektreduktionen vara mindre än 10 %

I område f där frekvensen överstiger 51,0 Hz tillåts effektreduktion men kraven i SvKFS anger inte hur mycket. När frekvensen återigen har nått under 50,1 Hz ska kraftanläggningen återgå till normal produktion inom 1 minut.

5.3 Krav ENTSOE

I ENTSOE:s arbetsdokument för harmonisering av nätanslutningskrav i Europa anges krav på frekvensreglering för produktionsenheter enligt en viss profil där förändring i aktiv effektutmatning är beroende av frekvensavvikelsen från 50 Hz. Figur 24 visar ett exempel på hur ett sådant krav kan komma att se ut tillämpat på en produktionsenhet med märkeffekten 2 MW. I frekvensområdet nära 50 Hz finns ett intervall på 10 till 15 mHz där ingen frekvensreglering behöver ske. Utanför detta intervall ska utmatningen av aktiv effekt först öka proportionellt med sjunkande frekvens eller minska proportionellt med ökande frekvens. När frekvensen sjunkit tillräckligt lågt eller stigit tillräckligt för att motsvara en viss procentuell del av aggregatets märkeffekt (2 till 10 %) anger kravprofilen att effektutmatning ska hållas konstant på denna nivå även om frekvensen sjunker ytterligare. Vid stora frekvensavvikelser ska det enligt kravprofilen vara möjligt att antingen kräva ytterligare effektutmatningsökning eller effektreducering som är proportionell mot frekvensändringen eller att kraftverket ska kopplas bort helt.



Figur 24: Exempel på kravprofil för frekvensreglering som kan komma att införas i nätanslutningskraven.

I ENTSOE:s arbetsdokument föreslås även en enklare frekvensreglering där nedreglering av aktiv effekt ska ske vid överfrekvens för samtliga produktionsenheter. För produktionsenheter större än 1,5 MW föreslås krav på uppreglering av aktiv effekt vid en viss underfrekvens.

5.4 Reglering av aktiv effekt i mindre produktionsanläggningar med effektmaximering

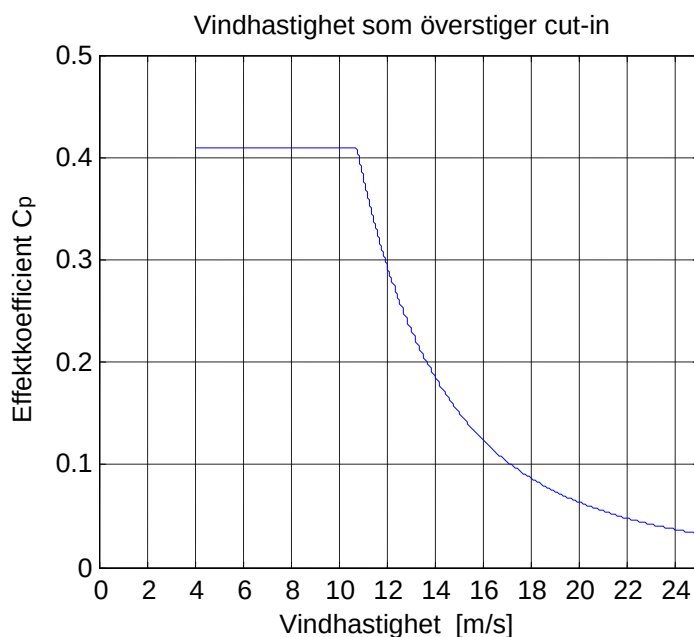
Reglering av aktiv effekt i nya produktionskällor såsom vind-, sol- och vågkraftanläggningar utan energilagringmöjligheter syftar normalt till att maximera den utmatade effekten från kraftanläggningen. Detta görs genom att reglera kraftverket så att den punkt som ger högst uteffekt hittas (Maximum power point tracking).

5.4.1 Reglering med maximal effekttutmatning i vindkraftanläggning

Den mekaniska effekt som fås ut från ett vindkraftverk beror på densiteten på luft ρ , den svepta arean A_r , vindhastigheten v och en effektkoefficient C_p som är beroende av vinkeln på rotorbladen θ samt förhållandet mellan vingspets hastigheten och vindhastigheten λ . Den mekaniska effekten ökar kubiskt med vindhastigheten enligt sambandet

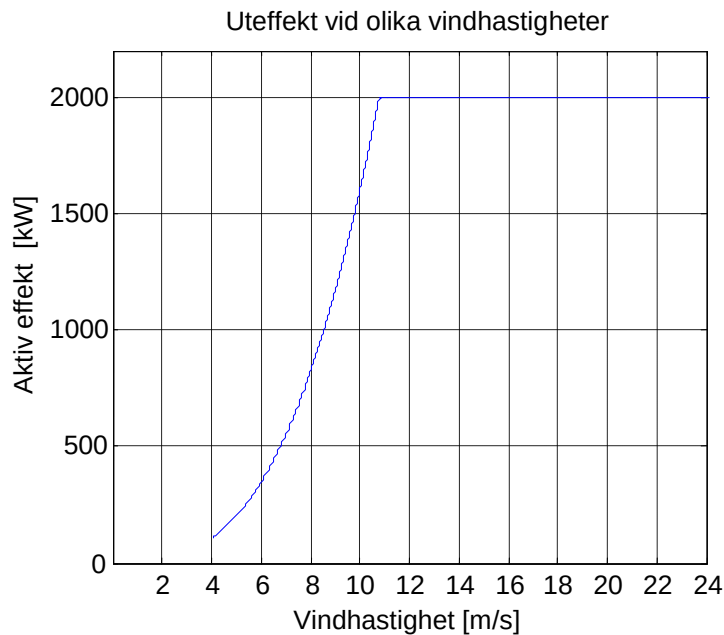
$$P = \frac{\rho}{2} A_r v^3 C_p(\lambda, \theta)$$

Genom att reglera vinkeln θ på rotorbladen bestäms hur mycket vind som tas upp. Vid lägre vindhastigheter används normalt en konstant vinkel som ger maximalt vindupptag och en högre effektkoefficient. När vindhastigheten blir hög nog för att producera vindkraftverkets märkeffekt kan vinkeln på turbinbladen ändras så att de tar upp mindre vind och vindkraftverket kan därmed köras även vid högre vindhastigheter. Hastigheten på turbinen anpassas normalt efter vindhastigheten för att få en så hög effektkoefficient som möjligt. Figur 25 visar hur effektkoefficienten C_p sänks då turbinbladen vrids ur vind.



Figur 25: Effektkoefficient vid olika vindhastigheter.

Ett exempel på hur den maximala aktiva effekten från ett 2 MW vindkraftverk varierar med vindhastigheten visas i Figur 26. För vindkraftverket i exemplet behövs en vindhastighet som är högre än 4 m/s för att kunna köra kraftverket.



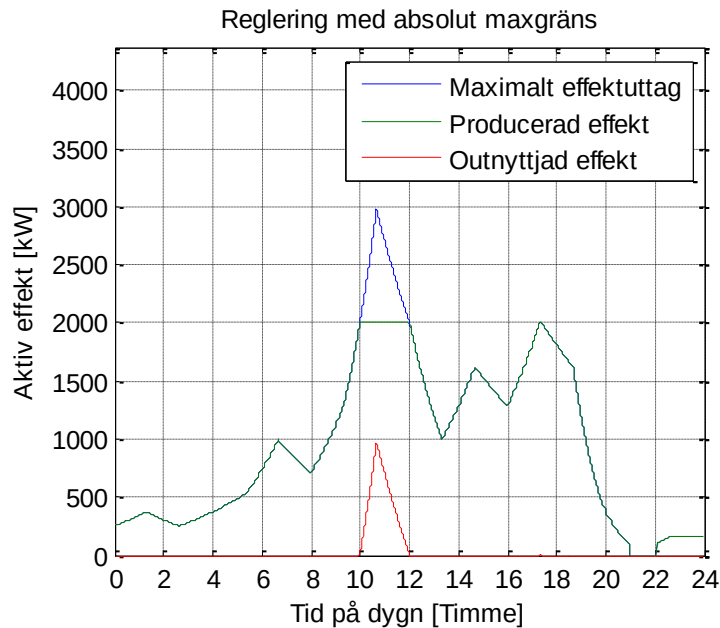
Figur 26: Aktiv effekt vid olika vindhastigheter.

Märkdata för vindkraftverket i exemplet visas i Tabell 2.

Tabell 2: Märkdata för vindkraftverket i exemplet i Figur 26

Märkeffekt [kW]	Rotordiameter	Cut-in wind speed [m/s]	Märkhastighet [m/s]	Cut-out wind speed [m/s]
2 000	90 m/s	4	12	25

Figur 27 visar ett exempel på hur den genomsnittliga utmatade effekten per timme varierar då effektuttaget maximeras för den vindprofil som angavs i Figur 3 och för vindkraftverket som visas i Figur 26. Figuren visar även hur mycket utnyttjad primäreenergi i vinden som inte utnyttjas då det maximala potentiella effektuttaget överstiger vindkraftverkets märkeffekt.

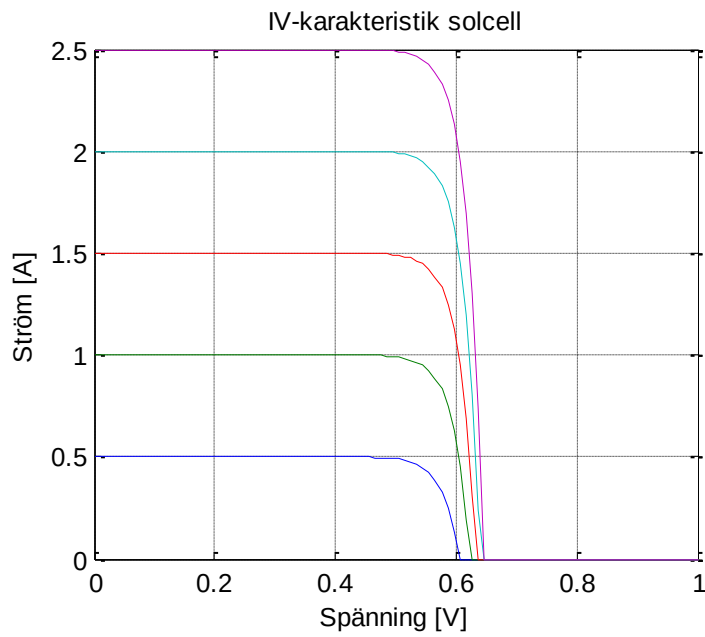


Figur 27: Reglering med absolut maxgräns.

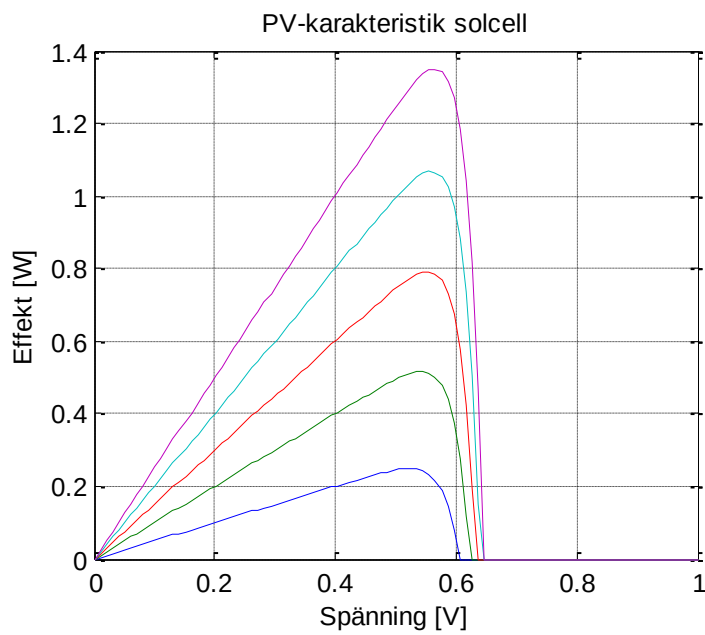
5.4.2 Reglering med maximalt effektuttag i solcellsanläggning

Den maximala effekt som kan tas ut från en diod varierar enligt en ström-spännings-karakteristik där det maximala effektuttaget fås för en viss spänning och ström. För att få ut så stor effekt som möjligt från en solcellsfarm styr normalt DC-omriktaren den ström som tas ut från solcellsanläggningen så att den producerade effekten maximeras.

Figur 28 visar ström-spännings-karakteristik för en solcell och i Figur 29 visas motsvarande effekt-spännings-karakteristik.



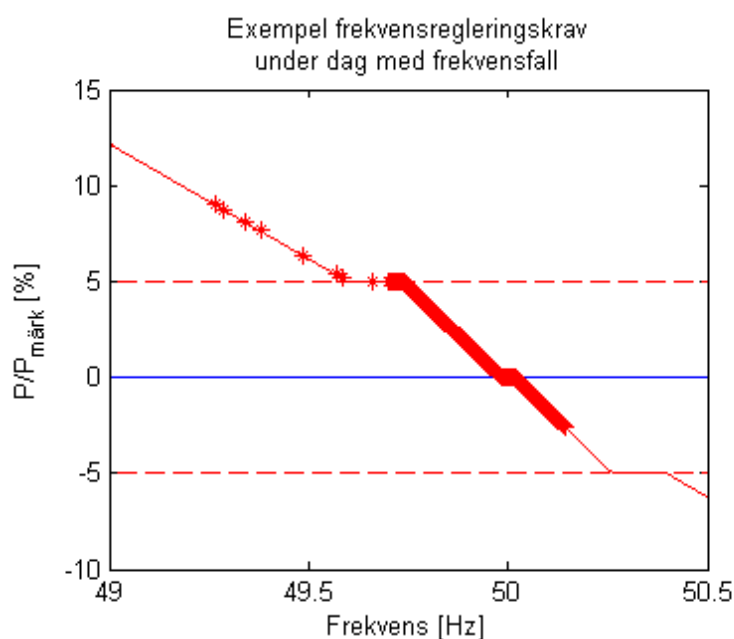
Figur 28: Exempel IV-karakteristik solcell.



Figur 29: Exempel PV-karakteristik solcell.

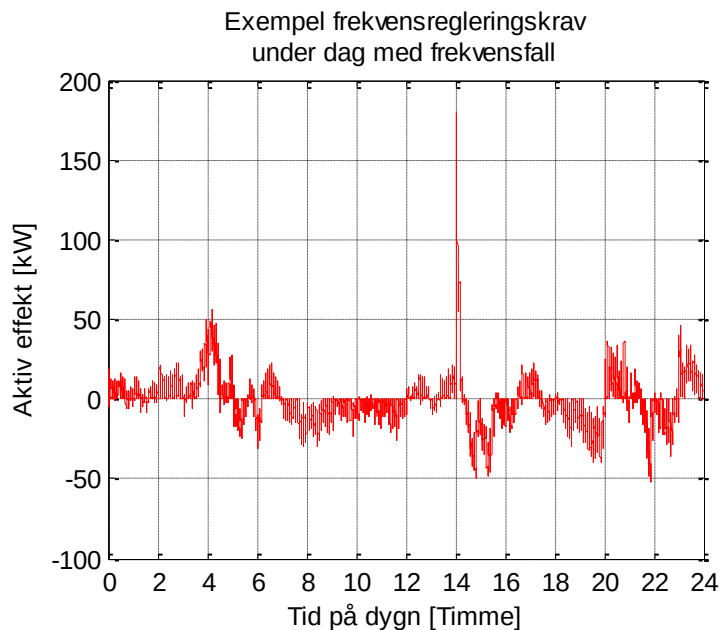
5.5 Frekvensreglering med produktionsbegränsning

Figur 30 visar ett exempel på hur kraven på aktiv effektutmatning kan variera under en dag som innehåller normala frekvensvariationer och en större störning i enlighet med den frekvensprofil som visas i Figur 20. De streckade röda linjerna motsvarar $\pm 5\%$ av kraftverkets märkeffekt.



Figur 30: Exempel på hur en kravprofil för frekvensreglering kan komma att se ut och vilken effektutmatning som krävs under en dag med ett frekvensfall ner till 49,3 Hz.

Figur 31 visar hur kravet på aktiv effektutmatning kan variera under ett dygn för vindkraftverket på 2 MW under en dag som innehåller normala frekvensvariationer och en större störning i enlighet med den frekvensprofil som visas i Figur 12. Under de 5 första timmarna krävs en energikutmatning på ca 40 kWh vilket kan ge ett riktvärde för att dimensionera energilagring för att klara frekvensreglering under normal drift. Under de 15 minuter som går efter störningen krävs en energikutmatning på ca 12 kWh. För att klara frekvensreglering för normaldrift och en störningssituation kan därmed cirka 50 kWh ses som ett minimivärde för det givna exemplet.



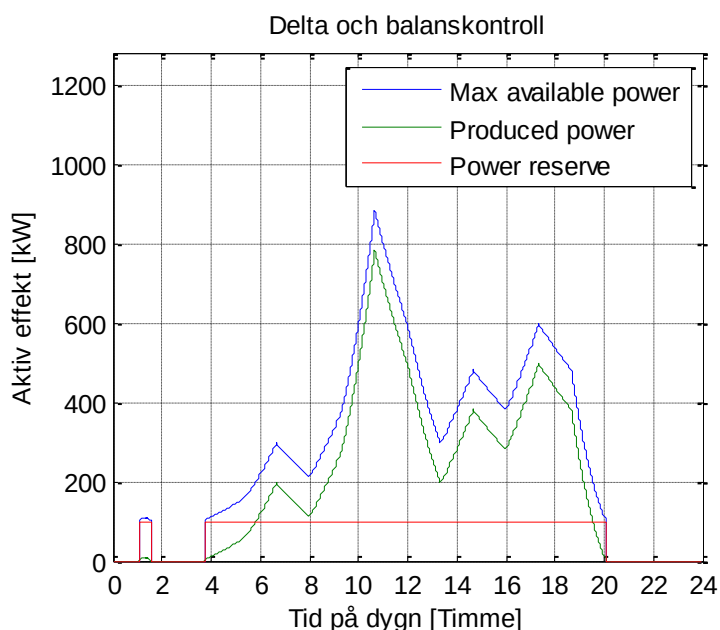
Figur 31: Exempel på reglering enligt kravprofil vid frekvensfall på grund av produktionsbortfall.

5.6 Frekvensreglering med produktionsbegränsning

För att kunna få möjlighet att reglera upp effekt från vindkraftverken måste den aktiva effekten från vindkraftverken minskas till mindre än det maximala effektuttaget. Några möjliga metoder [21] är

- Delta-kontroll.
- Balanskontroll.
- 'Ramp rate limitation'.

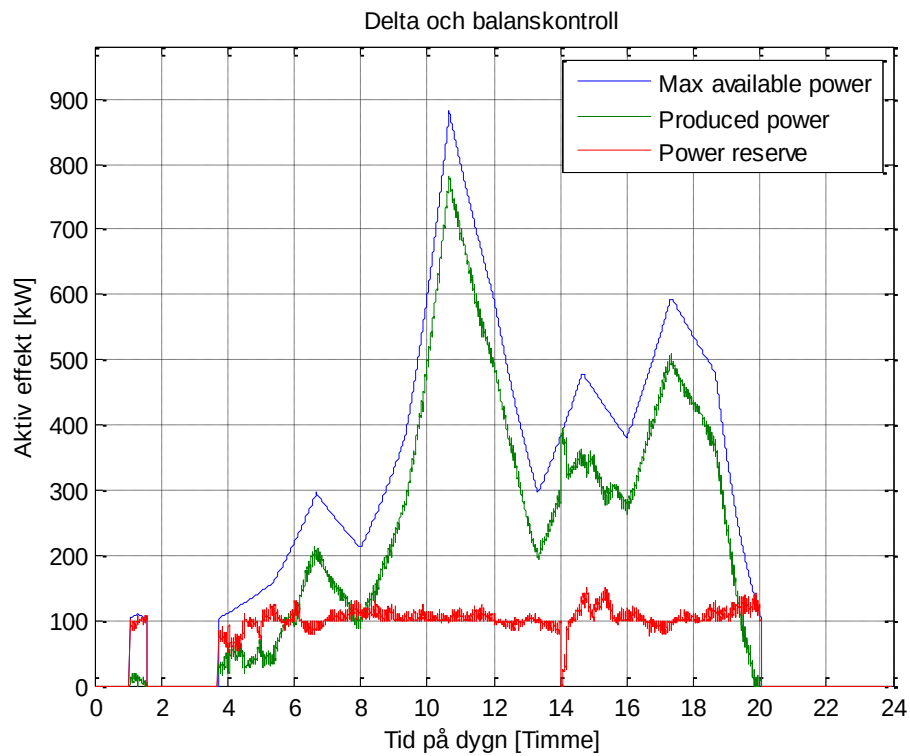
Delta-kontroll innebär att produktionen av aktiv effekt begränsas med ett visst fast steg. I detta fall utgör skillnaden mellan maximalt tillgängligt effektuttag och det begränsade effektuttaget en reserv av aktiv effekt som kan användas om frekvensen på nätet understiger en viss underfrekvens. För att hela störningsreserven ska finnas tillgänglig måste det maximala effektuttaget överstiga den förbestämda störningsreserven. I Figur 32 visas ett exempel på hur delta-kontroll används tillsammans med vindprofilen som angavs i Figur 3.



Figur 32: Deltakontroll.

Balanskontroll innebär att det aktiva effektuttaget snabbt kan regleras ner då frekvensen på nätet överstiger en viss överfrekvens (50,1 Hz).

Genom att kombinera balanskontroll och Delta-kontroll kan vindkraftverket användas för frekvensreglering vid både under- och överfrekvens. I Figur 33 visas ett exempel på hur delta- och balanskontroll används tillsammans med vindprofilen som angavs i Figur 3 och frekvensvariationerna som angavs i Figur 20.

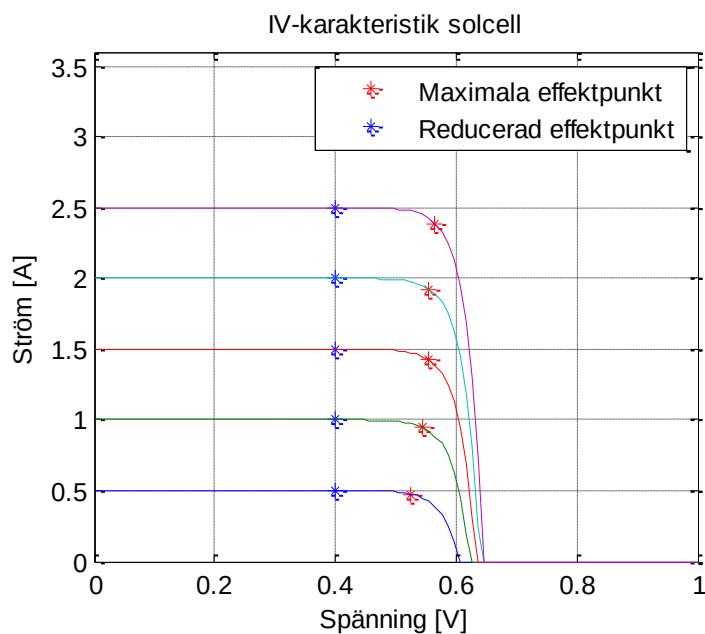


Figur 33: Delta- och balanskontroll.

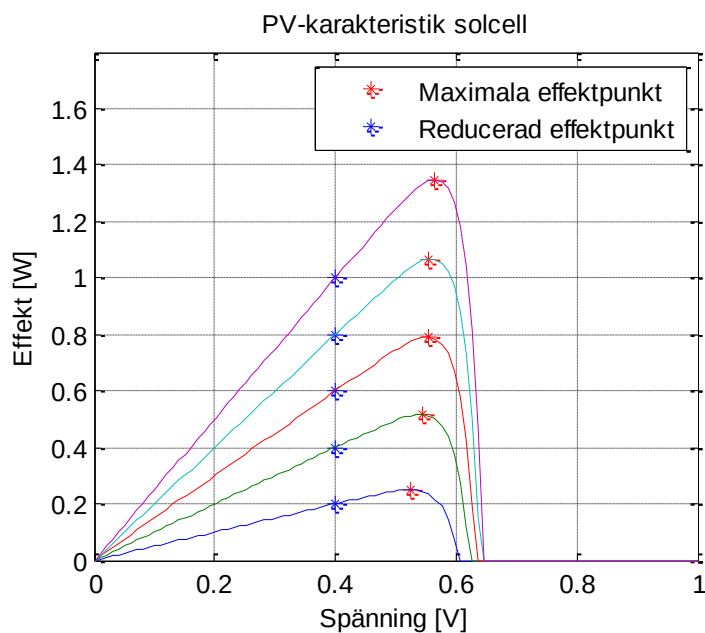
“Ramp rate limitation” innebär att den maximala förändringen i aktivt effektuttag begränsas till ett värde som anges i MW/min. Denna begränsning kan användas för att uppfylla nätanslutningskrav. Ramp rate begränsning behövs på vindkraftparker för att undvika alltför snabba variationer i utmatad aktiv effekt från vindkraftparkerna. Speciellt gäller detta samtidig bortkoppling av större vindkraftparker vid för stark vind.

5.6.1 Produktionsbegränsning i solcellspark

Produktionen i en solcellspark kan begränsas genom att välja en DC-spänning över dioden som avviker från den spänning som ger den maximala effekten, se Figur 34 och Figur 35.



Figur 34: Produktionsbegränsning i solcellspark.



Figur 35: PV-karakteristik för solcell.

Genom att ha en mindre solcellsenshet [23] som följer hur den maximala effektutmatningspunkten varierar samtidigt som en utmatningspunkt som avviker från maximipunkten för den större solcellsfarmen kan produktionen begränsas så att en effektreserv skapas .

5.7 Frekvensreglering med energilagring

Genom att sätta in en alternativ källa av aktiv effekt kan en effektreserv för frekvensreglering göras tillgänglig utan att effekten på vindkraftverken begränsas. Ett hybridsystem kan bestå av en produktionspark i kombination med antingen ett energilagringssystem eller en annan produktionskälla med bra reglermöjligheter av aktiv effekt. Valet av hybridsystem är beroende av vilken kapacitet, uthållighet och snabbhet som krävs av den alternativa källan. För primär frekvensreglering som ska kunna tillhandahålla ett tillskott av aktiv effekt för en tid på upp till 20 sekunder [24] kan följande lagringsteknologier vara aktuella

- SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage).
- Superkondensatorer.

För att klara en sekundär frekvensreglering kan följande lagringsteknologier vara tillämpbara

- Svänghjul (Flywheel).
- Pumpkraftverk.
- Batterilagringssystem.
- Pneumatisk lagring.

5.7.1 SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage)

I SMES [26] lagras elektrisk energi som magnetisk energi i en superledande spole med hög DC-ström. SMES har en snabb responstid och stora effekter kan snabbt laddas eller laddas ur. SMES kan bland annat användas för att dämpa kortsiktiga effektfluktuationer från en vindkraftpark.

5.7.2 Superkondensatorer

Energilagring i superkondensatorer med stor effektkapacitet bedöms vara intressanta för applikationer där snabb effekthereglering är nödvändig. I samband med utveckling av kondensatorer baserade på kolnanorör ökas energilagringsskapaciteten betydligt och därmed kan detta bli ett alternativ till batterilagring. Det går även att kombinera batteri- och kondensatorlagring för att få längre livslängd för de laddningsbara batterierna och snabbare effekthereglering.

5.7.3 Svänghjul

Svänghjul fungerar genom att accelerera en cylindrisk massa och lagra energin kinetiskt i dess rotationshastighet. Energilagringsskapaciteten i svänghjul är relativt begränsade medan effektheregleringen kan ske snabbt. Därmed kan detta system vara jämförbart med energilager baserat på kondensatorer.

5.7.4 Pumpkraftverk

Energilagring i pumpkraftverk [25] är väl lämpat och beprövat för energilagring i tidsskalan ett eller några dygn. I det svenska kraftsystemet finns ännu inte så stort behov för energilagring i denna tidsskala eftersom andelen reglerbar vattenkraft är stor. Dock kan man tänka sig att pumpkraftverk i södra Sverige kan användas för att avlasta kraftnätet i vissa driftlägen och därmed kan behovet av att bygga nya kraftledningar minskas. Lagring kan göras under tider med lägre pris (hög produktion och låg last) och användas vid fall med högre pris och brist (låg produktion och hög last).

5.7.5 Batterilagring

Batterilagring [26] kan användas för att utjämna effektfluktuationer från vindkraftparker. Ett batterilagringssystem består av batterier, PCS (Power Conversion System) och styrning av omriktare. En batterityp som ansetts vara lämplig för att använda i kombination med större vindkraftparker är natrium/svavel-batterier. Batteriet kopplas in via en spänningsstyv omriktare (VSC). Två problem med energilagring i batterier i applikationer med ofta förekommande omladdningscykler och stora energimängder som omladdas är att batteriets livslängd begränsas och att batteriet har effektbegränsning vid upp- och urladdning.

6 Kraftsystemdynamik – PSS och virtuell inertia

6.1 PSS och pendlingsdämpningsmöjligheter

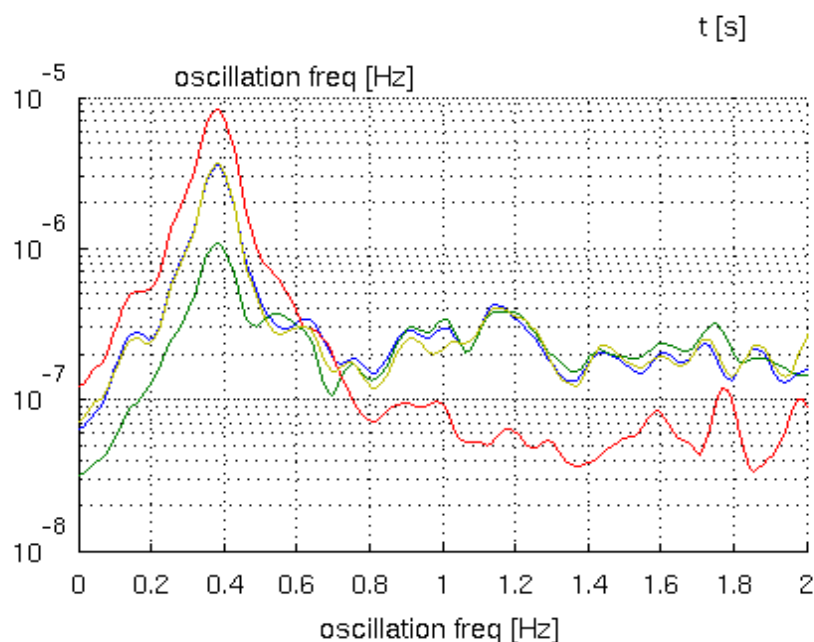
En PSS (Power System Stabilizer) används för att dämpa effektpendlingar mellan olika generatorers rotor. Tre olika typer av pendlingar är

- Intermaskin.
- Kraftverk-elsystem.
- Systemvida.

Intermaskinpendlingar innebär att enskilda generatorer oscillerar mot varandra, företrädesvis inom samma kraftstation.

Kraftverk-elsystempendlingar innebär att ett enskilt kraftverk eller elproduktionspark oscillerar mot resten av elsystemet. Dessa pendlingar ligger normalt i intervallet 2.0 Hz till 4.0 Hz [27].

Systemvida pendlingar innebär att olika delar av elsystemet oscillerar mot varandra. Systemvida pendlingar har normalt en låg frekvens i intervallet 0.25 - 1.0 Hz där pendlingar runt 0.3 Hz är vanliga i elsystem i olika delar av världen. Figur 36 visar normala systemvida pendlingar uppmätta i 230 V vägguttag.



Figur 36: Exempel på uppmätta pendlingar i 230 V vägguttag.

6.1.1 PSS och DFIG

Ett antal arbeten har undersökt hur PSS på en DFIG kan bidra till dämpning av pendlingar på nätet. I traditionell [28] styrning av synkrongenerator används en spänningsregulator för att reglera spänningen vid generatorterminalen och en PSS för att dämpa effektpendling. Ett problem med denna kombination är att både spänningsregulator och PSS reglerar fältspänningen och därmed kan inte en oberoende reglering av både dämpning och spänning göras. För en DFIG finns dock möjlighet att göra en oberoende reglering av spänning och pendlingsdämpning genom att låta spänningsregulatorn reglera amplituden av rotorspänningsvektorn samtidigt som fasvinkeln av rotorspänningsvektorn används för att dämpa pendlingar. För att dämpa pendlingar kan PSS:en reglera vinkeln mellan rotor och statorflödet på ett sådant sätt att variationerna i den resulterade statorströmmen dämpar pendlingarna i elsystemet. Integrering av PSS [29][28][30] i DFIG har visat sig kunna bidra till att dämpa systemvida pendlingar i elsystemet.

6.1.2 Pendlingsdämpning med SVC eller STATCOM

Under normal drift används normalt fasvinkelreglering för STATCOM och SVC för att ge en effektfaktor nära ett. Pendlingsdämpning med STATCOM [32] är möjlig genom att lägga till en extra reglerfunktion.

6.1.3 Pendlingsdämpning med batterilagringssystem

En konventionell PSS påverkar magnetisering i synkronmaskin för att styra spänningen på generatoren med syftet att dämpa pendlingar. En variant av PSS [31] är ESPSS (Energy Source Power System Stabilizer) som istället dämpar pendlingar genom att reglera reaktiv och aktiv effekt från en energikälla. Den reglerade energikällan kan till exempel vara ett batterilagringssystem, BESS (Battery Energy Storage System). Ett ESPSS system kan vara effektivt för att dämpa systemvida pendlingar i ett elsystem eller för att dämpa effektfuktuationer från en större vindkraftpark.

6.2 Virtuellt inertia

Synkrongeneratorer har en tröghet som gör att det vid avvikelser i balans mellan konsumerad och producerad effekt tar en viss tid innan generatorernas rotorhastigheter anpassat sig till avvikelsen.

6.2.1 Krav ENTSOE (Typ C och D)

I ENTSOEs arbetsdokument finns föreslagna krav på att alla produktionsenheter ska tillhandahålla tröghet. De produktionsenheter som inte tillhandahåller tröghet (dvs enheter anslutna via omriktare) ska tillhandahålla syntetisk tröghet som är ekvivalent med motsvarande tröghet från motsvarande produktionsenhet med synkrona generatorer.

Vid lågfrekvenshändelse föreslås att TSO ska kunna ställa krav på att produktionsparker större än en viss effektstorlek ska kunna tillhandahålla syntetisk tröghet, det vill säga tillhandahålla ytterligare aktiv effekt till elsystemet för att begränsa frekvensförändringen vid plötsligt produktionsbortfall. För de produktionsparker som inte har en inbyggd förmåga att tillhandahålla tröghet föreslås krav på ett reglersystem som kan injicera ytterligare aktiv effekt så att kraven på syntetisk tröghet blir uppfyllda. Den maximala injicerade aktiva effekten ska motsvara åtminstone en viss procent, bestämd av TSO, av maximal kapacitet för produktionsanläggningen. Det föreslås att den aktiva effekten ska vara fullt tillgänglig inom en tid som inte överstiger 200 ms. Efter den första ökningen av aktiv effekt injicerad till elsystemet ska inte den aktiva effekten minskas ner igen till 0 MW snabbare än en period bestämd av TSO. Den initialt injicerade aktiva effekten till elsystemet ska vara proportionell mot frekvensförändringen.

Det finns inget krav på att reglersystemet för inertia ska vara aktivt när produktionsenheten arbetar i läge för full frekvensreglering.

6.2.2 Virtuellt inertia i vindkraftverk

Nya produktionskällor som är inkopplade till det övriga elnätet via omriktare har traditionellt haft en reglering av aktiv och reaktiv effekt som är oberoende av förändringar i nätfrekvensen [33] vilket gör att de inte har tillhandahållit tröghet till elsystemet. Tröghet från ett vindkraftverk kan fås genom att utnyttja den kinetiska energi som finns lagrad i vindkraftverkets turbin, rotor, generatorsträng och växellåda till att kortvarigt mata ut en högre effekt. Det som krävs för att utnyttja den kinetiska energin för att tillhandahålla tröghet är att implementera en frekvensberoende reglering. Vindkraftverk anslutna via omriktare har tre bra egenskaper som gör dem lämpliga att använda för att tillhandahålla tröghet

- Snabb reglering av aktiv effekt.
- Hög tröghet.
- Möjlighet till stor hastighetsvariation.

Den aktiva effekten kan regleras snabbt av omriktaren på rotorsidan där den aktiva effekten kan regleras genom att ändra rotorström i tvärled i_{qr} .

Eftersom massan i turbinen är stor kan en hög tröghetskonstant H erhållas som kan motsvara tröghetskonstanten från synkrongeneratorer med motsvarande märkeffekt.

Asynkronmotorn i en DFIG kan arbeta med en högre slip vilket gör att hastigheten kan reduceras ner till cirka 0.7 p.u. jämfört med omkring 0.95 p.u. i motsvarande synkrongeneratorer.

Virtuell tröghet kan erhållas till en generator genom att koppla en kortvarig energilager med lämplig regleralgoritm för omriktaren som är ansluten till energikällan.

7 Nytta av nya reglermöjligheter

Detta avsnitt innehåller en diskussion om nyttan av reglering av nya produktionskällor. Nyttan av de beskrivna reglermöjligheterna analyseras i form av kostnadsbesparing i traditionella produktionskällor, minskade systemförluster och ökad leveranssäkerhet.

Reglering av reaktiv effekt kan användas för att ge en förbättrad dynamisk och transient spänningsstabilitet, faskompensera, minska överföringsförluster och för att dämpa pendlingar i elsystemet.

Regleringen av aktiv effekt kan användas för att dämpa frekvensfallet vid produktionsbortfall (tillhandahålla inertia), snabba på återställning till en stabil frekvens genom att tillhandahålla primärreglering samt att återställa frekvensen till 50 Hz genom att tillhandahålla sekundär reglering. Regleringen av aktiv effekt kan också användas för att minska pendlingar i elsystemet.

7.1 Värde av ökad leveranssäkerhet

Värdet av ökad leveranssäkerhet kan delas upp i effektleveransvärde och i energileveransvärde.

7.1.1 Effektleveransvärde

Effektleveransvärdet (Capacity Value) är det nya kraftverkets förmåga att öka leveranssäkerheten för effekt. Effektleveransvärde [22] kan definieras som den mängd extra last som kan matas efter inkoppling av en extra generator med samma tillförlitlighet som tidigare. Ett föreslaget tillförlitlighetsmått för att bestämma kapacitetsvärdet är LOLE (Loss Of Load Expectations) som anger det förväntade antalet timmar eller dagar under en period som lasten inte kan tillgodoses. En metod för att bestämma kapacitetsvärdet som föreslagits går i grova drag ut på att beräkna LOLE för existerande elsystem där det betraktade kraftverket är exkluderat och sedan lägga till kraftverket. Den ökade last som kan tillgodoses i och med inkopplingen av kraftverket med samma LOLE motsvarar kapacitetsvärdet för kraftverket. Kapacitetsvärdet kan därmed även betecknas ELCC (Effective Load Carrying Capability).

Kapacitetsvärdet för vindkraftanläggning påverkas bland annat av

- Korrelationen mellan vind och last.
- Korrelationen mellan vindhastigheter vid olika vindkraftparker.
- Tillförlitligheten på vindkraftparken.
- Andel vindkraft i systemet.

För att ELCC ska öka med hjälp av reglering krävs att reglering leder till att LOLE minskar tack vare regleringen. En förbättrad reglering av reaktiv och aktiv effekt kan leda till att risken att produktion kopplas bort minskar vilket i

sin tur kan leda till att det förväntade antalet timmar eller dagar under en period som lasten inte kan tillgodoses minskar, dvs LOLE minskar och ELCC ökar.

ELCC för vindkraft har beräknats vara upp till 40 % [34] av installerad märkeffekt för fall med låg andel vindkraft och högt kapacitetsvärde vid höglast. I Tyskland som har en högre andel vindkraft har ELCC beräknats vara ner till 5 % av installerad märkeffekt.

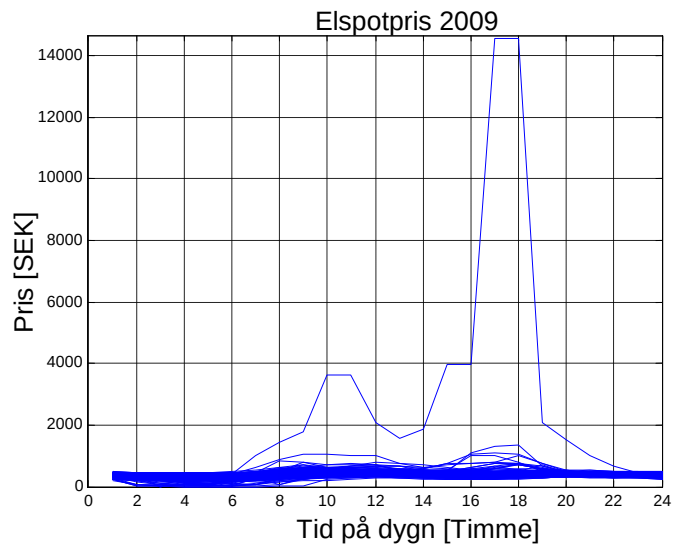
Värdet av eventuell förändring av reglering kan fås genom att jämföra värdet av ELCC innan reglering införts med ELCC efter att regleringen införts. Frekvensreglering eller spänningsreglering skulle kunna ha en mindre påverkan på ELCC genom att det kan påverka tillgängligheten och minska risken för bortfall av produktion. Energilagring som sträcker sig över ett dygn kan ha en större påverkan genom att tillhandahålla en extra kapacitet av energi vid lasttoppar.

7.1.2 Energileveransvärde

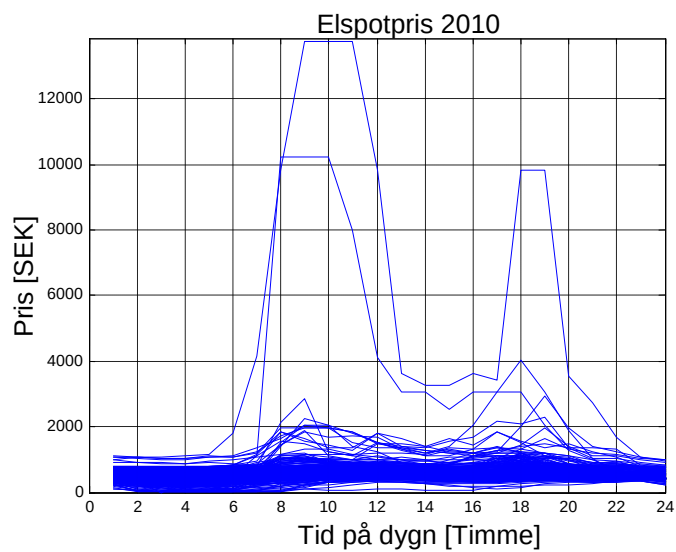
Energileveransvärdet är det nya kraftverkets förmåga att öka leveranssäkerheten för energi. Den energi som ett kraftverk kan leverera under ett år begränsas dels av tillgången på primärenergien i kombination med kraftverkets verkningsgrad eller av kraftverkets kapacitet och tillgänglighet. För värmekraftverk är normalt tillgången på primärenergien inte en begränsande faktor eftersom energien finns i till exempel gas eller uran som kan köpas in på den öppna marknaden och lagras. För vattenkraftverk kan primärenergien lagras i dammar men tillgången på energi begränsas av tillflödet till dammarna. För nya produktionskällor finns däremot inte denna lagringsmöjlighet av primärenergien direkt. Primärenergien för nya produktionskällor måste därför antingen förbrukas direkt eller omvandlas till en annan energiform som kan lagras.

Om det ställs krav på enskilda produktionsenheter, som inte är sammankopplade med ett energilagringssystem, att tillhandahålla ett tillskott av aktiv effekt vid underfrekvens måste produktionsenhetens effektuttag minskas till under det möjliga effektuttaget. Detta innebär att den levererade energin under en viss period kommer bli lägre med regleringskravet jämfört med utan kravet och att energileveransvärdet blir negativt.

Om ett energilagringssystem används för att tillhandahålla den aktiva effektreserv som behövs för frekvensreglering kommer energiförluster att uppstå vid upp- och urladdning. Kostnaden för den förlorade energin vid produktionsbegränsning kan beräknas direkt genom att använda spotpriset på den el som inte utnyttjats. Variationen i elspotpriser för alla dagar år 2009 och år 2010 visas i Figur 37 och i Figur 38. Figurerna visar att elspotpriset ökar kraftigt under ett fåtal dagar per år då kraftbalansen är ansträngd.



Figur 37: Variation i elspotpris för alla dagar år 2009.



Figur 38: Variation i elspotpris för alla dagar år 2010.

7.2 Kostnadsbesparing i konventionella produktionskällor

Med frekvensreglering i nya produktionskällor blir det möjligt att ersätta en större andel konventionella produktionskällor. Kostnadsbesparingen i konventionella produktionskällor beror bland annat på vilken typ av produktionskälla som ersätts och på hur mycket energi och effektkapacitet av denna produktionskälla som den nya produktionskällan ersätter.

7.2.1 Vilka produktionskällor ersätter vindkraft, solkraft och vågkraft?

Ur ett företagsekonomiskt perspektiv kan de enskilda företagen antas investera i de produktionskällor som tillför störst värde till företaget, det vill säga den produktionskälla som ger högst nuvärde NPV (Net Present Value). Nuvärdet av en investering kan beräknas som summan av prognostiserade framtida kassaflöden CF för projektet diskonterade med diskonteringsräntan r . Diskonteringsräntan r bör sättas lika med kapitalkostnaden, det vill säga kostnaden för de resurser som behövs för att finansiera kraftverket.

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i}$$

I praktiken finns det en mängd begränsningar som inte gör det möjligt att endast investera i den produktionskälla som genererar högst nuvärde till företaget. Dessa begränsningar består bland annat av

- Politisk styrning.
- Tillstånd för att bygga.
- Begränsningar i transmissionskapacitet.
- Begränsade företagsresurser.

Vilka produktionskällor som investeras i är starkt politiskt styrt och begränsas till stor del av var kraftbolagen kan få tillstånd att bygga nya kraftstationer. En slutsats kan dock vara att företagen investerar i de energikällor som är möjliga att investera i med hänsyn tagen till de interna företagsbegränsningarna och de externa begränsningarna på marknaden och som tillför ett positivt nuvärde till företaget.

Vilka produktionskällor som kan ersättas styrs även av vilka tjänster som produktionskällan tillhandahåller till produktionssystemet. Om nya produktionskällor tillåts leverera full aktiv effekt, som varierar med tillgången på primärenergi, ställs ökade krav på reglering av aktiv effekt från andra kraftverk för att uppnå effektbalans.

Med ökade reglerkrav på aktiv och reaktiv effekt som liknar de krav som ställs på konventionella kraftverk får de nya produktionskällorna möjlighet att ersätta en större andel av de konventionella kraftverken.

Reglerkraven på nya produktionskällor kan ha två effekter. Den ena effekten är att reglerkraven kan medföra ökade kostnaderna för de nya produktionskällorna på grund av högre investeringskostnader i

reglerutrustning och på grund av minskad mängd levererad energi vid krav på frekvensreglering. Den andra effekten är att reglerkraven kan medföra minskade kostnader i andra kraftverk.

Kostnadsbesparingen för nya produktionskällor med reglering kan beräknas genom att jämföra totalkostnaden för hela produktionssystemet utan reglerkraven med totalkostanden då reglerkraven har införts.

7.3 Kostnadsbesparing i minskade systemförluster

Om vindkraft byggs långt ut i distributionssystemet nära last kommer produktionen från vindkraften att ersätta produktion [2] från andra produktionskällor som befinner sig mer avlägset från lasten. Den producerade energin behöver därmed färdas en kortare sträcka vilket ger minskade systemförluster. Om vindkraften istället byggs långt från lasten kan den ge upphov till ökade förluster eftersom energin då behöver färdas en längre sträcka. Eftersom både produktion och konsumtion av el ändras kontinuerligt kan en vindkraftspark under ett visst last- och produktionsfall ge upphov till minskade systemförluster och vid annat last- och produktionsfall ge upphov till ökade systemförluster.

För att beräkna hur mycket systemförlusterna minskar genom att införa reglering jämförs överföringsförluster innan regleringen införs med överföringsförluster efter att regleringen införts. Värdet av förlustminskningen kan uppskattas genom att multiplicera förlustningsminskningen för varje enskild timme med spotpriset för den timmen.

7.4 Nytt och kostnad för olika dimensioneringar av omriktare i nya produktionskällor

Genom att nya produktionskällor tillhandahåller reglering av aktiv och reaktiv effekt kan de hjälpa till att bidra till kraftbalansen i elsystemet. Omriktaren bör därför dimensioneras för att ha tillräcklig PQ-kapacitet för att klara nätanslutningskraven och för att klara den effekt som går genom omriktaren vid normal drift av generatoren. Detta innebär att omriktaren ska vara dimensionerad för att klara de strömmar och de spänningar som uppstår vid omriktaren under normal drift och vid störningar. Den maximala strömmen som går genom en omriktare kan beräknas enligt

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{3U_{\min}}$$

Eftersom omriktarna i en DFIG normalt är dimensionerade för att endast hantera en mindre del av generatorns märkeffekt (ca 30% av märkeffekten) behöver omriktarna antingen dimensioneras för att klara en högre effekt eller kompletteras med en annan källa för reaktiv effekt vid PCC för att klara eventuella kommande krav på inmatning av en felström som överstiger 1 p.u. Den reaktiva effekt som ska kunna matas ut på elnätet under normal drift fås från summan av reaktiv effekt som kommer från statorn, från omriktaren på nätsidan samt från filtret.

För fulleffektomriktare ska hela den aktiva märkeffekten och hela den reaktiva effekt som krävs enligt anslutningskraven kunna matas genom omriktaren.

Ökade krav på att tillhandahålla reaktiv effekt kan medföra tre olika kostnadsökningar

- Ökade fasta kostnader på grund av att omriktaren på nätsidan eventuellt måste dimensioneras för högre ström och för högre spänning.
- Kostnader för ökade överföringsförluster på grund av den högre ström som uppstår då effektfaktorn avviker från 1.
- Alternativkostnad för eventuella begränsningar i produktion av aktiv effekt. Om nätanslutningskraven är utformade så att full reaktiv effekt ska kunna tillhandahållas vid maximal produktion uppkommer inte denna kostnad. Kravet leder i detta fall till en högre kostnad för att dimensionera omriktaren för att klara högre ström och högre spänning.

I en studie [35] uppskattas kostnaden för en omriktare på nätsidan som endast är dimensionerad för märkeffekten till omkring 1.5 % av den totala investeringskostnaden för ett vindkraftverk. Om omriktaren istället överdimensioneras med 50 % så att den kan tillhandahålla 0.65 p.u. reaktiv effekt uppskattas kostnaden till 2.25 % av den totala investeringskostnaden.

8 Slutsatser

Denna rapport har presenterat olika möjligheter till spännings- och frekvensreglering för nya produktionskällor såsom vind-, sol- och vågkraftverk.

Reglering av reaktiv effekt för enskilda nya produktionskällor kan ge möjlighet till en bättre spänningsstabilitet. För mindre produktionskällor kan det göras med produktionskällornas omriktare. För större parker kan STATCOM eller SVC vara nödvändigt att installera för att reglera spänningen vid PCC och det rekommenderas då att koordinera reaktiv effektutmatning med STATCOM och produktionsenhetens omriktare för att ge bättre spänningsreglering vid transienta spänningsstörningar. Som reglermetod har traditionellt fasvinkelreglering används där den reaktiva effektinmatningen vid PCC reglerats till att vara nära noll. Vid kortslutning i anslutande nät som resulterar i spänningsfall vid PCC rekommenderas växling från fasvinkelreglering till spänningsreglering för att ge en snabbare spänningsstabilisering. Reglering av reaktiv effekt kan även användas för att dämpa systemvida pendlingar genom att införa en PSS i omriktarna för nya produktionskällor eller genom att införa en reglering för pendlingsdämpning vid SVC eller STATCOM.

Reglering av aktiv effekt kan ge möjlighet att tillhandahålla virtuell inertia samt primär och sekundär frekvensreglering. Virtuell inertia från vindkraftverk kan tillhandahållas utan att produktionen behöver begränsas genom att ta från den lagrade kinetiska energin för att mata ut en högre aktiv effekt vid frekvensfall. Det rekommenderas därför att implementera virtuell inertia på de produktionsenheter som inte har frekvensreglering för att förbättra frekvensstabiliteten vid plötsligt produktionsbortfall. Primär frekvensreglering kan åstadkommas genom att begränsa produktionen av aktiv effekt eller genom att tillhandahålla frekvensreglering med hjälp av energilagring. Båda frekvensreglermetoderna innebär att den energi som levereras till elnätet minskar jämfört med om ingen frekvensreglering sker vid de nya produktionskällorna.

Utökade krav på reglering av reaktiv effekt kan bli aktuella för det nordiska elnätet under normal drift och med krav på inmatning av reaktiv effekt vid störning i produktionskällans anslutande nät. Kraven kan medföra nytta genom att bidra till att spänningsstabiliteten i elsystemet förbättras. Kraven kan även komma att innebära ökade kostnader för att dimensionera omriktarna på nätsidan för nya produktionskällor till högre märkström och märkspänning samt innebära ökade överföringsförluster för vindkraftverket på grund av en högre ström.

Krav på frekvensreglering kan komma att införas för nya produktionskällor. Kraven kan medföra nytta genom att bidra till att frekvensstabiliteten i elsystemet förbättras, bidra till att en större andel av nya produktionskällor kan införas i elsystemet och därigenom minska investeringskostnader i konventionella kraftverk, samt bidra till att minska överföringsförluster genom att en större andel produktion kan ske närmare lasten. Kraven på

frekvensreglering kan leda till ökade kostnader vid vindkraftverket på grund av produktionsbegränsningar eller på grund av förluster vid upp och urladdning av energilager.

Baserat på de reglermöjligheter som redovisats i denna rapport ges följande rekommendationer för att förbättra kraftsystemdriften i kritiska situationer:

- Vid kortslutning i anslutande nät som resulterar i spänningsfall vid PCC rekommenderas växling från fasvinkelreglering till spänningsreglering för att ge en snabbare spänningsstabilisering.
- För de produktionsparker som utrustas med SVC eller STATCOM föreslås en koordinerad reaktiv effektregering med produktionsenheternas omriktare för att minimera totalkostnaden för att dimensionera produktionsenheternas omriktare och SVC eller STATCOM.
- För att minska frekvensfallet vid produktionsbortfall rekommenderas att virtuell inertia implementeras i vindkraftverk eftersom detta kan göras utan att vind behöver spillas och för att det medför en tydlig nytta för kraftsystemdriften.

9 Framtida arbete

Kraven på reglering av aktiv och reaktiv effekt kan leda till ökade kostnader för nya produktionskällor samtidigt som regleringen tillhandahåller en nytta till nätet som genererar ett värde för nätägaren. För att beakta både kraftverksägarnas och nätägarnas vinstintressen och för att undvika att nya reglermetoder minskar deras totalnytta föreslås ett framtida arbete som utifrån vindkraftsägarens perspektiv kalkylerar de förväntade kostnaderna och intäkterna för de krav som diskuteras i ENTSOEs pågående arbete.

Det föreslås att en framtida studie görs för att analysera kostnaderna för att tillhandahålla frekvensreglering i enlighet med de krav som anges i ENTSOEs pågående arbete med syfte att maximera vindkraftägarens vinst samtidigt som kraven uppfylls.

Vidare föreslås en studie som analyserar kostnaderna för att dimensionera både de nya produktionskällornas omriktare och SVC eller STATCOM med syfte att maximera vindkraftägarens vinst samtidigt som kraven i ENTSOEs pågående arbete uppfylls.

Referenser

- [1] Messing L. och Vikesjö J. (2010). *Wind Power and Fault Clearance, Part 1-Requirements, ELFORSK report 10:52. August 2010.*
- [2] Hemmingsson M. och Karlsson D. (2007). *Nätnytta från vindkraft, ELFORSK report 07:42. August 2007.*
- [3] Strachan N. P. W. och Jovicic D. (2008) (*Improving Wind Power Quality using an Integrated Wind Energy Conversion and Storage System (WECSS)*). Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE
- [4] Nayeem Rahmat U (2008), Wind Power – Added Value for Network Operation. Doktorsavhandling
- [5] Cecilia Boström (2011) *Electrical Systems for Wave Energy Conversion*. Doktorsavhandling
- [6] Svenska Kraftnät (2005), *Affärsverket Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*, SvKFS 2005:2, dec. 2005, www.svk.se
- [7] http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/Faktablad_pri_marreglering_klar.pdf
- [8] http://www.smhi.se/polopoly_fs/1.1895!meteorologi_121-06%5B1%5D.pdf
- [9] http://www.smhi.se/sgn0102/n0205/faktablad_solstralning.pdf
- [10] European Commission Research Center
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [11] Beekmann A., Marques J., Quitmann E. och Wachtel S. (2009). Wind energy converters with FACTS Capabilities for optimized integration of wind power into transmission and distribution systems. Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium
- [12] ENTSOE, (2011-03-22). ENTSO-E Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/news/110322_Pilot_Network_Code_Connections.pdf
- [13] Grünbaum R. (2010) FACTS for Grid Integration of Windpower. Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES
- [14] Xu L., Yao L, och Sasse C (2006). Comparison of Using SVC and STATCOM for Wind Farm Integration. 2006 International Conference on Power System Technology
- [15] Gaztanñaga H, Etxeberria-Otadui I, Ocnasu D och Bacha S (2007). *Real-Time Analysis of the Transient Response Improvement of Fixed-Speed Wind Farms by Using a Reduced-Scale STATCOM Prototype.*

- IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 22, NO. 2, MAY 2007
- [16] Tapia G., Tapia A och Xabier Osolaza J. (2007), Proportional-Integral Regulator-Based Approach to Wind Farm Reactive Power Management for Secondary Voltage Control
 - [17] Qiao W., Harley R. G., och Kumar G. (2009). Coordinated Reactive Power Control of a Large Wind Farm and a STATCOM Using Heuristic Dynamic Programming. IEEE Transactions on Energy Conversion, June 2009
 - [18] Liu Y. , Zhang X. , Zhao D. och Ma M. (2011) Research on the Wind Farm Reactive Power Compensation Capacity and Control Target Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific
 - [19] Shuhui L. och Haskew T. A. (2009) Energy Capture, Conversion, and Control Study of DFIG Wind Turbine under Weibull Wind Distribution. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE
 - [20] Guo J., Cai X. och Gong Y. (2008). *Decoupled control of active and reactive power for a grid-connected doubly-fed induction generator*. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on
 - [21] Choi J med flera (2009). *Active Power Limitation of Wind Farm to Reduce System Operating Cost*. Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009
 - [22] Keane med flera (2011). Capacity Value of Wind Power. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 26, NO. 2, MAY 2011
 - [23] Pappu, V.A.K., Chowdhury, B.H. och Bhatt, R. (2010). Implementing Frequency Regulation Capability in a Solar Photovoltaic Power Plant. North American Power Symposium (NAPS), 2010
 - [24] Barton J. P och Infield D. G. (2004). Energy storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 19, NO. 2, JUNE 2004
 - [25] Lindahl S. och Messing L. (2008) Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker. Delrapport Energilagring. Elforsk rapport 08:83. December 2008
 - [26] Jung H., Park D., Seo, D., Park M. och Yu P. (2009). Power quality enhancement of grid-connected wind power generation system by SMES Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES
 - [27] Bhargava B., och Dishaw G. (1998). Application of an Energy Source Power System Stabilizer on the 10 MW Battery Energy Storage System at Chino Substation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, February 1998
 - [28] Hughes F. M. (2006) A Power System Stabilizer for DFIG-Based Wind Generation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 21, NO. 2, MAY 2006

- [29] Mendonça Â och Lopes J.A. (2007). Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers Installed in DFIG-Based Wind Generation. *Power Tech*, 2007 IEEE Lausanne
- [30] Miao Z., Fan L., Osborn D. och Yuvarajan S. (2009). *Control of DFIG based Wind Generation to Improve Inter-Area Oscillation Damping*. IEEE Transactions on Energy Conversion
- [31] Bhargava B. och Dishaw G. (1998). *Application of an Energy Source Power System Stabilizer on the 10 MW Battery Energy Storage System at Chino Substation*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, February 1998
- [32] Nadarajah M, Canizares C. A., Reeve J. och Rogers G. J. (2003). *Comparison of PSS, SVC, and STATCOM Controllers for Damping Power System Oscillations*. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 2, MAY 2003
- [33] Akbari M. och Madani M. (2010). *A New Method for Contribution of DFIG-based Wind farms in Power System Frequency Regulation*. North American Power Symposium (NAPS), 2010
- [34] Ensslin C., Milligan M., Holttinen H., O'Malley M. och Keane A. (2008) *Current Methods to Calculate Capacity Credit of Wind Power, IEA Collaboration*. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE
- [35] Ullah N.R., Bhattacharya K. och Thiringer T. ; (2009) Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers—Technical and Economic Issues , IEEE Transactions on Energy Conversion, Sept. 2009

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**