

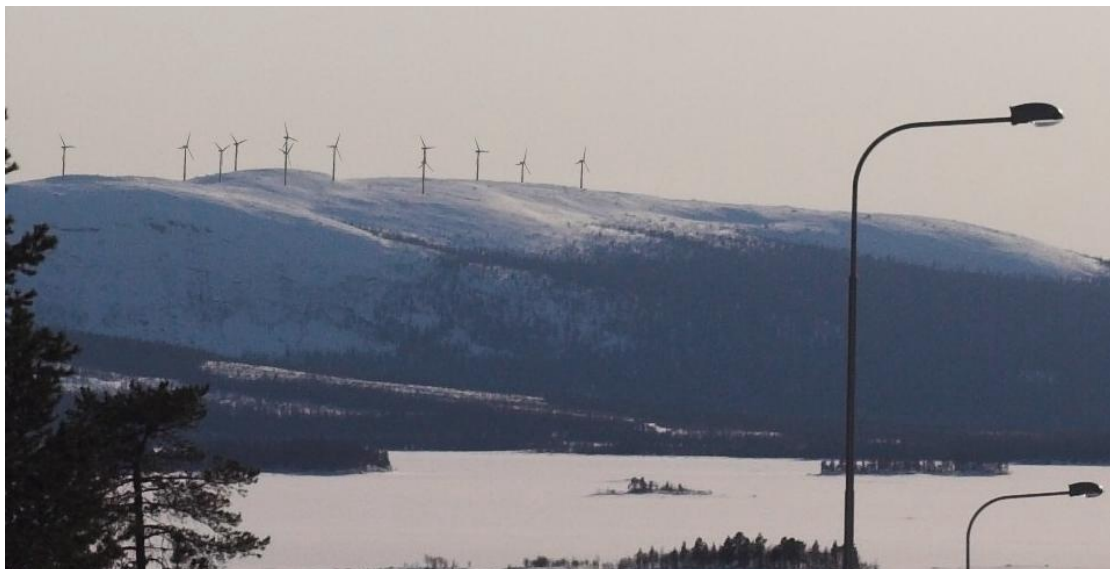
CHALMERS



Solvina

SKELLEFTEÅ
kraft

VATTENFALL 



Uljabuouda vindkraftpark turbinmodellering och stabilitetsanalys

Examensarbete inom civilingenjörsprogrammet Elektroteknik

MAGNUS LENASSON

Institutionen för energi och miljö
Avdelningen för elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2007

Uljabuouda vindkraftpark
turbinmodellering och stabilitetsanalys

K. MAGNUS LENASSON

Department of Energy and Environment
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Göteborg, Sweden 2007

Uljabuouda Wind Power Plant: Turbine Modelling and Stability Analysis
K. MAGNUS LENASSON

© K. MAGNUS LENASSON, 2007.

Department of Energy and Environment
Chalmers University of Technology
SE-412 96 Göteborg
Sweden
Telephone +46-031-772 10 00

Omslag:
[Vindkraftverk på Uljabuouda, bildmontage av Stefan Skarp,
publicerad med tillstånd av Skellefteå Kraft AB.]

TeknologTryck
Göteborg, Sweden 2007

Uljabuouda Wind Power Plant
Turbine Modelling and Stability Analysis
K. MAGNUS LENASSON
Department of Energy and Environment
Chalmers University of Technology

ABSTRACT

This master thesis has been performed at Solvina in Gothenburg for Skellefteå Kraft and Vattenfall Eldistribution. The aim of it is to investigate the consequences of the installation of a wind power plant on the mountain Uljabuouda in the vicinity of Arjeplog. Especially the impacts on voltage and transient stability are examined. Furthermore, the amount of extra strain on the voltage regulation equipment and the needs for increased regulation capabilities are looked into.

The wind power plant is planned to be built by Skellefteå Kraft and connected to a 130 kV grid owned by Vattenfall Eldistribution. The work comprehends the following main parts:

- Theoretical studies aimed at wind turbines and power system stability issues.
- Modelling of the type of wind turbines assumed to be built on Uljabuouda.
- Simulations of different operation cases and analysis of the simulation results.

The results from the simulations show that, as far as voltage stability and extra workload on tap-changers are concerned, the wind power plant does not, in any significant manner, worsen the present conditions. The problem of overloading the line between Arvidsjaur and Vargfors is also minor. During the worst year for which measurement results have been obtained 7,4 MWh would have had to be disconnected, which is practically nothing in comparison with the annual hydro power production in the area, 250-300 GWh.

Larger problems arise when it comes to the matter of transient stability. The synchronous generators in the system can during deep voltage dips, depending on the circumstances, stay synchronized approximately 0.3 seconds. However, the under-voltage protections on the predicted type of wind turbines trips after only 0.08 seconds. This sudden trip makes the plant incapable of meeting Svenska kraftnät's (The Swedish TSO's) demands on disturbance tolerance. To be able to fulfill those demands the protections are required to have an operation time of at least 0.25 seconds for protection levels higher than 60 %.

Recommended future works are proposed in this report.
The report is written in Swedish.

Keywords: power system stability, transient stability, voltage stability, wind turbine, wind power plant, DFIG, dynamic simulations

Uljabuouda vindkraftpark
turbinmodellering och stabilitetsanalys
K. MAGNUS LENASSON
Institutionen för Energi och miljö
Chalmers tekniska högskola

SAMMANFATTNING

Det här är ett examensarbete utfört på Solvina i Göteborg för Skellefteå Kraft och Vattenfall Eldistribution. Målet är att utreda konsekvenserna av att installera en vindkraftpark på berget Uljabuouda i närheten av Arjeplog. Särskilt beaktas påverkan på spänningsstabilitet och transient stabilitet. Utöver det undersöks den extra belastningen på utrustningen för spänningsreglering samt behoven av ny eller modifierad reglering i nätet.

Vindkraftparken byggs av Skellefteå Kraft och ansluts till ett 130 kV-nät som ägs av Vattenfall Eldistribution. Arbetet består av följande huvuddelar:

- Teoretiska studier om vindkraftverk och kraftsystemstabilitet
- Modellering av den typ av vindkraftverk som troligen ska byggas på Uljabuouda.
- Simuleringar av olika driftfall och analys av resultaten från simuleringarna.

Simuleringarna visar att, vad gäller spänningsstabilitet och extra arbetsmängd för lindningskopplarna, vindkraftparken inte kommer att förvärra den nuvarande situationen på något markant sätt. Det kommer heller inte att uppstå något större problem med överlast av linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors. Under det värsta året för vilket mätvärden kunnat inhämtas behövde 7,4 MWh regleras bort, vilket är praktiskt taget ingenting i jämförelse med den årliga vattenkraftproduktionen i området, 250-300 GWh.

Problem uppstår däremot med den transienta stabiliteten. Synkronmaskinerna klarar av att, under djupa spänningsdippar, hålla sig i fas med resten av nätet cirka 0,3 sekunder beroende på omständigheterna. Underspänningsskydden på de antagna vindkraftverken däremot, är inställda på att koppla bort vindkraftverken efter endast 0,08 sekunder med underspänning, vilket gör att parken inte kan uppfylla Svenska kraftnäts krav på störningstålighet. För att uppfylla kraven krävs att skydden har minst 0,25 sekunders operationstid för skyddsnivåer högre än 60 %.

Rekommenderat framtida arbete föreslås i rapporten.

Nyckelord: kraftsystemstabilitet, transient stabilitet, spänningsstabilitet, vindkraftverk, vindkraftpark, DFIG, dynamiska simuleringar

Förord

Detta examensarbete genomfördes på Solvina under sommaren och hösten 2007. Det gjordes på egen hand, dock givetvis inte utan hjälp och därför finns det de som här förtjänar ett stort tack.

Först och främst ska tack ges till personalen på Solvina som visat sig outtömliga på information trots mina tappra försök att visa motsatsen. I synnerhet ska jag nämna Niclas Krantz, för det stora förtroendet att inte bara låta mig göra examensarbetet utan att senare även anställa mig på Solvina och Ramona Huuva, handledaren som utan klagomål utstått evinnerliga korrekturläsningssessioner och sett till att examensarbetet blivit vad det blivit.

På Skellefteå Kraft och Vattenfall har jag fått mycket hjälp med det stundvis detektivmässiga informationssökandet och bra utläggningar kring det aktuella nätet. Från Skellefteå Kraft vill jag särskilt nämna Roger Magnusson, Stefan Skarp och Fredrik Öhrvall och från Vattenfall Lennart Nilsson och Nicklas Nilsson (Eldistribution respektive Power Consultant).

Tackas ska också examinatorn från Chalmers, Ola Carlson, som kommit med mycket värdefull input om vindkraftens många aspekter.

Det är min förhoppning att examensarbetet ska uppfylla de olika intressenternas önskemål och vara till gagn för dem. För övriga hoppas jag att det åtminstone är intressant, och kanske även lärorik, läsning.

Magnus Lenasson
Göteborg, 2007-11-02

Innehållsförteckning

ABSTRACT	VI
SAMMANFATTNING	VII
Förord	IX
Innehållsförteckning	X
Förkortnings- och symbolförteckning	XII
Del A Introduktion	1
1. Inledning	2
1.1 Bakgrund	2
1.2 Önskade resultat	2
2. Uppgiftsbeskrivning	3
2.1 Förutsättningar	3
2.2 Avgränsningar	5
Del B Teori	7
3. Elnät	8
3.1 Stabilitet	8
3.1.1 Spänningsstabilitet	8
3.1.2 Transient stabilitet	9
3.2 Statisk och dynamisk simulering	10
4. Vindkraft	11
4.1 Generell teori	11
4.1.1 Plats	11
4.1.2 Uppbyggnad	11
4.1.3 Vind	12
4.1.4 Effekt- och spänningsfluktuationer	13
4.2 Teknik	14
4.2.1 Effektkontroll	14
4.2.2 Konstant och variabelt varvtal	14
4.2.3 Generatorer	15
4.2.4 Krafterlektronik	15
4.2.5 Konfigurationer	16
4.3 Modellering	16
4.3.1 Generell blockmodell	17
4.3.2 Vinden	17
4.3.3 Asynkrongeneratorn	18
4.3.4 Mekaniska system	19
4.3.5 Kontroll- och skyddssystem	20
4.3.6 En enkel modell	20
Del C Modellering	23
5. Vindkraftverk	24
5.1 Modelleringsmöjligheter i Simpow	24
5.1.1 Inbyggd DFIG-modell	24
5.1.2 Negativ last	25
5.1.3 Egen DSL-modell	25
5.2 Slutgiltig modell	26
5.2.1 Reaktiv effektstyrning	27
6. Övriga kraftkomponenter	29
6.1 Skenor och linjer	29
6.2 Transformatorer	30

6.3 Laster.....	31
6.4 Vattenkraftverk	32
6.4.1 Synkrogeneratorer.....	32
6.4.2 Turbiner och regulatorer	32
7. Validering.....	34
7.1 Vindkraftverk.....	34
7.2 Övriga kraftkomponenter.....	35
Del D Simulering och analys	37
8. Simuleringar.....	38
8.1 Långa simuleringar under normalförhållanden.....	38
8.2 Korta simuleringar med spänningsdippar	39
8.3 Snabba förändringar i förhållanden	39
8.4 Kombinationer av last- och vindförhållanden.....	40
9. Analys och diskussion.....	41
9.1 Normaldrift och spänningsstabilitet.....	41
9.2 Transient stabilitet.....	43
9.3 Lindningskopplarooperationer	45
9.4 Reglering av vattenkraft.....	47
9.5 Reglering av vindkraftpark	49
9.6 Externa krav	49
10. Slutsatser	53
10.1 Framtida arbete	54
Del E Bilagor	57
A. Referenser.....	58
B. Figur- och tabellförteckning.....	59
C. Simuleringstabell.....	60

Förkortnings- och symbolförteckning

De förkortningar och symboler som används i rapporten förklaras här i alfabetisk ordning, observera att i vissa fall kan samma symbol betyda olika saker i olika sammanhang. Grekiska bokstäver står sist.

A	Amplitud
A_1, A_2	Areor för det transienta stabilitetsvillkoret i avsnitt 3.1 (EAC)
A_{wt}	Area som en vindturbins rotor sveper
$AXKJ$	Markförlagd kraftkabel med aluminiumledare, tvärbunden polyetenisolering och PVC-mantel
B	Susceptans
$C_p(\lambda, \theta)$	Effekt-koefficient, funktion som beskriver rotorns effektivitet
DC	Likström, -spänning
$DFIG$	Doubly-Fed Induction Generator, asynkronmaskin med rotorkaskad
EAC	Equal Area Criterion, transient stabilitetsvillkor
$E_{bortkopplad}$	Bortkopplad energi på grund av överlast i linjen Arvidsjaur-Vargfors
EMT	Electro-Magnetic Transient
f	Frekvens
f_{ref}	Frekvens, BÖR-värde
$IGBT$	Insulated Gate Bipolar Transistor
$I_{im} = \text{Im}\{I\}$	Strömmens imaginärdel
I_{new}	Strömmen till den andra typen av reaktiv effektstyrning
I_{old}	Strömmen från den första typen av reaktiv effektstyrning
I_r	Rotorström
$I_{re} = \text{Re}\{I\}$	Strömmens realdel
I_s	Statorström
$\angle I$	Strömmens argument
$\angle I^*$	Strömkonjugatets argument
L_m	Magnetiseringsinduktans
L_r	Rotorinduktans
L_s	Statorinduktans
P	Aktiv effekt
P'	Aktiv effekt före eventuella förluster i skyddsutrustning
P_{diff}	Skillnad i nivå mellan effekten från vindkraftparken och den totala lasten, i multiplar av 5 procentenheter
P_{eg}	Aktiv effekt, ÄR-värde
P_{el}	Elektrisk effekt
P_m	Mekanisk effekt
$PMSG$	Permanent Magnet Synchronous Generator, permanentmagnetgenerator
P_{ord}	Aktiv effekt, BÖR-värde
P_r	Aktiv effekt från rotor
P_s	Aktiv effekt från stator
PWM	Pulsbreddsmodulering (Pulse Width Modulation)
P_{wt}	Aktiv effekt från vindturbin

Q	Reaktiv effekt (i avsnitt 5.2.1 reaktiv effekt som parken konsumerar när varje verk producerar effekten P med effektfaktor 1)
Q'	Reaktiv effekt före eventuella förluster i skyddsutrustning
Q_{eg}	Reaktiv effekt, ÅR-värde
Q_{ord}	Reaktiv effekt, BÖR-värde
Q_r	Reaktiv effekt från rotor
Q_s	Reaktiv effekt från stator
R	Resistans
R_{cbin}	Binär variabel som styr kortslutning av asynkronmaskinens rotor
R_m	Magnetiseringsresistans
R_r	Rotorresistans
R_s	Statorresistans
s	Eftersläpning
s	Laplace- s (i reglerscheman)
<i>SCIG</i>	Squirrel Cage Induction Generator, kortsluten asynkronmaskin
<i>STATCOM</i>	Static Compensator
<i>SVC</i>	Static VAR Compensator
t	tid
T_b	Starttid
T_s	Sluttid
T_{el}	Elektriskt vridmoment
T_m	Mekaniskt vridmoment
<i>TSO</i>	Transmission System Operator
U	Generell spänning eller terminalspänning
U_1	Spänning i matande ände av ledning (ledning, stabilitetsteori)
U_1	Spänning över primärlindning (två- och trelindade transformatorer)
U_2	Spänning i matad ände av ledning (ledning, stabilitetsteori)
U_2	Spänning över sekundärlindning (två- och trelindade transformatorer)
U_3	Spänning över tertiärlindning (trelindade transformatorer)
U_f	Fältspänning
U_g	Terminalspänning synkrongenerator
U_{im}	Spänningens imaginärdel
U_{ord}	Spänning, BÖR-värde
U_r	Rotorspänning
U_{re}	Spänningens realdel
U_{ref}	Terminalspänning, BÖR-värde
U_s	Statorspänning
$\angle U$	Spänningens argument
<i>UWPP</i>	Uljabuouda Wind Power Plant, Uljabuouda vindkraftpark
<i>VG</i>	Vindgenerator
V_r	Rotorspänning, ekvivalent Y-fasmodell
V_s	Statorspänning, ekvivalent Y-fasmodell
v_w	Vindens hastighet
W	Rotationshastighet
ΔW	Rotationshastighetsavvikelse
<i>WRIG</i>	Wound Rotor Induction Generator, asynkronmaskin med lindad rotor

<i>WRSG</i>	Wound Rotor Synchronous Generator, elektriskt magnetiserad synkrongenerator
<i>X</i>	Reaktans
<i>X_L</i>	Reaktans, ledning
<i>Y</i>	Bladvinkel (vindkraftverk)
<i>Y</i>	Lucköppning (vattenkraftverk)
<i>Yord</i>	Bladvinkel, BÖR-värde
<i>Z_S</i>	Kortslutningsimpedans
<i>δ</i>	Förlustvinkel (arctan(R/X))
<i>φ</i>	Fasskift $\angle U_2 - \angle U_1$ (tvålindad transformator)
<i>φ₁₂</i>	Fasskift $\angle U_2 - \angle U_1$ (trelindad transformator)
<i>φ₁₃</i>	Fasskift $\angle U_3 - \angle U_1$ (trelindad transformator)
<i>Δθ, θ₁, θ₂</i>	Vinklar definierade i uträkningar
<i>θ_{gen}</i>	Rotorvinkel generator
<i>ρ</i>	Luftens densitet
<i>τ</i>	Omsättning U_2 / U_1 (tvålindad transformator)
<i>τ₁₂</i>	Omsättning U_2 / U_1 (trelindad transformator)
<i>τ₁₃</i>	Omsättning U_3 / U_1 (trelindad transformator)
<i>ω_r</i>	Vinkelfrekvens för rotorn
<i>ω_s</i>	Vinkelfrekvens för statorn
<i>ψ</i>	Vinkelskillnad mellan spänningarna i vardera änden av en ledning
<i>ψ_r</i>	Magnetisk flödesvektor för rotorn
<i>ψ_s</i>	Magnetisk flödesvektor för statorn

Del A

Introduktion

1. Inledning

Det här examensarbetet behandlar modelleringar och simuleringar av vindkraftverk och elnät, och då särskilt en planerad vindkraftpark på berget Uljabuouda utanför Arjeplog. Syftet med examensarbetet är att studera effekterna av att ansluta vindkraftproduktion i närheten av vattenkraftproduktion. Särskilt beaktas spänningsstabilitet, transient stabilitet och påverkan på spänningsreglering.

1.1 Bakgrund

Examensarbetet görs vid Solvina för Skellefteå Kraft och Vattenfall Eldistribution. Vindkraftparken på Uljabuouda ska byggas av Skellefteå Kraft och anslutas till Vattenfall Eldistributions regionnät. Vid simuleringarna ska vindkraftparkens inverkan på följande punkter studeras:

- Spännings- och vinkelstabiliteten i elnätet
- Spänningsregleringen i elnätet
- Spännings- och turbinregleringen vid vattenkraftverken Rebnis och Sädva

Statiska beräkningar har tidigare gjorts av Vattenfall Power Consultant för att fastställa vilka krav som Skellefteå Kraft kommer att ställa på vindkraftleverantören.

1.2 Önskade resultat

De delaktiga företagen vill av naturliga skäl ha ut olika resultat av examensarbetet, en sammanställning av vad som önskas ses nedan:

Skellefteå Kraft	Skellefteå Kraft vill ha information om stabiliteten i nätet och vilka eventuella regleringsbehov vid vindkraftparken och vid vattenkraftverken Rebnis och Sädva som kan uppkomma.
Vattenfall	Vattenfall vill ha stabiliteten i nätet studerad. De vill även ha information om spänningsvariationer och -pendlingar i nätet samt hur deras spänningsreglering (lindningskopplare) påverkas av vindkraftparken. De är även intresserade av vindkraftparkens uppträdande vid Ö-drift efter oplanerat urkopplande av 130 kV-linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors.

2. Uppgiftsbeskrivning

För att nå fram till önskade resultat av examensarbetet (se avsnitt 1.2) delas examensarbetet upp i mindre delar enligt följande:

- Först görs en litteraturstudie för att inhämta kunskap om relevanta områden, så som vindkraft i allmänhet, dynamisk simulering, stabilitet i kraftsystem och tidigare modeller av vindkraftverk. Litteraturstudien görs även för att skapa en uppfattning av vad som redan är gjort inom området.
- Lämpliga modeller ska sedan göras för en eller flera typer av vindkraftverk. Dessa modeller ska vara tillräckligt detaljerade för att spegla de egenskaper som kan inverka på studerade fenomen. Samtidigt ska de vara tillräckligt enkla för att inte ta för lång tid att färdigställa eftersom mycket tid kommer att behöva läggas på simuleringar och analyser.
- Dynamiska simuleringar genomförs med konstruerade modeller för att studera spänningsvariationer och -stabilitet samt transient stabilitet.
- Resultaten från simuleringarna analyseras för att slutsatser ska kunna dras angående systemets stabilitet, eventuella pendlingar i spänningen, vindkraftens inverkan på spänningsregleringen i nätet och regleringen av vattenkraftverken.

2.1 Förutsättningar

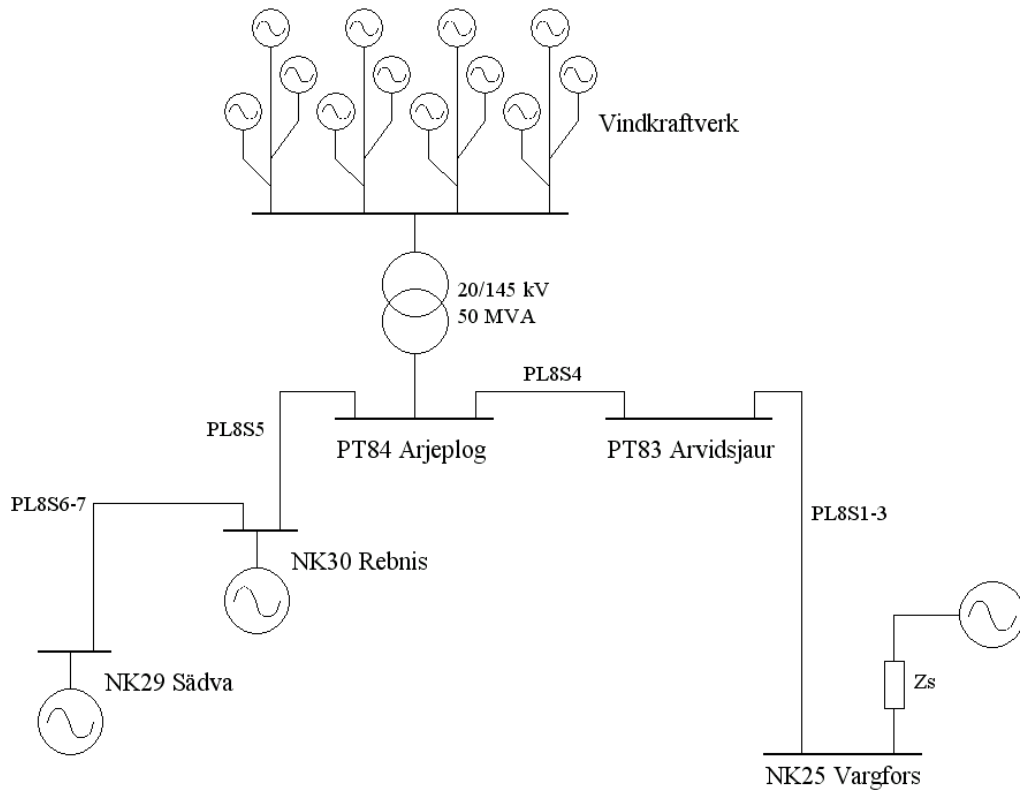
Den planerade vindkraftparken på Uljabuouda som ska studeras närmare har en maximal effekt på 36 MW fördelat på 12 vindkraftverk om maximalt 3 MW vardera. Dessa är anslutna radiellt i grupper om tre eller fyra till en 20/145 kV transformator som i sin tur är ansluten till regionnätet (130 kV) vid station PT84 Arjeplog. Till PT84 Arjeplog är även vattenkraftverken NK30 Rebnis och NK29 Sädva om 64 MW respektive 34 MW anslutna. PT84 Arjeplog är, via stationen PT83 Arvidsjaur, ansluten till station NK25 Vargfors. Stationen i Vargfors är ansluten till stamnätet (400 kV) och linjen mellan PT83 Arvidsjaur och NK25 Vargfors (PL8S1-3) har en begränsad överföringskapacitet på 95 MVA. För en skiss över det aktuella området, se Figur 2.1 a-b (nät respektive geografi); en mer detaljerad bild av nätet finns i kapitel 6. Vilken typ av vindkraftverk som ska användas är inte bestämt eftersom upphandling fortfarande pågår. Enligt överenskommelse med Skellefteå Kraft modelleras därför vindkraftverk av en trolig typ och storlek, nämligen DFIG-verk på 3,0 MW. Även uppsamlingsnätet och transformatorn där parken ansluts är antagna. Uppsamlingsnätet består av kablar av typ AXKJ dimensionerade för 36 kV med snittareorna 95 mm² och 240 mm² där effekterna från ett respektive två vindkraftverk ska gå.

Som indata har även olika mätvärden samlats in, det är data över vind, laster och vattenkraftproduktion. Vinddatan består av tio-minuters medelvärden uppmätta på en 60 meters-mast på Uljabuouda och sträcker sig från oktober 2006 till augusti 2007. Lasterna är uppmätta som timvärden av energin som passerat transformatorerna vid de olika stationerna där laster finns och sträcker sig över hela 2006. För att kunna kombinera last- och vindsituationer har vindserien från slutet av 2006 bytt plats med den från början av 2007 så alla värden kommer in i samma kalenderår. Simuleringarna är ju inte tänkta att spegla en passerad verklighet utan skapa prognoser för hur systemet kommer att bete sig, därför är det inte viktigt vilket år värdena kommer från utan bara att januarivindar kan kombineras med januarilaster.

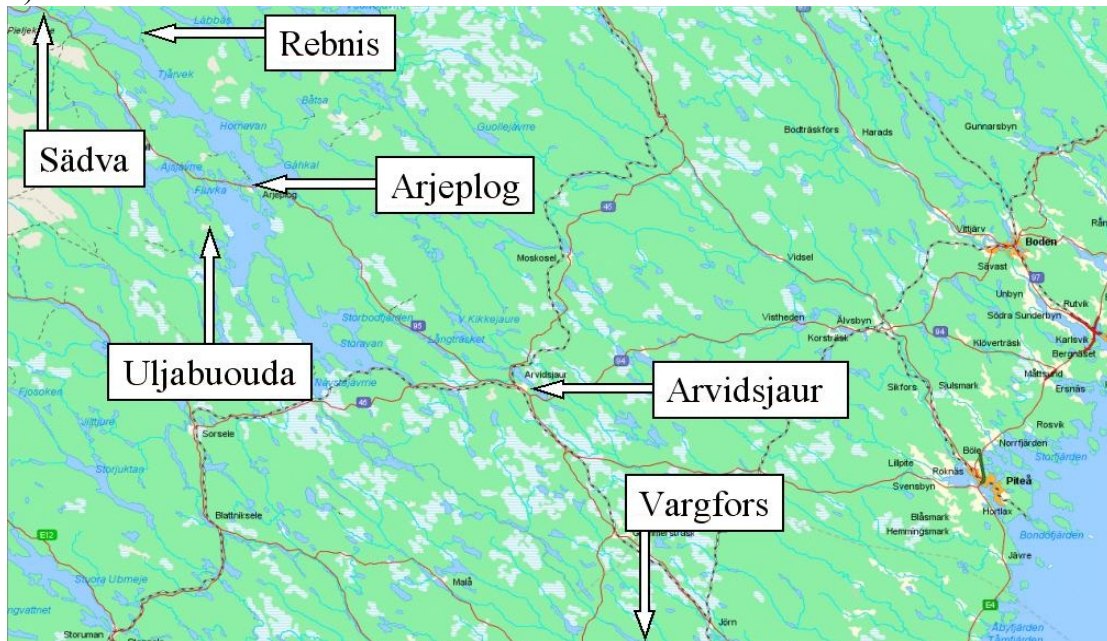
Detta eftersom både vindar och laster varierar efter årstid. Värdena för vattenkraftproduktionen är energin producerad varje timme för åren 2004 och 2005 för respektive vattenkraftverk.

Alla simuleringar kommer att genomföras med simuleringsverktyget Simpow.

a)



b)



Figur 2.1 a) Skiss över nätet i det aktuella området, b) Karta över det geografiska området runt Skellefteälven/Hornavan uppströms stationen i Vargfors.

2.2 Avgränsningar

För att bibehålla fokus mot de önskade resultaten (avsnitt 1.2) görs vissa avgränsningar av arbetet.

Modellering och simulering avser endast elnätet och produktionsanläggningarna som är anslutna till NK25 Vargfors via linjen PL8S1-3. Eftersom NK25 Vargfors även är anslutet till det starka stamnätet modelleras alla övriga anslutningar (inklusive den till stamnätet) som en ideal spänningskälla bakom en kortslutningsimpedans. En avgränsning finns även nedåt i spänningsnivå, 20 kV-nätet och allt därunder ersätts med enkla lastmodeller.

Av stabilitetsgrupperna är det spänningsstabilitet och transient stabilitet som kommer att behandlas mest i arbetet och på grund av det är bara dessa två sorters stabilitet förklarade i teorikapitlet.

Inga felstudier genomförs i arbetet, därför representerar modellen av vindkraftverken inte felströmmar korrekt.

Inga undersökningar av eventuella snabba spänningsvariationer (flicker), övertoner eller mellantoner görs. Därför diskuteras inte heller huruvida kraven på vindkraftparken avseende dessa punkter är uppfyllda och rimliga.

Vilka typer av skydd som finns, både i vindkraftparken och resten av nätet, och vilka inställningar de har lämnas därhän. Undantaget är vindkraftverkens underspänningsskydd som löses ut manuellt i simuleringar där deras kriterier är uppfyllda.

Del B Teori

3. Elnät

Teoridelen om elnät kommer att ägnas åt systemstabilitet och de särskilda aspekter av modellering och simulering som är relevanta för det här examensarbetet.

3.1 Stabilitet

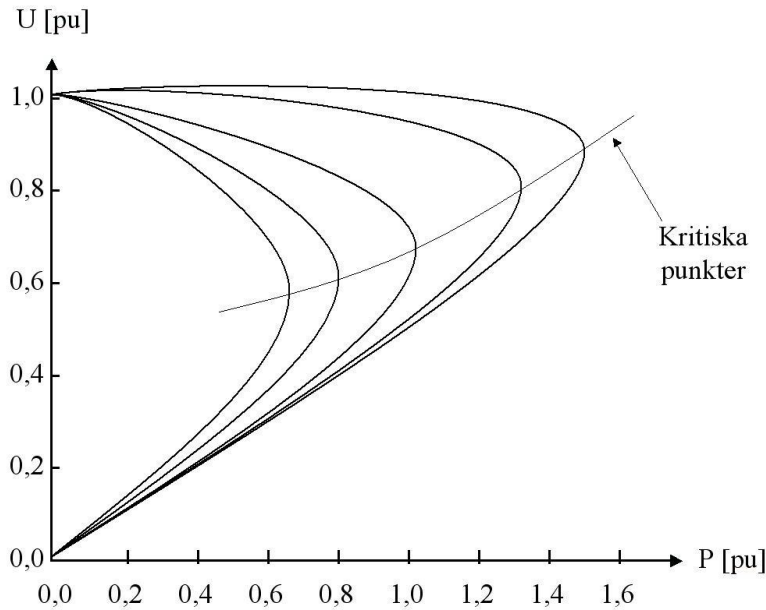
Precis som i andra fall behandlar begreppet stabilitet i fallet kraftsystem systemets förmåga att efter en störning från ett jämviktsläge ta sig till ett nytt jämviktsläge. Kraftsystemstabilitet kan delas upp i tre huvudgrupper; vinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet. Alla tre grupperna har sedan undergrupper beroende på vilket tidsspann man studerar och vilka orsaker som gör att systemet rubbas ur sitt jämviktsläge. Vinkelstabilitet i korta tidsspann beroende på större störningar i systemet kallas transient stabilitet. (Kundur et al. 2004, s.1388-1391)

På grund av vindkraftparkens utformning, det aktuella nätets utformning och examensarbetets inriktning kommer främst spänningsstabilitet och transient stabilitet att behandlas.

3.1.1 Spänningsstabilitet

Kraftsystemet har som mål att hålla spänningen så jämn och nära det nominella värdet som möjligt. För detta finns en rad metoder och utrustningar som till exempel lindningskopplare på transformatorer, reaktiv effektkompensering och fältströmskontroll för synkrongeneratorer. Kraftledningar har alltid en impedans och lindningskopplare försöker i regel att hålla spänningen konstant i den matande änden av en ledning. Detta gör att spänningen i laständen av samma ledning kommer att sjunka proportionellt mot ökad ström och då också mot ökad total aktiv effektförbrukning (i ledningen och lasten), givet ett konstant X/R-förhållande. Mot lastens aktiva effektförbrukning är däremot spänningen över lasten inte proportionellt beroende eftersom den aktiva effekten är beroende av både strömmen, som ökar med sänkt lastimpedans, och spänningen, som sjunker med sänkt lastimpedans. Detta ger förhållandet mellan aktiv effekt i lasten och spänningen över densamma ett utseende enligt Figur 3.1. På nedsidan om den maximala punkten (även kallad kritiska punkten) är systemet spänningsinstabilt eftersom minskad lastimpedans (ökad ström och önskad ökad effekt) ger lägre både spänning och effekt. Ju längre ovanför den kritiska punkten spänningen ligger, desto stabilare är systemet. Sambandet gäller inte bara för enskilda radiellt matade laster utan lika väl för skenor i transmissionsnätet. Man kan även ta fram sambandet mellan spänningen och den reaktiva effekten på varje skena vilket kommer att visa ett minimivärde (negativt) för reaktiv effekt vid en viss spänning och sedan ökad reaktiv effekt för ökade spänningar. Eftersom regleringsutrustning för reaktiv effekt förutsätter att högre spänning ger högre reaktiv effekt kommer systemet att vara stabilt för spänningar högre än den kritiska punkten (minimivärdet). Sammantaget gör allt det här att spänningsstabilitet främst handlar om hur tungt nätet är lastat. (Kundur 1994, s. 961-967)

Detta är relevant för examensarbetet med tanke på att effektproduktion från vindkraftverken och laster kommer att variera, det förra mer än det senare.



Figur 3.1 Förhållandet mellan aktiv effekt i en last och spänningen över den, enheterna är pu med den nominella spänningen respektive den maximala effekten vid effektfaktor 1 som basvärden, de olika kurvorna representerar olika effektfaktorer med den mest induktiva lasten till vänster och en rent resistiv last i mitten

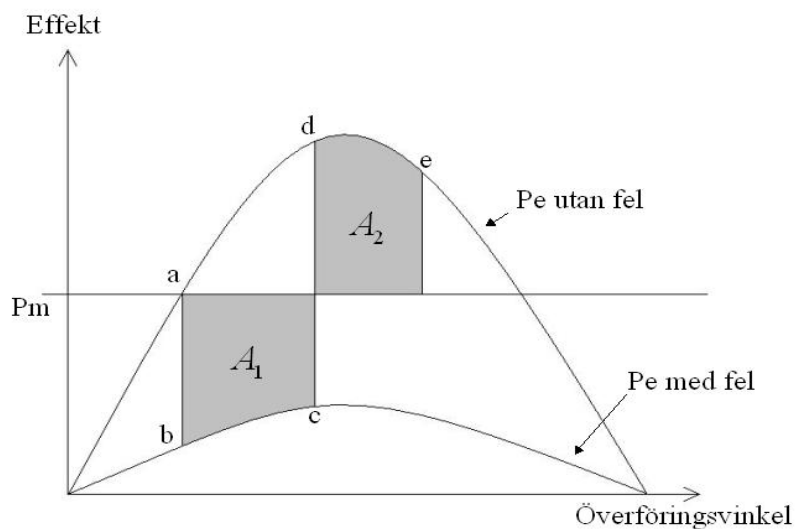
3.1.2 Transient stabilitet

Transient stabilitet är en variant av vinkelstabilitet och beskriver hur systemet klarar av att hålla olika synkronmaskiner synkroniserande under och efter en allvarlig störning. Basen för dessa studier är funktionen för överförd aktiv effekt över en förlustfri ($R=0$) ledning enligt

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin \psi \quad (3.1)$$

där U_1 och U_2 representerar absolutvärdet av spänningarna vid respektive sida av linjen, X_L motsvarar linjens reaktans och ψ motsvarar vinkelskillnaden mellan U_1 och U_2 . Vid ett fel och vid bortkopplingen av felet ändras X_L och kanske även U_1 eller U_2 . Därmed ändras det maximala värdet på kurvan och den mekaniska effekten som matar generatoren är då inte längre lika stor som den utmatade elektriska effekten, se Figur 3.2. Överskottet av mekanisk effekt som fås vid felets inträffande (punkt a-b) får då rotorn att accelerera och därmed öka ψ . När sedan felet är bortkopplat (punkt c-d) ökar plötsligt den maximala överförbara effekten över ledningen och eftersom vinkeln nu är större än i utgångsläget överförs högre elektrisk effekt än den mekaniska effekt som matar generatoren. Därför börjar nu rotorn att retardera men vinkeln (ψ) fortsätter att öka fram till punkten "e". Om punkten "e" ligger till vänster om där den nu aktuella kurvan för elektrisk effekt för andra gången korsar kurvan för mekanisk effekt kommer rotorn att fortsätta retardera och vinkeln fortsätta att minska. En dämpad svängning kommer nu att uppstå kring det vänstra jämviktsläget. Om punkten "e" däremot ligger bortom det högra jämviktsläget kommer det ju plötsligt att finnas ett överskott på mekanisk effekt. Det får rotorn att accelerera ytterligare och ytterligare öka vinkeln vilket uppenbart leder till en instabilitet. För att bestämma var

punkten "e" ligger används "Equal Area Criterion" (EAC) som säger att ytorna A_1 och A_2 är lika stora. Grafen ses även ofta med tre kurvor, detta eftersom förhållandet mellan U_1 , U_2 och X_L oftast inte är samma före felet som efter felets bortkopplande; principen är dock densamma. Det som framförallt påverkar stabiliteten här är hur nära punkten för maximal överförd effekt utgångsläget (normaldrift) ligger och hur mycket kurvan deformeras av ett fel. Precis som med spänningsstabilitet är alltså även här hög last ett avgörande problem. (Kundur 1994, s. 827-835)



Figur 3.2 "Equal Area Criterion", stabilitetsvillkor för transient stabilitet, P_e och P_m motsvarar elektrisk respektive mekanisk effekt.

3.2 Statisk och dynamisk simulering

Simulering av kraftsystem och deras uppförande kan göras på olika sätt beroende på vilka resultat man vill ha. Två huvudtyper att skilja på är statisk (steady state) simulering och dynamisk simulering. Den enklaste och minst beräkningskraftkrävande metoden är statisk simulering. Här antas att systemet är och håller sig i ett jämviktsläge. Systemet beskrivs av algebraiska ekvationer och antas beräkningsmässigt tidsberoende, egentligen så beskriver simuleringen en ögonblicksbild av ett tidsberoende system där inga förändringar för tillfället inträffar. Exempel på statiska simuleringar är lastflödes- och effektflödessimuleringar. (Kundur 1994, s. 990-991)

Dynamiska simuleringar skiljer sig framför allt på två viktiga punkter, systemets tillstånd och beteende beskrivs av differentialekvationer och antas alltså inte vara fritt från förändringar, dessutom simuleras det i tidsdomänen för att se vad som händer med systemet över tiden. Olika tidsupplösning används beroende på vilket fenomen som studeras. Är det till exempel transient stabilitet som studeras så är en hög tidsupplösning nödvändig men det räcker med att simulera under en kort tidsperiod. För att studera spänningsstabilitet däremot kan betydligt längre simuleringar behövas och det är då naturligt att minska upplösningen. (Kundur 1994, s. 978-979)

Fokus under examensarbetet kommer att ligga på dynamiska simuleringar för att studera stabilitet och spänningsvariationer.

4. Vindkraft

4.1 Generell teori

Eftersom vindkraftteknik innehåller mer än klassiska kraftsystemstudier är det lämpligt att först gå igenom lite grundläggande teori.

4.1.1 Plats

Olika platser är naturligtvis olika lämpade för vindkraft. Det som bör eftersträvas är framförallt en hög och jämn vinddistribution, men även andra aspekter måste beaktas, såsom byggkostnader, rättsliga aspekter och vindkraftens inverkan på närmiljö och platsens utseende. När vindmässigt lämpliga platser ska hittas är en vindatlas lämplig att börja studera för att se vilka större områden som kan vara intressanta. Sedan finns ett antal metoder för att begränsa sig några få små platser, men nyckelord är att leta höga punkter och glesbefolkade områden. (Manwell, McGowan & Rogers 2002, s. 370-377)

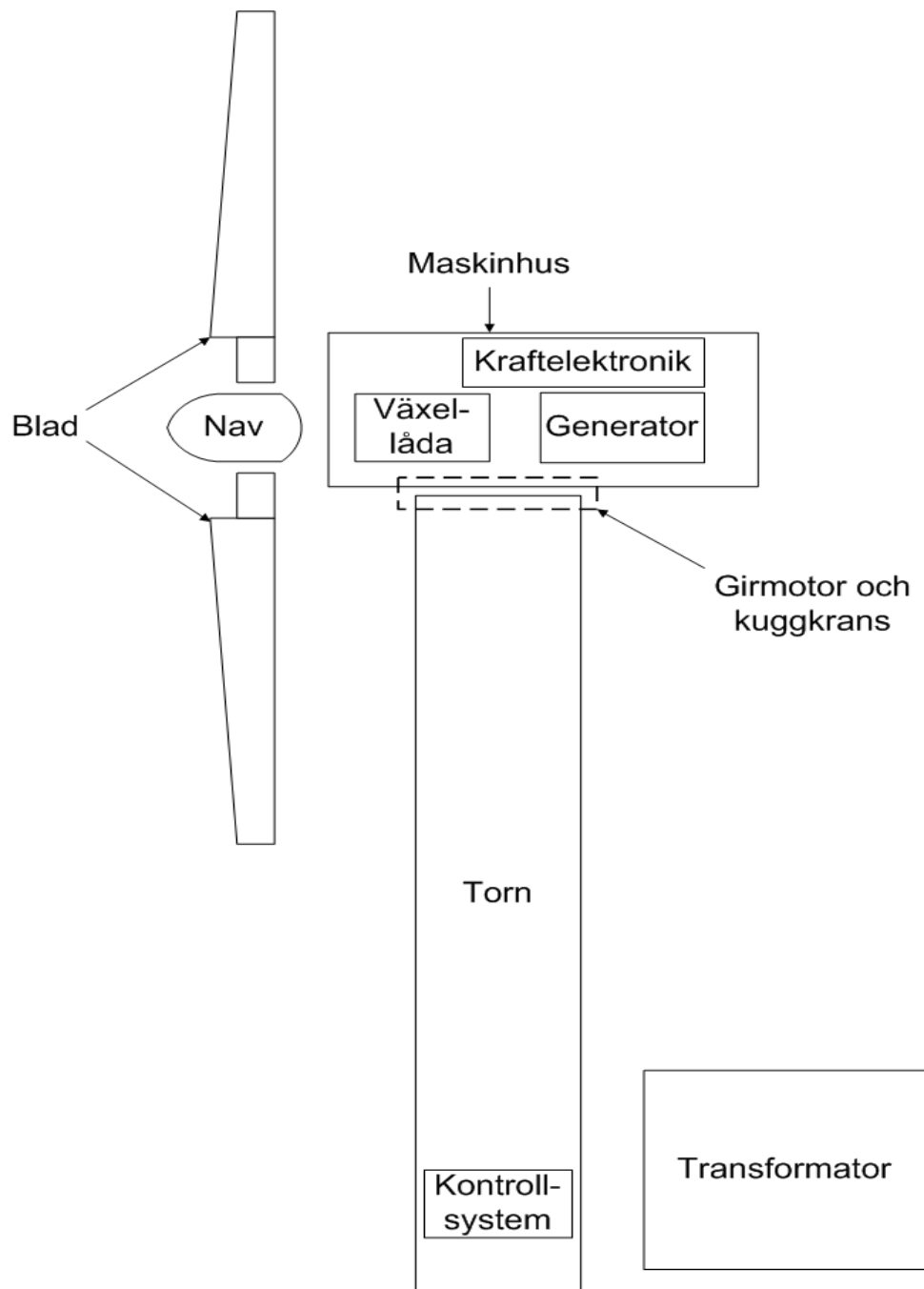
Platsen för vindkraftparken som behandlas i det här examensarbetet, Uljabuouda vindkraftpark, är berget Uljabuouda knappt 15 km sydväst om Arjeplog. Berget är ett lågfjäll med en årlig medelvindhastighet på cirka 8,5 m/s vilket anses vara goda förhållanden för lukrativ vindkraftproduktion.

4.1.2 Uppbyggnad

Vindkraftverk kan vara konstruerade på olika vis, men de grundläggande delarna är lika för alla vindkraftverk med horisontell axel. Vindkraftverk med vertikal axel är så pass sällsynta att de inte behandlas här. Bladen, numera uteslutande 2 eller 3 stycken, sitter fast i ett nav. Där kan de antingen vara stelt monterade eller monterade fast i varandra men med möjlighet att vridas relativt navet, eller med leder så att de var för sig kan vridas relativt navet (pendelnav). Bladen och navet utgör tillsammans rotorn som är fäst vid en axel som går in i maskinhuset där även växellåda, generator, kraftelektronik, kontrollsystem och transformator kan vara monterade.

Kraftelektronik, kontrollsystem och transformator kan även vara monterade i tornet eller fristående från kraftverket. Växellåda finns oftast, men det finns även direktdrivna generatorer som går på mycket låga varvtal. Maskinhuset är fäst i tornet med en kuggkrans och en girmotor som möjliggör vridning av hela maskinhuset och rotorn. (Manwell, McGowan & Rogers 2002, s. 3-7)

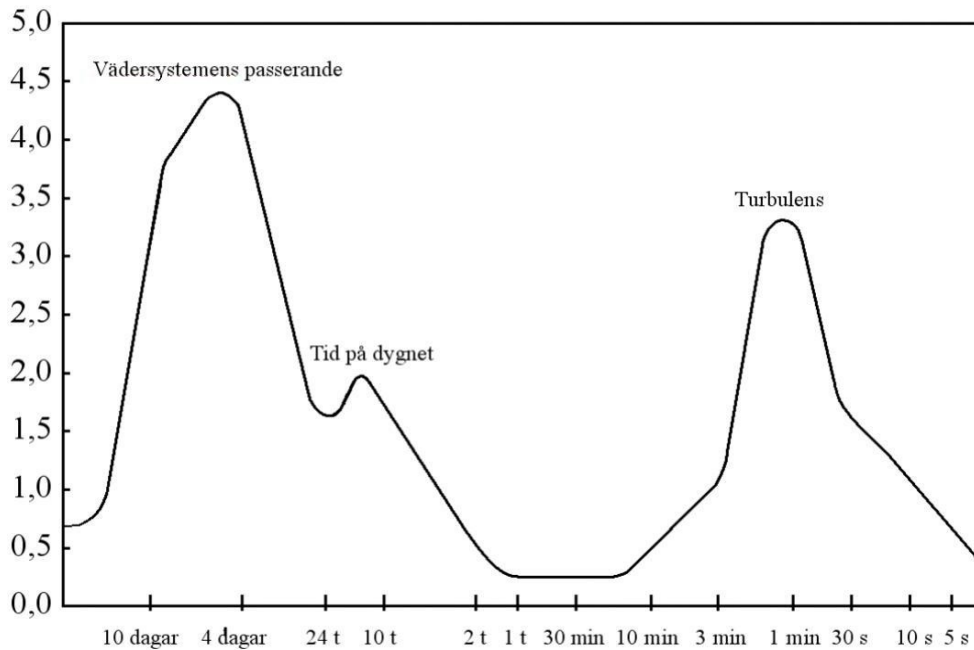
För en principiell skiss över hur ett vindkraftverk kan vara uppbyggt, se Figur 4.1.



Figur 4.1 Schematisk skiss över hur ett vindkraftverk kan vara uppbyggt.

4.1.3 Vind

Effekten som är tillgänglig i vinden varierar med vindens hastighet i kubik. Därför blir tillgången på vind och hur väl den utnyttjas väldigt viktigt vid vindkraftproduktion. Vinden är därtill mycket varierande, och den varierar med olika frekvenser. Genom att analysera frekvensinnehållet i vindvariationer ser man att vinden beror på vilken tid på dygnet det är och vilken årstid det är, men den varierar även i så korta cykler som enstaka minuter. Av dessa variationer är det endast den årstidberoende som är någorlunda förutsägbar. För schematiskt frekvensspektrum av vindvariationerna, se Figur 4.2. (Burton 2001, s. 11-12)



Figur 4.2 Schematiskt frekvensspektrum av vindvariationer, här är frekvensskalans etiketter egentligen periodtider, årstidsvariationerna är utanför skalan, de tre topparna är de som beror på vädersystemens passerande, variationer över olika tid på dygnet och slutligen turbulens.

Även ännu kortare variationer förekommer, men de är inte särskilt intressanta för det här arbetet då mängden vindkraftverk kommer att jämna ut de effekterna. Även den elektriska så väl som mekaniska konstruktionen av de vindkraftverk som här kommer att modelleras jämnar ut sådana variationer.

Effekten i vinden som passerar en viss area är proportionell mot den arean och i vindkraftsammanhang är den intressanta arean naturligtvis den som sveps av rotorbladen. Därför beror den effekt man kan få ut av ett vindkraftverk på bladens längd i kvadrat. (Ackermann red. 2005, s. 32-34)

4.1.4 Effekt- och spänningsfluktuationer

Eftersom vinden naturligt varierar i styrka med olika frekvenser så kommer effekten från ett vindkraftverk att göra detsamma. Modernare vindkraftverk, som inte har konstant varvtal, kan absorbera de mest högfrekventa vindhastighetsändringarna i varvtalsändringar för rotor och generator, men effektproduktionen kommer ändå att variera med de mer lågfrekventa variationerna som har periodtider på tiotals minuter, dygn och år. Variationer i effektproduktion kommer på grund av nätanslutningens impedans även att skapa variationer i spänning på vindkraftverkets terminaler. Det viktiga spänningsmässigt är dock hur spänningen varierar där vindkraftverket eller vindkraftparken ansluts till resten av nätet. Ju starkare nät vid anslutningen (lägre kortslutningsimpedans) desto mindre roll spelar effektvariationerna från vindkraftverken. Normalt finns även olika typer av spänningsreglering ute i nätet, framförallt lindningskopplare på transformatorerna, vilka dämpar spänningsvariationerna i nätet. (Carlson 1998, kap. 9)

Däremot så kan ökad vindkraftproduktion leda till att lindningskopplarna tvingas jobba mycket mer än i vanliga fall vilket leder till snabbare slitage.

4.2 Teknik

Det finns ett antal fundamentala val man gör när man designar ett vindkraftverk, efter dessa val är det sedan lämpligt att klassificera vindkraftverken. Vindkraftverk med vertikal axel är här bortsedda ifrån. Det går också att välja om man ska ha rotorn upp mot vinden eller ned efter vinden men även detta är ett val som här bortses ifrån eftersom verk med rotorn upp mot vinden idag är absolut vanligast. De tre återstående fundamentala valen är:

- Vilken typ av aerodynamisk effektkontroll ska användas?
- Ska varvtalet vara konstant, variabelt eller variabelt inom ett litet område?
- Vilken konfiguration av generatortyp och kraftelektronik ska väljas?

4.2.1 Effektkontroll

Det finns fem olika typer av aerodynamisk effektkontroll för ett vindkraftverk:

- Passiv överstegringskontroll
- Aktiv överstegringskontroll
- Passiv bladvinkelreglering
- Aktiv bladvinkelreglering
- Girkontroll

Den enklaste varianten är passiv överstegringskontroll där bladen sitter fast i navet vid en viss vinkel, de är dock aerodynamiskt designade så att hård blåst ger upphov till fenomenet överstegring och därmed minskad effekt. De är mycket billiga men deras nackdel är att de har låg effektivitet vid låga vindstyrkor. Aktiv bladvinkelreglering har i stället vridbara blad som gör att deras vinkel mot vinden kan anpassas efter vindhastigheten, vid hög vindhastighet blir de ur vindens synvinkel ”smalare”. Aktiv överstegringskontroll är likt aktiv bladvinkelreglering men bladen vrids åt andra hållet, detta för att orsaka överstegring där ökad vind ger minskad effektproduktion. Passiv bladvinkelreglering är som namnet antyder utan kontrollfunktion men bladen vrids ändå, detta genom att bladen görs i två halvor sammanlänkade med någon slags fjädrande upphängning som får den yttre delen att vrida sig bakåt för hårda vindar. Girkontroll vrider hela maskinhuset med rotor ur vinden för att minska effekten. (Ackermann red. 2005, s. 55-58; Burton 2001, s. 350-357)

4.2.2 Konstant och variabelt varvtal

Vindkraftverk kan antingen ha ett rotorvarvtal oavsett vindhastighet eller så ändrar de rotorvarvtal efter vindhastighet, detta kallas konstant respektive variabelt varvtal.

Använder vindkraftverket konstant varvtal så uppnår det endast optimal effektproduktion vid en särskild vindhastighet. För att höja effektiviteten något har många vindkraftverk med konstant varvtal en generator som är utrustad med dubbla lindningar med olika poltal så att den för lägre vindhastigheter kan använda en lindning med fler poler (lägre synkront varvtal). En annan nackdel med konstant varvtal är att även små fluktuationer i vindhastigheten leder till elektriska effektfluktuationer vilket gör effektproduktionen från ett enskilt vindkraftverk mycket ojämn. Fördelarna med konstant varvtal är att det är en väl beprövad teknik som är relativt billig. För att minska på reaktiv effektkonsumtion är vindkraftverk med konstant varvtal ofta utrustade med reaktiv effektkompensation (kondensatorer). (Ackermann red. 2005, s. 53-54)

Tack vare allt bättre och billigare kraftelektronik blir det allt vanligare att nya vindkraftverk har variabelt varvtal. Istället för att ha ett konstant rotorvarvtal har de en konstant kvot mellan hastigheten på bladspetsen (proportionell mot rotorvarvtalet) och vindhastigheten. Detta medför att de vid varje vindhastighet, mellan den minsta tillåtna och den nominella, kan få ut maximal effekt ur vinden. Effektproduktionen blir även väsentligt mycket jämnare när variabelt varvtal används eftersom små variationer i vindhastighet kan tas upp av ökat eller minskat varvtal i rotor och generator, detta gör även att rotorn och generatorm utsätts för mindre mekaniska påfrestningar. Elektriskt är generatorm kopplad till elnätet via någon form av kraftelektronik eftersom det variabla varvtalet i generatorm gör att frekvensen kommer att ändras. (Ackermann red. 2005, s. 54)

Det finns även vindkraftverk som har variabelt varvtal inom ett mindre område runt sitt märkvarvtal och konstant varvtal utanför det området, detta kallas begränsat variabelt varvtal. (Ackermann red. 2005, s. 58)

4.2.3 Generatorer

Det finns ett antal olika sorters generatorer som används i vindkraftsammanhang i olika kombinationer med kraftelektronik. I detta avsnitt används de svenska termer som finns och i de fall engelska termer och förkortningar vanligen används även i Sverige står de inom parantes. De olika typer av generatorer som finns att tillgå är:

- Burlindad (alt. kortsluten) asynkrongenerator (Squirrel Cage Induction Generator, SCIG)
- Asynkrongenerator med lindad rotor (Wound Rotor Induction Generator, WRIG)
- Elektriskt magnetiserad synkrongenerator (Wound Rotor Synchronous Generator, WRSG)
- Permanentmagnetgenerator (Permanent Magnet Synchronous Generator, PMSG)

Det kan även finnas undergrupper till de olika generatorerna, till exempel den elektriskt magnetiserade synkrongeneratorm kan få rotorlindningen matad antingen från släpringar eller från en liten matargenerator på samma axel. På samma sätt kan asynkrongeneratorm med lindad rotor antingen vara släpringad eller ha lindningarna ihopkopplade med variabla rotorresistanser. (Carlson 1998, kap. 8; Ackermann red. 2005, s. 55-59)

4.2.4 Kraftelektronik

Kraftelektroniken som används är oftast en frekvensomriktare som består av en lik- och en växelriktare på varsin sida om en glättad DC-länk. Glättningen åstadkoms av antingen induktanser, som är strömstyva, eller kapacitanser, som är spänningsstyva, eller en kombination av de båda. Lik- och växelriktarna kan vara tyristor- eller transistorbaserade, i båda fallen är lik- och växelriktaren väsentligen samma krets använd åt olika håll. Utvecklingen går mot att allt fler använder sig av PWM-baserade (Pulse Width Modulation) omriktare, som ger mindre övertoner och kan styra aktiv och reaktiv effekt precis hur de vill. För dessa används allt mer IGBT-transistorer (Insulated Gate Bipolar Transistor). (Carlson 1998, kap. 8; Ackermann red. 2005, s. 55-59)

En annan vanlig kraftelektronikkomponent i vindkraftsammanhang är mjukstartanordningen som begränsar inrusningsströmmen vid start av vindkraftverk med kortslutna asynkrongeneratorer. (Manwell, McGowan & Rogers 2002, s. 245)

4.2.5 Konfigurationer

De olika typerna av generatorer och kraftelektronik används sedan i olika konfigurationer, varav de vanligaste beskrivs nedan.

- Burlindad asynkrongenerator med mjukstartsordning och faskompenseringskapacitanser, vilken bara kan ha konstant varvtal eftersom den inte kan ändra frekvens.
- Asynkrongenerator med lindad rotor där rotorlindningarna är hopkopplade med variabla motstånd (OptiSlip) som vid plötsligt ökad effekt i vinden kan öka rotorförlusterna och accelerera rotorn medan bladvinkelregleringen ställer in sig. Detta ger begränsat variabelt varvtal i intervallet 0-10 % över synkront varvtal. Även denna konfiguration har mjukstartsordning och faskompensering.
- Asynkrongenerator med lindad rotor där rotorn är kopplad till nätet via släppringar, en liten frekvensomriktare och en trebenad transformator, statorn är kopplad direkt till det andra benet på transformatorn och det tredje benet är kopplat till nätet. Systemet kallas asynkrongenerator med rotorkaskad (Doubly-Fed Induction Generator, DFIG) och har även det variabelt varvtal inom ett mindre område som typiskt sträcker sig från cirka 40 % under synkront varvtal till cirka 30 % över synkront varvtal. Konfigurationen är en trolig kandidat till att användas i Uljabuouda vindkraftpark och därför den mest intressanta för det här arbetet.
- Permanentmagnetgenerator, elektriskt magnetiserad synkrongenerator eller asynkrongenerator med lindad rotor ansluten till nätet via en fullskalig frekvensomriktare, vilken har helt variabelt varvtal men ganska mycket förluster i omriktaren.

Allt eftersom kraftelektroniken blir mer effektiv och billigare i inköp så blir de senare två alternativen mer populära. (Carlson 1998, kap. 8; Ackermann red. 2005, s. 55-59)

4.3 Modellering

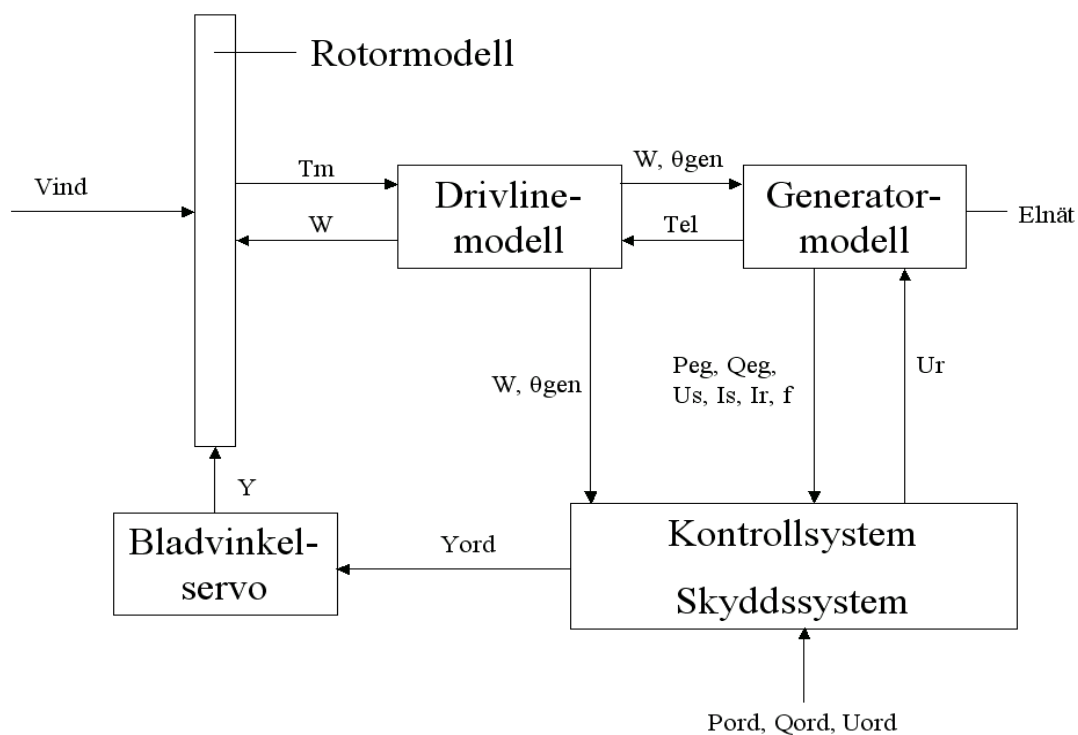
För att kunna genomföra simuleringar, både statiska och dynamiska, av ett elsystem med vindkraft i krävs modeller av vindkraftverken som speglar de effekter som vindkraftverken kan ha i den aktuella studien. Dessa modeller kan vara olika för olika tidsförlopp och beror också på vilka fenomen man vill studera. Det går naturligtvis att göra modeller som speglar nästan alla fenomen som vindkraftverket kan ge upphov till, men de blir mycket komplexa och tar därmed mycket beräkningskapacitet i anspråk och kan bli mycket långsamma. Därför bör man istället ha anpassade modeller som är så enkla som möjligt utan förenkla bort de fenomen man vill studera.

Enligt Ackermann (red. 2005, s. 548) är minimikraven på en modell för studier av dynamisk stabilitet att den innehåller:

- Modeller av de viktiga elektriska delarna, så som generator, eventuell kraftelektronik, kontrollsystem och skyddssystem.
- Modell av den mekaniska kraftöverföringen från rotorn till generatorm.
- Modell av inkommande effekt.

4.3.1 Generell blockmodell

För att kunna överblicka olika typer av tillgängliga modeller kan en övergripande blockmodell, som den beskriven av Ackermann (red. 2005, s 534-541), vara behjälplig. Den består av sex block enligt Figur 4.3 som också visar vilka storheter de olika blocken utväxlar, antingen som mätvärden eller fysiska fenomen i sig.



Figur 4.3 Generell blockmodell av vindkraftverk med storheterna som utväxlas mellan systemen utmärkta.

Den här modellen kan appliceras på alla andra modeller vars samtliga komponenter kan hänföras till något av de här sex blocken (Ackermann red. 2005, s. 535).

4.3.2 Vinden

En av de viktigaste modellerna hör inte till själva vindkraftverket, utan är vinden. Det svåra med vinden är att den inte blåser jämnt över rotorarean och ju närmare markytan rotorn befinner sig, desto mer turbulent är vinden. Antingen kan man använda uppmätta vindserier eller göra en modell med de egenskaper man vill ha i vinden för att effektivt kunna utföra sina studier. En normal vindmodell är uppbyggd av fyra komponenter, en medelvärdeskomponent, en rampkomponent, en vindbykomponent och en turbulenskomponent. Medelvärdeskomponenten är precis som namnet antyder en konstant som är lika med den tänkta vindens medelvärde. Rampkomponenten beskriver en linjär ökning i vindstyrka från ett utgångsläge vid en starttid till ett slutläge en specificerad amplitud högre en specificerad tid senare.

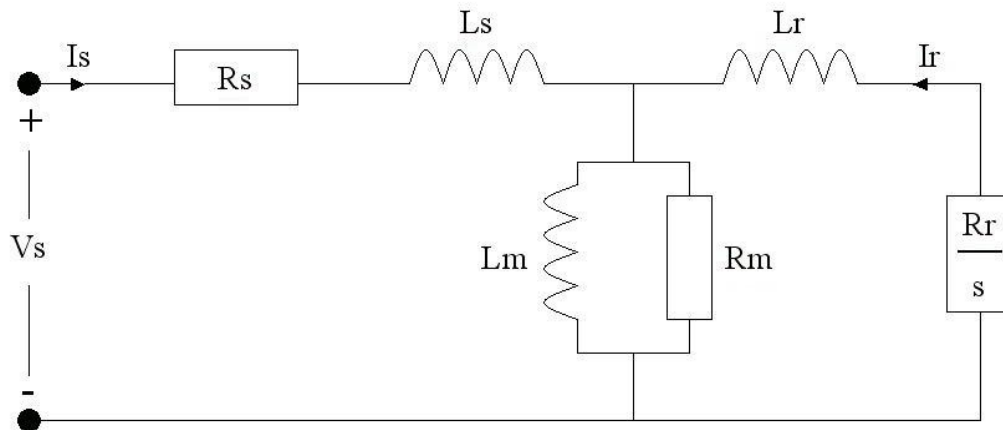
Vindbykomponenten beskriver en vindby från en starttid T_b till en sluttid T_s med en amplitud A enligt

$$W(t) = A \left(1 - \cos \left(2\pi \frac{t - T_b}{T_s - T_b} \right) \right) \quad (4.1)$$

Turbulenskomponenten beskrivs i regel inte av en funktion i tidsdomänen utan ett frekvensspektrum bland annat beroende av markens utseende. Men som sagt kommer turbulensen inte att spela någon stor roll i det här arbetet på grund av vindkraftverkens dämpande egenskaper och mängden vindkraftverk. (Ackermann red. 2005, s 559-560)

4.3.3 Asynkrongeneratoren

När en asynkrongenerator ska modelleras måste hänsyn tas till vilken typ av maskin det är, burlindad eller med lindad rotor, och vilka typer av simuleringar man hade tänkt använda modellen till. En vanlig elektrisk modell för statistiska simuleringar av en burlindad asynkronmaskin syns i Figur 4.4.

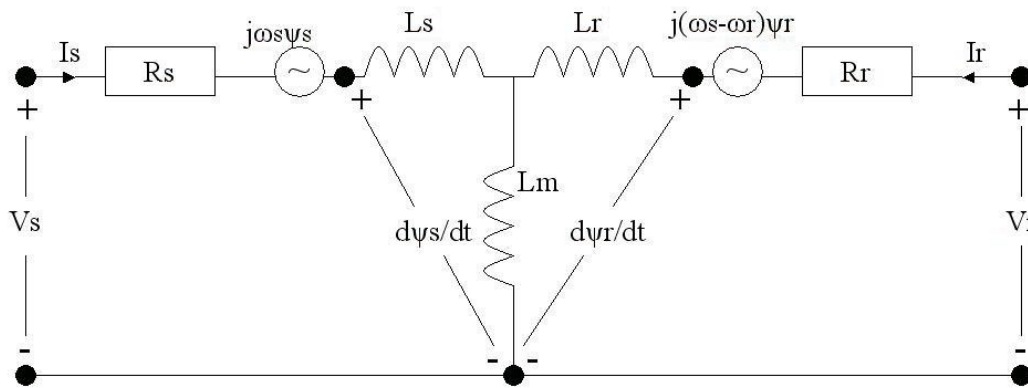


Figur 4.4 Elektrisk modell av en burlindad asynkronmaskin för statistiska simuleringar.

Förutom om en asynkrongenerator är burlindad eller har lindad rotor finns ett antal andra egenskaper att ta hänsyn till, som till exempel:

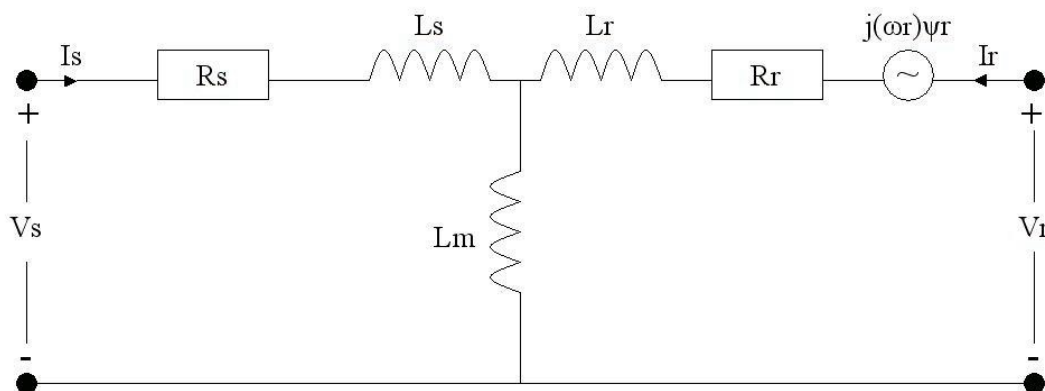
- Magnetflödets, i både statorn och rotorn, dynamiska egenskaper
- Magnetisk mättnad
- Strömförträngning
- Järnförluster

Vilka av dessa som man tycker är rimliga att ta med i modellen beror på hur generatoren ska användas och vilka effekter man vill studera. Magnetisk mättnad är till exempel mest aktuellt vid högre magnetiskt flöde än normalt och är därför inte särskilt relevant för ett vindkraftverk. För att strömförträngning, framförallt i burlindningen, ska ha någon märkbar effekt så krävs det höga strömmar; sådana uppkommer vid hög eftersläpning vilket är ovanligt vid normaldrift av vindkraftverk. En ganska detaljerad modell av asynkrongeneratoren är den femte ordningens EMT-modell (Electro-Magnetic Transient) som tar hänsyn till de dynamiska egenskaperna i stator och rotor, men inte till mättnad, strömförträngning eller järnförluster. Den syns i Figur 4.5. (Perdana 2006, s. 16-18)



Figur 4.5 EMT-modell av en asynkrogenerator med lindad rotor.

Andra vanliga relativt detaljerade modeller av asynkrogeneratoren är de så kallade T-modellen (Park model), Γ -modellen och inversa Γ -modellen som är döpta efter hur deras induktanser är konfigurerade. T-modellen syns i Figur 4.6. De olika modellerna är lika i fråga om egenskaper men är av beräkningstekniska skäl lämpade för olika saker, T-modellen är själva grunden varifrån de två Γ -modellerna är härledda. Γ -modellen är lämpad för arbete med regulatorutveckling medan den inversa Γ -modellen är mer lämpad för arbete med reglering när det magnetiska flödet i rotorn hålls konstant. (Petersson 2003, s. 43-46)



Figur 4.6 Schema över T-modellen av en asynkronmaskin.

4.3.4 Mekaniska system

Om en detaljerad modell av ett vindkraftverk ska kunna göras krävs naturligtvis även modeller av vindkraftverkets icke elektriska delar. Dessa innefattar bland annat rotorn, kraftöverföringen och generatorns rotor; men även tornets mekanik måste modularas eftersom det vrids och böjs i hård vind. De mekaniska delarna är ofta modellerade som två tröghetsmoment, som representerar rotorn och generatorns rotor, ihopkopplade med en drivlina, allt hänfört till växellådans ena sida. (Ackermann red. 2005, s. 536)

För dynamiska stabilitetsstudier med DFIG-vindkraftverk räcker det dock med en kombinerad modell av rotor, kraftöverföring och generatorns rotor. Mängden effekt som rotorn fångar upp beskrivs av

$$P_{wt} = \frac{\rho}{2} A_{wt} C_p(\lambda, \theta) v_w^3 \quad (4.2)$$

där ρ är luftens densitet, A_{wt} är arean som sveps av rotorbladen, $C_p(\lambda, \theta)$ är effektkoefficienten (en funktion som beskriver rotorns effektivitet) och v_w är vindens hastighet. (Ackermann red. 2005, s.562-563)

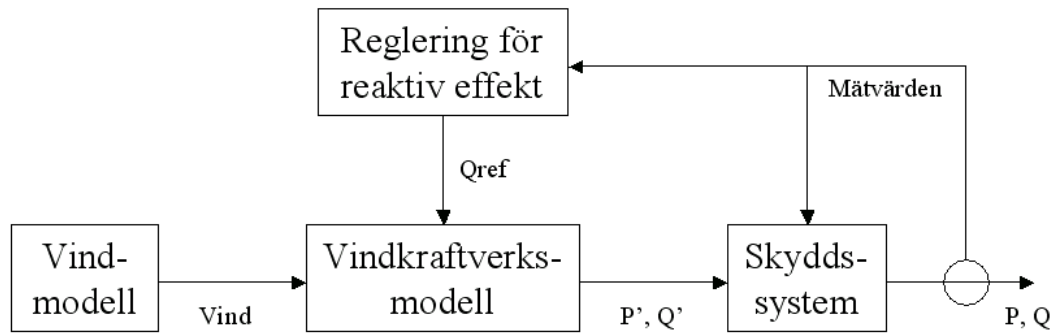
4.3.5 Kontroll- och skyddssystem

Ett vindkraftverk innehåller en hel del kontroll-, regler- och skyddsutrustning. Dessa kan i vissa fall vara nödvändiga att simulera. Vindkraftverk med frekvensomriktare till exempel kan behöva få både frekvensomriktaren i sig och reglerutrustningen som styr den modellerad eftersom den påverkar hur mycket aktiv och reaktiv effekt som vindkraftverket producerar. Den arbetar med hjälp av rotorhastighetskontroll som mäter rotorns faktiska hastighet, från rotorhastigheten räknar fram ett bör-värde för effekt och vridmoment och till sist från bör-värdet för vridmomentet räknar ut ett bör-värde för strömmen (Ackermann red. 2005, s. 573). Skyddssystem kan också vara viktiga att modellera, åtminstone i dynamiska simuleringar, eftersom svängningar i systemet kan få dem att lösa ut och då plötsligt ändra systemets förutsättningar. En modell av skyddssystemet bör enligt Ackermann (red. 2005, s. 573) åtminstone innehålla:

- Kriterier för bortkoppling av vindkraftverk.
- Kriterier för återinkoppling av vindkraftverk.
- Strategi för inkoppling av vindkraftverk (snabbhet till nominell drift).

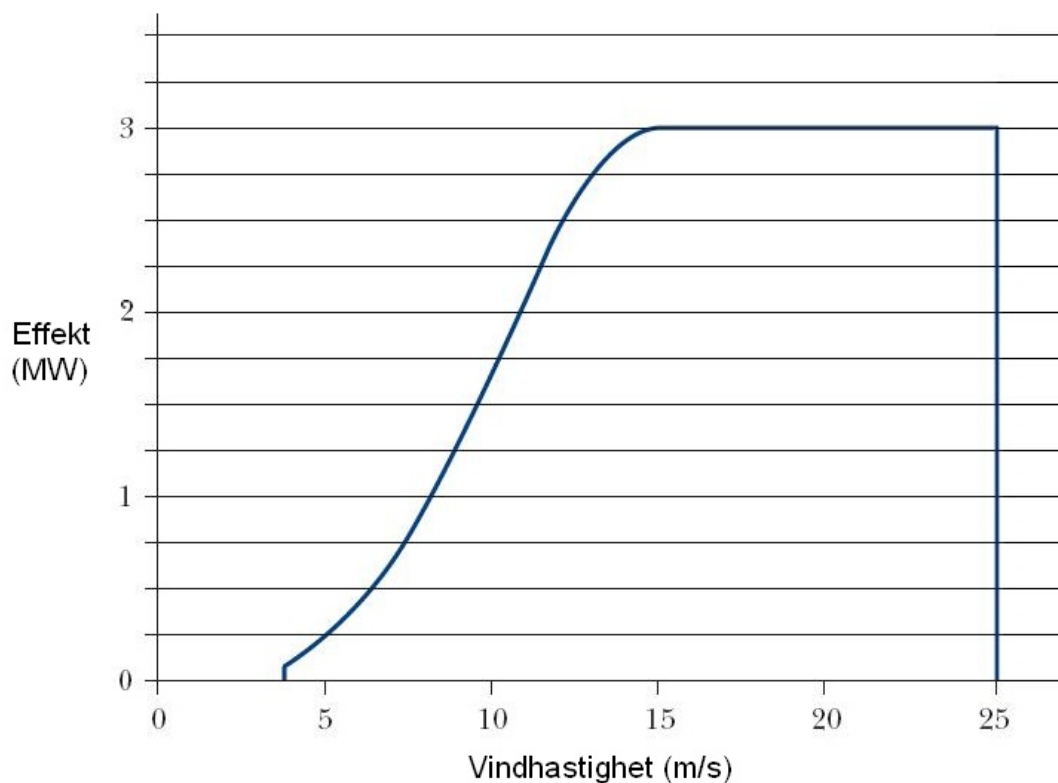
4.3.6 En enkel modell

Istället för att modellera mekaniska system, generator, reglerutrustning och kraftelektronik var för sig är tanken att slå ihop alla dessa till en enkel modell som i princip gör utgående effekt till en funktion av inkommande vind. Jämfört med den generella blockmodellen beskriven i avsnitt 4.3.1 har den här modellen slagit ihop rotor-, bladreglerings-, drivline- och generatormodellen till en enda vindkraftsmodell. Vinden måste fortfarande modelleras för att användas som insignal till vindkraftverksmodellen. Utsignalen är helt enkelt aktiv och reaktiv effekt. Vid vindkraftverk med frekvensomriktare kommer bara den aktiva effekten att bero av vinden, den reaktiva effekten kan helt styras av kraftelektroniken och kommer därför att behöva en egen liten reglerkrets modellerad. Skyddssystem kommer att behöva modelleras separat. Se Figur 4.7.



Figur 4.7 Skiss över en enkel vindkraftverksmodell.

Vindkraftverken som ska byggas på Uljabuouda antas ha variabelt varvtal i ett begränsat intervall och kommer dessutom att stå i en grupp om cirka tolv stycken. Det gör att korta förändringar i vinden, turbulens, absorberas utan större påverkan på den totala utgående effekten. Därför skulle det specifika fallet kanske klara sig med aktiv effekt som en vanlig funktion av vinden liknande den som syns i Figur 4.8. Då blir det dessutom enkelt att skapa en aggregerad modell av vindkraftparken medelst superposition om det vore önskvärt.



Figur 4.8 Uteffekt från vindkraftverk som funktion av vind mätt i MW respektive m/s.

Del C Modellering

5. Vindkraftverk

En av de stora delarna i det här examensarbetet är att modellera vindkraftverken. Typen som modelleras är DFIG. Det finns ett antal möjliga sätt att modellera vindkraftverken i Simpow vilka beskrivs här för att sedan sällas ned till ett sätt som sedan används. Förutom att använda de färdiga komponenterna i Simpow används även det inbyggda programmeringsspråket DSL (Dynamic Simulation Language) för att skapa egna skräddarsydda komponenter. Eftersom vilken typ av vindkraftverk som ska användas inte är bestämt blir många parametrar antagna baserat på kvalificerade gissningar eller datablad från vanliga tillverkarens modeller. Exempel på sådana parametrar är verkens vind/effekt-kurvor, transformatorernas resistanser och reaktanser samt skyddens inställningar.

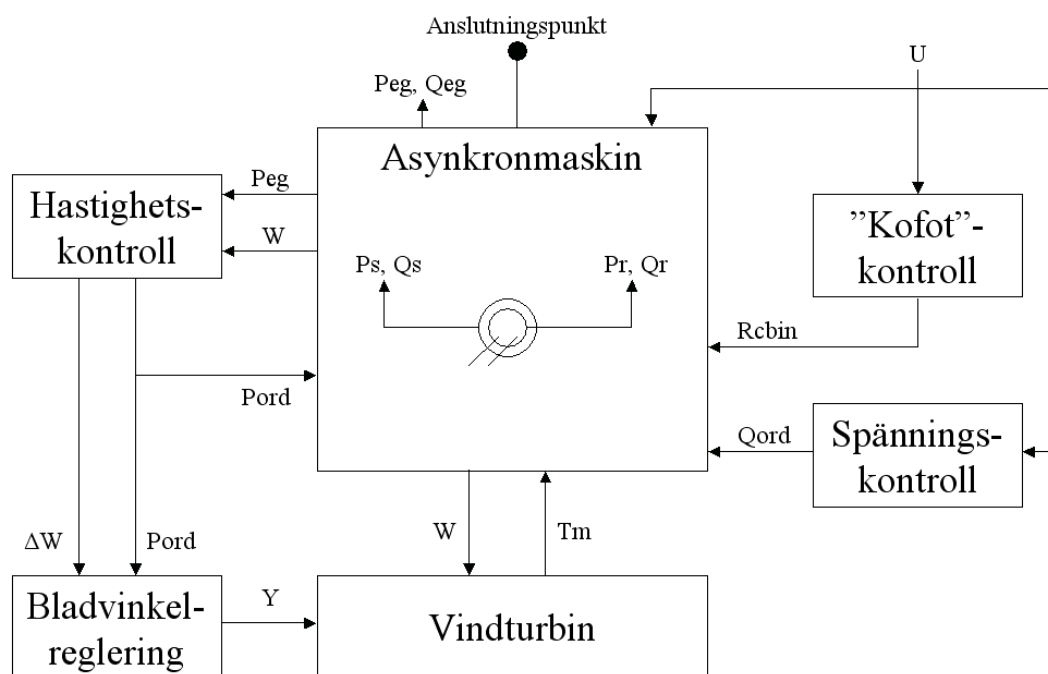
5.1 Modelleringsmöjligheter i Simpow

För att få en modell som passar det här arbetets studier så bra som möjligt undersöks tre olika tänkbara sätt att modellera ett vindkraftverk i Simpow, dessa är:

- Inbyggd DFIG-modell
- Negativ last
- Egen DSL-modell

5.1.1 Inbyggd DFIG-modell

I Simpow finns sedan år 2005 en inbyggd modell av vindkraftverk av DFIG-typ. Denna modell överensstämmer ganska bra med den beskriven i kapitel 4.3.1 och ser översiktligt ut som i Figur 5.1



Figur 5.1 Blockschemata över inbyggd DFIG-modell i Simpow med använda storheter.

Modellen är framförallt detaljerad vad gäller generatoren och kontrollerna för att de elektriska fenomen vindkraftverket ger upphov till i nätet ska representeras, däremot är turbin- och omriktarmodellerna mer förenklade. De stora fördelarna med den här modellen är dess detaljrikedom, likhet med verkligheten och förmåga att korrekt representera transienta förlopp. Nackdelarna är först och främst att man behöver ett stort antal parametrar som inte alltid är lätta att få tag på. Dessutom kan det vara så att regulatorerna i det verkliga vindkraftverket inte är av samma typ som de i modellen vilket kan ge modellen dålig validitet avseende regleringen. Kanske ännu mer allvarligt är att modellen under simuleringar visat att den inte fungerar för vindstyrkor utanför dess driftområde, istället för att då stänga ned aktuellt vindkraftverk avbryts hela simuleringen.

5.1.2 Negativ last

Det här sättet att modellera vindkraftverken är det enklaste och baseras på att man använder de inbyggda lastkomponenterna i Simpow och ger dem negativa värden. Laster kan i Simpow varieras på en mängd sätt, till exempel som spännings- eller frekvensberoende, sinusvarierande eller helt godtyckligt varierande. Lämpligt här är att använda en godtyckligt varierande last som får sina värden från en tabell.

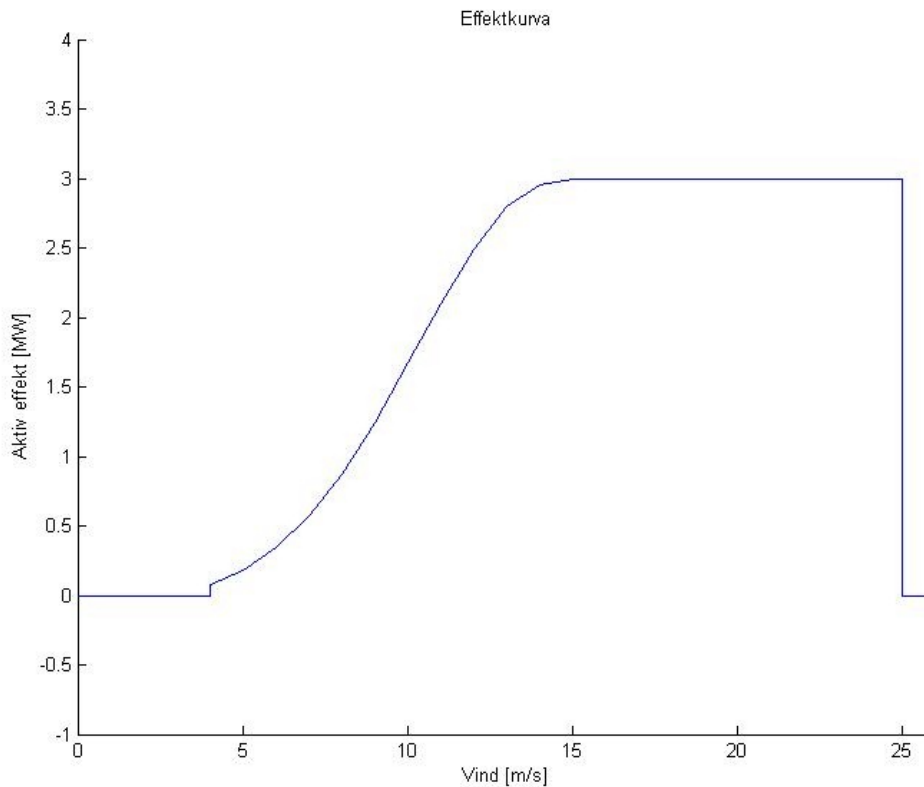
Man kan inte direkt i Simpow göra någon funktion som omvandlar vindserier till en effekttabell, därför används här en enkel Matlab-fil för att översätta vindserier till aktiv uteffekt. Om vindkraftverkets reaktiva effektstyrning går ut på att hålla $Q=0$ vid anslutningspunkten är det enkelt att implementera i den här modellen då det bara är att sätta $Q=0$. Om däremot någon annan styrning av reaktiv effekt används kan det bli svårt att implementera det i denna enkla modell. Fördelarna med modellen är att den är mycket enkel och att man kan variera effektproduktionen precis som man vill. Nackdelarna är problemen med avancerad reaktiv effektstyrning, behovet av extern Matlab-uträkning och att interpolationen mellan diskreta värden (effekttabellen) i Simpow är linjär vilket ger diskontinuiteter i uteffektens derivata som kan få andra kontroll- och skyddssystem att spåra ur. Det sistnämnda problemet kan dock mildras med små tidssteg i effekttabellen vilket ger mindre skarpa derivataändringar.

5.1.3 Egen DSL-modell

Den mest flexibla modellen är en egenprogrammerad modell i det inbyggda språket DSL. Detta är naturligtvis det mest tidskrävande sättet att modellera, men å andra sidan kan man få en modell som gör precis det man önskar och inget onödigt. Tanken här är att göra en process som från Dynpow-filen (Dynpow är den dynamiska simuleringsdelen av Simpow) läser in bland annat vindserier i tabellform. DSL-processen räknar därifrån ut vindkraftverkets aktiva uteffekt och sedan med hjälp av mätvärden från valfri plats i elnätet också vilken reaktiv effekt som ska produceras eller konsumeras. Det här alternativet blir likt modellen beskriven i kapitel 4.3.6, med vindmodellen inläst i tabellformat i Dynpow, skydden modellerade av befintliga komponenter i Dynpow och vindkraftverksmodellen med reglering för reaktiv effekt modellerad i den egna DSL-processen. En nackdel med den här varianten är att vindkraftverkens transienta förlopp är svåra att representera, utmatad effekt kommer att bero av vinden och inte särskilt mycket av vad som händer i elnätet.

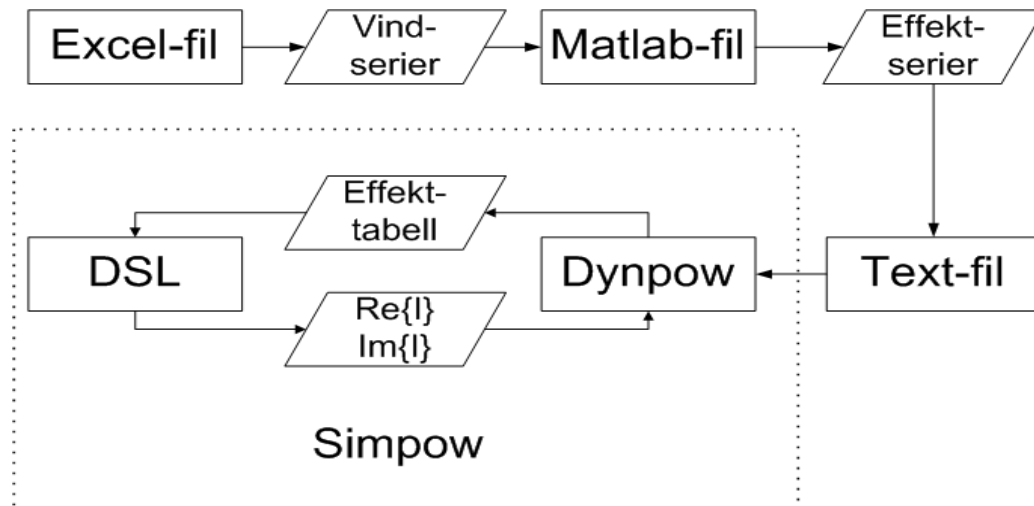
5.2 Slutgiltig modell

På grund av dess stora flexibilitet kommer här den egna DSL-modellen att användas. Men för att få en så jämn effektkurva som möjligt används, precis som tänkt för ”negativ last”-modellen, en Matlab-fil för att konvertera vindkurvorna till effektkurvor. Vind/effekt-kurvan som använts till konverteringen ses i Figur 5.2. Till den har ett åttondegradspolynom anpassats som sedan används för att beräkna aktiv effekt från vinden.



Figur 5.2 Aktiv effekt från vindkraftverksmodellen som funktion av vindhastighet.

Effektkurvorna läses sedan in i Dynpow i tabellformat och vidarebefordras till DSL-processen där de tredjegradsinterpoleras till kontinuerliga kurvor. Runt vindkraftsmodellen byggs sedan modeller av lokaltransformator och lokala laster upp. Informationsflödet av vind- och effektkurvor visas i Figur 5.3. I modellen har två typer av reaktiv effektstyrning med inriktning på effektfaktor implementerats. Däremot har ingen spänningsreglering implementerats då parkens totala förmåga att producera eller konsumera reaktiv effekt (2 respektive 15,8 MVA_r vid full aktiv effekt) är för begränsad för att spänningen på det starka nätet ska kunna styras. Begränsningen gör sig tydligast när spänningen är låg och det blåser dåligt då förmågan till reaktiv effektproduktion är otillräcklig. Istället sätts en lindningskopplare på nedsidan av transformatorn som ansluter parken till nätet för att hålla spänningen inne i parken på en jämn nivå.



Figur 5.3 Flödet av vind- och effektinformation mellan olika program och filer.

5.2.1 Reaktiv effektstyrning

Två olika typer av reaktiv effektstyrning modelleras; en där den reaktiva effekten från varje vindkraftverk styrs mot noll och en där den reaktiva effekten från hela parken styrs mot noll. I DSL injicerar man inte effekter utan strömmar uppdelade i real- och imaginär-del. De är även uppdelade i symmetriska komponenter av vilka endast positiv sekvens är av vikt här då obalans inte kommer att förekomma. För första typen av reaktiv effektstyrning räknas strömmarna för given aktiv effekt och ingen reaktiv effekt från varje verk ut. För att räkna ut strömmarna används följande härledning (alla värden i pu och spänningskomponenterna är uppmätt indata):

För att den reaktiva effekten ska vara noll måste följande gälla:

$$\angle U = \angle I = -\angle I^* \quad (5.1)$$

vilket leder till

$$|I| \cdot |U| = P \quad (5.2)$$

$$I_{im} = I_{re} \frac{U_{im}}{U_{re}} \quad (5.3)$$

ekvation 5.2 kan sedan vidareutvecklas till

$$I_{re}^2 + I_{im}^2 = \frac{P^2}{U_{re}^2 + U_{im}^2} \quad (5.4)$$

vilket vid insättning av ekvation 5.3 ger

$$I_{re}^2 = \frac{P^2}{(U_{re}^2 + U_{im}^2) \cdot \left(1 + \frac{U_{im}^2}{U_{re}^2}\right)} = \frac{U_{re}^2 \cdot P^2}{(U_{re}^2 + U_{im}^2)^2} \Rightarrow \quad (5.5)$$

$$I_{re} = \frac{U_{re} \cdot P}{U_{re}^2 + U_{im}^2} \quad (5.6)$$

och när strömmens realdel är uträknad kan imaginärdelen räknas ut med ekvation 5.3.

För att sedan åstadkomma den styrning där hela parkens reaktiva effekt är noll används inga ytterligare mätvärden under simuleringen utan hela parkens reaktiva effekt mäts i förväg vid olika aktiva effekter och i övrigt normala förhållanden. Reaktiv effekt som en funktion av aktiv effekt anpassas sedan till ett fjärdegradspolynom. För att räkna ut motsvarande strömkomponenter används följande härledning (alla värden i pu, spänningskomponenterna och aktiv effekt är indata och reaktiv effekt beräknas från ovan nämnda funktion):

Utgångsläget är precis som innan att varje verk producerar effekt med effektfaktor 1 enligt ekvation 5.7

$$\angle U = \angle I_{old} = \arctan\left(\frac{U_{im}}{U_{re}}\right) = \theta_2 \quad (5.7)$$

för att sedan kompensera för den reaktiva effekten konsumerad i parken ska varje verk minska strömmens argument (öka strömkonjugatets argument och således öka effektens argument) enligt ekvation 5.8

$$\angle I_{new} = \theta_1 = \theta_2 - \Delta\theta = \theta_2 - \arctan\left(\frac{Q}{P}\right) \quad (5.8)$$

där Q är en tolftedel av den reaktiva effekten konsumerad i parken vid ett vindkraftverks aktiva effekt P; för att sedan få storleken på strömmen används ekvation 5.9

$$|I| = \sqrt{\frac{P^2 + Q^2}{U_{re}^2 + U_{im}^2}} \quad (5.9)$$

vilket ger strömkomponenterna enligt ekvationerna 5.10 och 5.11

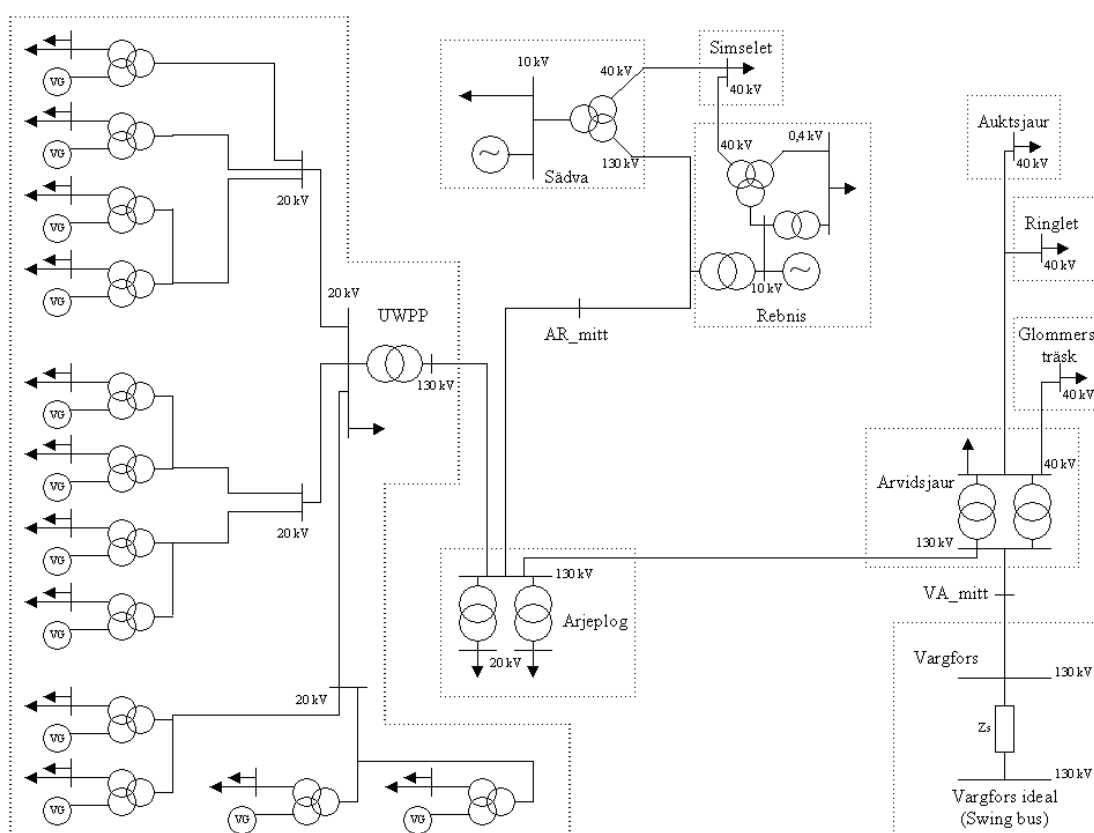
$$I_{re} = |I| \cdot \cos \theta_1 \quad (5.10)$$

$$I_{im} = |I| \cdot \sin \theta_1 \quad (5.11)$$

På grund av fel i polynomanpassningen, varierande förhållanden i nätet och olika reaktiva effekter i parken vid olika strömmar kommer denna styrning att fela lite. Detta fel blir dock maximalt cirka 0,3 MVAr vid full produktion (cirka 34,8 MW) vilket ger parken en sämsta effektfaktor på 0,99996.

6. Övriga kraftkomponenter

Eftersom elnätet innehåller många andra komponenter än vindkraftverken beskrivs här kort hur de modelleras. Ett översiktligt enlinjeschema över det modellerade nätet ses i Figur 6.1. Den nominella spänningen 130 kV är bara en standardspänning för regionnät, i det här nätet ligger spänningen alltid högre än så. Vid Vargfors brukar spänningen hålla ungefär 150 kV, vid Rebnis och Sädva styrs den mot 153 kV och vid anslutningspunkten i Uljabuouda kan spänningen variera mellan 143 och 156 kV beroende på produktions- och lastsituation (Nilsson 2006, s. 3). Simselet och Sädva är förutom det modellerade nätet även anslutna till varandra med en 20 kV-ledning till vilken även en liten vattenkraftstation, Ringsele, är ansluten. Detta gör att lastserierna vid Simselet från tid till annan helt korrekt har mycket små eller negativa värden. Skenorna AR_mitt och VA_mitt är fiktiva och är bara till för att dela av sina respektive linjer i två delar med olika parametervärden.

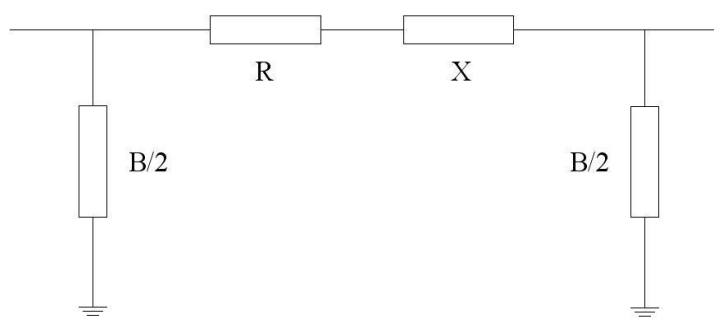


Figur 6.1 Schema över det modellerade nätet, linjelängderna är inte skalenliga.

6.1 Skenor och linjer

Modeller av skenor är egentligen inte särskilt intressanta, det enda som är värt att nämna är att den ena 130 kV-skenan i Vargfors är fiktiv och modellerad som en ideal spänningskälla. Linjen mellan den och den riktiga 130 kV-skenan är också fiktiv och modellerad med enbart en impedans (R och X), den motsvarar kortslutningsimpedansen i Vargfors. Den fiktiva 130 kV-skenan i Vargfors används således som systemets så kallade Swing bus.

Alla övriga linjer modelleras som Π -modeller med resistans, reaktans och susceptans (R, X respektive B) enligt Figur 6.2.



Figur 6.2 Π -modell av en ledning som ekvivalent Y-fas.

För enkelhetens skull används samma modell till alla linjer oavsett längd och spänningsnivå. Eftersom inga asymmetriska fel eller dylikt ska studeras modelleras bara positiva symmetriska komponenter. För reaktans och susceptans används schablonvärden enligt tabell 6.1.

	Reaktans X [ohm/km]	Susceptans B [siemens/km]
Luftledning	0,38	2,99e-6
Kabel 95 mm ² AXKJ	0,1288	37,7e-6
Kabel 240 mm ² AXKJ	0,1131	53,4e-6

Tabell 6.1 Använda reaktanser och susceptanser för luftledningar och kablar.

6.2 Transformatorer

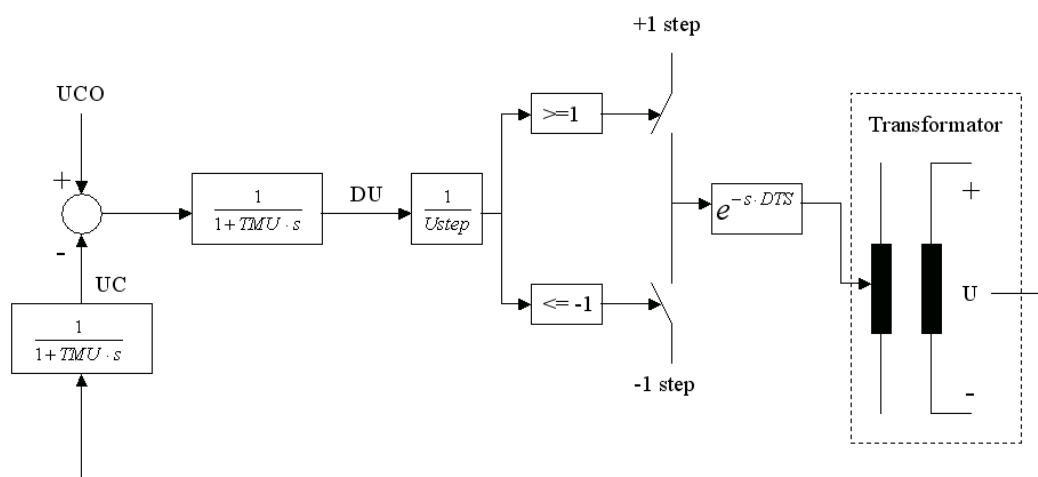
Transformatorerna karakteriseras av deras omsättning och deras fasskiftning. Eftersom asymmetri inte kommer att förekomma i simuleringarna tas enbart hänsyn till den positiva symmetriska komponenten, konfigurationen av Δ - och Y-lindningar bortses ifrån. Ekvationerna 6.1 och 6.2 beskriver en tvåbenad respektive trebenad transformator.

$$\frac{U_2}{U_1} = \tau * e^{j*\varphi} \quad (6.1)$$

$$\begin{cases} \frac{U_2}{U_1} = \tau_{12} * e^{j*\varphi_{12}} \\ \frac{U_3}{U_1} = \tau_{13} * e^{j*\varphi_{13}} \end{cases} \quad (6.2)$$

Förlusterna i en transformator beräknas från resistans och reaktans mellan de olika lindningarna samt eventuellt förluster i järnkärnan angivet i MW. Även lindningskopplarna modelleras och då anges parametrar som stegstorlek, antal tillgängliga steg och hur lindningskopplaren styrs. Styrningen är i det här fallet för

samtliga transformatorer med lindningskopplare en konstanttidsstyrning med funktionstiderna 30 eller 60 sekunder. Med regulatormodellen som används kan man dock inte ange sådan styrning utan mätsignalen behandlas enligt reglerschemat i Figur 6.3. Efter lite experimenterande med parametrarna kan man få funktionalitet som liknar den riktiga. Trots det är villkoren inte helt pålitliga så man måste kontrollera om snabba hopp i lindningskopplarna är korrekta, regulatormodellen är egentligen mer lik en med inverttidsstyrning eftersom de integrerande filtren gör att storleken på avvikelsen påverkar lindningskopplarens snabbhet.



Figur 6.3 Reglerschema för regulatorn som styr lindningskopplaren.

Resistans- och reaktansvärdena för de trebenade transformatorerna tillhörande vindkraftverken är antagna rimliga värden av samma anledning som att vindkraftverken bara är antagna.

6.3 Laster

Laster i Simpow kan modelleras på ett antal olika vis. Enklast är fasta värden för aktiv och reaktiv effekt. Man kan även modellera lasten som en konstant impedans eller en konstant ström. Lasten kan vara på olika sätt beroende av spänning eller frekvens, den kan också variera som en sinusfunktion med valfri frekvens. Om inget av dessa alternativ passar kan man helt godtyckligt variera lasten efter en egen tabell. Alla dessa olika sorters laster går sedan att extrapolera på varandra och på så sätt kan mycket komplexa variationer och beroenden skapas. Ett problem med de godtyckliga lasterna är som nämnt i kapitel 5.1.2 att diskontinuerliga derivator uppstår när linjär interpolation mellan diskreta värden används.

För de stora lasterna ute i nätet har mycket bra mätvärden kunnat inhämtas, värre är det för små laster som lokalkraft vid ställverk och vindkraftverk. Dessa är dock så små och inte på samma sätt som konsumenters laster varierande, därför modelleras de enbart som konstanta effekter.

Speciellt bör även nämnas de särskilda avisningslasterna som varje vindkraftverk kommer att ha för att smälta isbildning på bladen. Dessa modelleras som 150 kW stora rent resistiva laster; någon modell för när de används och inte blir däremot mycket svårt att konstruera eftersom det beror på flera faktorer som alla i sin tur är väderberoende.

6.4 Vattenkraftverk

Vattenkraftverken Rebnis och Sädva är viktiga för simuleringen eftersom de används som spänningsreglering i nätet och tillsammans nästan kan producera tillräckligt med effekt för att få linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors maximalt lastad.

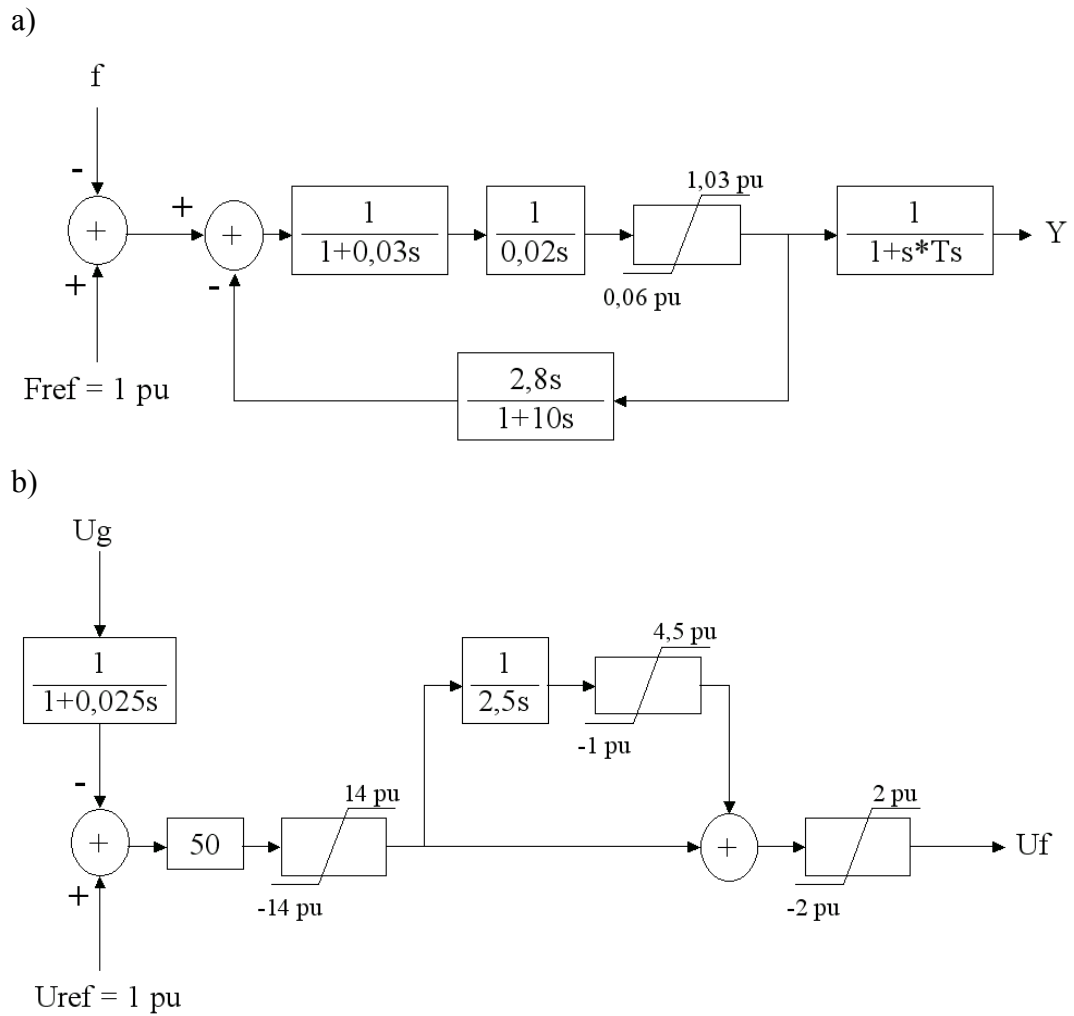
6.4.1 Synkrogeneratorer

Synkrogeneratorerna i Sädva och Rebnis modelleras med en av Simpows inbyggda modeller. Det är en synkrogenerator med utpräglad pol som har en fältlindning, en dämplindning i d-axeln och en dämplindning i q-axeln. Mättnadsfenomen finns ej med i modellen. Synkrogeneratorerna används i den statiska nätmodellen som spänningskontroll av typen UP, det vill säga att spänning och aktiv uteffekt hålls konstant så får reaktiv effekt och fasvinkel variera. Generatorerna i Sädva och Rebnis har maximala aktiva uteffekter om 34 respektive 65 MW.

6.4.2 Turbiner och regulatorer

Samma sorts turbinmodell används i båda vattenkraftverken, det är Simpows inbyggda vattenturbin som på lämpligt sätt omvandlar lucköppning (Y) till mekaniskt vridmoment (T_m) med hjälp av ett antal olika parametrar. Regulatorerna för att styra lucköppningen till turbinen (Y) är däremot olika och likaså regulatorerna för fältspänningen. Reglerscheman för turbinregulatorn i Rebnis och för fältspänningsregulatorn i Sädva finns men utan fullständiga parameterinställningar. Det som däremot finns tillgängligt är tester av turbinregulatorernas reglerstyrka för båda vattenkraftverken.

För att modellera regulatorerna används inbyggda regulatorer i Simpow, som turbinregulator en som liknar den som sitter i Rebnis och som fältspänningsregulator en som liknar den som sitter i Sädva. Samma regulatormodeller används i båda kraftverken men med olika inställningar på en av parametrarna (T_s) för turbinregulatorn; se reglerscheman för de båda regulatormodellerna i Figur 6.3 a-b. För att få så korrekt parametervärde som möjligt testas kraftverksmodellernas effektändring vid en stegändring i referensfrekvens och parametrarna justeras sedan tills stegsvaren överensstämmer med proverna från verkligheten. T_s fick värdena 35 s och 65 s för Sädva respektive Rebnis.



Figur 6.3 Reglerscheman för modellerna av vattenkraftverkens turbinregulatorer (a) och fältspänningsregulatorer (b).

7. Validering

Modellernas validitet utvärderas här för att visa vad i de kommande simuleringarna som är pålitligt och vad man ska vara försiktig med. Tanken är att brister i modellerna ska vara oviktiga för aktuella studier eller så små att de endast påverkar resultaten marginellt.

7.1 Vindkraftverk

Eftersom själva modellen av vindkraftverken är så enkel så kan få fel finnas, men man måste vara försiktig med vad man använder modellen till eftersom många egenskaper inte representeras.

Konverteringen från vind till aktiv effekt felar mycket lite från den använda vind/effekt-kurvan, den anpassade funktionen är ett polynom av grad 8 som avviker maximalt cirka 0,1 % från den ursprungliga kurvan. Detta fel bedöms för dessa studier irrelevant, särskilt då det inte är bestämt vilket vindkraftverk som ska byggas utan det som modellen baserats på bara är ett vanligt verk på marknaden. Större fel erhålls från vindmodellen, och det av två olika karaktärer. Först och främst så finns mätvärdena bara i tio-minuters medelvärden och de är därmed fria från all turbulens. Det bör dock vara i sin ordning då DFIG-tekniken i sig dämpar snabba förändringar i uteffekt och dessutom finns det tolv verk utspridda över ett 1-2 km långt område som sinsemellan utjämnar effektskillnader. Det andra problemet med vindserierna, eller snarare DSL-processens behandlande av de färdiga effektserierna, är interpoleringen. Värdena är medelvärden och en tredjegradsinterpolering utförs mellan dem vilket innebär att de medelvärden som fås i modellen kommer att vara felaktiga, särskilt topp- och bottenvärden som kommer att få för låga respektive höga medelvärden under ”sina” tio minuter. De små felen i uteffekt från vindkraftparken som dessa felaktiga medelvärden ger upphov till kommer dock ha ytterst begränsad inverkan på hela systemet; det är snarare de stora förändringsförloppen i vindstyrka som är intressanta.

Det är som sagt kanske inte felen i vindkraftsmodellen som är det viktigaste utan snarare vilka delar som medvetet utelämnats och begränsar vilka studier som modellen kan användas till. Det viktigaste exemplet på sådana fenomen är vindkraftverkens bidrag till felströmmar, modellen kommer att avge en konstant effekt oavsett terminalspänning eller impedans sedd från terminalerna. Denna brist gör att alla typer av felstudier är uteslutna och att man vid varje typ av störning i systemet måste vara aktsam på hur vindkraftverken reagerar; om de verkar reagera korrekt och ifall de inte gör det, om det påverkar systemet i märkbar utsträckning. Vidare saknar hela vindkraftparksmodellen, och för övrigt även modellerna av resten av nätet, skydd som egentligen finns. Även denna brist är acceptabel om man är uppmärksam och manuellt kontrollerar ifall några skydd borde ha löst ut vid extraordinära händelser, som till exempel dippar eller onormalt höga spänningar.

Vid reaktiv effektstyrning av hela parken varierar den reaktiva effekten som parken producerar och konsumerar lite på grund av fel beskrivna i avsnitt 5.1.2. Dock aldrig med mer än 0,3 MVA_r vid full aktiv uteffekt vilket anses obetydligt då det motsvarar en total effektfaktor för parken på 0,99996, vid lägre aktiv effektproduktion är effektfaktorn ännu närmre ett.

7.2 Övriga kraftkomponenter

De övriga kraftkomponenterna har överlag mindre problem med validiteten än vindkraftverken. Linjerna modelleras som sagt som Π -modeller vilket för den här längden på linjer är tillräckligt bra (Daalder 2006, s. 14), den längsta linjen är 85 km. Schablonvärdena för reaktans och susceptans begränsar naturligtvis modellernas överensstämmelse med verkligheten något men de torde ligga mycket nära de verkliga värdena, tyvärr har inga mätvärden hittats för ledningarna.

Lasternas modeller är automatiskt validerade eftersom ingen modell har konstruerats för att sedan jämföras med mätningar, utan mätningarna själva utgör modellen. Det finns dock ett par begränsningar, av vilka en är att mätningarna bara riktats åt ett håll (effektkonsumtion) vid de flesta laster. Vissa av dem har vid vissa tillfällen producerat reaktiv effekt och borde då ha haft negativa reaktiva effektvärden istället för, som fallet är nu, inga värden alls. De reaktiva effekterna det handlar om är emellertid små. Ett annat problem är att det bara är timmedelvärden och man på så sätt missar eventuella effektspikar och liknande. Felen på värdena är dock mycket små jämfört med skillnaderna på olika värden; därför är urvalet av värden mycket viktigare än de valda värdenas eventuella små fel.

Alla befintliga transformatorer har korrekta värden för resistanser och reaktanser och för de där uppgift funnits är även förlusterna i järnkärnan korrekt representerade. Transformatorerna tillhörande vindkraftverken och den som ansluter vindkraftparken till regionnätet har alla antagna värden, men troliga och av intressenterna godkända sådana. Lindningskopplarmodellerna har där de finns korrekta stegstorlekar och antal steg; däremot är regulatormodellerna som styr dem inte helt verklighetstroga. Den enda regulatormodell i Simpow som faktiskt reglerar spänningen mot ett förutbestämt värde stämmer inte överens med de konstanttidsregulatorer som sitter i transformatorerna i nätet, men med tester av olika parametrar kan liknande funktionalitet uppnås. Man måste emellertid alltid kontrollera alla lindningskopplaroperationer i simuleringarna och se om de verkligen skulle ha skett.

Beträffande vattenkraftverken kommer validiteten hos varje komponent var för sig inte att bedömas utan snarare hela verkets totala produktion och svar på ändringar i spänning och frekvens. Maximal effekt är enkel att ställa in och stämmer med verkligheten. Även reaktionen på frekvensändringar stämmer bra med verkligheten eftersom här har, liksom med lasterna, modellen konstruerats utifrån riktiga mätvärden. Parametrar har ändrats tills stegsvaren stämmer med de uppmätta. Stegsvaren på ändringar i spänningen är däremot svår att kontrollera då inga mätningar har hittats och lite till ingen information har hittats om hur fältspänningsregulatorerna är konstruerade och konfigurerade. Snabba svar liknande de som använts vid andra kraftverk och tidigare simuleringar får här vara tillräckligt bra, bara man har eventuella fel i åtanke vid studier av transienta förlopp.

Del D

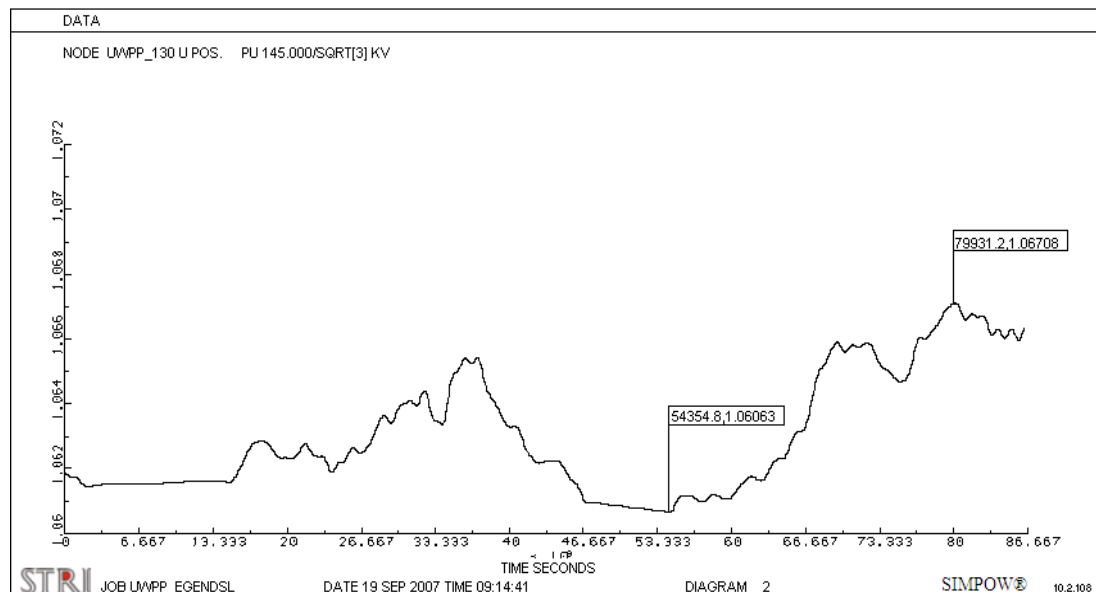
Simulering och analys

8. Simuleringar

För att se hur systemet beter sig i olika situationer under olika förhållanden så genomförs ett antal olika simuleringar anpassade för att effektivt få fram de sökta resultaten. En lista med alla gjorda simuleringar och deras signifikanta parameterinställningar finns i Bilaga C.

8.1 Långa simuleringar under normalförhållanden

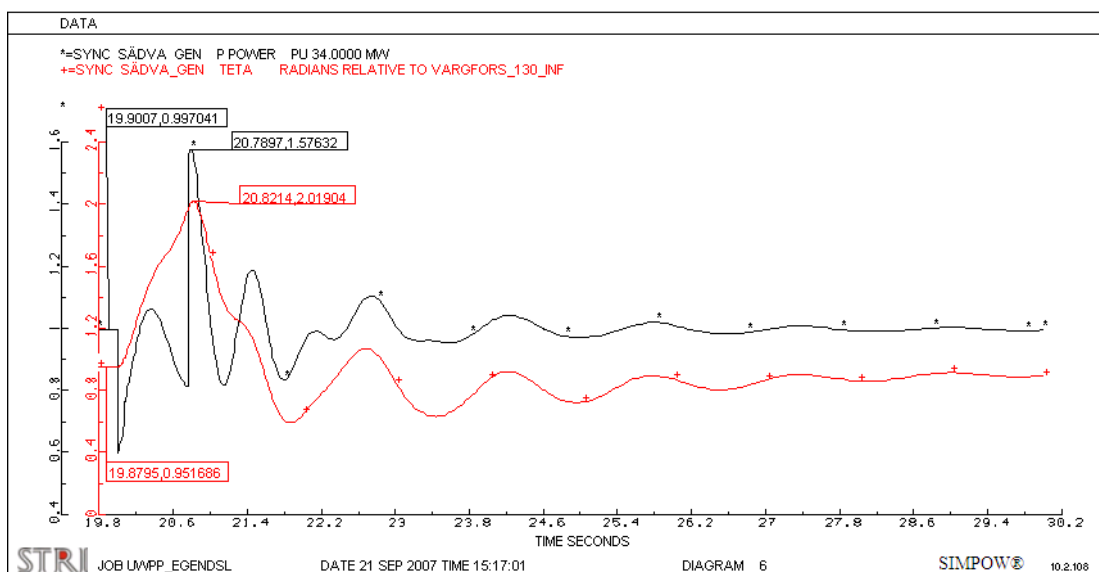
Dessa simuleringar genomförs för att få en uppfattning om hur systemet beter sig i normala förhållanden och för att kontrollera spänningsstabiliteten. Simuleringarna är ett dygn långa; last- och vindprofilerna baseras på mätvärden. För att välja last- och vindprofiler räknas dygnsmedelvärdena ut och jämförs; dygnen med maximala, median- och minimala medelvärden för vind och laster används. Förutom dessa parametrar varierar också om vattenkraftverken är in- eller urkopplade och om vindkraftverken styr sin effektfaktor mot noll vid varje verks terminaler eller vid hela parkens anslutning. Totalt ger dessa parameterinställningar 36 olika möjliga kombinationer som alla simuleras. Utöver de simuleringarna testades även vindprofilerna från de dygn då de sammanlagda vindförändringarna hade varit som störst. Som exempel syns spänningen vid vindkraftparkens 130 kV-skena under en av simuleringarna i Figur 8.1, förändringarna beror på vindens variationer men är tack vare inkopplad vattenkraft mycket små (cirka 0,6 % av nominell spänning mellan det högsta och det lägsta värdet).



Figur 8.1 Spänning vid vindkraftparkens 130 kV-skena i pu av 145 kV, simulering nummer 23.

8.2 Korta simuleringar med spänningsdippar

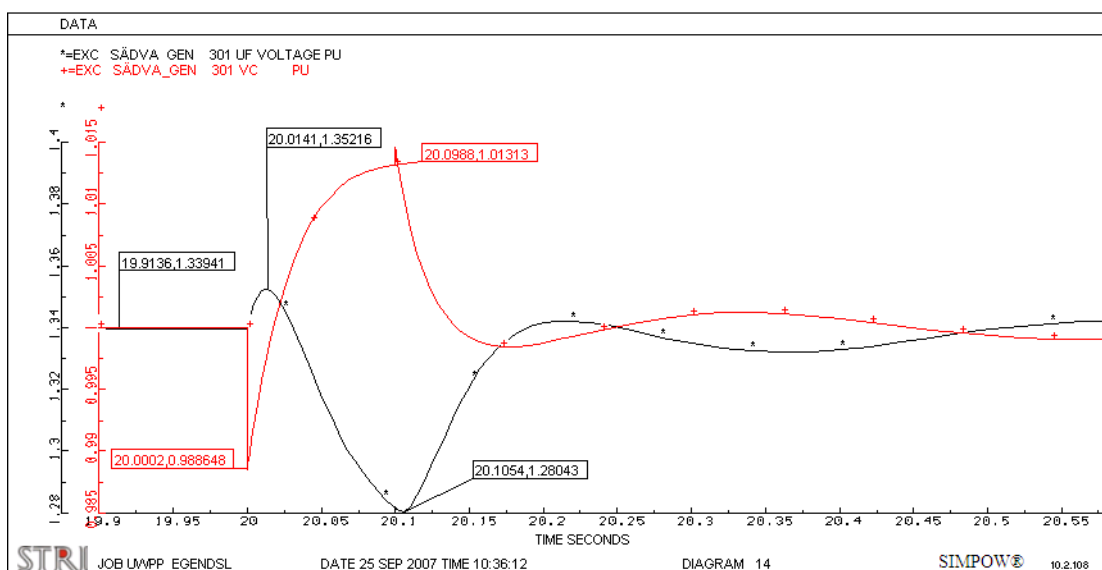
För att studera systemets transienta stabilitet görs korta simuleringar, 50 sekunder, där spänningsdippar av olika djup och längd inträffar i Vargfors alternativt Arjeplog. I Vargfors används dippar om 60 %, 40 % respektive 0 % av normal spänning (150 kV). I Arjeplog används endast 60 % och 40 %, även där av 150 kV. För att tydligt kunna se hur systemet reagerar på dipparna används konstanta värden för laster och effekt från vindkraftparken. Dessa värden är medelvärdena samt de maximala och minimala värdena som kombineras för att se under vilka förhållanden systemet är som stabilast. Som exempel visas Sädvas uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en 40 % djup dip i Vargfors i Figur 8.2. Vinkeln närmar sig här det kritiska värde då generatorn kommer att hamna ur fas (cirka 2,25 radianer) och effekten är precis vid återgången till normaldrift uppe på nästan 58 % över märkeffekt.



Figur 8.2 Sädvas uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en dip om 40 % i Vargfors, värden i pu respektive radianer, simulering nummer 42.

8.3 Snabba förändringar i förhållanden

Vissa särskilda händelser i nätet simulerades också för att se om de kunde påverka stabiliteten eller spänningsnivåerna nämnvärt. Först simulerades bortkopplingar av komponenter i systemet, nämligen vindkraftparken, Rebnis, transformatorerna i Arvidsjaur och linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors. Sen testades om samtidig in- och urkoppling av samtliga avisningslaster i vindkraftparken kunde ha någon nämnvärd inverkan på driften. Sist simulerades de inbromsningar och uppstarter av vindkraftverken som sker när vindhastigheten passerar över respektive under 25 m/s. Här användes den antagna tiden 2 sekunder som både inbromsnings- och uppstartstid vilket är en ganska kort tid, men det är bättre att testa systemet för hårt än tvärtom. I Figur 8.3 syns som exempel Sädvas terminal- och fältspänning under en bortkoppling av Rebnis. Spänningen håller sig inom någon procent från nominell spänning och återgår snabbt till sin normala nivå efter återgången.



Figur 8.3 Sädvas terminal- och fältspänning (röd resp. svart) under en 0,1-sekunds bortkoppling av Rebnis, värden i pu, simulering nummer 81.

8.4 Kombinationer av last- och vindförhållanden

Som resultat av arbetet önskas bland annat information om hur mycket lindningskopplarna kommer att få arbeta samt hur ofta vattenkraftverken måste regleras ned på grund av överlast i linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors. För att göra det simuleras systemet med alla tänkbara kombinationer av total last och effekt från vindkraftverken i steg om 5 % av skillnaden mellan deras respektive maximi- och minimivärden. Vad gäller lasten så började alla laster på sitt minimivärde och stegades sedan, alla samtidigt, uppåt. Effekten från vindkraftverken stegades från 0 till 3 MW. 21 olika lastnivåer och lika många effektnivåer ger 441 kombinationer att simulera. Resultaten hade blivit bättre om man dessutom kombinerat olika laster på olika sätt, till exempel varierat lasterna som matas från Arvidsjaur som en grupp för sig och resten av lasterna som en grupp. Problemet är att man då istället haft över 9000 kombinationer att simulera. För lindningskopplarna är dock det viktigaste hur de påverkas av vinden som är det nya elementet i systemet snarare än lasterna. Vad gäller överlast i linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors så är total last viktigare än hur lasterna är fördelade i systemet. Därför får det duga med lasterna varierade tillsammans. För studien av lindningskopplarna görs samma simulering även baklänges eftersom de byter läge vid olika spänningar beroende på om de stegar uppåt eller nedåt. Sedan görs allt om fast med vattenkraften urkopplad.

För varje kombination av last och effekt dokumenteras i vilket läge varje lindningskopplare står samt om linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors är överlastad eller inte. Dessa kriterier används sedan för att statistiskt analysera mätvärden och på så sätt få fram hur ofta dessa situationer uppstår. Viktigt här är att varje kombination simuleras i minst en minut för att ge lindningskopplarna en möjlighet att hinna ändra läge vid rätt kombination.

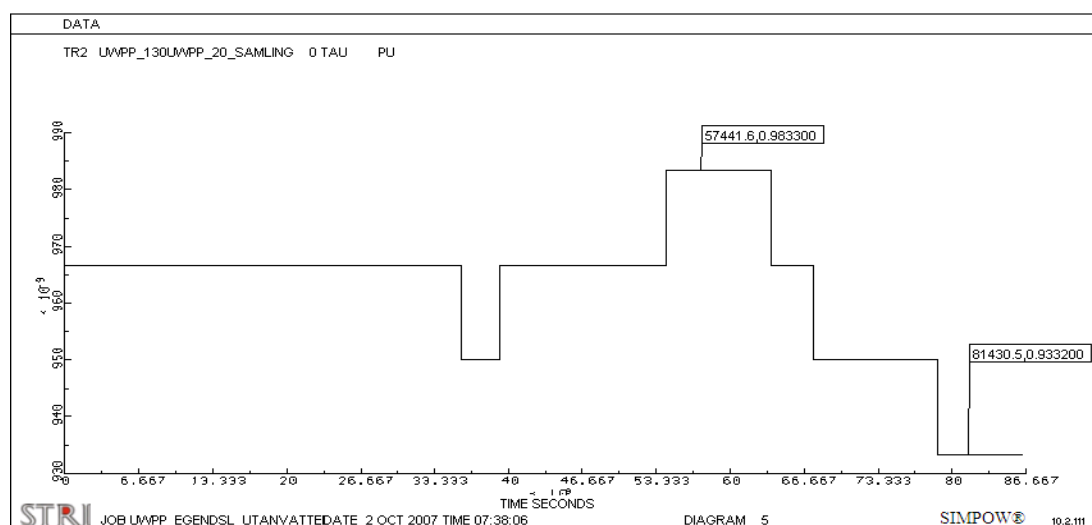
9. Analys och diskussion

Examensarbetet är tänkt att beakta ett antal olika aspekter av nätsituationen i och omkring vindkraftparken, analyskapitlet är därmed uppdelat i avsnitt avsedda att spegla dessa aspekter.

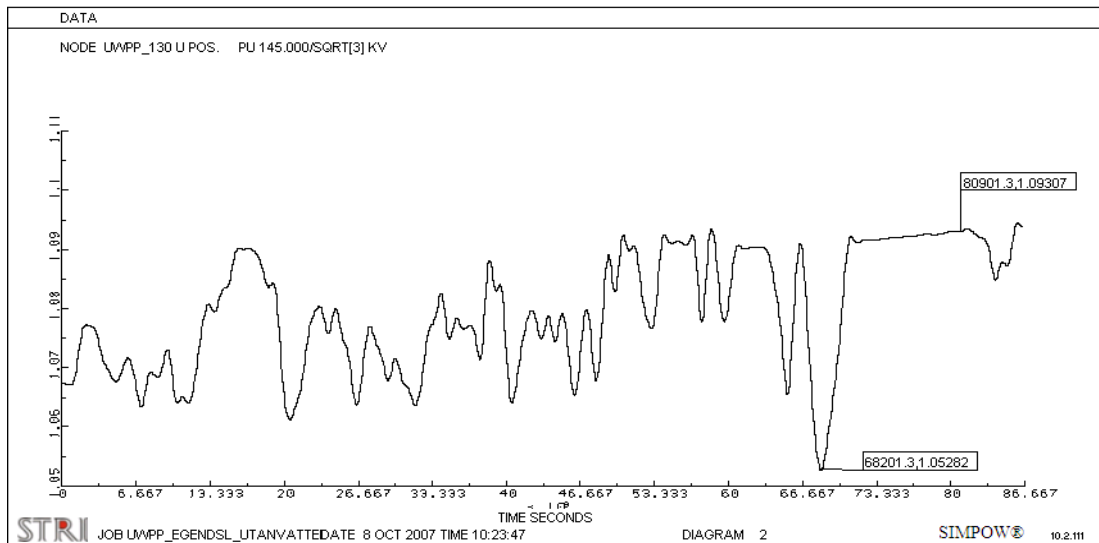
9.1 Normaldrift och spänningsstabilitet

Under normaldrift har hela regionnätet i området en relativt hög spänningsnivå, cirka 150 kV. Lindningskopplare får sedan se till att de lägre spänningsnivåerna med laster håller sig inom godkända intervall, något de klarar under alla testade fall av normaldrift. Spänningen varierar på olika sätt på olika ställen i nätet; till exempel varierar hela 40 kV-nätet som matas från Arvidsjaur på samma sätt, starkt beroende av lasterna i den delen av nätet, men nästan oberoende av vindkraftproduktionen. Det övriga nätet beror i olika utsträckning på lasterna matade från Arvidsjaur, lasterna matade från Arjeplog, mängden vindkraftproduktion, närheten till vattenkraft etcetera. Linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors är överlastad vid hög vind, låg last och full vattenkraftproduktion. Exakt vilka kriterier som gäller för överlast och hur ofta de uppfylls diskuteras i avsnitt 9.4.

Den relativt stora mängden vattenkraft i förhållande till mängden vindkraft, ett förhållande på cirka 3:1, har en mycket stabiliserande effekt på spänningsnivåerna. När nätet simuleras utan vattenkraften inkopplad varierar spänningarna mer, lindningskopplarna får arbeta mer och kundernas elkvalité blir sämre. Nedan, i Figur 9.1, syns omsättningen för vindkraftparkens anslutnings-transformator (20/145 kV) under ett dygn utan vattenkraft. I simuleringen med vattenkraften påslagen och i övrigt exakt samma förhållanden så var omsättningen konstant hela dygnet. I Figur 9.2 syns spänningen vid vindkraftparkens 130 kV-skens där vindprofilen är mätvärdena från det dygn då vinden varierade som allra mest, även här är vattenkraften bortkopplad. Dessa till synes kraftiga variationer gav dock bara upphov till 11 stycken lindningskopplarooperationer vilket får anses bra.



Figur 9.1 Omsättning för vindkraftparkens anslutningstransformator under ett dygn med vattenkraften avstängd, simulering nummer 29.



Figur 9.2 Spänning vid vindkraftparkens 130 kV-skena under ett dygn med mycket varierande vind och vattenkraften avstängd, simulering nummer 38.

En annan inställning som ändrats under simuleringarna är typen av reaktiv effektstyrning, effektfaktor ett från varje verk eller effektfaktor ett från hela parken. Utan vind producerar naturligt kablarna i parkens uppsamlingsnät en aning reaktiv effekt, men inte tillräckligt för att kompensera den som transformatorer etcetera förbrukar. När verken producerar effekt med effektfaktor ett växer mängden förbrukad reaktiv effekt i parken med ökande effektproduktion, på grund av ökande strömmar genom transformatorer etcetera. Vid maximal effektproduktion förbrukar parken knappt 6 MVar. När hela parken producerar effekt med effektfaktor ett så behöver den inte längre försörjas med dessa 6 MVar vilket naturligtvis sparar förluster och minskar belastningen på ledningar och andra produktionsenheter; dock bara marginellt, 6 MVar är i sammanhanget lite.

Vad gäller spänningsstabiliteten är den främst beroende av hur stora lasterna är och vad skenorna där lasterna sitter har för kortslutningsimpedanser. Ingen av de långa simuleringarna med sina olika last- och produktionskombinationer har gett upphov till några problem med spänningsstabiliteten, eller för den delen tendenser till låga lastspänningar. För att få testa vad som krävs för spänningssammanbrott har lasterna gradvis ökat tills fenomenet inträffat (endast med vattenkraften inkopplad), detta skedde inte förrän summan av lasterna var nästan 7 gånger högre än de högsta tidigare uppmätta lasterna. Ett annat sätt att få spänningssammanbrott är att öka lasterna så snabbt att lindningskopplarna inte hinner med att kompensera för ökat spänningsfall. För att det ska hända måste dock alla laster samtidigt gå från nära sina respektive årsminima till nära sina respektive årsmaxima inom loppet av sekunder, vilket inte lär hända. Följaktligen är spänningsstabilitet i det här nätet inget bekymmer.

9.2 Transient stabilitet

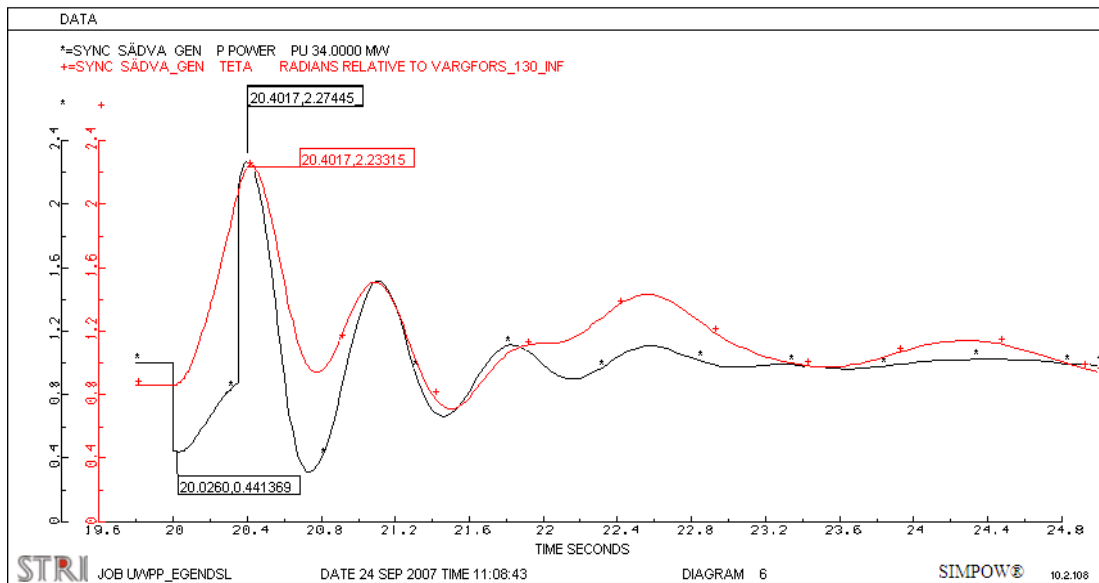
Transient stabilitet är som beskrivet i avsnitt 3.1.2 synkrogeneratorernas förmåga att stanna i fas med resten av nätet under större störningar. För att testa den här förmågan har ett antal olika störningar studerats; först och främst spänningsdippar i Vargfors och Arjeplog, men även bortkopplingar av olika komponenter som linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors, Rebnis vattenkraftverk, vindkraftparken etcetera.

Spänningsdipparna i Vargfors varierades i djup mellan 60 %, 40 % och 0 % (0 %-dip egentligen klassificerad som avbrott) och i tid så att det för varje djup gjordes en simulering där systemet klarade sig och en där en av synkrogeneratorerna precis hoppade ur fas. Samma sak gjordes sedan med dipparna i Arjeplog, men där användes bara djupen 60 % och 40 %. Hur länge systemet klarade de olika dipparna med generatorerna i fas när medelvärden för vind och last användes syns i Tabell 9.1.

Station där dip inträffar	Dippens djup	Tid systemet klarar
Vargfors	60 %	Oändlig
Vargfors	40 %	0,76 s
Vargfors	0 %	0,3 s
Arjeplog	60 %	1,7 s
Arjeplog	40 %	0,6 s

Tabell 9.1 Tid systemet klarar av att hålla synkrogeneratorerna i fas vid olika dippar, medelvärden för last och vind använda.

Olika kombinationer av vind och lastförhållanden testades också vid en 0 %-dip i Vargfors. Som väntat är stabiliteten som bäst när det blåser lite och lasten är hög eftersom ju mindre effekt som ska överföras till Vargfors, desto mindre är vinkeln mellan Vargfors och vattenkraftverken vid störningens början. Vid låg vind och hög last klarade systemet 0,35 sekunder att jämföra med 0,26 sekunder vid motsatta förhållanden. Införandet av vindkraft i systemet försämrar därmed något den från början ganska dåliga transienta stabiliteten. I Figur 9.3 syns Sädvas aktiva uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en dip. Ungefär 2,25 radianer är här den kritiska vinkel över vilken generatormen arbetar i ett instabilt läge och snabbt hamnar ur fas. Effekten är som synes mer än dubbelt så hög som märkeffekten efter återgången till normaldrift, det sätter förstås prov på anslutningens tålighet mot höga strömmar.



Figur 9.3 Sädvas uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en 0 %-dip i Vargfors, simulering nummer 56.

Vid bortkopplingar av komponenter ur systemet inträffar liknande störningar som vid konstgjorda spänningsdippar, eftersom vattenkraftverkens förmåga att överföra aktiv effekt under störningen begränsas på liknande sätt. De komponenter som kopplades bort var följande:

- Linjen mellan Vargfors och Arvidsjaur
- Rebnis vattenkraftverk
- Transformatorerna i Arvidsjaur
- Uljabuouda vindkraftpark

Även vindkraftverkens lokala avisningslaster kopplades in och ur för att se om de kunde påverka systemet något. Alla omkopplingar gav upphov till större eller mindre svängningar i systemet men enbart urkopplingen av linjen mellan Vargfors och Arvidsjaur fick synkrogeneratorerna att hamna ur fas. Det är ganska intuitivt att så sker eftersom urkoppling av den linjen försätter hela nätet i en Ö-driftsituation. Precis som vid spänningsdipparna beror systemets stabilitet av vind- och lastsituationen och även här ger låg vind och hög last bäst resultat, nämligen att systemet klarar en urkoppling av linjen i 0,47 sekunder. Det sämsta resultatet var 0,19 sekunder.

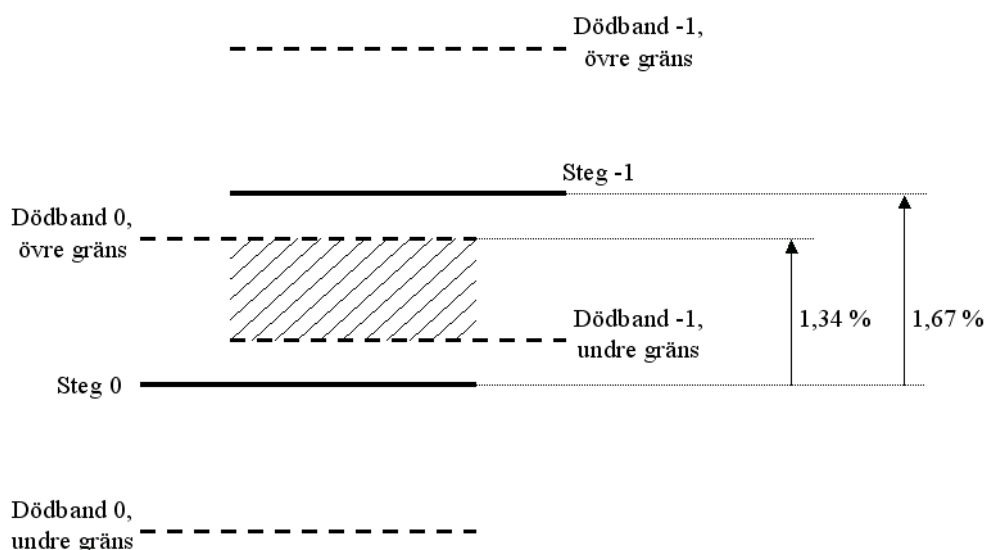
Eftersom systemet varken i nuläget eller när vindkraftparken är byggd klarar av att hålla synkrogeneratorerna i fas när linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors kopplas bort så kopplas vattenkraftverken automatiskt bort direkt när det händer. Efter det startas nätet upp som ett Ö-nät. För att se vilken roll vindkraftverken kan spela i en Ö-driftsituation behövs mer detaljerade modeller och vattenkraftverkens Ö-driftinställningar. Förmodligen skulle de kunna hjälpa till att producera effekt, och på så sätt spara vatten i magasinerna, men då måste åtminstone något av vattenkraftverken vara inkopplat och producera en del effekt för att kunna reglera spänning och frekvens.

Hittills har bara synkrogeneratorernas förmåga att stanna i fas med resten av nätet undersökts. Vad som också är intressant är hur vindkraftparken klarar de pålagda störningarna. De antagna vindkraftverken har över- och underspänningsskydd med olika långa tidsinställningar beroende på hur allvarlig störningen är. Vid båda djupen på dippar i Arjeplog och vid de två värsta (0 % och 40 %) i Vargfors så hamnar vindkraftverkens terminalspänning under den lägsta skyddsnivån, 75 %. I det läget kopplas både generatoren och omriktaren bort från nätet efter 0,08 sekunder vilket gör vindkraftparken mycket känslig för dippar. I de gjorda simuleringarna är det bara vid dipparna i Vargfors med 60 % kvarvarande spänning som vindkraftverken kan hålla sig anslutna.

9.3 Lindningskopplaroperationer

Simuleringarna beskrivna i avsnitt 8.4 genomförs, totalt fyra stycken. Från dem dokumenteras vilket läge lindningskopplarna står i för varje kombination av vind och last. Med hjälp av dessa kriterier fastställs sedan hur mycket lindningskopplarna får arbeta baserat på givna mätvärden.

Samtliga lindningskopplare som testats har ett dödband på $\pm 1,34\%$ (dödband = intervallet spänningen tillåts ligga inom utan någon åtgärd från lindningskopplaren) och en stegstorlek på $1,67\%$. Om man tittar på den spänning på primärsidan av transformatorn som motsvarar en viss spänning på den reglerade sekundärsidan så kommer den att ändras när lindningskopplaren stegar upp eller ner. Att dödbandet är större än halva stegstorleken ger ett område mellan varje steg där spänningen tillåts ligga oavsett vilket av de omgivande stegen lindningskopplaren står i. I Figur 9.4 visas primärspänningens motsvarighet till sekundärspänningens referensvärde samt gränser för dödbandet för två olika lindningskopplargesteg. I figuren är det streckade området intervallet där primärspänningen tillåts ligga oavsett om lindningskopplaren står i läge 0 eller -1. När spänningen passerar in i det området kommer lindningskopplaren att behålla sitt gamla värde.



Figur 9.4 Primärspänningens motsvarighet till sekundärspänningens referensvärde (tjocka heldragna linjer) och gränser för dödbandet (tjocka streckade linjer) för två olika lindningskopplargesteg (0 och -1).

För att veta hur ofta lindningskopplaren slår om måste skillnad göras på de kriterier som gäller för att lindningskopplaren bara ska kunna anta ett värde och de där två olika värden kan antas. Därför gjordes simuleringen med alla kombinationer av last och effekt två gånger som beskrivet i avsnitt 8.4. Först en där last och effekt ökade, och sedan en där de minskade (i princip samma simulering fast baklänges). Lägena lindningskopplarna antog för alla olika kombinationer av last och effekt kunde nu jämföras mellan de två simuleringarna; där de var lika kunde endast det värdet antas, där de skiljde kunde båda värdena antas.

När alla kriterier var fastslagna behandlades mätvärdena för vind och last för 199 dygn. Först bestämdes vilken nivå (multipel av 5 procentenheter) varje värde låg närmast, sedan bestämdes baserat på det vilket lindningskopplarmråde (ett visst läge eller mellan två lägen) kombinationen tillhörde för var och en av de reglerade transformatorerna. Till sist bestämdes hur ofta lindningskopplarmrådena växlade och vilka av de bytena som gav upphov till riktiga manövrar och vilka som bara vara in- och utpassager i de områden där två lägen kan antas.

Samma procedur upprepades sedan för simuleringarna med vattenkraften avstängd vilket som väntat innebar betydligt mer aktiva lindningskopplare. I Tabell 9.2 ses hur många manövrar lindningskopplarna i respektive transformator gjorde med vattenkraften inkopplad och med vattenkraften bortkopplad omräknade till manövrar per helår. Där ses även hur många manövrar som skulle ha skett under verkliga år baserat på hur ofta vattenkraftverken var anslutna de åren. Minst ett av vattenkraftverken var anslutet under 53 % av året för 2003 (Nilsson 2006, s. 6), 73 % för 2004 respektive 67 % för 2005. Anledningen till att den intressanta siffran är hur ofta minst ett av vattenkraftverken är igång är att vattenkraftverken är tillräckligt starka för att ensamma klara av att reglera spänningen i nätet. Detta även när de bara går för halv effekt; fast de i regel producerar nästan full effekt när de är igång. 2003 var ett så kallat torrår medan 2005 var ett våtår. Anledningen till att vattenkraft var ansluten under en större del av 2004 än 2005 är att verken i större utsträckning var inkopplade ett i taget under 2004.

Transformator	År med konstant vattenkraft	År utan vattenkraft	2003	2004	2005
Arvidsjaur T1	20	266	136	86	101
Arvidsjaur T2	20	266	136	86	101
Arjeplog T1	4	1091	515	297	363
Arjeplog T2	2	1293	609	351	428
UWPP T145	130	2306	1153	718	848

Tabell 9.2 Antal manövrar lindningskopplarna i de reglerade transformatorerna gör med och utan vattenkraft samt totalt antal under åren 2003, 2004 respektive 2005, värdena är omräknade till manövrar per helår och avrundade till närmsta heltal.

Uppenbarligen är faktorn som mest påverkar hur mycket lindningskopplarna får arbeta huruvida vattenkraften med sin spänningsreglering är igång eller inte. I normalförhållanden får transformatorn i vindkraftparken arbeta mest eftersom den påverkas mest av vindens snabbare variationer (jämfört med lasterna). Det man kan göra för att få den att arbeta mindre är att antingen ge den ett större dödband eller att

använda en annan form av spänningsreglering. Det förra skulle innebära en sämre elkvalité i parken medan det senare skulle kräva utökad reaktiv produktions- och konsumtionskapacitet.

Utan information om hur mycket lindningskopplarna arbetar innan vindkraftparken är byggd så kan ingen jämförelse göras, men det kan sägas att så länge vattenkraften är igång så är det inte tal om några stora mängder manövrar. När vattenkraftverken däremot är bortkopplade hoppar lindningskopplarna betydligt mer. Tillsynes, och som väntat var, är antalet manövrar beroende av avståndet till vindkraftparken. Även om siffrorna kan verka höga får man ha i åtanke att Vattenfalls mest utsatta lindningskopplare (Arjeplog T2) inte ens gör två omkopplingar om dagen under ett torrår som 2003. Osäkerheten i de här resultaten är ganska stor på grund av avståndet mellan de studerade nivåerna (5 procentenheter) men det ger en uppfattning om vilken storleksordning antalet manövrar kommer att hamna i.

9.4 Reglering av vattenkraft

Vattenkraftverken har i normaldrift två skilda regleringar, en av turbinen (lucköppningen) och en av fältströmmen. De använder nätfrekvensen respektive nätspänningen som indata. Regulatorerna har en funktionalitet som liknar modellerna i avsnitt 6.4.2. De har dessutom särskilda inställningar som kopplas in vid Ö-drift. Utöver detta kommer, i och med införandet av vindkraft, uteffekten att behöva regleras ned när linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors är överlastad. Att man reglerar ned vattenkraften beror på att vinden är gratis och att man vill spara på vattnet i magasinerna, åtminstone i de flesta fall. Elektriskt sett skulle det vara bäst att alltid reglera ned Sädva eftersom det är längst dit och på så sätt sparas mest förluster in. Man måste emellertid även ta hänsyn till tillgången på vatten vid de båda kraftstationerna vilket skulle göra en korrekt regulator ganska avancerad. I verkligheten kommer nedregleringen snarare att skötas manuellt från Skellefteå Krafts driftcentral. På grund av detta ges här bara information om hur ofta en nedreglering kommer att behövas och hur mycket energi det handlar om varje gång.

För att ta reda på hur ofta vattenkraftverken behöver regleras ned har simuleringarna beskrivna i avsnitt 8.4 använts. Vattenkraftverken går oftast inte för full effekt när de är igång, därför används medelvärdet för de hela timmar som varje vattenkraftverk var i drift under åren 2004 och 2005, 52,9 MW för Rebnis och 25,7 MW för Sädva. Lasten och effekten från vindkraftparken har varierats som tidigare i steg om 5 % av skillnaden mellan maximi- och minimivärdena från respektive minimivärde, till respektive maximivärde. Vilket sådant steg de befinner sig i benämns hädanefter lastnivå respektive effektnivå och dessa nivåer kan anta värdena 0, 5, 10, ..., 100 [procent]. Skillnaden mellan den maximala totala aktiva lasten och den minimala är turligt nog väldigt lik vindkraftparkens effektspann, nämligen 36,9 MW. På grund av detta räknar man ut skillnaden mellan effektnivån och lastnivån, denna skillnad kan då anta värdena -100, -95, ..., 95, 100 [procentenheter] och benämns hädanefter P_{diff} . När man sedan jämför den skillnaden med vilka kombinationer som gav upphov till överlast i simuleringarna finner man att det utan undantag blir överlast varje gång P_{diff} är 80 procentenheter eller mer.

Med detta kriterium behandlas sedan mätvärden, för vind och laster, från 199 dagar för att se hur många gånger överlast inträffar. För vinden finns 10-minuters medelvärdet medan lasterna bara har timvärden, därför införs en linjär interpolation mellan de olika tillgängliga lastvärdena. En uppskattning av hur mycket energi som

kopplas bort varje gång görs också. Tillgängliga mätvärden för vinden och lasterna kommer från 2006 och 2007, mätvärdena för vattenkraften kommer från tidigare år. På grund av det så beräknas först hur ofta produktionen måste regleras ned och hur mycket energi som då kopplas bort för ett år då vattenkraften antas vara på hela tiden. Sedan multipliceras värdet med hur stor andel av olika år som båda vattenkraftverken varit inkopplade. Dessa andelar är 17 % för 2003 (Nilsson 2006, s. 6), 16 % för 2004 och 30 % för 2005.

Eftersom skillnaden mellan effekt- och lastnivå bara kan anta multipler av fem procentenheter och ingen information finns om exakt var gränsen för överlast går (någonstans mellan 75 och 80 procentenheter) så antas den gå vid 77,5 procentenheter. För att sedan få fram energin som kopplas bort används ekvation 9.1 där $E_{bortkopplad}$ är den bortkopplade energin, P_{diff} är skillnaden mellan effekt- och lastnivå, 0,36 MW är effekten som motsvarar cirka 1 procentenhet och en sjättedels timme är tiden (10 minuter).

$$E_{bortkopplad} = \sum (P_{diff} - 77,5) \cdot 0,36 \cdot \frac{1}{6}, \text{ då } P_{diff} \geq 80 \quad (9.1)$$

Resultatet från de studerade mätvärdena blev att under ett år (framtagna värden multiplicerade med 365/199) med vattenkraften på under hela året måste effekten från vattenkraftverken regleras ner under 75 stycken tiominutersperioder varav flera ligger i följd. Den bortkopplade energin under ett år blev 24,5 MWh. När man sedan korrigerar värdena med hur ofta båda vattenkraftverken var inkopplade under olika år blir resultatet det som syns i Tabell 9.3.

	År med konstant vattenkraft	2003	2004	2005
Antal 10 minuters-intervall med överlast (st)	75	13	12	23
Bortkopplad energi (MWh)	24,5	4,2	3,9	7,4

Tabell 9.3 Antal intervall med överlast och bortkopplad energi under olika år, värden avrundade till heltal respektive en decimal.

Resultaten får anses mycket bra då väldigt lite energi behöver kopplas bort till följd av överlast. Simuleringarna baserades på att linjen alltid har en överföringskapacitet begränsad till 95 MVA, under vintern är den gränsen emellertid högre på grund av lägre temperatur. I de här resultaten finns ganska stora osäkerheter på grund av att steg om 5 procentenheter är ganska stora och att det inte finns någon exakt gräns för vilka nivåskillnader som leder till överlast och inte.

9.5 Reglering av vindkraftpark

Eftersom spänningen utanför vindkraftparken naturligt varierar inom ett ganska stort intervall behövs någon slags reglering av spänningen inne i parken för att uppfylla kraven från vindkraftverkstillverkaren. Det är från Vattenfalls sida antaget att parken regleras så att den totala effektfaktorn är 1 och att spänningen inne i parken regleras med en lindningskopplare (Larsson 2007, s. 6; Nilsson 2006, s. 7). Det är även önskvärt att spänningen utanför parken regleras för att stabilisera systemet, framförallt då vattenkraftverken är avstängda.

Spänningen kan regleras genom att styra den reaktiva effekten ut från parken. Då behövs ingen lindningskopplare för att styra spänningen i parken. Problemet med det här är att den största spänningsavvikelsen förekommer när lasten är som högst, vattenkraftverken avstängda och vindkraftverken står stilla. Då är spänningen för låg, cirka 147 kV vid de utförda simuleringarna med lägst resultat (lägre värden för maximal last än de använda av Nilsson (2006)). I det läget skulle det krävas en reaktiv uteffekt från parken på över 10 MVar för att kunna reglera spänningen till 153 kV. Vindkraftverk av DFIG-typ varken producerar eller konsumerar reaktiv effekt när de står stilla, även om det skulle vara tekniskt möjligt att styra omriktaren så att de åtminstone kunde göra det i liten utsträckning. När det blåser över cirka 8 m/s (verken producerar över 900 kW) kan vart och ett av verken producera eller konsumera upp till 1,5 MVar vilket räcker för att kontrollera spänningen i alla förhållanden, men problemen uppstår som sagt vid stiltje.

För att kunna styra spänningen med hjälp av reaktiv effekt vid alla vindförhållanden krävs att man antingen använder en typ av vindkraftverk med möjlighet att producera reaktiv effekt även när rotern står stilla eller någon slags fristående reaktiv effektkälla. De enda vindkraftverk som har möjlighet att stillastående producera reaktiv effekt är de som är anslutna via en fullskalig frekvensomriktare. En fristående reaktiv effektkälla kan vara till exempel kondensatorer, en SVC eller en STATCOM.

Det här examensarbetet går inte i detalj igenom hur en reglering av spänningen med reaktiv effekt skulle gå till. Spänningsreglering med hjälp av distribuerad generering bakom frekvensomriktare är dock väl beskrivet av Abdul-Magueed Hassan (2007, s. 49-72).

9.6 Externa krav

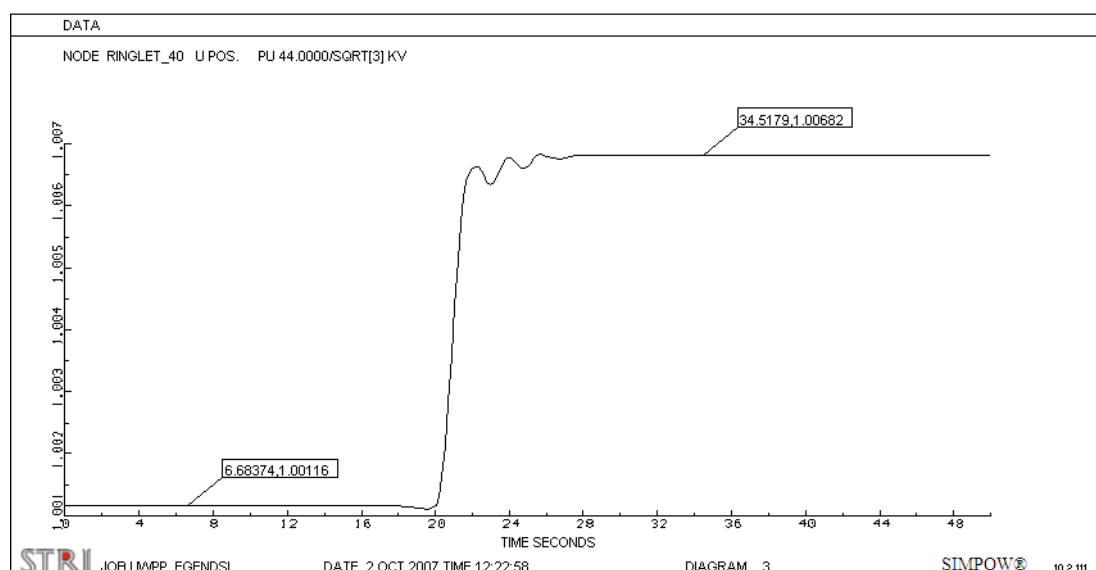
Vid uppförande av en produktionsanläggning ställs krav på anläggningen av dem vars nät påverkas av de ändrade förhållandena. Svenska kraftnät ställer krav på alla nya produktionsanläggningar oavsett om de ansluter direkt till stamnätet eller via någon annans nät. Dessa krav innefattar punkter som störningstålighet, effekt- och spänningsreglering, kommunikation och dokumentation; se Svenska Kraftnät (2005).

Vidare kan även nätägaren som produktionsanläggningen ansluter till, i detta fall Vattenfall Eldistribution, ställa egna krav på anläggningen för att det närliggande nätet ska kunna drivas stabilt. Dessa krav tillsammans ligger sedan till grund för kravspecifikationen eventuella tillverkare får; se Larsson (2007) och Nilsson (2006).

De flesta kraven behandlas inte här i enlighet med arbetets avgränsningar, avsnitt 2.2. Vissa är dock intressanta för arbetet och förtjänar därmed uppmärksamhet; det gäller kraven på effektkontroll, kontroll av reaktiv effekt och störningstålighet.

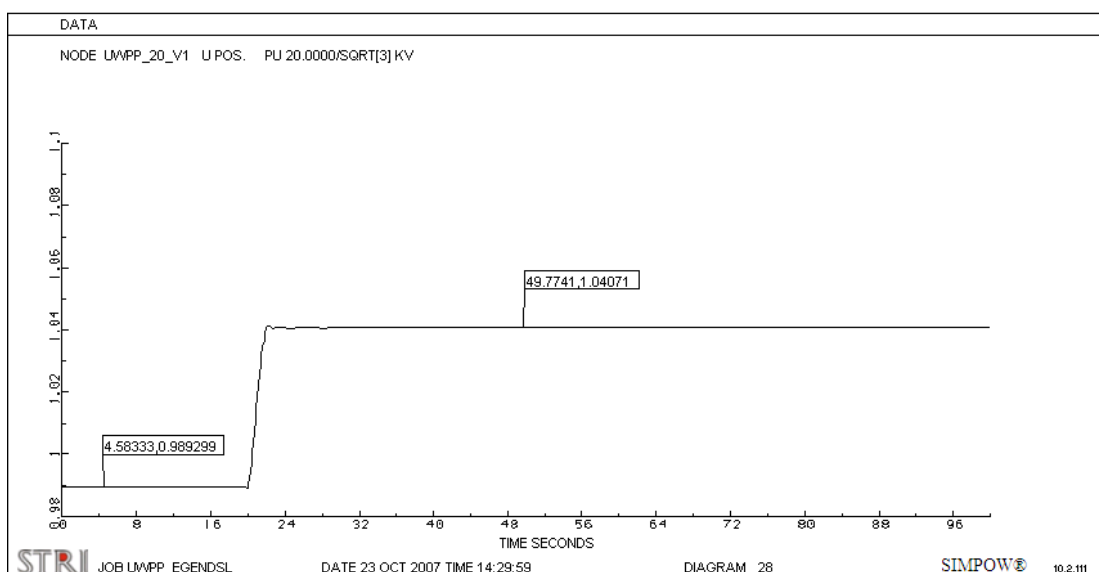
Effektkontrollen är tänkt att hålla derivatan av parkens totala aktiva effekt inom vissa gränser, särskilt vid stoppvind och uppstart, och omvänt även se till att produktionen kan begränsas tillräckligt snabbt vid särskilda förhållanden. Svenska

Kraftnäts krav på derivatan i normaldriftförhållanden är maximalt 30 MW/min (Svenska Kraftnät 2005, s. 11). Vattenfall har dock skärpt kravet till 10 MW/min (Larsson 2007, s. 6; Nilsson 2006, s. 7). Anledningen är att lindningskopplarna i närheten ska hinna med att reglera så att lastspänningarna inte blir för låga eller höga. Vid simuleringarna av stoppvind och uppstarter används, som beskrivet i avsnitt 8.3, en effektförändring på cirka 35 MW vilken sker på 2 sekunder vilket är en drygt 100 gånger snabbare förändring än den av Vattenfall maximalt tillåtna. Som väntat är dessa effektförändringar inget problem så länge vattenkraften är inkopplad och snabbt kan reglera bort spänningsförändringar. Se som exempel spänningen i Ringlet, i Figur 9.5, när vindkraftproduktionen minskas ned till noll och medelvärden används för alla laster. Att vattenkraften här är inkopplad gör att spänningen inte ens avviker 1 % från sitt nominella värde.

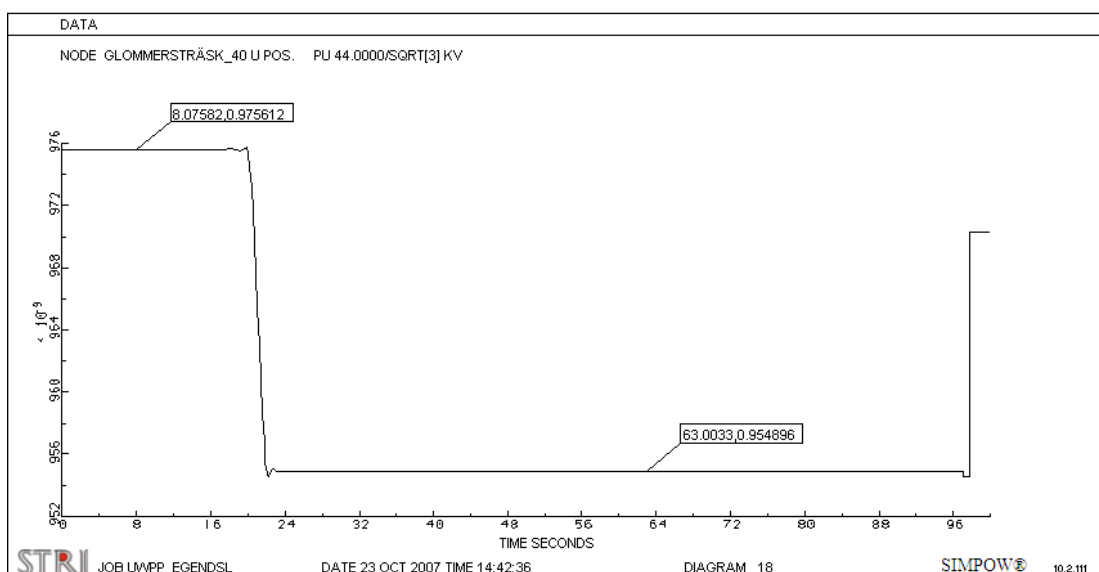


Figur 9.5 Spänning i Ringlet under snabb nedbromsning vid stoppvind i Uljabuouda med vattenkraftverken i drift, spänning i pu, simulering nummer 97.

När vattenkraftverken däremot inte är inkopplade uppstår större spänningsändringar. Om man antar att godkänt intervall för spänningen att ligga i är 95 % - 105 % av nominell spänning, eller spänningsbörvärde där sådant finns, så klarar alla skenor i modellen så här snabba nedbromsningar och uppstarter. På vissa ställen kommer emellertid spänningarna åtminstone i närheten av vad som är tillåtet. Som exempel syns spänningen på vindkraftverk nr 1's 20 kV-skena i Figur 9.6 under en snabb uppstart och spänningen i Glommersträsk under en snabb nedbromsning i Figur 9.7. Att spänningen blir så låg i Glommersträsk beror på att den är ett par procent under nominell spänning redan innan nedbromsningen.



Figur 9.6 Spänning på vindkraftverk nr 1's 20 kV-skena under snabb uppstart med vattenkraftverken urkopplade, spänning i pu, simulering nummer 106.



Figur 9.7 Spänning i Glommersträsk under snabb nedbromsning vid stoppvind med vattenkraftverken urkopplade, spänning i pu, simulering nummer 105.

Dessa något avvikande spänningar kommer inom ett par minuter att vara tillbaka runt sitt nominella värde, hur lång tid det tar är beroende på vilka inställningar lindningskopplaren på den matande transformatorn har. Sammantaget gör detta att kraven på effektkontroll i parken är väl hårda, nätet skulle faktiskt klara en vindkraftpark i den här storleken helt utan krav på hur snabbt effekten får variera i normaldrift.

Kravet från Svenska kraftnät på hur snabbt produktionen måste kunna begränsas är att den aktiva uteffekten ska kunna minska till under 20 % av nominell effekt på maximalt 5 sekunder. Hur detta påverkar nätet analyseras inte eftersom det bara kommer att bli aktuellt när förhållandena i nätet kräver det.

Kraven på kontroll av reaktiv effekt från Svenska Kraftnät (2005, s. 9) är enbart att den reaktiva effekten styrs mot noll så att parken i sin helhet har effektfaktor 1. Vattenfall har samma krav där effektfaktor 1 som timmedelvärden räcker eftersom effektfaktorn kan vara svår att mäta vid låga aktiva effekter. De antar att denna reaktiva effektkontroll sker i kombination med att spänningen inne i parken regleras med en lindningskopplare (Nilsson 2006, s. 7). Dessa krav antas vara tillgodosedda och stämmer överens med hur modellerna i arbetet utformats.

Utöver dessa krav måste nya produktionsanläggningar även klara av en viss sorts störningar utan att bli bortkopplade från nätet. För medelstora anläggningar som det här är frågan om så ska anläggningen klara av att spänningen på stamnätet (Vargfors) sjunker till 25 % av nominell spänning och håller sig där i 0,25 sekunder för att sedan öka till 90 % och stanna där (Svenska Kraftnät 2005, s. 7). En dip på 25 % på 400 kV-nätet i Vargfors motsvarar en dip på 130 kV-skenan på mellan 35 % och 45 % när vattenkraftverken är inkopplade beroende på övriga förhållanden. Detta ger en lägre spänning i vindkraftparken än de antagna verkens lägsta skyddsnivå 75 % (cirka 65 % - 75 % beroende på övriga förhållanden). Därför kommer de att kopplas bort redan efter 0,08 sekunder och därmed inte klara kraven på störningstålighet. Utan vattenkraftverken inkopplade blir dipparna än djupare. Kravspecifikationen till tillverkaren säger förvisso att verken ska uppfylla Svenska kraftnäts krav, men också att en dip på 25 % på stamnätet i Vargfors motsvarar en dip vid Uljabuouda på cirka 85 % vilket stämmer dåligt med mina resultat.

En väldigt snabb spänningsreglering skulle kunna avhjälpa problemet, men eftersom vattenkraftverken inte är anslutna hela tiden räcker det inte att försöka snabba upp deras svarstider. Tre sätt att komma tillrätta med bekymret är:

- Spänningsreglering i vindkraftparken
- Ändrade skyddsinställningar
- Dispens från Svenska kraftnät

Spänningsreglering kräver som beskrivet i avsnitt 9.5 antingen en annan typ av vindkraftverk eller någon annan typ av reaktiv effektkälla. Ändrade skyddsinställningar skulle kunna skada verken, de finns ju förmodligen av en anledning, men eftersom vindkraftverken bara är antagna bör ju skyddsinställningarna för verken från olika tillverkare jämföras. De inställningar som skulle krävas för att vindkraftparken ska uppfylla kraven är att de skyddsnivåer för underspänningsskyddet som är högre än 60 % måste vänta minst 0,25 sekunder innan de kopplar bort verken. Om det sista alternativet är genomförbart är mycket osäkert, men det kan vara bra att kontrollera.

10. Slutsatser

Vindkraftparken på Uljabuouda kommer inte att orsaka nätet några problem med spänningsstabiliteten. Antalet manövrar för lindningskopplarna runt om i det kringliggande nätet kommer inte heller att öka dramatiskt. Vattenfalls värsta lindningskopplare, Arjeplog T2, skulle under ett år med lite spänningsreglering från vattenkraftverken, som 2003, göra drygt 600 manövrar, alltså knappt två om dagen. Den värst drabbade lindningskopplaren är som väntat den som ansluter vindkraftparken till regionnätet, UWPP T145, eftersom den beror mest på parkens varierande uteffekt; den kommer att få göra ungefär dubbelt så många manövrar som Arjeplog T2. Någon gång ibland kommer vattenkraftproduktionen att behöva regleras ned till följd av överlast i linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors, men baserat på mängden vattenkraft som producerades under åren 2003-2005 så behövde aldrig mer än 7,4 MWh kopplas bort per år.

När det kommer till den transienta stabiliteten har nätet mer problem, det klarar inga längre djupa dippar och en urkoppling av linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors leder automatiskt till Ö-drift i området. Kanske ännu allvarligare är att när vattenkraften åtminstone klarar djupa dippar runt 0,3 sekunder så kopplas de antagna vindkraftverken bort redan efter 0,08 sekunder och klarar därmed inte av Svenska kraftnäts krav på störningstålighet. För att komma tillrätta med det behövs antingen spänningsreglering i vindkraftparken, andra skyddsinställningar eller dispens från Svenska kraftnäts krav. Av dessa alternativ bör det först jämföras skyddsinställningar för verk från olika tillverkare för att se om andra verk klarar störningar bättre, skyddsnivåer för underspänningsskydden som är högre än 60 % måste ha minst 0,25 sekunders operationstid.

Att försöka lösa problemet med dålig störningstålighet genom att ha spänningsreglering i parken för även med sig ett antal andra fördelar. Den reaktiva produktionskapacitet som då måste finnas i parken kan till viss del hålla spänningen uppe under en dip på stamnätet och därmed kanske undgå att vindkraftverkens underspänningsskydd löser ut. En mildring av spänningsdippar skulle eventuellt även hjälpa vattenkraftverken att stanna i fas längre. Om spänningen hölls konstant skulle även Vattenfalls ganska höga krav på maximal effektförändring (10 MW/min) bli överflödigt eftersom kravet finns till för att undvika för snabba spänningsvariationer. Antalet lindningskopplarmanövrar skulle drastiskt minska och de närliggande kundernas elkvalité förbättras. Man slipper även investera i en lindningskopplare på anslutningstransformatorn helt och hållet. Ett problem med spänningsreglering kan vara att den förmodade extra investeringskostnaden drabbar Skellefteå Kraft medan flera av fördelarna snarare kommer Vattenfall till dels.

10.1 Framtida arbete

De aspekter som det här examensarbetet inte behandlar men som skulle vara intressanta att undersöka närmre är följande:

- 1) Går Svenska kraftnäts krav på störningstålighet att uppfylla utan spänningsreglering?
- 2) Ekonomisk jämförelse av olika parkkonfigurationer med och utan spänningsreglering.
- 3) Vad är en park med spänningsreglering värd för Vattenfall?
- 4) Hur ska parken reagera vid Ö-drift, bara vara bortkopplad eller hjälpa till med effektproduktion?

Vad gäller punkt 1 så finns det två möjligheter, antingen så hittas andra verk än de antagna med samma typ av teknik fast hos en annan tillverkare som har generösare skyddsinställningar och därmed klarar spänningsdippar bättre. Det andra är att Svenska kraftnät ger dispens från kravet, det är dock osäkert om det kan ske och i så fall vilka kriterier som gäller för det.

Punkt 2 är tänkt att jämföra den tänkta parkkonfigurationen utan spänningsreglering med två varianter med spänningsreglering:

- DFIG-verk och lindningskopplare, ingen spänningsreglering
- DFIG-verk och extra reaktiv effektkälla, spänningsreglering
- Verk med fullskaliga frekvensomriktare, spänningsreglering

Punkt 3 är till viss del sammanlänkad med punkt 2 på grund av att flera av fördelarna med spänningsreglering kommer Vattenfall till del, är det då värt något för dem? I så fall behöver det tas med i beräkningarna i punkt 2. Exempel på fördelar för Vattenfall är att kunderna anslutna till deras nät får en bättre elkvalité och att deras lindningskopplare kommer att slitas mindre.

Om linjen mellan Arvidsjaur och Vargfors kopplas bort idag så kopplas automatiskt vattenkraftverken bort och hela nätet startas sedan som ett Ö-nät, därav punkt 4. För frekvensregleringens skull kommer det alltid att behöva köras vattenkraft under Ö-drift, men vindkraften kan kanske ge ett bidrag i aktiv effektproduktion och på så sätt spara vatten i magasinerna. Om det är önskvärt behöver det undersökas hur vindkraftparkens reglering ska ställas in för Ö-drift och hur vattenkraftverkens Ö-driftinställningar behöver ändras.

Del E Bilagor

A. Referenser

- Abdul-Magueed Hassan, Fainan A. (2007). *Converter-Interfaced Distributed Generation – Grid Interconnection Issues*. Diss. Chalmers tekniska högskola. Göteborg: Univ.
- Ackermann, Thomas (red.) (2005). *Wind Power in Power Systems*. Chichester: John Wiley & Sons.
- Svenska Kraftnät (2005). *Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*. Vällingby: Svenska Kraftnät. (SvKFS Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling 2005:2)
- Burton, Tony (2001). *Wind Energy: Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons.
- Carlson, Ola (1998). *Kompendium i kursen Vind- och Våggeneratorer*. Opublicerat manuskript. Göteborg: Chalmers tekniska högskola.
- Daalder, Jaap (2006). *EEK185 Power System Design*. Opublicerat manuskript. Göteborg: Chalmers tekniska högskola.
- Kundur, Prabha (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill.
- Kundur, Prabha, Paserba, John, Ajjarapu, Venkat, Andersson, Göran, Bose, Anjan, Canizares, Claudio, Hatziargyriou, Nikos, Hill, David, Stankovic, Alex, Taylor, Carson, Van Cutsem, Thierry & Vittal, Vijay (2004). Definition and Classification of Power System Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19: 3, ss. 1387-1401.
- Larsson, Richard (2007). *Grid codes: Uljabuouda Wind Power Plant*. Opublicerat manuskript. Trollhättan: Vattenfall Power Consultant AB.
- Manwell, J.F., McGowan, J.G. & Rogers, A.L. (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Chichester: John Wiley & Sons.
- Nilsson, Lennart (2006). *Anslutning av Uljabuouda vindkraft: analys av statistiska spänningsvariationer*. Opublicerat manuskript. Luleå: Vattenfall Eldistribution AB.
- Perdana, Abram (2006). *Wind Turbine Models for Power System Stability Studies*. Lic.-avh. Chalmers tekniska högskola. Göteborg: Univ.
- Petersson, Andreas (2003). *Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines*. Lic.-avh. Chalmers tekniska högskola. Göteborg: Univ.

B. Figur- och tabellförteckning

Figurer och tabeller i den ordning de framträder i rapporten med nedkortade förklarande texter, deras index består av först kapitelnummer och sedan ordningsnummer i kapitlet.

<i>Figur 2.1 a) Skiss över nätet i det aktuella området, b) Karta över det geografiska området runt Skellefteälven/Hornavan uppströms stationen i Vargfors.</i>	4
<i>Figur 3.1 Förhållandet mellan aktiv effekt i en last och spänningen över den.</i>	9
<i>Figur 3.2 "Equal Area Criterion", stabilitetsvillkor för transient stabilitet.</i>	10
<i>Figur 4.1 Schematisk skiss över hur ett vindkraftverk kan vara uppbyggt.</i>	12
<i>Figur 4.2 Schematiskt frekvensspektrum av vindvariationer.</i>	13
<i>Figur 4.3 Generell blockmodell av vindkraftverk.</i>	17
<i>Figur 4.4 Elektrisk modell av en burlindad asynkronmaskin.</i>	18
<i>Figur 4.5 EMT-modell av en asynkrongenerator med lindad rotor.</i>	19
<i>Figur 4.6 T-modellen av en asynkronmaskin.</i>	19
<i>Figur 4.7 Skiss över en enkel vindkraftverksmodell.</i>	21
<i>Figur 4.8 Uteffekt från vindkraftverk som funktion av vind.</i>	21
<i>Figur 5.1 Blockschema över inbyggd DFIG-modell i Simpow.</i>	24
<i>Figur 5.2 Aktiv effekt från vindkraftverksmodellen som funktion av vindhastighet.</i>	26
<i>Figur 5.3 Flödet av vind- och effektinformation mellan olika program och filer.</i>	27
<i>Figur 6.1 Schema över det modellerade nätet.</i>	29
<i>Figur 6.2 II-modell av en ledning som ekvivalent Y-fas.</i>	30
<i>Tabell 6.1 Använda reaktanser och susceptanser för luftledningar och kablar.</i>	30
<i>Figur 6.3 Reglerschema för regulatorn som styr lindningskopplaren.</i>	31
<i>Figur 6.3 Reglerscheman för modellerna av vattenkraftverkens turbinregulatorer (a) och fältspänningsregulatorer (b).</i>	33
<i>Figur 8.1 Spänning vid vindkraftparkens 130 kV-skena, simulering nummer 23.</i>	38
<i>Figur 8.2 Sädvas uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en dip om 40 % i Vargfors, simulering nummer 42.</i>	39
<i>Figur 8.3 Sädvas terminal- och fältspänning (röd resp. svart) under en 0,1-sekunds bortkoppling av Rebnis, simulering nummer 81.</i>	40
<i>Figur 9.1 Omsättning för vindkraftparkens anslutningstransformator under ett dygn med vattenkraften avstängd, simulering nummer 29.</i>	41
<i>Figur 9.2 Spänning vid vindkraftparkens 130 kV-skena under ett dygn med mycket varierande vind och vattenkraften avstängd, simulering nummer 38.</i>	42
<i>Tabell 9.1 Tider systemet klarar av att hålla synkrongeneratorerna i fas.</i>	43
<i>Figur 9.3 Sädvas uteffekt och vinkel relativt Vargfors under en 0 %-dip i Vargfors, simulering nummer 56.</i>	44
<i>Figur 9.4 Primärspänningens motsvarighet till sekundärspänningens referensvärde och gränser för dödbandet för två olika lindningskopplarsteg.</i>	45
<i>Tabell 9.2 Antal manövrar lindningskopplarna i de reglerade transformatorerna gör med och utan vattenkraft samt totalt antal under olika år.</i>	46
<i>Tabell 9.3 Antal intervall med överlast och bortkopplad energi under olika år.</i>	48
<i>Figur 9.5 Spänning i Ringlet under snabb nedbromsning vid stoppvind i Uljabuouda med vattenkraftverken i drift, simulering nummer 97.</i>	50
<i>Figur 9.6 Spänning på vindkraftverk nr 1's 20 kV-skena under snabb uppstart med vattenkraftverken urkopplade, simulering nummer 106.</i>	51
<i>Figur 9.7 Spänning i Glommerträsk under snabb nedbromsning vid stoppvind med vattenkraftverken urkopplade, simulering nummer 105.</i>	51

C. Simuleringstabell

Här följer en tabell över de simuleringar som gjorts. Varaktigheten mäts i sekunder, last- och effektprofilerna har ett p för profil (från mätvärden) och ett k för konstant. Reglerläge anger vilken komponent som får effektfaktorn styrd mot ett.

Simulering		Reglerläge						
Nr	Varaktighet	Lastprofil	EffektProfil	Vattenkraft	UWPP			
1	86 400	p=max	p=max	på	ett verk			
2	86 400	p=max	p=median	på	ett verk			
3	86 400	p=max	p=min	på	ett verk			
4	86 400	p=median	p=max	på	ett verk			
5	86 400	p=median	p=median	på	ett verk			
6	86 400	p=median	p=min	på	ett verk			
7	86 400	p=min	p=max	på	ett verk			
8	86 400	p=min	p=median	på	ett verk			
9	86 400	p=min	p=min	på	ett verk			
10	86 400	p=max	p=max	av	ett verk			
11	86 400	p=max	p=median	av	ett verk			
12	86 400	p=max	p=min	av	ett verk			
13	86 400	p=median	p=max	av	ett verk			
14	86 400	p=median	p=median	av	ett verk			
15	86 400	p=median	p=min	av	ett verk			
16	86 400	p=min	p=max	av	ett verk			
17	86 400	p=min	p=median	av	ett verk			
18	86 400	p=min	p=min	av	ett verk			
19	86 400	p=max	p=max	på	hel park			
20	86 400	p=max	p=median	på	hel park			
21	86 400	p=max	p=min	på	hel park			
22	86 400	p=median	p=max	på	hel park			
23	86 400	p=median	p=median	på	hel park			
24	86 400	p=median	p=min	på	hel park			
25	86 400	p=min	p=max	på	hel park			
26	86 400	p=min	p=median	på	hel park			
27	86 400	p=min	p=min	på	hel park			
28	86 400	p=max	p=max	av	hel park			
29	86 400	p=max	p=median	av	hel park			
30	86 400	p=max	p=min	av	hel park			
31	86 400	p=median	p=max	av	hel park			
32	86 400	p=median	p=median	av	hel park			
33	86 400	p=median	p=min	av	hel park			
34	86 400	p=min	p=max	av	hel park			
35	86 400	p=min	p=median	av	hel park			
36	86 400	p=min	p=min	av	hel park			
37	86 400	p=median	p=maxförän.	på	hel park			
38	86 400	p=median	p=maxförän.	av	hel park			
39	86 400	p=median	av	av	.			
					Dip	Dip	Dip	
					Plats	Längd	Djup	
40	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,3	60%
41	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	10	60%
42	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,76	40%

43	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,77	40%
44	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,3	0%
45	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,31	0%
46	50	k=max	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,3	0%
47	50	k=max	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,31	0%
48	50	k=min	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,29	0%
49	50	k=min	k=medel	på	hel park	Vargfors	0,3	0%
50	50	k=medel	k=max	på	hel park	Vargfors	0,28	0%
51	50	k=medel	k=max	på	hel park	Vargfors	0,29	0%
52	50	k=medel	k=min	på	hel park	Vargfors	0,32	0%
53	50	k=medel	k=min	på	hel park	Vargfors	0,33	0%
54	50	k=max	k=max	på	hel park	Vargfors	0,3	0%
55	50	k=max	k=max	på	hel park	Vargfors	0,31	0%
56	50	k=max	k=min	på	hel park	Vargfors	0,35	0%
57	50	k=max	k=min	på	hel park	Vargfors	0,36	0%
58	50	k=min	k=max	på	hel park	Vargfors	0,26	0%
59	50	k=min	k=max	på	hel park	Vargfors	0,27	0%
60	50	k=min	k=min	på	hel park	Vargfors	0,31	0%
61	50	k=min	k=min	på	hel park	Vargfors	0,32	0%
62	50	k=medel	k=medel	på	ett verk	Vargfors	0,3	0%
63	50	k=medel	k=medel	på	ett verk	Vargfors	0,31	0%
64	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Arjeplog	1,7	60%
65	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Arjeplog	1,71	60%
66	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Arjeplog	0,6	40%
67	50	k=medel	k=medel	på	hel park	Arjeplog	0,61	40%
68	50	k=max	k=min	på	hel park	Arjeplog	0,63	40%
69	50	k=max	k=min	på	hel park	Arjeplog	0,64	40%
70	50	k=min	k=max	på	hel park	Arjeplog	0,58	40%
71	50	k=min	k=max	på	hel park	Arjeplog	0,59	40%
72	50	k=medel	k=medel	på	ett verk	Arjeplog	0,6	40%
73	50	k=medel	k=medel	på	ett verk	Arjeplog	0,61	40%
						Urkoppling Komp	Urkoppling Tid	Inkoppling
74	100	k=medel	k=medel	på	hel park	L Arv.-Var.	0,29	
75	100	k=medel	k=medel	på	hel park	L Arv.-Var.	0,3	
76	100	k=max	k=min	på	hel park	L Arv.-Var.	0,47	
77	100	k=max	k=min	på	hel park	L Arv.-Var.	0,48	
78	100	k=min	k=max	på	hel park	L Arv.-Var.	0,19	
79	100	k=min	k=max	på	hel park	L Arv.-Var.	0,2	
80	100	k=medel	k=medel	på	hel park	Rebni	0,02	
81	100	k=medel	k=medel	på	hel park	Rebni	0,1	
82	100	k=medel	k=medel	på	hel park	Rebni	ej tillbaka	
83	100	k=max	k=min	på	hel park	Rebni	0,02	
84	100	k=max	k=min	på	hel park	Rebni	0,1	
85	100	k=max	k=min	på	hel park	Rebni	ej tillbaka	
86	100	k=min	k=max	på	hel park	Rebni	0,02	
87	100	k=min	k=max	på	hel park	Rebni	0,1	
88	100	k=min	k=max	på	hel park	Rebni	ej tillbaka	
89	100	k=medel	k=medel	på	hel park	TR Arv.	ej tillbaka	
90	100	k=max	k=min	på	hel park	TR Arv.	ej tillbaka	
91	100	k=min	k=max	på	hel park	TR Arv.	ej tillbaka	
92	100	k=medel	k=medel	på	hel park	UWPP	ej tillbaka	

93	100	k=min	k=max	på	hel park	UWPP	ej tillbaka	
94	100	k=medel	k=medel	på	hel park	Islaster	ej tillbaka	Islaster
95	100	k=max	k=min	på	hel park	Islaster	ej tillbaka	Islaster
96	100	k=min	k=max	på	hel park	Islaster	ej tillbaka	Islaster
Snabba förändringar								
97	100	k=medel		på	hel park		P(vind): 3->0	
98	100	k=medel		på	hel park		P(vind): 0->3	
99	100	k=max		på	hel park		P(vind): 3->0	
100	100	k=max		på	hel park		P(vind): 0->3	
101	100	k=min		på	hel park		P(vind): 3->0	
102	100	k=min		på	hel park		P(vind): 0->3	
103	100	k=medel		av	hel park		P(vind): 3->0	
104	100	k=medel		av	hel park		P(vind): 0->3	
105	100	k=max		av	hel park		P(vind): 3->0	
106	100	k=max		av	hel park		P(vind): 0->3	
107	100	k=min		av	hel park		P(vind): 3->0	
108	100	k=min		av	hel park		P(vind): 0->3	
109	176 400	Öka med	Öka effekten	på	hel park			
110	176 400	5% av skillnaden mellan min och max under 200 sekunder från min var 400:e sekund till max, börja om 20 ggr	med 5% av max från 0 var 8400:e sekund till max	av	hel park			



CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
SE 412 96 Göteborg, Sweden
Phone: +46 - (0)31 772 10 00
Web: www.chalmers.se