

**Undersökning av elkvalitet i distributionsnät
med omfattande vindkraftselproduktion**

**Investigation of Power Quality in a Distribution Grid
with several Windmills**

**Lars Berg
Ulf Hansson**

ISSN 1401-6184

**INSTITUTIONEN FÖR ELTEKNIK
Examensarbete 69E
2002**

Titel

Undersökning av elkvalitet i distributionsnät
med omfattande vindkraftselproduktion

Title in english

Investigation of Power Quality in a Distribution Grid
with several Windmills

Författare/Author

Lars Berg, Ulf Hansson

Utgivare/Publisher

Chalmers Tekniska Högskola
Institutionen för elteknik
412 96 Göteborg, Sverige

ISSN

1401-6184

Examensarbete/M.Sc. Thesis No.

69E

Ämne/Subject

Elsystemteknik

Examinator/Examiner

Jaap Daalder

Datum/Date

2002-12-18

Tryckt av/Printed by

Chalmers Tekniska Högskola
412 96 Göteborg, Sverige

Sammanfattning

Uppgiften för detta examensarbete har varit att undersöka elkvaliteten i ett elnät med omfattande vindkraftselproduktion. Nätet som studierna har utförts på är lokaliserat i Laholm söder om Halmstad där totalt cirka 45 vindkraftverk är anslutna till SHK Energis distributionsnät. Studien har koncentrerats till två radialmatade 20 kV linjer där tolv vindkraftverk är anslutna.

För att studera långsamma spänningsvariationer har en nätmodell ställts upp i simuleringsprogrammet SIMPOW. De största spänningsvariationerna som har registrerats i någon punkt är $\pm 1,9$ % relativt nominell spänning. Detta resultat är en följd av en varierande vindkraftsproduktion och spänningsregleringen vid linjens anslutningspunkt. Om hänsyn tas till lastvariationer har största spänningsvariationen uppgått till $\pm 2,4$ %. Spänningsvariationerna är alltså relativt små i nätet och bör inte orsaka några problem.

Undersökning av flicker, alltså snabba spänningsvariationer, har gjorts med hjälp av beräkningar baserade på flickerkoefficienter som erhållits av vindkraftverks-tillverkarna. Den högsta flickeremissionen som beräknats är 0,15 och inträffar vid upprepade inkopplingar av vindkraftverken. Detta resultat är något osäkert, men det ligger långt ifrån normernas krav på max 0,25. Flickeremissionen från vindkraftverken bör alltså inte störa i någon högre grad.

Mätningarna i lågspänningssidan vid en station på en av 20 kV linjerna verifierar det allmänna intrycket att elkvaliteten är bra. Bortsett från störningar som antas bero på en last som är kopplad till samma station, varierar spänningen endast cirka ± 2 % från nominell spänning. Spänningsdistorsionen ligger långt under rekommenderade 6 %, den är endast 1,11 % som högst, och till största delen under 1 %.

De goda resultaten beror på det moderna och väldimensionerade nätet. 20 kV:s spänning tillsammans med grova ledningar ger upphov till ett mycket starkt nät.

Abstract

The goal for this master thesis project has been to investigate the power quality in a distribution grid, which has a high fraction of dispersed power production due to windmills. The study has been done on a grid in Laholm South of Halmstad, where approximately 45 windmills are connected to the distribution grid owned by SHK Energi. The investigation has been focused on two radially fed 20 kV lines, where twelve windmills are connected.

Voltage variations have been studied by creating a model of the grid in the simulation program SIMPOW. The largest deviation that has been found in any point of the grid is $\pm 1.9\%$ of the nominal voltage. This deviation is a result of varying power generation from the windmills and the voltage regulation at the connection point of the line. If load variations also are considered the largest voltage variation is $\pm 2.4\%$. The voltage variations should therefore not cause any real problems.

The examination of flicker, which are fast voltage variations, has been done using calculations based on flicker coefficients obtained from the windmill manufactures. The highest flicker emission calculated is 0.15 and occurs during repeated switching of the windmill to the grid. This result is somewhat uncertain, but it is far from the limit of 0.25. The flicker emissions from the windmills should therefore not cause too much disturbance.

Measurements on the low-voltage side at a station on one of the 20 kV lines verify the general impression that the power quality is good. The voltage variation is about $\pm 2\%$ from nominal voltage while neglecting disturbances caused by a low-voltage load. The voltage distortion is far from the recommended 6 %, its highest value is only 1,11 % and it is most of the time below 1 %.

The good power quality is a result of the modern and well-dimensioned grid. 20 kV voltage together with lines with large conducting area makes up a strong grid.

Innehållsförteckning

SAMMANFATTNING	3
ABSTRACT	4
1 INLEDNING	7
2 VINDKRAFTVERK	8
2.1 Elsystem i vindkraftverk	8
2.2 Pitch- och stallreglering	9
2.3 Vindkraftverk i Laholm	10
3 ELKVALITET	12
3.1 Långsamma spänningsvariationer	12
3.2 Flicker	13
3.3 Spänningsövertoner	13
3.4 Transienter	14
4 METODER	15
4.1 Simulering av distributionsnät	15
4.1.1 Laster	15
4.1.2 Ledningar	16
4.1.3 Vindkraftverk	16
4.1.4 Indata	18
4.2 Beräkning av flicker	22
4.3 Mätning av elkvalitet i lågspänningsnät	24
5 RESULTAT	25
5.1 Resultat av simulering	25
5.1.1 Tillförd effekt från transformatorstation	25
5.1.2 Spänningsvariationer i 20 kV nätet	26
5.1.3 Bortkoppling av vindkraftverken	29
5.1.4 Sammanfattning av resultat från simuleringar	33
5.2 Resultat av flickerberäkningar	35
5.3 Resultat från mätningar	38

6 SLUTSATSER	42
KÄLLFÖRTECKNING	44
TACK TILL...	45
APPENDIX	46

1 Inledning

Det här är en rapport för ett examensarbete på 40 poäng utfört av Lars Berg och Ulf Hansson. Arbetet har utförts vid institutionen för Elteknik på Chalmers tekniska högskola i Göteborg. Examensarbetet har utförts på uppdrag av SHK Energi, där SHK står för Södra Hallands Kraftförening. Det är ett eldistributionsföretag lokaliserat i Laholm söder om Halmstad. SHK har ett distributionsnät som täcker Laholms kommun och använder både 10 och 20 kV som distributionsspänning. I deras relativt lilla geografiska område med 18 000 kunder finns omkring 45 vindkraftverk utspridda. Vindkraftverken, som är av ett flertal olika typer, är huvudsakligen anslutna till deras 20 kV nät. Samtliga vindkraftverk är utrustade med asynkrongeneratorer. Total installerad vindkrafteffekt är cirka 20 MW och maximalt effektbehov uppgår till 76 MW. Under år 2001 producerade vindkraftverken cirka 10 % av den förbrukade energin.

Vår uppgift har varit att studera dynamiken i distributionsnätet mot bakgrunden av den omfattande distribuerade vindkraftselproduktionen. Vi har studerat spänningsvariationer, flicker, samt övertonsdistorsion. Detta har gjorts genom datorsimuleringar i simuleringsprogrammet SIMPOW, beräkningar samt mätningar i lågspänningsnätet.

Studien av distributionsnätet har koncentrerats till två stycken 20 kV linjer där ett flertal vindkraftverk är anslutna. Dessa linjer benämns Tjärbylinjen respektive Genevadlinjen.

Handledare för detta examensarbete var:

Bernt Persson, Elchef vid SHK Energi

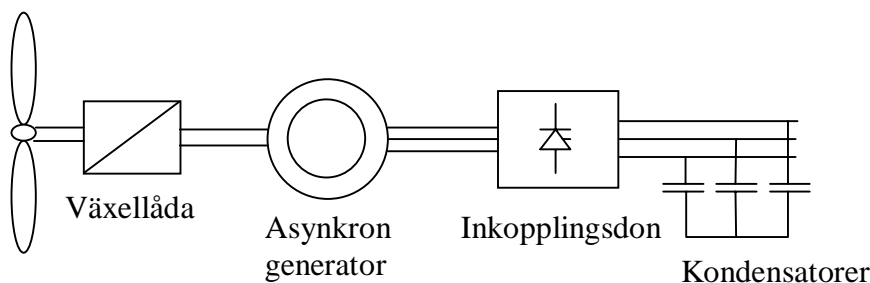
Handledare och examinator var:

Jaap Daalder, professor i Elsystem vid institutionen för Elteknik, Chalmers

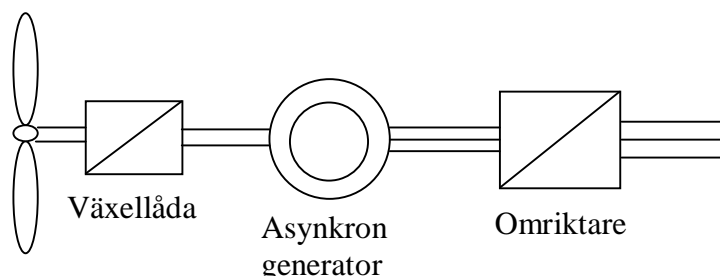
2 Vindkraftverk

2.1 Elsystem i vindkraftverk

Vindkraftverk kan delas in i två olika huvudgrupper, de med konstant respektive variabelt varvtal. Med varvtal menas rotorns/turbinens varvtal. Vindkraftverken med konstant varvtal är oftast utrustade med en asynkrongenerator, ett inkopplingsdon och en faskompenseringskondensator. Dessa har en ganska enkel konstruktion och ett relativt lågt pris. Nackdelen med att använda en asynkrongenerator är att den kräver reaktiv effekt. Det är därför standard att använda sig av kondensatorbatterier för att kompensera det reaktiva effektbehovet. På de senare åren har vindkraftverken mer och mer gått över till variabelt varvtal och det är idag den dominerande typen. Vindkraftverk med variabelt varvtal har en asynkrongenerator och kraftelektroniska komponenter men inget inkopplingsdon eller kondensatorbatteri.



Figur 1. Elsystemet för ett vindkraftverk med konstant varvtal.



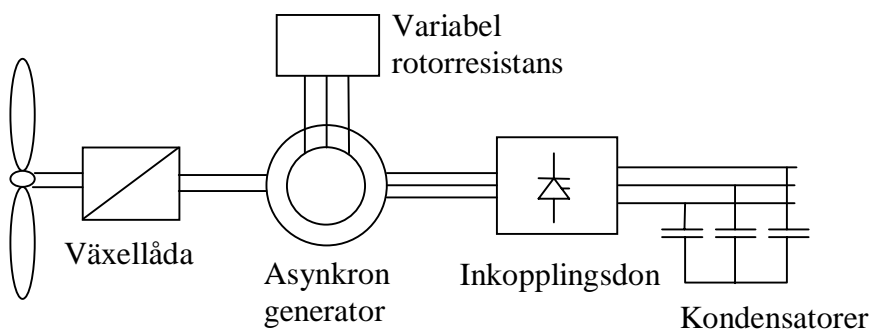
Figur 2. Elsystemet för ett vindkraftverk med ett stort variabelt varvtalsområde.

Vindkraftverk med konstant varvtal är direkt kopplade till nätets frekvens. Asynkrongeneratorns varvtal är då direkt beroende på nätets frekvens och eftersom nätfrekvensen är fast bestäms turbinens varvtal av växellådans utväxling och antalet poler i generatorn. För att erhålla drift med variabelt varvtal kopplas en frekvensomriktare in mellan generator och nät. Omriktaren frikopplar nätets fasta frekvens från generatorns varvtalsberoende frekvens genom att först likrikta strömmar och spänningar från generatorn och därefter utföra växelriktning för att erhålla rätt spänning och frekvens.

Med ett variabelt varvtal fås minskade mekaniska laster på de rörliga delarna och ett minskat ljud från turbinen. Elkvaliteten blir dessutom bättre, framförallt på grund av att effektpendlingarna blir mindre. Genom att turbinen kan rotera med olika varvtal

kan man driva den med ett optimalt varvantal i förhållande till vindhastigheten och därmed kan man även få en energivinst på några procent.

Det finns även en variant där varvtalet kan ändras i ett litet område, cirka 5 till 15 % från nominellt varvantal. Det görs med en annan teknik utan frekvensomriktare där principen är att styra rotorresistansen för att minska variationerna i producerad effekt¹. Fördelarna med detta system är inte lika stora som med de system som har ett stort variabelt varvtalsområde. Även med detta system fås dock mindre effektpendlingar jämfört med konstant varvtalsdrift.



Figur 3. Elsystemet för ett vindkraftverk med variabel rotorresistans.

Vid direkt trefasig inkoppling av en asynkrongenerator till nätet uppnår den transienta strömmen värden upp till tio gånger märkströmmens effektivvärde (vid första strömstöten). För att minska inkopplingsströmstöten från asynkrongeneratören används ett inkopplingsdon som kallas mjukstarter. Mjukstartern är ett tyristorinkopplingsdon bestående av sex tyristorer. Genom att successivt öka tändvinkeln hos tyristorerna blir inkopplingsströmmen lägre. Inkopplingsströmmens storlek är beroende på hur länge mjukstartern arbetar (se vidare i kapitel 2.2). När mjukstartern arbetat klart och generatören är inkopplad kortsluts inkopplingsdonet för att undvika förluster i tyristorerna under drift.

2.2 Pitch- och stallreglering

Vindkraftverk producerar effekt vid vindhastigheter mellan cirka 4 och 25 m/s och uppnår märkeffekt vid 12-16 m/s (märkvind). För att inte kraftverket ska skadas vid vindhastigheter högre än märkvind används någon typ av reglering för att begränsa den effekt som upptas ur vinden. De två huvudtyperna är pitch- samt stallreglering, vilka på svenska även kallas flöjlingsvinkel- respektive överstegringsreglering.

Pitchregleringen är en aktiv reglering där bladvinklarna styrs för att erhålla rätt vinkel mot vinden. Vid höga vindhastigheter måste en ickeoptimal vinkel ställas in mot vinden för att inte vindkraftverket skall ta skada. Vid mycket höga vindhastigheter (vanligen över 25 m/s) flöjlas bladen helt och vindkraftverket kopplas från nätet.

Stallregleringen är en passiv reglering baserad på aerodynamik. Principen är att då vindhastigheten ökar samtidigt som rotationshastigheten (varvtalet) är konstant ökar

¹ Denna teknik är känd som Opti-Slip® då den kallas så av vindkrafttillverkaren Vestas.

vindens anfallsvinkel mot turbinens blad. Bladen konstrueras så att vid vindhastigheter över märkvind blir anfallsvinkeln så stor att överstegring inträffar. Bladen ger då inte upphov till mer moment (effekt) trots ökad vindhastighet.

Som beskrevs ovan bildas en stor inkopplingsström då ett vindkraftverk ansluts till elnätet. Inkopplingsströmmen begränsas av mjukstartern, men hur stor den blir är starkt beroende på om vindkraftverket är utrustat med pitch- eller stallreglering. Med ett stallreglerat vindkraftverk kan mjukstartern arbeta endast en väldigt kort tid (någon tiondel av en sekund), detta eftersom generatoren väldigt snabbt kommer upp i märkvarvtal. Generatoren måste därför snabbt kopplas in på elnätet så att inte turbinen övervarvar. Med ett pitchreglerat vindkraftverk är varvtalet under kontroll eftersom bladvinklarna och därmed momentet regleras aktivt. En mjukare uppstart kan då fås där mjukstartern kan arbeta tillräckligt länge (1 till 2 sekunder) för att få en lägre inkopplingsström.

2.3 Vindkraftverk i Laholm

Totalt finns det omkring 45 vindkraftverk i SHK Energis distributionsnät. De två linjerna Genevad och Tjärby, som kommer att studeras i denna rapport, innehåller 8 respektive 4 vindkraftverk. Detaljer för dessa vindkraftverk ses i tabell 1 och 2.

Placering	Fabrikat	Effekt	Reglering	Varvtal	Ansluten till nätstation
Tjärby, Laholm	Enercon, E-40	600 kW	Pitch	Variabelt	426
Seglaberga IV, Lilla Tjärby	Vestas, V39	500 kW	Pitch	Konstant	527
Seglaberga V, Lilla Tjärby	Vestas, V44	600 kW	Pitch	Variabelt, Opti-Slip®	527
Lilla Tjärby Gård	Windworld, W-4200	600 kW	Stall	Konstant	554

Tabell 1. Förteckning över vindkraftverken i Tjärbylinjen.

Placering	Fabrikat	Effekt	Reglering	Varvtal	Ansluten till nätstation
Gunn-El, Köpinge Gård	Enercon, E-40	500 kW	Pitch	Variabelt	566
Mammarps Vind, Mammarp	Windworld, W-4200	600 kW	Stall	Konstant	567
Östorp	Neg Micon, MN 750/48	750 kW	Stall	Konstant	536
Ösarp	Neg Micon, MN 750/48	750 kW	Stall	Konstant	539
Tjärby Henriksfält	Windworld, W-4200	600 kW	Stall	Konstant	555
Ågård, Genevad	Windworld, W-4200	600 kW	Stall	Konstant	556
Öringe mölla	Enercon, E-40	600 kW	Pitch	Variabelt	523
Öringe mölla	Windworld	150 kW	Stall	Konstant	537

Tabell 2. Förteckning över vindkraftverken i Genevadlinjen.

Som ses i tabellerna ovan finns det många olika typer av vindkraftverk i näten som skall undersökas. Effekterna på vindkraftverken varierar från 150 kW upp till 750 kW. Det finns vindkraftverk som använder sig av den traditionella konstruktionen med konstant varvtal och stallreglering. Det finns även pitchreglerade vindkraftverk med konstant varvtal samt ett med variabelt inom ett litet varvtalsområde. Dessutom finns tre vindkraftverk från Enercon med den mer speciella konstruktionen med långsamtgående generator (utan växellåda) och frekvensomriktare för att kunna driva vindkraftverken med variabelt varvtal.

Varje vindkraftverk är anslutet till en egen transformator. Dessa transformatorer har inga lågspänningslaster anslutna till sig utan har som enda uppgift att transformera vindkraftverkens utspänning 690 V till distributionsspänningen 21 kV.

Transformatorerna har normalt kapaciteten 630 kVA, undantag är 150 kW vindkraftverket som är anslutet till 315 kVA och 750 kW vindkraftverken som är anslutna till 800 kVA:s transformatorer.

3 Elkvalitet

Vindkraftverk associeras ofta med dålig elkvalitet. Med dålig elkvalitet menas avvikelser från en ideal sinus spänning med 50 Hz och aktuell nätspänningsamplitud. Spänningskvalitet uttrycks ofta i termer som spänningsstabilitet, frekvensstabilitet och fasbalans. Spänningsstabilitet delas oftast upp i långsamma spänningsvariationer, kortvariga spänningssänkningar, flicker, transienter och övertonsdistorsion. Spänningskvalitet beror inte endast på vindkraftverket i sig, utan även på den ömsesidiga påverkan mellan vindkraftverket och nätet.

3.1 Långsamma spänningsvariationer

Med långsamma spänningsvariationer menas ändringar i spänningens RMS värde inom tidsperioder av minuter eller längre. Enligt SS 421 18 11 skall spänningens effektivvärde vid abonnentens anslutningspunkt inte variera mer än -10 % till +6 % (207 – 244 V) från nominellt värde 230 V. Orsaker till långsamma variationer i nätspänningen orsakas bland annat av variationer i last och variationer i elproduktion. Nätets konstruktion, kabel, luftledning och dimensionering, medför olika förhållanden mellan nätets induktiva och resistiva del (X/R-förhållande) vilket också påverkar nätspänningen. För vindkraftverk varierar effektproduktionen mycket och beror inte endast på variationer i vindhastigheter. När det till exempel blåser för mycket måste vindkraftverket stoppas och då ändras producerad effekt från full effekt till noll momentant. Det finns en rekommendation enligt [5] som säger att ett vindkraftverk anslutet via egen transformator till 10-20 kV distributionsradial inte bör orsaka långsamma spänningsvariationer större än $\pm 2,5$ % i den första anslutningspunkten till nätet.

Vid beräkandet av de långsamma spänningsvariationerna måste man också ta hänsyn till att spänningen inte bara varierar på grund av vindkraftverken. Variationer i lasten och variationer i spänningen från högspänningstransformatoren påverkar också. För att högspänningstransformatoren skall hålla den nominella spänningen vid distributionsnätets anslutningspunkt är de utrustade med en lindningskopplare med aktiv reglering. Denna spänningsregulator kan ändra omsättningen på transformatorn med ett antal steg. Detta leder till ett dödband för regleringen som bestäms av storleken på stegen för lindningskopplaren. Detta dödband måste inräknas i de långsamma spänningsvariationer som vindkraftverken maximalt får orsaka i anslutningspunkten. Dödbandet beräknas enligt ekvation 3.1, där storleken på lindningskopplarens steg i procent sätts in som x . För att inte lindningskopplaren skall reglera kontinuerligt lägger man till säkerhetsfaktorn 1,2.

$$\text{Dödband } i \% = \frac{\pm x \cdot 1,2}{2} \quad [3.1]$$

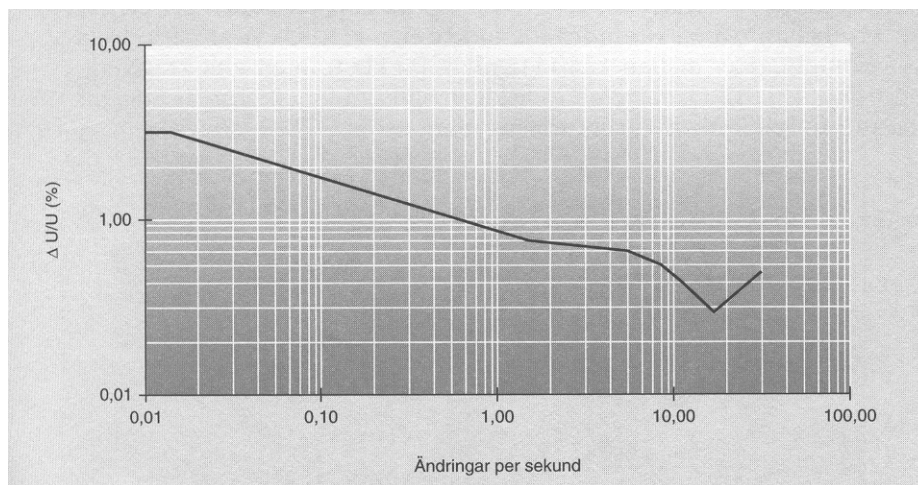
Man kan beskriva spänningsfallet utmed en ledning och därmed de långsamma spänningsvariationerna med ekvation 3.2. Ekvationen ger det relativa spänningsfallet som funktion av resistans och reaktans samt överförd aktiv och reaktiv effekt.

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP + XQ}{U^2} \quad [3.2]$$

Då endast vindkraftverk (inga laster) är anslutna till en ledning flyter vanligtvis aktiv och reaktiv effekt i olika riktningar. RP är normalt större än XQ men den reaktiva effekten motverkar spänningssänkningar.

3.2 Flicker

Flicker uppstår på grund av regelbundet återkommande snabba spänningsvariationer och kan beskrivas som effektpulsationer. Flicker definieras genom mätningar av spänningsvariationers varaktighet och amplitudvariation. Tillåtna flickernivåer definieras i standarden IEC 61000-3-7. Den säger bland annat att en enstaka källa ansluten till 10-20 kV ej bör orsaka mer flickeremission än $P_{It} = 0,25$ (viktat genomsnitt över två timmar)



Figur 4. Maximal tillåten storlek på spänningsvariationer (i procent) som funktion av ändringar per sekund.

Flicker kan vara störande för kunder då de kan se variationer i ljusstyrkan från glödlampor. Vindkraftverk orsakar flicker såväl vid i och urkoppling som under kontinuerlig drift. I kontinuerlig drift produceras flicker främst på grund av variationer i vindstyrka, vindriktning samt tornskugga² effekten.

3.3 Spänningsövertoner

En spänningsöverton är en spänning som ligger överlagrad på nätets spänning och har en frekvens som är en multipel av grundtonens frekvens (50 Hz). Spänningsövertoner uppstår så gott som alltid på elnätet. Detta uppstår bland annat på grund av icke-linjära laster, kraftelektroniska laster, likriktare och växelriktare. Övertoner kan ge upphov till överhettning och fel i utrustning, felaktig funktion av skyddsutrustning samt störningar på kommunikationssystem.

Vid inkoppling av faskompenseringskondensatorer finns det risk för att svängningar uppstår på grund av resonans mellan nätets induktiva laster och

² Aerodynamisk störning som uppstår då ett turbinblad passerar tornet. För en trebladig turbin uppstår detta sex gånger per varv (störningen sker både när bladen går in i och ur tornskuggan).

faskompenseringskondensatorerna. Eftersom det nästan alltid finns övertoner är det då risk att dessa förstärks i resonanskretsen.

För vindkraftverk fås övertoner i huvudsak från de som är utrustade med någon form av kraftelektronik. Det är därför vanligast hos vindkraftverk med variabelt varvtal som är utrustade med växelriktare. För att begränsa övertonerna används ofta filter för att minska övertonsdistorsionen.

Enligt svensk standard (SS 421 18 11) gäller att det totala relativa övertonsinnehållet (THD) ej får överstiga 6 %. Vidare får en udda enskild ton ej överstiga 4 % och en jämn ton 1 % relativt grundtonen.

3.4 Transienter

En transient är en ström- eller spänningsspik, alltså en mycket kortvarig ändring av strömmen eller spänningen. Detta ses som en spik då man studerar kurvformen. Då vindkraftverken kopplas in till nätet, vilket sker när vinden har varit för hård eller för svag för att det ska drivas, uppstår transienter. Det är framförallt de vindkraftverk som drivs med konstant varvtal som ger upphov till transienter. Detta beror på att de är utrustade med kondensatorbatterier vilket de med variabelt varvtal saknar behov av.

Det är vid inkopplandet av kondensatorbatterierna vilket sker direkt när generatören har anslutits till nätet som transienterna uppstår. Kondensatorbatterierna har till skillnad mot generatören inget inkopplingsdon för att minska inkopplingsströmmarna vilket kan leda till transienter med en amplitud av dubbla märkströmmen för vindkraftverket. Dessa strömtransienter kan leda till spänningstransienter i lågspänningsnätet vilken kan störa känslig elektrisk utrustning i närområdet.

4 Metoder

Utförandet av arbetet består av tre huvuddelar. För det första har en simulering av distributionsnätet gjorts i syfte att se spänningsvariationer i nätet. Andra delen består av beräkningar av flicker i distributionsnätet och sista delen består av mätningar av elkvalitet på lågspänningsnätet.

4.1 Simulering av distributionsnät

Ursprungligen hade vi tänkt att använda simuleringsprogrammet DIGSILENT (Digital Simulation and Network Calculation). Det visade sig dock svårt att utföra det vi tänkt med det programmet. Framförallt var det begränsningar i licensavtalet som gjorde det svårt att genomföra simuleringarna som vi tänkt. Istället för att vänta lång tid på att få fullständiga rättigheter till programmet beslöt vi att byta program. Programvalet blev det av ABB konstruerade SIMPOW (Simulations of Power systems). Vi är nöjda med bytet till SIMPOW då vi med detta simuleringsprogram kunde utföra de simuleringar vi tänkt oss.

Simuleringarnas mål har varit att studera spänningsnivåerna i nätet samt hur dessa ändras på grund av den varierande uteffekten från vindkraftverken i distributionsnätets linjer. Detta har utförts vid hög- respektive låglast.

Två separata modeller har ställts upp, en för Genevadlinjen och en för Tjärbylinjen. Detta är två olika radialmatade 20 kilovolts linjer som går norrut från Laholm. I linjernas anslutningspunkt till transformatorstationen Laholm östra är spänningen reglerad till 21,4 kV, men denna spänningsnivå benämns vanligtvis 20 kV i rapporten. I modellerna ingår endast 20 kV ledningarna samt vindkraftverken som är anslutna via transformatorer (de genererar 690 V). Via en mängd stationer är ledningarna anslutna till 400 V och 10 kV linjer. Dessa spänningsnivåer är inte med i modellen utan stationerna modelleras istället som laster. Denna begränsning har gjorts för att linjemodellernas komplexitet annars skulle bli ohanterbar.

4.1.1 Laster

Lasterna är modellerade från SHK Energis egna värden som beskriver den ström som i ett maxlastfall belastar varje ledning. Lasterna i området består i huvudsak av bostadshus och gårdar, därför antas effektfaktorn vara $0,9^3$. Samtliga laster är beräknade utifrån huvudspänningen 21 kV samt den ström som går ut från linjen i den aktuella anslutningspunkten (appendix 2).

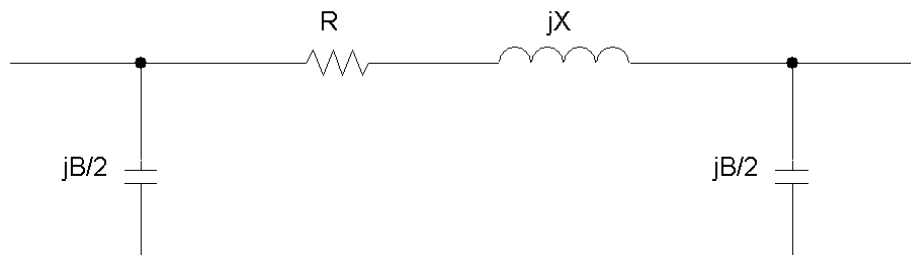
I simuleringarna för lasterna har en dynamisk lastmodell använts. En färdig lastmodell skapad av Mattias Jonsson vid Chalmers Elteknikinstitution har utnyttjats. Lastmodellen bygger på det dynamiska sambandet mellan spänningsnivån och effektbehovet. Den är skriven i programmeringsspråket Fortran och används som indatafil vid simuleringarna i SIMPOW. Bakomliggande teorier för lastmodellen kan studeras i [4]. Från samma källa har också viss ytterligare information tagits för att i lastmodellen specificera parametrar för den typ av last som finns i området. Se detaljer i bifogade SIMPOW filer (appendix 3).

³ Allmänt ansedd som normal effektfaktor för blandad last.

Simuleringarna för Tjärby- samt Genevadlinjen har utförts vid två olika lastfall. Ett maxlastfall där lasternas storlek är tagna från SHK Energis egna data för maxbelastning samt låglastfall. Vid simulering av låglastfallet har lasternas storlek halverats jämfört med maxlastfallet. Parametrarna för den dynamiska lastmodellen skiljer sig också åt mellan dessa två fall. För maxbelastningen är parametrarna valda för en februarikväll samt för låglastfallet en juni kväll. Parametrarna är baserade på mätningar i 20 kV-nät där huvuddelen av lasten består av eluppvärmda hushåll.

4.1.2 Ledningar

För kablarna i näten har det antagits att de ligger nedgrävda i triangelform i marken. Ledningarna definieras med resistans, reaktans och susceptans enligt Π -modellen.



Figur 5. Pi-modell för en ledning med resistansen R , reaktansen X och susceptansen B .

Alla data för ledningar anges i *per unit* i SIMPOW. Effektbasen och spänningsbasen är satta till $S_b = 100$ MVA respektive $U_b = 21,4$ kV. På följande sätt beräknar man sedan *per unit* impedansen:

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} \quad [4.1]$$

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_b} = Z \frac{S_b}{U_b^2} \quad [4.2]$$

4.1.3 Vindkraftverk

Det stora problemet med simuleringsmodellen var att finna en bra metod för att modellera vindkraftverken. En första tanke var att själva programmera en modell för vindkraftverken, där man måste ta hänsyn till om respektive vindkraftverk har konstant/variabelt varvtal, pitch/stall reglering, typ av elsystem samt göra en modell över hur kraften i vinden överförs till rotorblad som i sin tur medför en effekt på en axel osv. Detta visade sig dock vara omöjligt att hinna med samt mycket svårt att modellera eftersom det finns sju olika typer av vindkraftverk i linjerna. Det vore ett examensarbete i sig att bara göra en riktig modell för ett av vindkraftverken.

För att få med vindkraftverken i nätmodellen har uppmätt data från ett 180 kW vindkraftverk uppsatt i Alsvik, Gotland använts. Dessa mätningar har gjorts för en avhandling av en doktorand vid institutionen för Elteknik vid Chalmers [3], och har gjorts tillgängliga för att användas i detta examensarbete. Datan bestod bland annat av aktiv och reaktiv effekt som vindkraftverken levererade till nätet (efter kompensering av reaktiv effekt m.h.a. kondensatorbatteri) för varierande vindhastigheter. Eftersom vindkraftverken i näten består av vindkraftverk med olika märkeffekt, från 150 kW

upp till 750 kW, har en skalfaktor använts för att effekterna från vindkraftverken skall få rätt storleksordning. Om till exempel ett vindkraftverk har märkeffekten 600 kW blir skalfaktorn 3,33 (600/180) som sedan används som multiplikator för den aktiva effekten från datafilen. Samma skalfaktor kan inte användas för den reaktiva effekten. Vindkraftverket i Alsvik har ett reaktivt effektbehov på cirka 60 kVAr vid tomgång och 110 kVAr vid märkeffekt. Till vindkraftverket är kopplat ett 60 kVAr:s kondensatorbatteri för att kompensera det reaktiva effektbehovet. Vid märkdrift drar vindkraftverket alltså omkring 50 kVAr från nätet trots kompenseringen.

För vindkraftverken i Laholmsområdet har data för det reaktiva effektbehovet erhållits från datablad som tillhandahållits av tillverkarna. Nedan i tabell 3 redovisas det reaktiva effektbehovet vid kompensering med kondensatorbatterier då respektive vindkraftverk producerar märkeffekt. Undantag är Enercons vindkraftverk som är utrustade med frekvensomvandlare och därför saknar behov av reaktiv effekt från nätet. Windworlds 150 kW:s verk är ett gammalt verk och för detta har inget datablad erhållits. Det reaktiva effektbehovet efter kompensering antas till 50 kVAr, alltså samma som för Danwins 180 kW:s verk som mätningarna har utförts på.

Typ	Märkeffekt	Reaktivt effektbehov vid märkeffekt
Enercon	500 kW	0 kVAr
Enercon	600 kW	0 kVAr
Windworld	150 kW	50 kVAr
Windworld	600 kW	160 kVAr
Neg Micon	750 kW	160 kVAr
Vestas	500 kW	71 kVAr
Vestas	600 kW	85 kVAr

Tabell 3. Det reaktiva effektbehovet från nätet för respektive typ av vindkraftverk.

Den reaktiva effekt som respektive vindkraftverk konsumerar ansätts som det reaktiva effektbehovet för det uppmätta verket multiplicerat med en skalfaktor. Skalfaktorn är förhållandet mellan det reaktiva effektbehovet för aktuellt verk och Danwinverkets 50 kVAr. För exempelvis Vestas 600 kW:s verk blir skalfaktorn 1,7 (85/50).

De skalade värdena från datafilerna läggs till som genererande (negativa) laster för den aktiva effekten och vanliga konsumerande laster för den reaktiva effekten i SIMPOW. Detta görs vid de noder i nätet som vindkraftverken är anslutna till. På så vis fås en dynamisk modell där effektgenereringen pendlar mellan det externa nätet och vindkraftverken.

Den här modellen är givetvis en förenkling av verkligheten. Tjärby- respektive Genevadlinjen består av olika vindkraftverk som har olika märkeffekt, reglering (pitch/stall), varvtalstyp (konstant/variabelt) med mera. Mätdata som använts i simuleringarna är från ett 180 kW Danwin verk som är ett stallreglerat vindkraftverk med konstant varvtal. Givetvis blir det då en förenkling att endast använda sig av olika skalfaktorer för vindkraftverken för att få rätt storleksordning på effekterna för respektive vindkraftverk. Ingen hänsyn tas till hur olika tekniska konstruktioner påverkar effektvariationerna till och från vindkraftverken. Men själva syftet med simuleringarna är att se hur nätets spänningar i olika noder beter sig när varierande

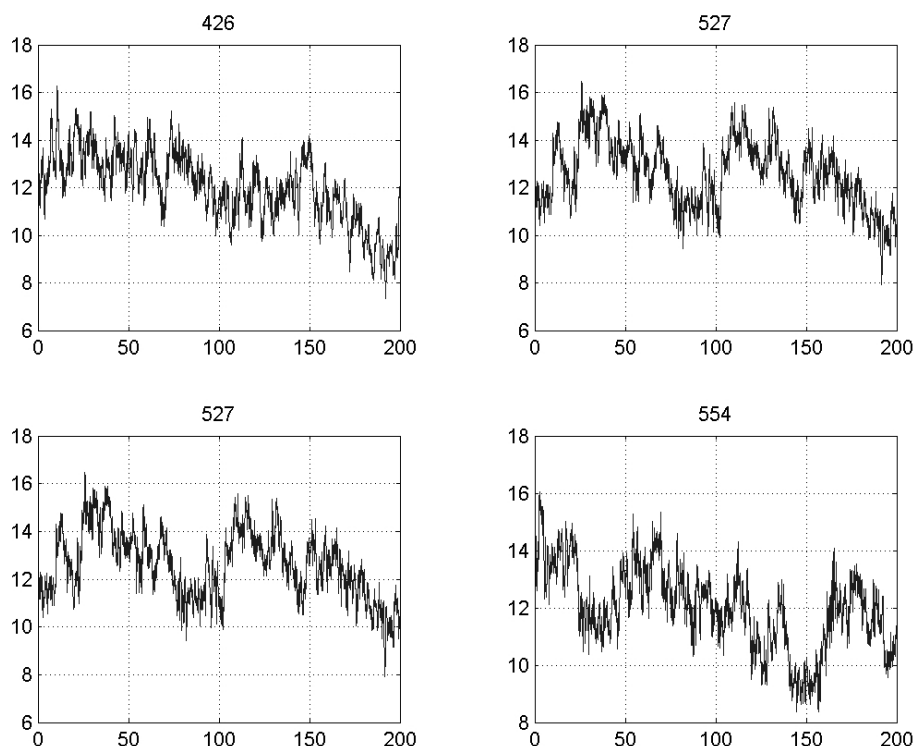
effektillskott erhålls från vindkraftverken i nätet och det kravet uppfyller modellen trots dessa förenklingar.

Där vindkraftverken är anslutna matas effekter (aktiv- och reaktiv effekt) för olika vindprofiler in/ut. Olika vindprofiler har valts beroende på att vindkraftverken är utspridda över ett större område och vanligtvis inte står samlade. Ett undantag är de två vindkraftverken Seglaberga IV och V i Tjärby som står intill varandra och är därför modellerade med samma vindprofil. Vindprofilerna samt aktiv effektproduktion och reaktiv effektkonsumtion för respektive vindkraftverk kan ses nedan i kapitel 4.1.4.

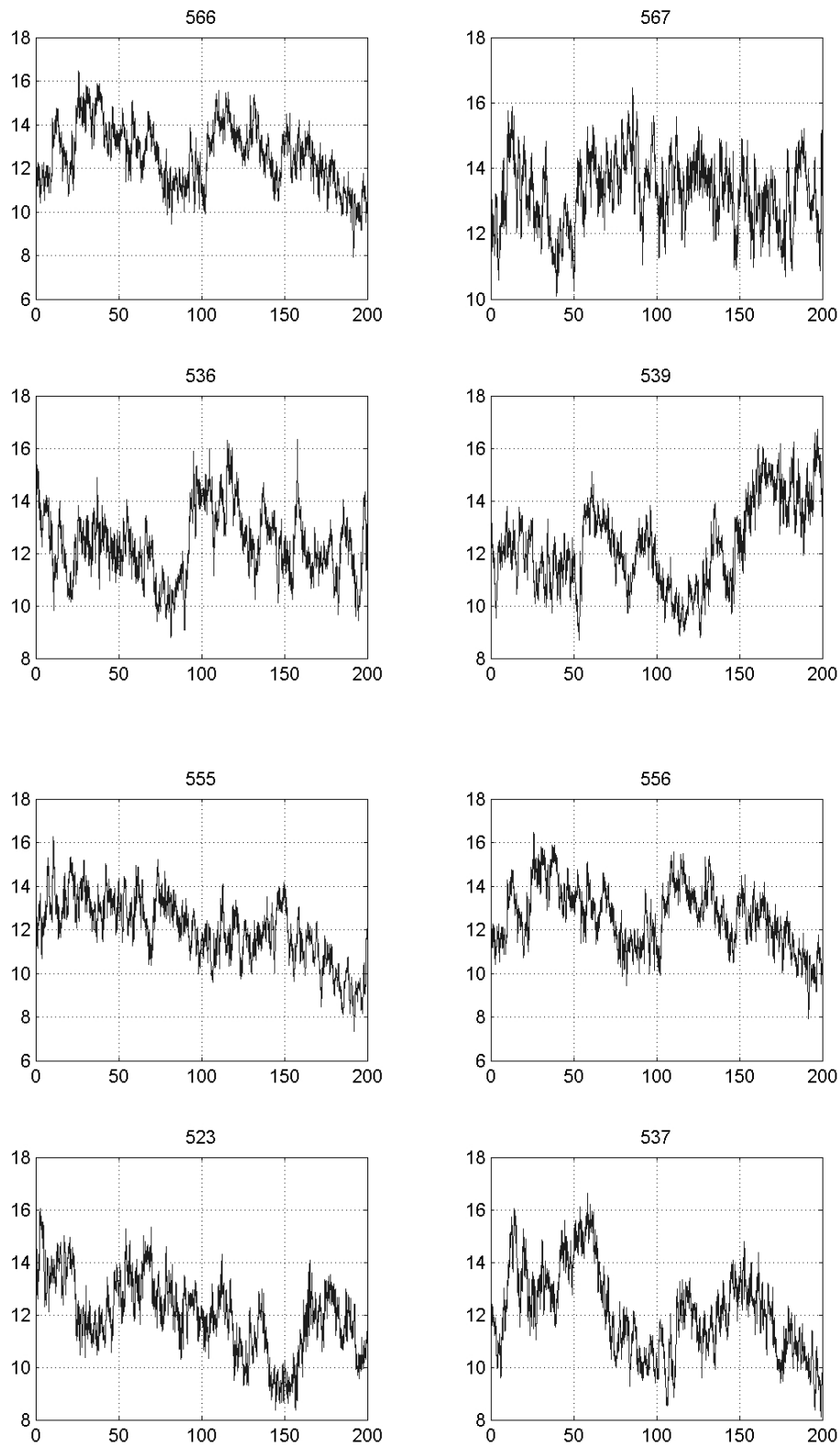
Simuleringarna har dels gjorts vid en kontinuerlig drift av vindkraftverken samt ett fall då vindkraftverken kopplas ifrån ett efter ett efter att samtliga vindkraftverk har producerat nära märkeffekt. Det senaste fallet kan ses som ett fall då det blåser mycket och vindkraftverken producerar märkeffekt för att lite senare kopplas ifrån för att skydda vindkraftverket för skador då vinden blir för kraftig.

4.1.4 Indata

I figur 6 och 7 ses de vindprofiler som respektive vindkraftverk i området påverkas av under de 200 sekunder som simuleringen utförs. Samplingsfrekvensen för mätdata är 25,6 Hz. Alla kurvor är märkta med nummer som motsvarar de nätstationer vindkraftverken är anslutna till.



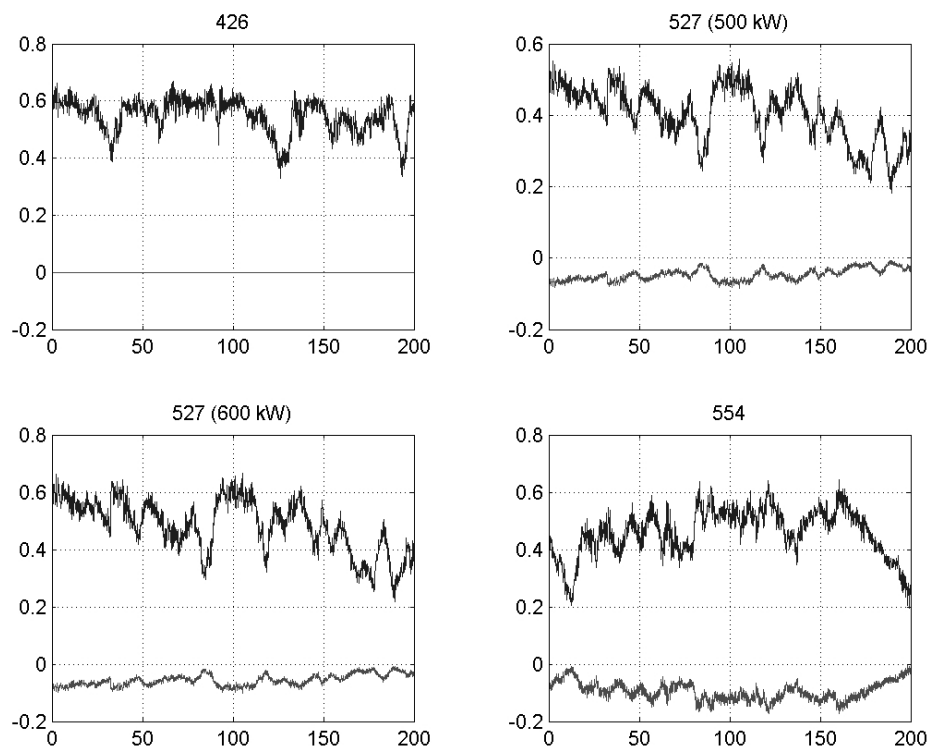
Figur 6. Vindhastigheten i m/s som funktion av tiden i sekunder för de fyra vindkraftverken på Tjärbylinjen. De två vindkraftverken anslutna till station 527 upplever samma vindhastighet.



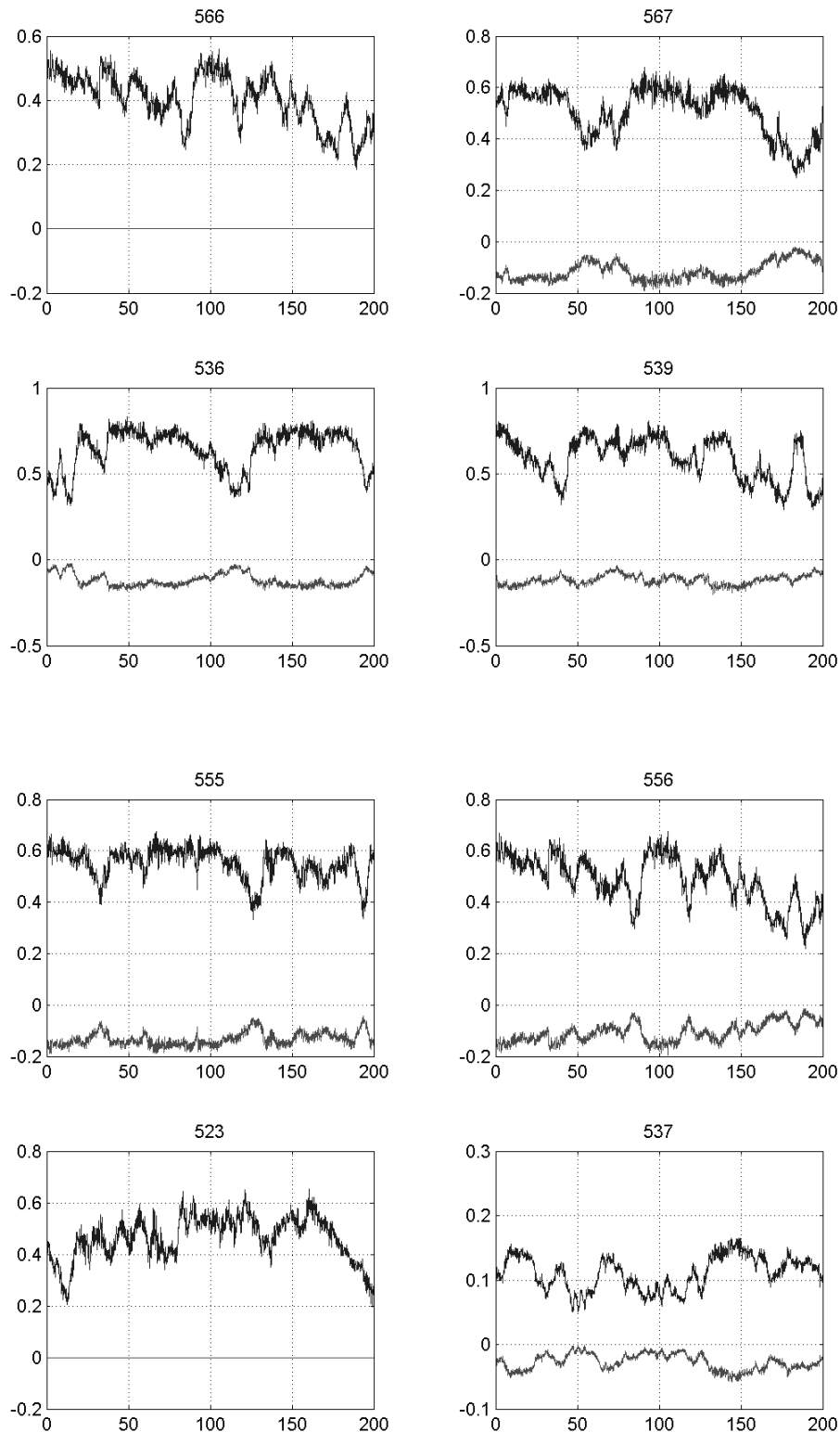
Figur 7. Vindhastigheten i m/s som funktion av tiden i sekunder för de åtta vindkraftverken på Genevadlinjen

I figur 8 och 9 ses den effekt, skapad enligt beskrivning i kapitel 6.1.3, som varje vindkraftverk producerar under simuleringstiden. Vindprofilerna är valda så att resulterande producerad aktiv effekt är maximal under en stor del av simuleringstiden för att mot slutet ha en avtagande trend.

Observera att detta ger mycket ovanliga förutsättningar för simuleringarna då samtliga vindkraftverk under en stor del av tiden producerar nära märkeffekt. Ett vindkraftverk producerar oftast inte märkeffekt mer än cirka 15 % av ett år vid gynnsamma placeringar. Förutsättningarna har valts för att få stora variationer som kan påverka elkvaliteten.



Figur 8. Aktiv och reaktiv effekt i MW respektive MVar som de fyra vindkraftverken på Tjärbylinjen injicerar i sina anslutningspunkter. Den övre positiva kurvan är den aktiva effekten (produktion). Den nedre negativa kurvan är den reaktiva effekten (konsumtion).



Figur 9. Aktiv och reaktiv effekt i MW respektive MVar som de åtta vindkraftverken på Genevadlinjen injicerar i sina anslutningspunkter. Den övre positiva kurvan är den aktiva effekten (produktion). Den nedre negativa kurvan är den reaktiva effekten (konsumtion).

4.2 Beräkning av flicker

Det går inte att studera flicker med hjälp av mätvärdena som används för att studera långsamma spänningsvariationer. Detta beror på att flickeremissionen skiljer sig alltför mycket mellan olika vindkraftverkstyper. Flickeremissionen kan därmed inte studeras med dator simuleringar då det inte heller finns några modeller av vindkraftverken.

För att beräkna om det blir för mycket flicker i distributionsnätet används istället en annan metod baserad på flickerkoefficienter uppmätta av vindkraftverkstillverkarna. För varje typ av vindkraftverk som finns i de två linjerna har mätdata inhämtats från Enercon, Vestas respektive Neg Micon. De intressanta värdena för dessa beräkningar är:

- Flickerkoefficienten för drift: c_f
- Inkopplingsströmfaktorn: k_i
- Spänningsändringsfaktorn: k_u
- Flickerstegfaktorn: k_f
- Skenbara märkeffekten: S_{ref}

Förutom ovanstående parametrar som vindkraftverkstillverkarna tillhandahållit används följande parametrar för flickerberäkningarna:

- Kortslutningseffekten i anslutningspunkten: S_k
- Kortslutningsvinkeln: ψ_k
- Flickeremissionen: P_{lt} (viktat medelvärde över en tvåtimmars period)

Ofta är k_u och k_f inte uppmätta, då används k_i i deras ställe i formlerna. Inkopplingsströmfaktorn k_i är förhållandet mellan största ström vid inkoppling och märkström, den kan därför lätt tas fram och finns tillgänglig för alla verk.

De olika flickerkoefficienterna anges ofta som funktion av kortslutningsvinkeln ψ_k , som är (skenbara) kortslutningseffektens vinkel och beräknas enligt:

$$\psi_k = \arctan\left(\frac{Q_k}{P_k}\right) \quad [4.3]$$

där Q_k och P_k är den reaktiva respektive aktiva kortslutningseffekten. Värden på kortslutningseffekterna för respektive vindkraftverks anslutningspunkt har tillhandahållits av SHK Energi.

Flickeremissionen som viktat medelvärde under en tvåtimmarsperiod ska enligt svensk standard (SS EN 61000-4-7) ej överstiga $P_{lt} = 0,25$. Med det kravet och övriga uppgifter kända kan ett krav på minsta kortslutningseffekt i anslutningspunkten för respektive vindkraftverk ställas upp. Detta görs vid tre olika fall enligt nedanstående ekvationer [5].

Vid drift:

$$S_k \geq \frac{1}{P_{lt}} c_f S_{ref} \quad [4.4]$$

Vid start:

$$S_k \geq 25k_u S_{ref} \quad [4.5]$$

Vid upprepad start (N är antalet starter under två timmar):

$$S_k \geq 8 \frac{1}{P_{lt}} N^{\frac{1}{3,2}} k_f S_{ref} \quad [4.6]$$

Tjärby-linjen	S _k (MVA)	ψ _k	Typ	S _{ref} (kVA)	c _f	k _i	k _u	k _f
N426	252	80	Enercon 600 kW	600	6	0,6	-	-
N527	235	77	Vestas 500 kW	505	25	1,36	-	-
N527	235	77	Vestas 600 kW	606	7	1,0	0,6	0,5
N554	230	76	Windworld 600 kW	621	3	1,9	-	-
Genevad-linjen								
N566	166	66	Enercon 500 kW	500	6	0,6	-	-
N567	184	76	Windworld 600 kW	621	3	1,9	-	-
N536	166	69	Neg Micon 750 kW	767	1	1,39	1,31	0,71
N539	158	67	Neg Micon 750 kW	767	1	1,39	1,31	0,71
N555	155	69	Windworld 600 kW	621	2	1,9	-	-
N556	120	72	Windworld 600 kW	621	2	1,9	-	-
N523	89	62	Enercon 600 kW	600	6	0,6	-	-
N537	86	60	Windworld 150 kW	158	25	2	-	-

Tabell 4. Data för flickerberäkningar för respektive vindkraftverk.

I tabell 4 sammanfattas alla (tillgängliga) relevanta data som behövs för att utföra flickerberäkningarna. Det är värt att notera att de olika flickerkoefficienterna är uppmätta värden på typverk och att individuella skillnader såsom olika tornhöjd påverkar värdena.

För Windworlds 150 kW:s verk saknas flickerkoefficienter. Det är ett relativt gammalt vindkraftverk och enligt Neg Micon, som köpt upp Windworld, har det inte gjorts några mätningar för att bestämma flickerfaktorerna på detta verk. Enligt [5] kan man ansätta inkopplingsströmfaktorn $k_i = 2$ samt flickerkoefficienten $c_f = 25$ om dessa inte är kända.

Istället för att studera flicker utifrån det krav det ställer på styrkan i nätet, kan flickeremissionen P_{lt} studeras. Genom att beräkna P_{lt} kan även den sammanlagda flickeremissionen från flera vindkraftverk anslutna till samma punkt undersökas [5]. Totalt P_{lt} beräknas enligt ekvation 4.8 och 4.10. Genom att skriva om 4.4 och 4.6 kan P_{lt} beräknas enligt ekvationerna 4.7 och 4.9.

Vid drift:

$$P_{lt} = \frac{1}{S_k} c_f S_{ref} \quad [4.7]$$

$$P_{lt,tot} = \sqrt[2]{\sum_k P_{lt,k}^2} \quad [4.8]$$

Vid upprepad start:

$$P_{lt} = 8 \frac{1}{S_k} N^{\frac{1}{3,2}} k_f S_{ref} \quad [4.9]$$

$$P_{lt,tot} = \sqrt[3,2]{\sum_k P_{lt,k}^{3,2}} \quad [4.10]$$

Det maximala antalet starter per tvåtimmarsperiod (N), är tyvärr inte känd för de flesta vindkraftverken. Det är endast Neg Micon som specificerat detta i sina datablad. N är 8 för de två 750 kW verken. Man kan anta att samtliga vindkraftverk har likartade inställningar vad gäller det maximala antalet starter, därför sätts $N = 8$ i alla beräkningar. Noterbart är att N i formeln upphöjs med $1/3,2$ vilket medför att exempelvis en ökning av N från åtta till tio bara medför en ökning av resultatet med 7 %, ett litet fel i antagandet att N är lika med åtta påverkar alltså inte slutresultatet i någon högre grad.

Tillverkarnas datablad ses i appendix 4.

4.3 Mätning av elkvalitet i lågspänningsnät

För att verifiera resultaten som erhållits från simuleringarna och beräkningarna för elkvaliteten har en mätning utförts. Vi har inte tillgång till mätutrustning för att mäta direkt på 20 kV:s nätet, därför har mätningarna utförts på lågspänningssidan. Mätningarna är utförda med en utrustning från Dranetz-BMI som kallas Power Plattform 1 (PP1) och är ämnad för att mäta elkvaliteten för lågspänningsnät upp till 600 V. Mätningarna har utförts från den 14 till 20 november 2002 i fördelningsstationen GVD som ligger på Genevadlinjen. Det är en station som består av transformering både till 10 kV och 400 V från 20 kV. Utrustningen har varit ansluten via stationens 100 kVA:s transformator till 230 V fasspänning under mätperioden. Denna transformator matar förutom stationen också ett närliggande reningsverk. En fördel med vald mätpunkt är att den ligger mitt på Genevadlinjen med ett flertal vindkraftverk i närheten. En stor nackdel är däremot reningsverket som kan bidra till sämre elkvalitet. Syftet är att detektera störningar från matande spänning (20 kV) och inte från laster.

Mätningarna är utförda under en veckas period för att få en studie över elkvaliteten såväl på helgdagar som på vardagar. Under mätningarna har instrumentet varit inställt på att mäta spänningens nivå, dess THD samt transienter. Tröskelvärden har ställts in för respektive storhet för att data skall lagras då tröskelvärdet överskrids, annars sparas data i minnet var tredje minut. Tröskelvärdena har varit inställda enligt följande:

- Spänningsnivå: 230 V, -10 % till +6 % (207-244 V)
- Spännings-THD: 5 %
- Spänningstransient: 345 V

Maximala THD som nätet ej bör överskrida är 6 %, men tröskelvärdet är i mätningarna satt till 5 % för att detektera THD som ligger nära gränsvärdet.

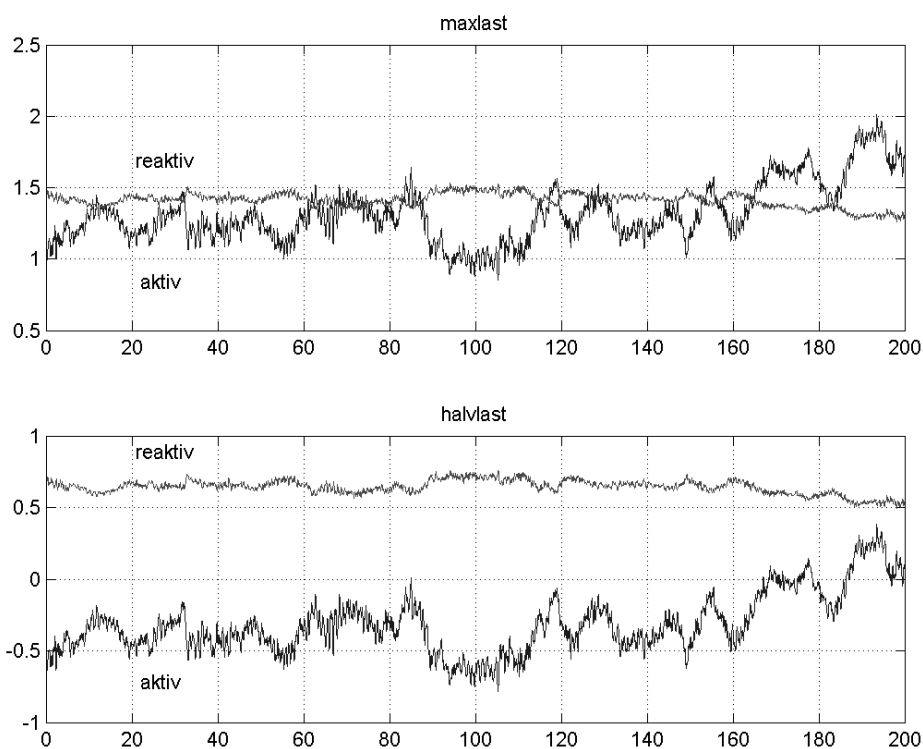
5 Resultat

5.1 Resultat av simulering

I följande kapitel beskrivs de resultat som erhållits från SIMPOW simuleringarna. Dels redovisas effekterna från det externa nätet som ett resultat av den varierande vindkraftsproduktionen, dels redovisas de långsamma spänningsvariationerna vid två olika lastfall samt vid bortkoppling av vindkraftverken.

5.1.1 Tillförd effekt från transformatorstation

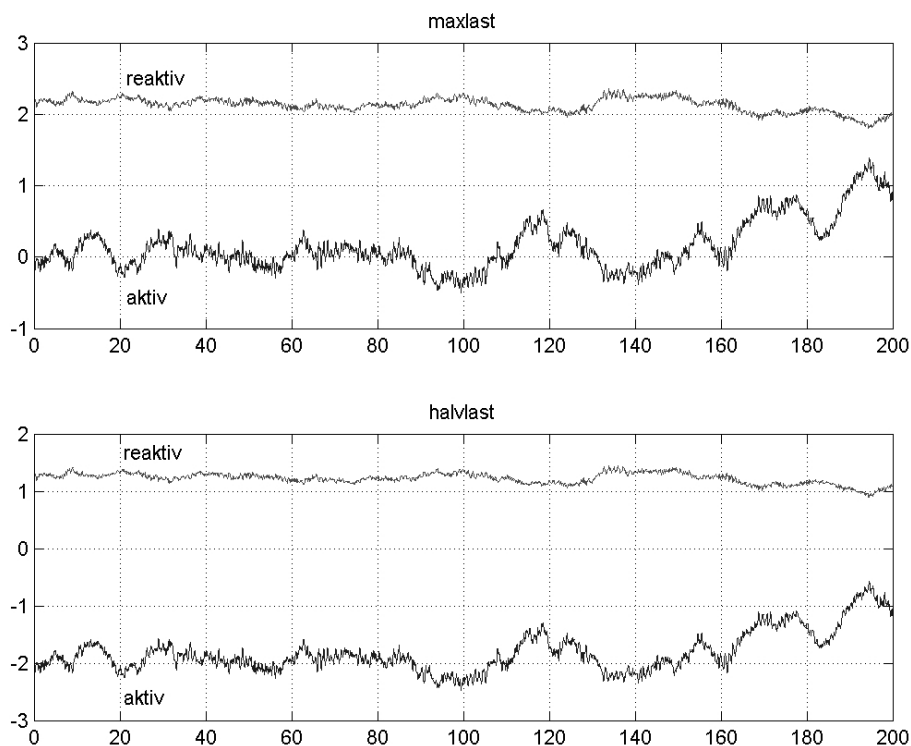
Linjerna är anslutna till en transformatorstation som transformerar 138 kV till 21,4 kV och benämns Laholm östra. Genereringen från stationen ut på respektive linje för både maxlast och halvlaster kan ses i figur 10 för Tjärbylinjen och figur 11 för Genevadlinjen.



Figur 10. Effekt tillförd Tjärbylinjen från Laholm vid maxlast respektive halvlaster. Effekten i MW resp. MVar som funktion av tiden i sekunder.

Lasterna på Tjärbylinjen har ett effektbehov om cirka 3,2 MW och 1,5 MVar vid maxlast. Vid märkdrift drar vindkraftverken 0,32 MVar och producerar 2,3 MW, dessutom producerar kablarna i nätet omkring 0,34 MVar i simuleringen. För att det reaktiva effektbehovet ska tillgodoses matar Laholm stationen in cirka 1,4 MVar medan det aktiva effektbehovet pendlar kring 1,2 MW då vindkraftsproduktionen är stor. Behovet av aktiv effekt ökar och behovet av reaktiv effekt minskar på slutet av simuleringstiden då vinden avtar.

Vid halvlastfallet är effektvariationer identiska med maxlastfallet i allt utom nivån, eftersom samma vindprofil används. Det lägre lastbehovet medför att linjen under den tidsperiod då det blåser kraftigt matar in aktiv effekt till Laholm. Däremot har Tjärbylinjen fortfarande ett reaktivt effektbehov.



Figur 11. Effekt tillförd Genevadlinjen från Laholm vid maxlast respektive halvlastfallet. Effekten i MW resp. MVar som funktion av tiden i sekunder.

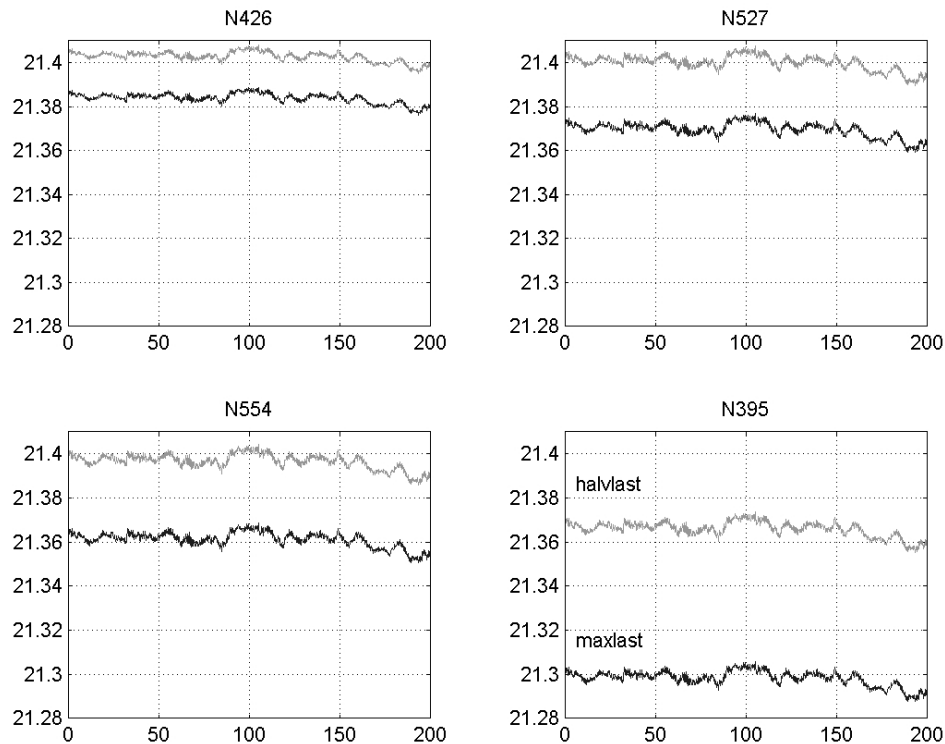
Lasterna på Genevadlinjen har ett effektbehov om cirka 3,9 MW och 1,8 MVar vid maxlast. Vid märkdrift drar vindkraftverken 0,85 MVar och producerar 4,55 MW, dessutom producerar kablarna i nätet omkring 0,35 MVar i simuleringen. För att det reaktiva effektbehovet ska tillgodoses matar Laholm stationen in cirka 2,2 MVar medan det aktiva effektbehovet pendlar kring noll då vindkraftsproduktionen är stor, men behovet ökar på slutet av simuleringstiden då vinden avtar. Vid halvlastfallet fås likartat resultat som på Tjärbylinjen.

Värt att notera är att flödet av aktiv effekt till/från stationen Laholm östra varierar mycket kraftigt för att följa vindkraftverkens varierande uteffekt. Det reaktiva effektflödet varierar dock inte lika kraftigt. Detta beror på att vindkraftverkens behov av reaktiv effekt inte varierar med lika stora värden som deras generering av aktiv effekt.

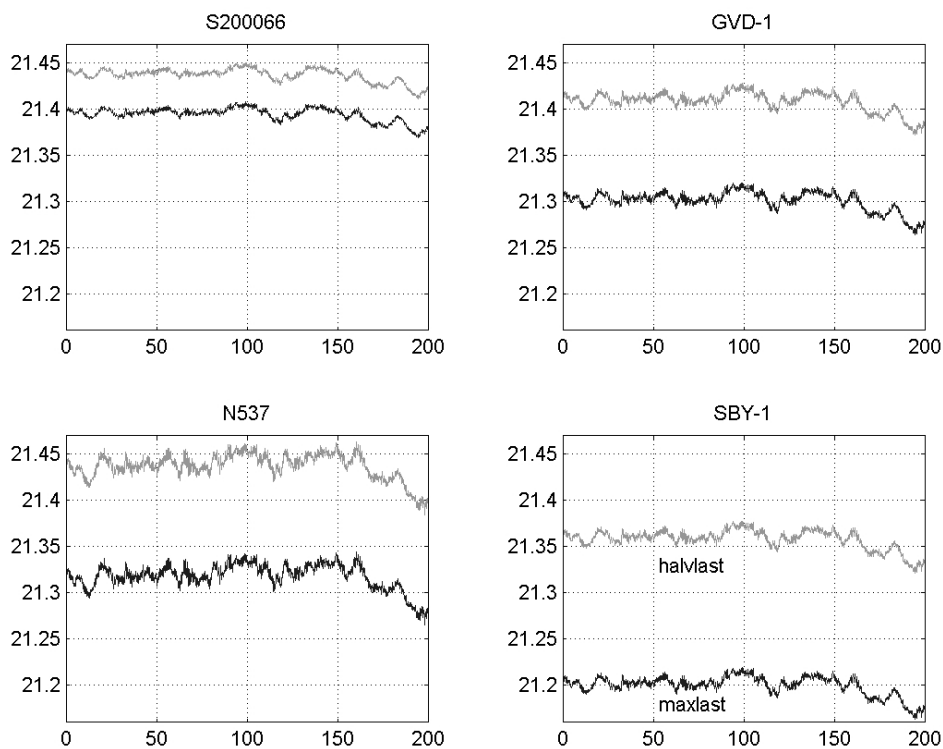
5.1.2 Spänningsvariationer i 20 kV nätet

I figur 12 och 13 kan spänningen i vissa intressanta noder i Tjärby- respektive Genevadlinjen ses. Spänningen redovisas både för maxlastfallet och för halvlastfallet. För Tjärbylinjen redovisas de tre anslutningspunkterna för vindkraftverkens

nätstationer (N426, N527 och N554) samt för den nätstation som ligger längst ut i nätet (N395). För Genevadlinjen redovisas S200066 där en uppsamlingsradial för fyra vindkraftverk ansluts till stamlinjen, GVD-1 som är en knutpunkt, SBY-1 som är den station som är längst ut i nätet, samt N537 som är sista vindkraftverksanslutningen i nätet (se appendix 1).



Figur 12. Spänningen i kV vid max- och halvlast som funktion av tiden i sekunder i fyra noder utmed Tjärbylinjen.



Figur 13. Spänningen i kV vid max- och halvlast som funktion av tiden i sekunder i fyra noder utmed Genevadlinjen.

För båda linjerna är det uppenbart att spänningsnivåerna blir högre när lasten är mindre samt att spänningsnivåerna normalt blir lägre längre ut i nätet. Undantag kan ske vid förgreningar av nätet där effektgenereringen är större än effektkonsumtionen. Vidare kan man se att olika konstanta lastnivåer inte påverkar storleken på spänningsvariationerna i noderna.

Studerar man resultaten för Tjärbylinjen kan man iaktta att spänningsvariationerna ökar utmed linjen till och med anslutningspunkten för det sista vindkraftverket. Efter nätstation 554 finns inga fler vindkraftverk anslutna och därmed ökar inte spänningsvariationerna efter den punkten. Maximala skillnaden mellan högsta och lägsta spänningen vid aktuella vindprofiler är cirka 13 V vid N426, knappt 18 V vid N527 och drygt 18 V vid N554. Vid N395 är det exakt lika stor spänningsvariation som vid N554. De långsamma spänningsvariationerna som fås på detta sätt är alltså synnerligen små i Tjärbylinjen. Vid halvlastfallet blir variationerna av spänningen till beloppet precis lika stora på grund av att variationerna beror på varierande effekttillskott från vindkraftverken som är detsamma i båda fallen. Spänningsnivåerna blir högre i nätet, vilket beror på att aktiv effekt går till Laholm från vindkraftverken som tidigare konstaterats. Spänningen i vissa noder blir då högre än i Laholmstationen, det vill säga högre än 21,4 kV. Man kan konstatera att det största spänningsfallet uppstår vid maxlastfallet vid slutet av simuleringstiden då vindkraftproduktionen avtar, spänningen i N395 har då sjunkit till 21,29 kV, cirka 110 V från nominell spänning.

Genevadlinjen har en mer komplicerad struktur än Tjärbylinjen, men likartade slutsatser kan dras även här. Vid S200066 är skillnaden mellan högsta och lägsta spänning 40 V under simuleringstiden. Längst ut i nätet vid SBY-1 är spänningsvariationerna precis lika stora som vid knutpunkten GVD-1 (56 V), då det inte finns några vindkraftverk på den förgreningen av nätet. Störst spänningsvariation konstateras i noden N357 (79 V) där det sista vindkraftverket (från Laholm sett) är anslutet. Det största spänningsfallet uppstår mellan Laholm och Skogaby (SBY-1) där spänningen är 21,16 kV som lägst, vilket är 240 V under nominell spänning.

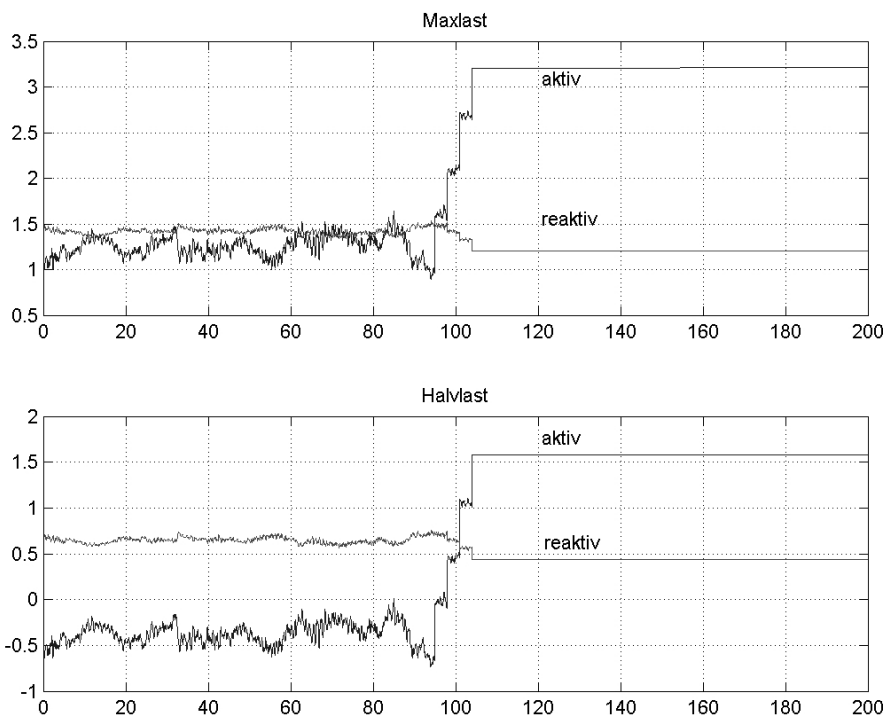
Ovanstående spänningsvariationer är isolerade från påverkan av lastvariationer, de beror endast på variationer i vindkraftverkens produktion. Det är svårt att göra trovärdiga modeller för hur lasten varierar. Ett sätt att studera hur mycket lastvariationer i kombination med vindkraftsproduktionen påverkar de långsamma spänningsvariationerna är att studera skillnaden mellan max- och halvlast fallet ovan. Genom att beräkna skillnaden mellan högsta spänningen vid halvlastfallet och lägsta spänningen vid maxlastfallet fås ett mått på hur mycket spänningen kan ändras från en tidpunkt då vindkraftverken producerar maximalt vid liten last till en annan tidpunkt då vindkraftverken producerar mindre effekt och lasten är stor.

För station 426 på Tjärbylinjen är den maximala spänningsskillnaden 32 V, vid 527 är den 48 V, vid 554 är den 54 V och längst ut i nätet vid 395 är spänningsskillnaden 86 V. Även för Genevadlinjen studeras den maximala spänningsskillnaden mellan max- och halvlastfallet. För S200066 blir resultatet 82 V för GVD-1 164 V för N537 198 V och för SBY-1 214 V.

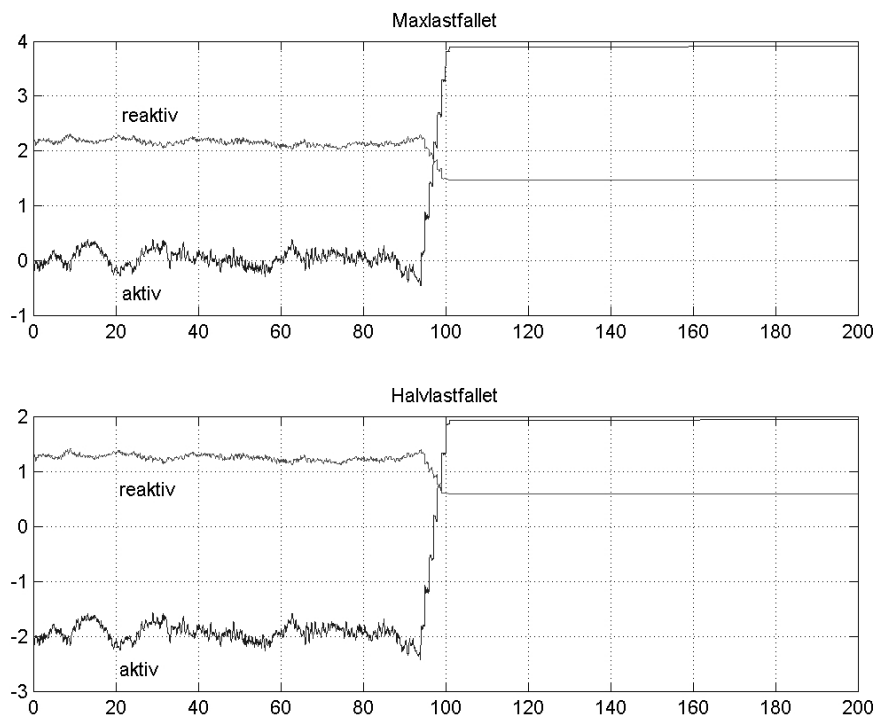
När man även tar hänsyn till lastvariationerna vid studerandet av spänningsvariationerna kan man se att spänningsvariationerna ökar längre ut i nätet, även efter det sista vindkraftverkets anslutningspunkt. Detta beror på att variationerna nu till stor del beror på skillnaden i förluster vid olika lastnivåer.

5.1.3 Bortkoppling av vindkraftverken

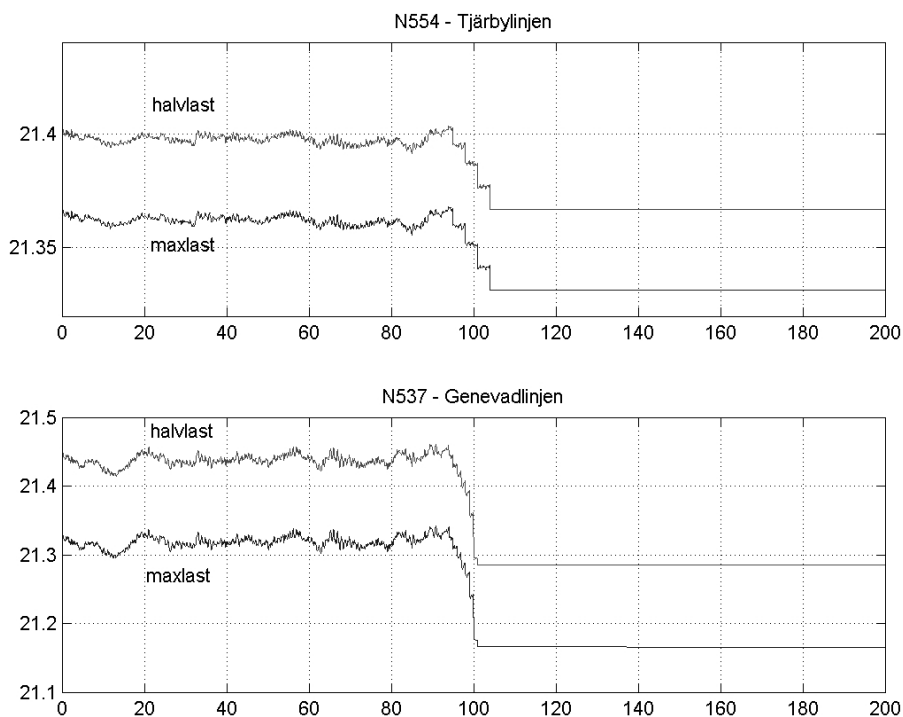
För att få ett extremfall kopplas vindkraftverken bort ett efter ett i snabb takt när de producerar omkring märkeffekt. Detta ger en möjlighet att se skillnaden mellan full vindkraftproduktion och ingen vindkraftproduktion. I figur 14 och figur 15 kan man se effektgenereringen från Laholm till respektive linje för detta fall. Den aktiva effekten ökar kraftigt när vindkraftverken kopplas bort för att tillgodose effektbehovet i nätet. Den reaktiva effekten minskar på grund av att vindkraftverken inte längre drar någon reaktiv effekt.



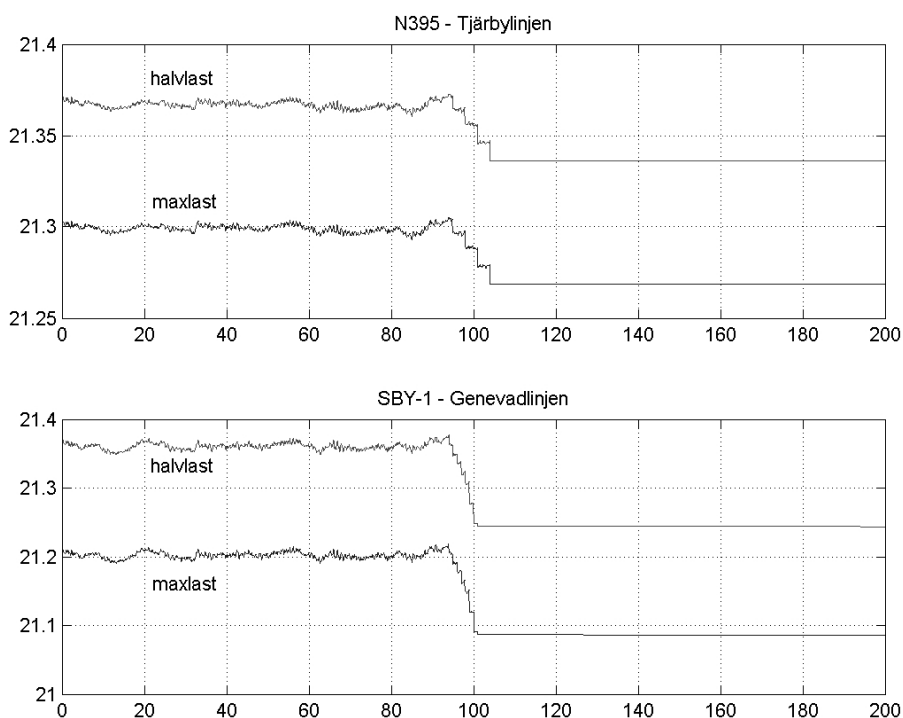
Figur 14. Effekt tillförd Tjärbylinjen vid frånkoppling av alla vindkraftverk. Effekten i MW resp. MVar som funktion av tiden i sekunder.



Figur 15. Effekt tillförd Genevadlinjen vid frånkoppling av alla vindkraftverk. Effekten i MW resp. MVar som funktion av tiden i sekunder.



Figur 16. Spänningen i kV som funktion av tiden i sekunder för noden med det sista vindkraftverket för Genevad- respektive Tjärbylinjen.



Figur 17. Spänningen i kV som funktion av tiden i sekunder för den nod som ligger längst ut i respektive linje.

Spänningen i den noden där det sista vindkraftverket på Tjärby- respektive Genevadlinjen är anslutet, då vindkraftverken kopplas bort, kan ses i figur 16. Resultatet kan ses som den maximala spänningsändringen som kan uppstå på grund av vindkraftverkens effektproduktion. Först är vindkraftsproduktionen för linjerna på en maximal nivå för att någon sekund senare inte ge något effektbidrag alls till nätet. Effekten som lasterna fortfarande kräver måste då tillgodoses från det externa nätet. All effektproduktion sker då från en mer avlägsen punkt i nätet eftersom inget bidrag fås från vindkraftverken. Effekten transporteras då en längre väg och ledningarnas impedans gör att spänningsfallet blir större.

För Tjärbylinjen blir den maximala spänningsändringen vid bortkopplingsfallet cirka 37 V och för Genevadlinjen 176 V vid N554 respektive N537.

I figur 17 kan man se spänningen vid bortkoppling vid den nod som ligger längst ut i respektive nät. Dessa noder tas med för att de var vid dem som den största spänningsvariationen registrerades då även lastvariationer beaktades (se kapitel 5.1.2). När först spänningsvariationen med konstant lastnivå studeras fås den största spänningsvariationen vid N395 på Tjärbylinjen till 37 V och vid SBY-1 på Genevadlinjen fås 133 V. För den yttersta noden på Tjärbylinjen blir spänningsvariationen som väntat densamma som vid det sista vindkraftverket, medan den sista noden på Genevadlinjen har en mindre spänningsvariation än det sista vindkraftverkets anslutningspunkt, vilket beror på nätets förgrening.

Spänningsvariationerna studeras nu då hänsyn tas till att lasten också varierar. Genom att studera ovanstående simuleringsresultat kan en maximal spänningsvariation beräknas som skillnaden i spänning mellan fallen maximal vindkraftverksproduktion och halvlast till ingen vindkraftsproduktion och maximal last. Resultaten blir då 72 V för det sista vindkraftverkets anslutningspunkt (N554) och 104 V för linjens sista nod (N395) på Tjärbylinjen. För Genevadlinjen blir det 295 V för det sista vindkraftverkets anslutningspunkt (N537) och 292 V för den sista noden (SBY-1).

Man kan konstatera att med dessa förutsättningar fås de största spänningsvariationerna för alla noder. Spänningsvariationerna beror både av lastvariationer och vindkraftverkens effektvariationer. Här fås maximal påverkan från vindkraftverken då de går från maxproduktion till ingen produktion alls. Detta leder till att spänningsvariationerna ökar längre ut på Tjärbylinjen, medan ett lite annorlunda resultat fås för Genevadlinjen. Visserligen ökar spänningsvariationerna längre ut på linjen, men de två noder som redovisas här är ett undantag. Detta beror på en förgrening av nätet där det sista vindkraftverket ligger på en annan gren än den station som ligger längst ut på linjen. På grund av den maximala påverkan från vindkraftverken blir spänningsvariationen vid det sista vindkraftverket något större än den vid linjens sista nod.

Dessa simuleringar är utförda under en kort tid (200 sekunder) och det är inte naturligt att alla vindkraftverken kopplas bort under en så kort tidsrymd. Förutsättningarna har valts för att studera skillnaden mellan maximal och ingen vindkraftproduktion snarare än att illustrera ett verkligt driftsfall.

5.1.4 Sammanfattning av resultat från simuleringar

Här följer en sammanfattning av resultaten från simuleringarna ovan. Med simuleringarna har spänningsvariationerna i form av skillnaden mellan högsta och lägsta spänning under simuleringstiden redovisats, dessa sammanfattas i tabell 5.

Tjärby-linjen	Drift	Drift + lastvariationer	Bortkoppling	Bortkoppling + lastvariationer
N426	13 V	32 V	-	-
N527	18 V	48 V	-	-
N554	18 V	54 V	37 V	72 V
N395	18 V	86 V	37 V	104 V
Genevad-linjen				
S200066	40 V	82 V	-	-
GVD-1	56 V	164 V	-	-
N537	79 V	198 V	176 V	295 V
SBY-1	56 V	214 V	133 V	292 V

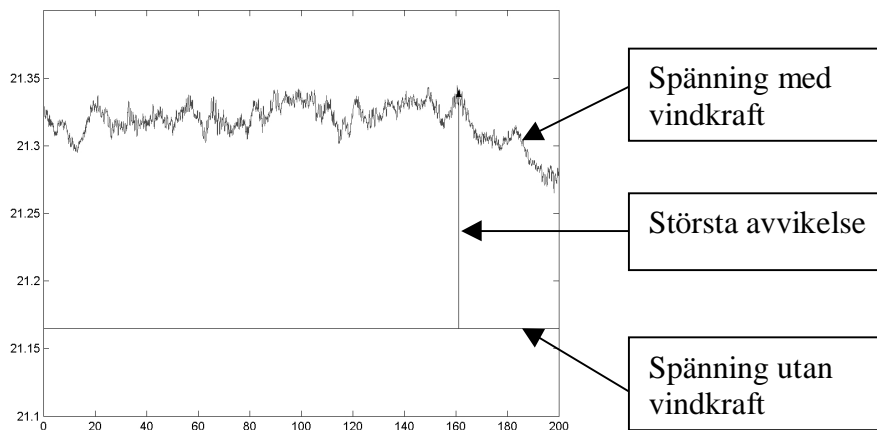
Tabell 5. Spänningsvariationerna vid de olika simuleringfallen.

Resultaten ovan ger endast information om hur mycket spänningen varierar till beloppet, inte någon relativ spänningsvariation. Som beskrivits i kapitel 3.1 bör inte vindkraftverk anslutna via egen transformator till 20 kV distributionsradial orsaka långsamma spänningsvariationer som är större än 2,5 % i den första anslutningspunkten. Detta avser en avvikelse från nominell spänning i respektive punkt. Den nominella spänningen ansätts som den spänning som fås i respektive nod då alla vindkraftverk är bortkopplade.

Man måste till dessa 2,5 % också ta hänsyn till lindningskopplarens dödband, däremot ska inte lastvariationers påverkan tas med vid jämförandet med rekommendationen 2,5 %. Lindningskopplarens steg för högspänningstransformatorn i Laholmstationen är $\pm 1,7\%$. Dödbandet blir då enligt ekvation 3.1:

$$\frac{\pm 1,7\% \cdot 1,2}{2} = \pm 1,02\%$$

För att jämföra med rekommendationen beräknas den relativa spänningsvariationen genom att beräkna största avvikelse från nominell spänning, och delar denna avvikelse med den nominella spänningen (se figur 18). På så sätt fås vindkraftverkens bidrag till den relativa spänningsvariationen i procent. För att få den totala spänningsvariationen summeras denna variationen med lindningsomkopplarens dödband. Resultaten för de två lastfallen kan ses i tabell 6.



Figur 18. Exempel på hur största avvikelse från nominell spänning definieras.

Tjärby	Maxlast	Totalt [%]	Halvlast	Totalt [%]
N426	26 V	$0,12+1,02=1,14$	26 V	$0,12+1,02=1,14$
N527	36 V	$0,17+1,02=1,19$	37 V	$0,17+1,02=1,19$
N554	38 V	$0,18+1,02=1,20$	38 V	$0,18+1,02=1,20$
N395	38 V	$0,18+1,02=1,20$	38 V	$0,18+1,02=1,20$
Genevad				
S200066	93 V	$0,44+1,02=1,46$	93 V	$0,44+1,02=1,46$
GVD-1	136 V	$0,64+1,02=1,66$	135 V	$0,63+1,02=1,65$
N537	179 V	$0,85+1,02=1,87$	179 V	$0,84+1,02=1,86$
SBY-1	136 V	$0,64+1,02=1,65$	135 V	$0,63+1,02=1,65$

Tabell 6. Relativa långsamma spänningsvariationer, i form av avvikelse från nominell spänningen i åtta noder i volt och procent. För de procentuella spänningsvariationerna är dödbandet medräknat.

Man kan konstatera att de långsamma spänningsvariationerna inte i något fall överstiger 2,5 %. Högsta värdet (1,87 %) fås vid N537 där Genevadlinjens sista vindkraftverk är anslutet. Högsta värdet på Tjärbylinjen uppgår till 1,2 % och erhålls vid N527 och N554 samt N395, där dock inget vindkraftverk är anslutet. Fortfarande gäller att det inte är någon skillnad på resultaten för max- respektive halvlast.

För att studera hur de relativa spänningsvariationerna blir då lasten ändras mellan max- och halvlast kan man beräkna spänningsavvikelsen som skillnaden mellan nominell spänning vid maxlast och högsta spänningen vid halvlast. Nominell spänning är lägre vid maxlast än vid halvlast och den högsta spänningen med vindkraftverken inkopplade fås vid halvlast. På detta sätt fås den största avvikelsen, som sedan divideras med nominell spänning vid maxlast för att få den relativa spänningsvariationen i procent.

Tjärby	Spänningsavvikelse [V]	Totalt [%]
N426	45	0,21+1,02=1,23
N527	67	0,31+1,02=1,33
N554	73	0,34+1,02=1,36
N395	105	0,49+1,02=1,51
Genevad		
S200066	136	0,64+1,02=1,66
GVD-1	244	1,15+1,02=2,17
N537	299	1,41+1,02=2,43
SBY-1	292	1,38+1,02=2,40

Tabell 7. Relativa långsamma spänningsvariationer, i form av avvikelse från nominell spänningen med hänsyn tagit till lastvariation. För de procentuella spänningsvariationerna är dödbandet medräknat.

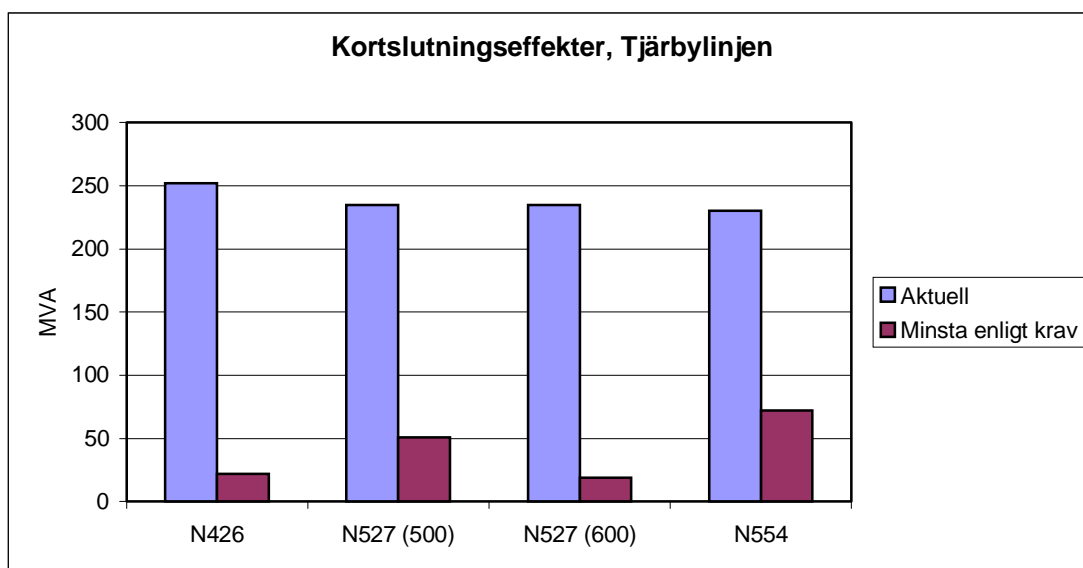
Vid medtagandet av lastvariationer kan variationerna vara större än 2,5 %. Däremot kan man inte redan i distributionsnätet tillåta en spänningsvariation lika stor som på lågspänningsnätet (+6 / -10 %). Detta för att ge utrymme för spänningsfall i lågspänningsnätet. Man kan dock konstatera att största relativa spänningsvariationen även med variation av laststorleken mellan max och halvlast inte blir större än 2,5 % med aktuella simuleringar. Största avvikelsen blir 2,43 % vid station 537 på Genevadlinjen och för Tjärbylinjen är den största avvikelsen 1,51 % vid N395.

5.2 Resultat av flickerberäkningar

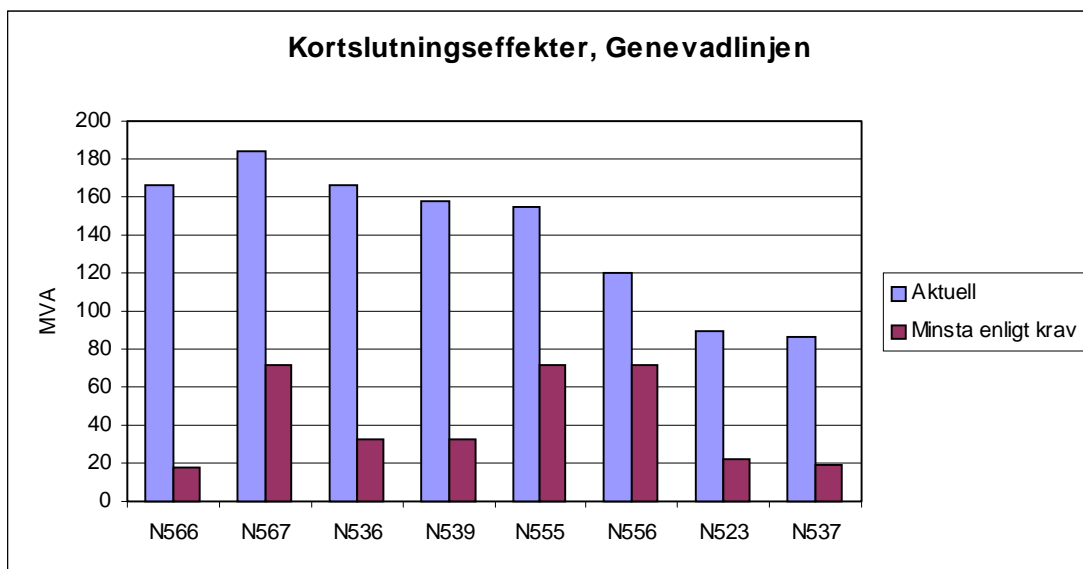
Tjärbylinjen	Sk [MVA]	Drift [MVA]	Inkoppling [MVA]	Upp. inkoppling [MVA]
N426	252	14	9	22
N527 (500)	235	51	17	42
N527 (600)	235	17	9	19
N554	230	7	29	72
Genevadlinjen				
N566	166	12	8	18
N567	184	7	29	72
N536	166	3	25	33
N539	158	3	25	33
N555	155	5	29	72
N556	120	5	29	72
N523	89	14	9	22
N537	86	16	8	19

Tabell 8. Krav på kortslutningseffekten enligt flickerberäkningar.

I tabell 8 ses kortslutningseffekten i varje vindkraftverks anslutningspunkt, samt kraven på densamma för att flickeremissionerna inte ska vara för stora. Det största värdet på krävd kortslutningseffekt för respektive anslutningspunkt (det vill säga minsta kortslutningseffekt för att inte överskrida $P_{lt} = 0,25$ i något fall) tillsammans med aktuellt S_k redovisas nedan i figur 19 och 20.



Figur 19. Kortslutningseffekter i Tjärbylinjens anslutningspunkter för vindkraftverk, i relation till minsta krav på Sk för att ej få för mycket flicker.



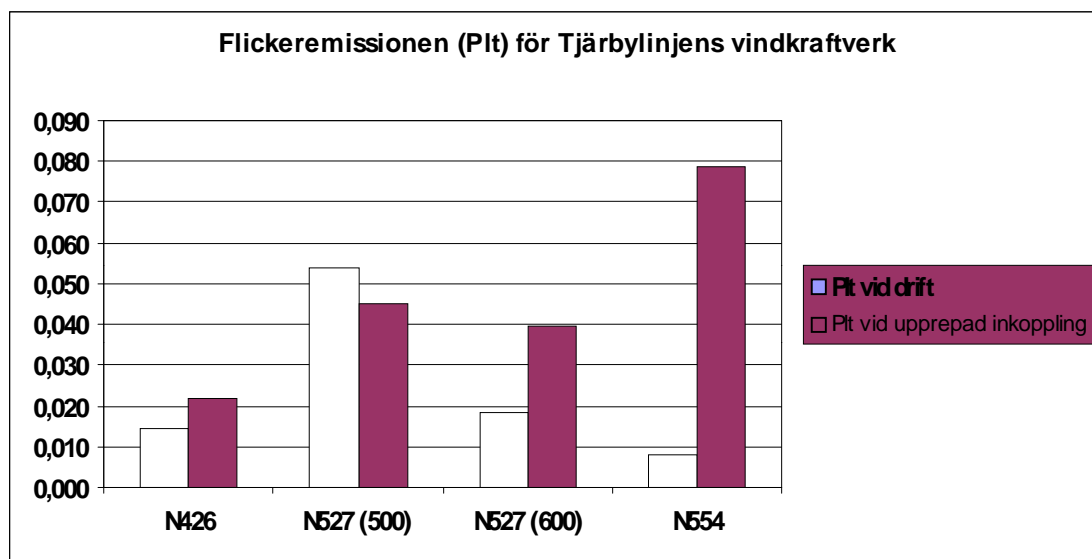
Figur 20. Kortslutningseffekter i Tjärbylinjens anslutningspunkter för vindkraftverk, i relation till minsta krav på Sk för att ej få för mycket flicker.

Nedan i tabell 9 ses den beräknade flickeremissionen P_{It} vid drift och upprepad inkoppling.

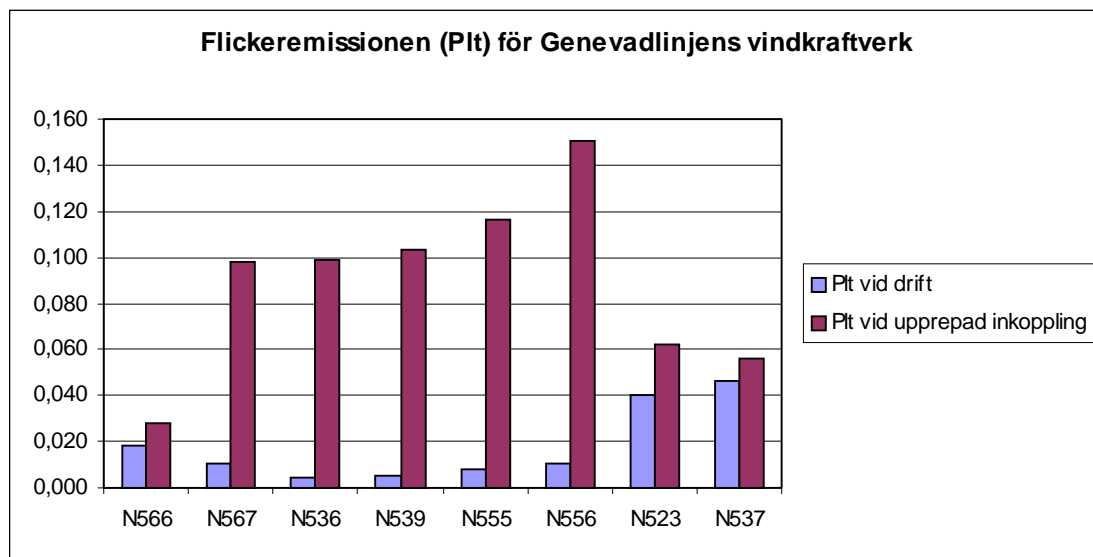
Tjärbylinjen	P_{lt} vid drift	P_{lt} vid upprepad inkoppling
N426	0,014	0,022
N527 (500)	0,054	0,045
N527 (600)	0,018	0,040
N554	0,008	0,079
Genevadlinjen		
N566	0,018	0,028
N567	0,010	0,098
N536	0,005	0,098
N539	0,005	0,103
N555	0,008	0,117
N556	0,010	0,151
N523	0,040	0,062
N537	0,046	0,056

Tabell 9. Flickeremissionen enligt beräkningarna.

Flickeremissionen i form av P_{lt} värdena i tabell 9 åskådliggörs nedan i figur 21 och 22.



Figur 21. Flickeremissionen till vindkraftverkens anslutningspunkter på Tjärbylinjen.



Figur 22. Flickeremissionen till vindkraftverkens anslutningspunkter på Genevadlinjen.

För nästan alla vindkraftverks anslutningspunkter är det flickeremissionen vid upprepad inkoppling som är störst. Värt att notera är att antalet i och urkopplingar under två timmar ska vara åtta stycken för att denna höga flickeremission ska uppstå. För att detta ska inträffa måste vinden vara väldigt varierande omkring vindkraftverks inkopplings- eller urkopplingsvind.

För alla vindkraftverkens anslutningspunkter ligger flickeremissionen med god marginal under den rekommenderade nivån $P_{It} = 0,25$. Störst flickeremission erhålls vid station 556 (Genevadlinjen), där ett 600 kW:s Windworld är anslutet. Där uppgår flickeremissionen till 0,15 vid upprepade inkopplingar (åtta inkopplingar under två timmar). Flickeremissionen vid normal drift är däremot endast 0,01 vid samma anslutningspunkt. Det är endast vid anslutningen av Vestas 500 kW:s verk till station 527 (Tjärbylinjen) som en större flickeremission ges vid drift än vid upprepade inkopplingar. Störst flickeremission vid Tjärbylinjen erhålls vid station 554, där ett Windworld 600 kW:s verk är anslutet. Flickeremissionen uppgår till 0,79 och är framtagen vid upprepade inkopplingar.

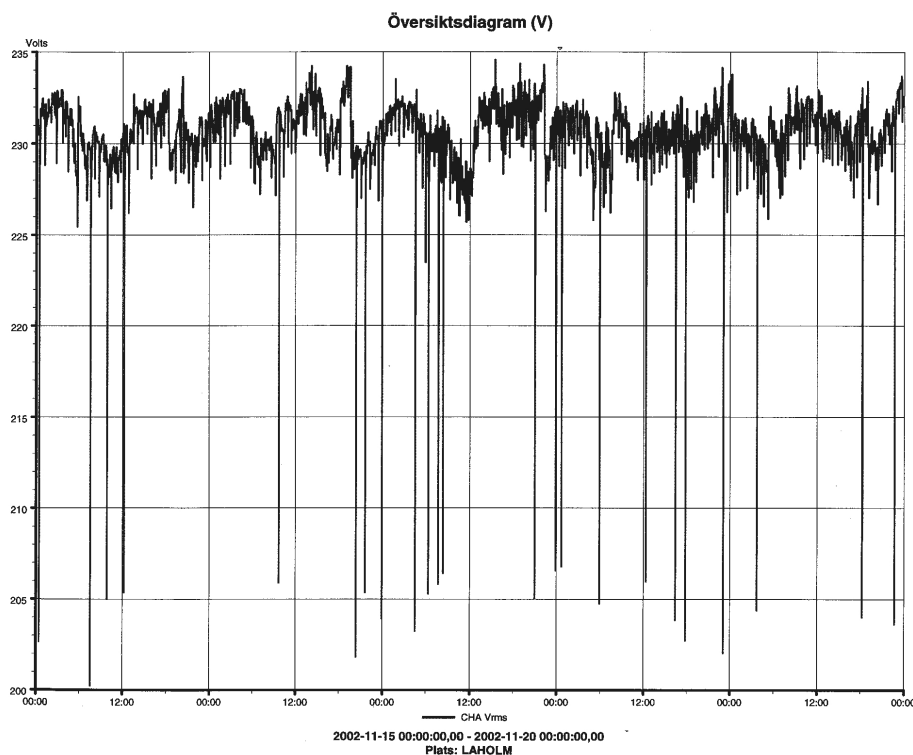
Ovanstående beräkningar tar endast hänsyn till ett vindkraftverk åt gången. Det finns dessutom formler (beskrivna i kapitel 4.2) med vilka total flickeremission kan beräknas, men med villkoret att de är anslutna till samma punkt på distributionsnätet. Då de flesta vindkraftverk är utspridda på linjerna är det bara vid station 527 på Tjärbylinjen som totalt P_{It} kan beräknas korrekt.

Totalt P_{It} vid 527 blir 0,057 vid drift och 0,053 vid upprepade inkopplingar. Värdena på flickeremissionen vid de olika fallen blir alltså inte särdeles mycket högre då man tar hänsyn att det är två verk anslutna.

5.3 Resultat från mätningar

Mätdata har studerats med hjälp av programvaran DRAN-VIEW från Dranetz-BMI. Mätdata kommer från sju dagar och genom att ta bort den första och sista dagen fås

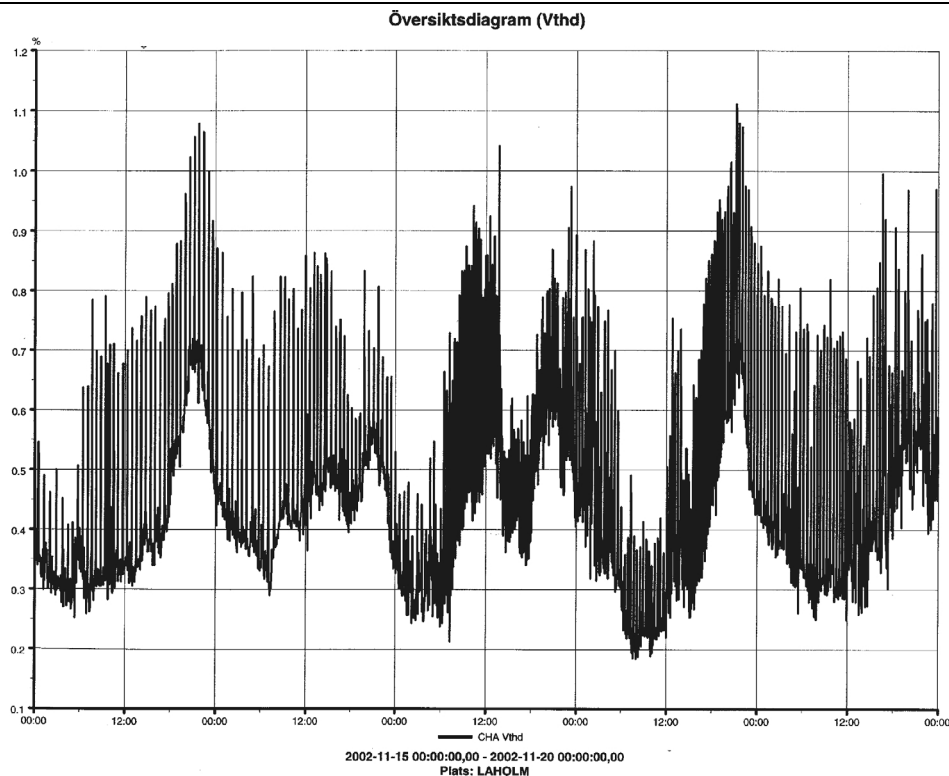
mätdata från fem hela dagar. Under mätperioden var vindförhållandena relativt lugna. Både vid mätningarnas början och avslut noterades att vindkraftverken var i drift men det blåste svag vind. Effektivvärdet för spänningen under denna perioden redovisas nedan i figur 23.



Figur 23. Spänningens effektivvärde i volt som funktion av tiden mellan 00.00 den 15 november till 23.59 den 19 november 2002.

Man kan se att spänningen varierar mestadels bara några få volt från nominell spänning på 230 V. Bortser man från spänningsdipparna varierar spänningen från cirka 226 V till 235 V. De spänningsdippar man kan iaktta är totalt 23 stycken, vilket betyder att under femdagarsperioden har spänningen passerat tröskelvärdet 207 V och sparats i minnet. Dessa spänningsdippar antas bero på det närliggande reningsverket som matas av stationen. Bortser man från spänningsdipparna får man en mer rättvis bild över hur spänningen varierar i nätet. Man kan då säga att spänningen med god marginal håller sig inom normens 207 V till 244V.

Dessa spänningsvariationer på omkring -4 till $+5$ V motsvarar en relativ spänningsvariation på cirka $\pm 2\%$. Mätutrustningen är ansluten bara någon meter från 20/0,4 kV transformatorn. Eftersom denna mätning alltså är utförd mycket nära 20 kV nätet kan man anta att spänningsvariation på 20 kV sidan i stationen GVD-1 också är cirka $\pm 2\%$. Detta resultat stämmer väl överens med simuleringsresultaten presenterade i kapitel 5.1.

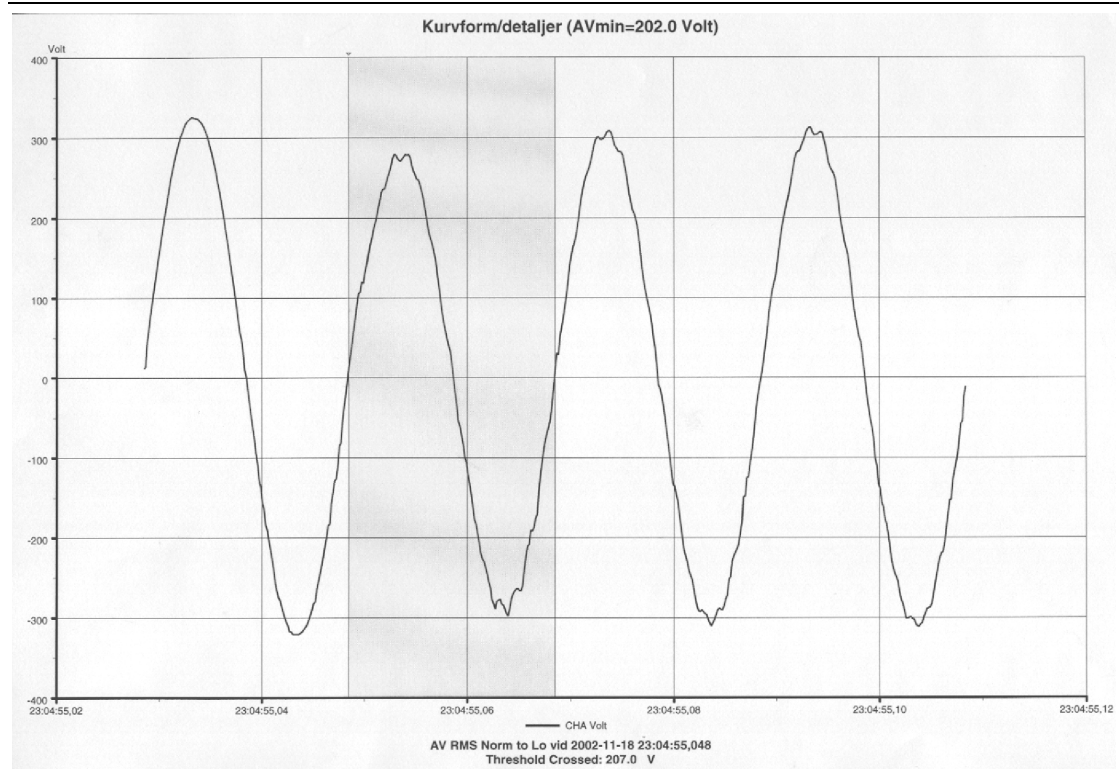


Figur 24. Spänningens THD som funktion av tiden mellan 00.00 den 15 november till 23.59 den 19 november 2002.

Spänningsdistorsionen har studerats med hjälp av THD (total harmonic distortion). Resultatet redovisas i figur 24. Det största THD-värdet som uppmätts under tiden var 1,11 %, men studerar man THD-värdet över hela mätperioden är den mestadels under en procent. Jämfört med normen, som rekommenderar att THD ska ligga under 6 %, får man säga att detta är ett mycket bra resultat. Man kan konstatera att 20 kV nätet med dess vindkraftverk inte bidrar till någon stor distorsion på lågspänningsnätet. Den lilla distorsion som uppmätts är ett resultat av störningar både från 20 kV:s nätet och från reningsverket vilket är den enda lasten som är kopplad till stationen.

Under mätperioden har totalt 10 spänningstransienter registrerats. Den största transientens toppvärde var 381 V. Den troliga orsaken är att även dessa störningar till huvudsak beror på lasten.

Nedan i figur 25 visas en spänningsdipp i detalj. Spänningen är under gränsvärdet under endast en period, det vill säga 20 ms. Figuren visar även de nästföljande två perioderna, och man kan se att spänningen fortfarande är under nominell spänning (230 V fasspänning = 325 V toppspänning). Dessutom kan man se att spänningens kurvform från och med dippet är distorderad.



Figur 25. Spänningens kurvform i detalj under en spänningsdipp.

6 Slutsatser

Resultatet från simuleringarna kan endast tolkas som att de långsamma spänningsvariationerna inte utgör något problem i de delar av Laholms distributionsnät som studerats. I vindkraftverkets anslutningspunkt till nätet finns en rekommendation på att den maximala spänningsvariationen får uppgå till $\pm 2,5$ %. Båda linjerna uppfyller dessa krav vid relativt extrema förhållanden, där den maximala spänningsvariationen uppgått till cirka $\pm 1,9$ % för Genevadlinjen och $\pm 1,2$ % för Tjärbylinjen.

Simuleringar med två olika (konstanta) lastfall har visat att spänningsvariationerna är oberoende av storleken på lasten. Spänningsvariationer som uppstår i nätet beror på den varierande effektproduktionen som erhålls av vindkraftverken. Detta på grund av att effekten transporteras olika långt på ledningarna beroende på storleken på effekttillskotten från vindkraftverken. Detta resulterar i varierande förluster som i sin tur ger upphov till spänningsändringarna i nätet. Dessutom beror spänningsvariationerna på spänningsregleringen vid linjernas inmatningspunkt. Variationerna där beror på högspänningstransformatorns lindningsomkopplare som har ett dödband på $\pm 1,02$ %. Det är dessa två faktorer som man tar hänsyn till när man studerar spänningsvariationer relativt rekommendationen $\pm 2,5$ %.

Orsaken till att varken spänningsvariationer eller spänningssänkningar utmed linjerna är något problem beror på att relativt grova ledningar och kablar används i stora delar av nätet. Dessa tål strömmar betydligt större än de som uppstår vid maxlastfallet. Att använda grövre kablar och ledningar gör att man erhåller en mindre ledarresistans samt induktans i ledningarna. Detta medför mindre förluster i nätet och mindre spänningsfall.

De låga värdena på den maximala spänningsvariationen beror även till stor del på den höga distributionsspänningen (20 kV). Om spänningsnivån istället skulle vara 10 kV måste dubbla strömmen flyta på ledningarna för att lika stor effekt skall överföras. Det är marginell skillnad i impedans för en 10 kV kabel jämfört med en 20 kV kabel. Detta betyder att det skulle bli i princip dubbelt så stora spänningsvariationer. Spänningsvariationen relativt den nominella spänningen blir då fyra gånger större (halverad nominell spänning och dubblad spänningsvariation). Därav kan man dra slutsatsen att om nätet nominella spänning varit 10 kV hade gränsvärdet överskridits för Genevadlinjen men däremot inte för Tjärbylinjen.

Det är värt att notera att de variationer på spänningen som redovisas här endast beror på vindkraftverken samt variationer i spänningen från 130/20 kV:s stationen som levererar energi till de två studerade linjerna. Den maximala spänningsvariationen 1,9 % är alltså isolerad från variationer i last på nätet. I verkligheten kommer spänningen i distributionsnätet också att variera som en följd av lastvariationer. Tas hänsyn till variationer mellan maximal last och hälften av maximal last fås högre spänningsvariationer. Största avvikelser från nominell spänning uppgår med dessa förutsättningar till endast $\pm 2,4$ % för Genevadlinjen och $\pm 1,5$ % för Tjärbylinjen.

För båda linjerna har beräkningarna på flickeremission givit resultat som ligger under rekommenderade värden med god marginal. Den största flickeremissionen är beräknad till 0,15 där gränsvärdet är 0,25 och detta är vid station 556 där ett

Windworld 600 kW:s verk är anslutet. Det är vid upprepade inkopplingar, förutom ett undantag, som den största flickeremissionen uppstår. I det sammanhanget är det värt att notera att inställningarna för det maximala antalet gånger ett vindkraftverk startar under en tvåtimmarsperiod (N) inte är känt för många av vindkraftverken. Beräkningarna har dock baserats på ett N som är i rätt storleksordning (från det enda kända), och eftersom flickeremissionen ligger långt från gränsvärdena bör inga problem uppstå. Dessutom är många inkopplingar under en kort tidsperiod ett relativt ovanligt driftsfall.

Att den största flickeremissionen erhålls där ett Windworld 600 kW:s verk är anslutet, beror på att dessa verk har den största inkopplingsströmfaktorn k_i . I den del av nätet som studerats i den här rapporten finns fyra verk av den här typen och totalt finns det 22 verk av denna typ i hela SHK:s distributionsnätet. Detta är den klart dominerande typen och skulle därmed kunna orsaka problem på grund av deras dåliga flickeregenskaper. Anledningen till att det inte blir något problem beror på det starka nätet, vilket innebär stora kortslutningseffekter i vindkraftverkens anslutningspunkter.

De 600 kW:s Windworld vindkraftverken har på grund av deras dåliga flickeregenskaper de högsta kraven på kortslutningseffekt i anslutningspunkten. Vid det värsta fallet (upprepad inkoppling) motsvarar kravet på flickeremissionen en kortslutningseffekt på 72 kVA. Den svagaste punkten ett av dessa verk är ansluten till har kortslutningseffekten 120 kVA. I den svagaste punkten något vindkraftverk är anslutet till är motsvarande siffra 86 kVA, men där är endast ett 150 kW:s verk anslutet.

Mätningarna i lågspänningssidan vid stationen i Genevad verifierar det allmänna intrycket att elkvaliteten är bra. Bortsett från störningar som antas bero på en last som är kopplad till samma station, varierar spänningen endast cirka $\pm 2\%$ från nominell spänning. Spänningsdistorsionen ligger långt under rekommenderade 6 %, den är endast 1,11 % som högst, och till största delen under 1 %.

Källförteckning

- [1] Ola Carlsson, "Vind- Sol- och Vågkraft", Institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2002
- [2] Åke Larsson, "The Power Quality of Wind Turbines", Institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2000
- [3] Tomas Petru, "Modelling of Wind Turbines for Power System Studies", Institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2001
- [4] Daniel Karlsson, "Voltage Stability Simulations using Detailed Models based on Field Measurements", Institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 1992
- [5] "AMP, Anslutning av mindre produktionsanslutningar till elnätet", Sveriges Elleverantörer, Stockholm 1999
- [6] Math Bollen, "Transmission and Distribution", Institutionen för elteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg 2001

Tack till...

Vi är ett stort tack skyldiga följande personer som gjort detta examensarbete möjligt:

- Kjell-Åke Persson, Platschef på Svenska Kraftnät i Halmstad, som kom på iden till detta examensarbete, och kopplade samman oss och SHK Energi.
- Bernt Persson, Elchef på SHK Energi i Laholm, som alltid ställt upp i sin roll som handledare när vi behövt hjälp.
- Jaap Daalder, Professor i Elsystemteknik vid Chalmers, vår handledare som under arbetets gång hjälpt till när det behövts.
- Torbjörn Thiringer, Docent i Elektriska maskiner och kraftelektronik vid Chalmers, som hjälpte oss förstå vad som var möjligt att göra i ett examensarbete.
- Mattias Jonsson och Jenny Paulinder, Doktorander i Elsystemteknik vid Chalmers, som har hjälpt oss med simuleringsprogrammet SIMPOW.
- Tomas Petru, Doktorand i Elektriska maskiner och kraftelektronik vid Chalmers, som gav oss mätdata från vindkraftverk.
- Math Bollen, Professor i Elsystemteknik vid Chalmers, som hjälpte oss med mätutrustningen för mätningarna på lågspänningsnätet.
- Ola Carlsson, Docent i Elektriska maskiner och kraftelektronik vid Chalmers, som hjälpte oss med tekniska frågor om vindkraftverk.
- Jan-Olov Lanto, Tekniker vid Chalmers Elkraftinstitution, som hjälpt oss med dator och programvara.

Appendix

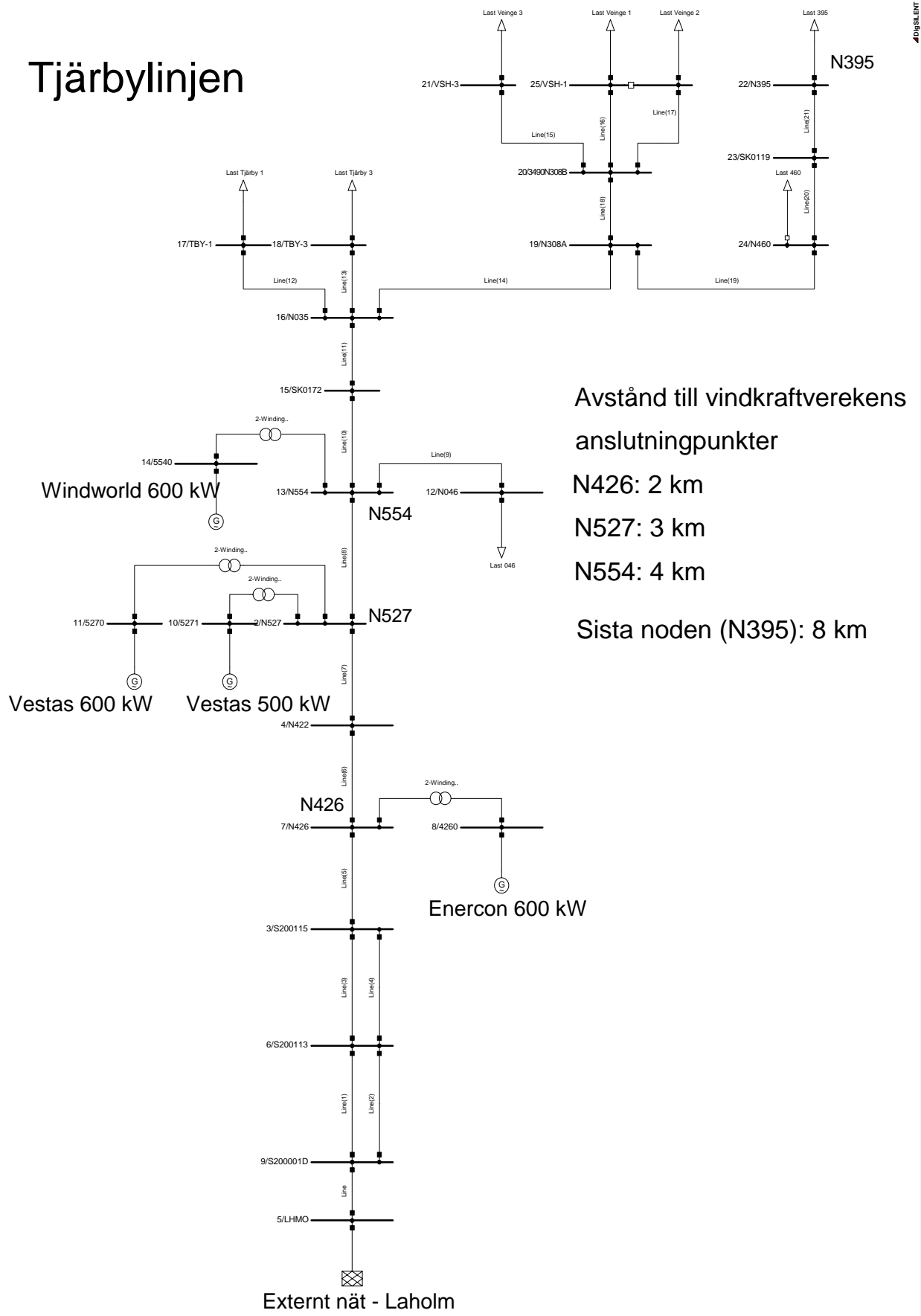
Appendix 1 – Linjernas utseende	2 sidor
Appendix 2 – Laster	2 sidor
Appendix 3 – SIMPOW filer	12 sidor
Appendix 4 – Datablad för vindkraftverken	18 sidor

Anmärkningar för PDF-versionen av denna rapport:

Appendix 1-3 är inkluderade i dokumentet men Appendix 4 är inte med på grund av tekniska problem.

Vid frågor kan författarna kontaktas via e-post på följande adress: ulf.h@home.se

Tjärbylinjen



Avstånd till vindkraftverkens
anslutningspunkter

N426: 2 km

N527: 3 km

N554: 4 km

Sista noden (N395): 8 km

Appendix 2

Laster på Tjärbylinjen

Anslutningspunkt	Ström A	Spänning kV	Skenbar effekt MVA	Aktiv effekt MW	Reaktiv effekt MVar
TBY-1	6	21	0,218	0,196	0,095
TBY-3	6	21	0,218	0,196	0,095
VSH-1	17	21	0,618	0,557	0,270
VSH-2	28	21	1,018	0,917	0,444
VSH-3	23	21	0,837	0,753	0,365
N460	6	21	0,218	0,196	0,095
N395	12	21	0,436	0,393	0,190
N046	1	21	0,036	0,033	0,016

cos phi 0,9
sin phi 0,44

Appendix 2

Laster på Genevadlinjen

Anslutningspunkt	Ström A	Spänning kV	Skenbar effekt MVA	Aktiv effekt MW	Reaktiv effekt MVA _r
GVD-1	50	21	1,819	1,637	0,793
SGD-1	9	21	0,327	0,295	0,143
SBY-1	15	21	0,546	0,491	0,238
ORE-1	8	21	0,291	0,262	0,127
ORE-2	3	21	0,109	0,098	0,048
VBY-1	7	21	0,255	0,229	0,111
N150	10	21	0,364	0,327	0,159
N311	2	21	0,073	0,065	0,032
N319	3	21	0,109	0,098	0,048
N325	2	21	0,073	0,065	0,032
N349	2	21	0,073	0,065	0,032
N357	1	21	0,036	0,033	0,016
N358	1	21	0,036	0,033	0,016
N371	1	21	0,036	0,033	0,016
N388	2	21	0,073	0,065	0,032
N391	3	21	0,109	0,098	0,048
N416	2	21	0,073	0,065	0,032
N428	1	21	0,036	0,033	0,016

cos phi 0,9
sin phi 0,44

Appendix 3

** tjarby_max.optpow **

!!!! SIMPOW-fil som beskriver Tjärbylinjens uppbyggnad vid maxlastfallet

CONTROL
LONG=0
END

GENERAL
SN=100 !!!! Effektbas 100 MVA
END

NODES !!!! Alla noder i nätet
BUS1 UB=21.4 !!!!LHMO
BUS2 UB=21.4 !!!!S200001D
BUS3 UB=21.4 !!!!S200113
BUS4 UB=21.4 !!!!S200115
BUS5 UB=21.4 !!!!N426
BUS6 UB=0.69 !!!!4260
BUS7 UB=21.4 !!!!N422
BUS8 UB=21.4 !!!!N527
BUS9 UB=0.69 !!!!5271
BUS10 UB=0.69 !!!!5270
BUS11 UB=21.4 !!!!N554
BUS12 UB=0.69 !!!!5540
BUS13 UB=21.4 !!!!N046
BUS14 UB=21.4 !!!!SK0172
BUS15 UB=21.4 !!!!N035
BUS16 UB=21.4 !!!!TBY-3
BUS17 UB=21.4 !!!!TBY-1
BUS18 UB=21.4 !!!!N308A
BUS19 UB=21.4 !!!!3490N308B
BUS20 UB=21.4 !!!!VSH-3
BUS21 UB=21.4 !!!!VSH-1
BUS22 UB=21.4 !!!!VSH-2
BUS23 UB=21.4 !!!!N460
BUS24 UB=21.4 !!!!SK0119
BUS25 UB=21.4 !!!!N395
END

TRANSFORMERS !!!! Vindkraftverkens transformatorer
BUS5 BUS6 SN=630 UN1=21.0 UN2=0.69 ER12=0 EX12=0.050
BUS8 BUS9 SN=630 UN1=21.0 UN2=0.69 ER12=0 EX12=0.053
BUS8 BUS10 SN=630 UN1=21.0 UN2=0.69 ER12=0 EX12=0.053
BUS11 BUS12 SN=630 UN1=21.0 UN2=0.69 ER12=0 EX12=0.048
END

!!!! Bas för impedans Zb=4,5796

LINES !!!! Alla kablar och ledningar i nätet
BUS1 BUS2 TYPE=12 R=0.0218 X=0.0069 B=0.00046 L=0.732 !!!!AXKJ300
BUS2 BUS3 NO=1 TYPE=12 R=0.0467 X=0 B=0 L=0.737 !!!!FEAL157
BUS2 BUS3 NO=2 TYPE=12 R=0.0467 X=0 B=0 L=0.79 !!!!FEAL157
BUS3 BUS4 NO=1 TYPE=12 R=0.0467 X=0 B=0 L=0.195 !!!!FEAL157
BUS3 BUS4 NO=2 TYPE=12 R=0.0467 X=0 B=0 L=0.18 !!!!FEAL157
BUS4 BUS5 TYPE=12 R=0.0467 X=0 B=0 L=0.294 !!!!FEAL157
BUS5 BUS7 TYPE=12 R=0.0218 X=0.0069 B=0.00046 L=0.786 !!!!AXKJ300
BUS7 BUS8 TYPE=12 R=0.0218 X=0.0069 B=0.00046 L=0.53 !!!!AXKJ300
BUS8 BUS11 TYPE=12 R=0.0218 X=0.0069 B=0.00046 L=0.564 !!!!AXCE300
BUS11 BUS13 TYPE=12 R=0.0699 X=0.0082 B=0.00029 L=0.768 !!!!AXKJ 95
BUS11 BUS14 TYPE=12 R=0.0218 X=0.0069 B=0.00046 L=0.184 !!!!AXCE300

Appendix 3

```
BUS14 BUS15 TYPE=12      R=0.0218   X=0.0069   B=0.00046   L=1.1      !!!!AXKJ300
BUS15 BUS16 TYPE=12      R=0.0218   X=0.0069   B=0.00046   L=0.01     !!!!AXKJ300
BUS15 BUS17 TYPE=12      R=0.0218   X=0.0069   B=0.00046   L=0.01     !!!!AXKJ300
BUS15 BUS18 TYPE=12      R=0.0218   X=0.0069   B=0.00046   L=2.395    !!!!AXKJ300
BUS18 BUS19 TYPE=12      R=0.0218   X=0.0069   B=0.00046   L=0.01     !!!!AXKJ300
BUS19 BUS20 TYPE=12      R=0.0450   X=0.0082   B=0.00033   L=0.02     !!!!AXKJ150
BUS19 BUS21 TYPE=12      R=0.0450   X=0.0082   B=0.00033   L=0.02     !!!!AXKJ150
BUS19 BUS22 TYPE=12      R=0.0450   X=0.0082   B=0.00033   L=0.02     !!!!AXKJ150
BUS18 BUS23 TYPE=12      R=0.0450   X=0.0082   B=0.00033   L=0.544    !!!!AXKJ150
BUS23 BUS24 TYPE=12      R=0.0450   X=0.0082   B=0.00033   L=0.195    !!!!AXKJ150
BUS24 BUS25 TYPE=12      R=0.0699   X=0.0082   B=0.00029   L=0.275    !!!!AXKJ 95
END
```

LOADS

```
BUS6  P=-0.001  Q=0          !!!! De fyra vindkraftverken
BUS9  P=-0.001  Q=-0.001
BUS10 P=-0.001  Q=-0.001
BUS12 P=-0.001  Q=-0.001
```

```
!!!! Lasterna med indata till den dynamiska lastmodellen
BUS13 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.033 QIN=0.016 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS16 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.196 QIN=0.095 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS17 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.196 QIN=0.095 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS20 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.753 QIN=0.365 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS21 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.557 QIN=0.270 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS22 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.917 QIN=0.444 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS23 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.196 QIN=0.095 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
BUS25 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.393 QIN=0.190 alS=0.54 alT=2.20
      beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
```

END

!!!! Parametrarna alS, alT och beta kommer från [4], uppmätta värden för
!!!! område (Fotevik) med mycket eluppvärda hus en februarikväll. Ett "maxlast"
fall.

DSL_TYPES

```
lastopt2(PIN,QIN,alS,alT,beta,Tpr,BUS,TPL,TQL,PM0,QM0,Pr0)
END
```

```
POWER !!!! Vårt externa nät definieras som "swing-bus"
BUS1 TYPE=NODE      RTYPE=SW      U=21.4      FI=0      NAME=LHMO
END
```

END

Appendix 3

```
** tjarby.dynpow **

!!!! SIMPOW-fil som beskriver Tjärbylinjens dynamiska beteende

CONTROL DATA
  LONG=0
  TEND=200  !!!! simuleringstid är 200 sekunder
END

GENERAL
  REF=LHMO  !!!! referensnod för hela systemet
  FN=50
END

LOADS
  BUS6  PTAB=1          !!!! De fyra vindkraftverken
  BUS9  PTAB=2 QTAB=22  !!!! P och Q för respektive verk
  BUS10 PTAB=3 QTAB=33  !!!! är listade i tabeller nedan
  BUS12 PTAB=4 QTAB=44

  BUS13 TYPE=DSL/lastdyn2/  !!!! De 8 lasterna, hänvisning till lastmodell
  BUS16 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS17 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS20 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS21 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS22 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS23 TYPE=DSL/lastdyn2/
  BUS25 TYPE=DSL/lastdyn2/
END

DSL_TYPES
  lastdyn2(PIN,QIN,alS,alT,beta,Tpr,BUS,PM0,QM0,Pr0)
END

NODES
  BUS1 TYPE=1 NAME=LHMO
END
!!!! Genom att sätta TYPE=1 blir BUS1 vår infinite bus,
!!!! ett "oändligt starkt nät" som matar in den effekt som behövs

TABLES
1 TYPE=0 F=
  0.0352  585.8750          !!!! P för vindkraftverk 1
  0.0742  589.5536
  0.1133  600.2348
  ...
  ...
  199.9180  582.4106
  199.9570  576.6491
  199.9961  562.4770
2 TYPE=0 F=          !!!! P för vindkraftverk 2
  0.0352  519.3870
  0.0742  511.8200
  0.1133  503.9106
  ...
22 TYPE=0 F=          !!!! Q för vindkraftverk 2
  0.0352  -77.7508
  0.0742  -75.7231
  0.1133  -70.4654
  ...
END
```

Appendix 3

```
RUN INSTRUCTIONS          !!!! Bortkoppling av vindkraftverk
  AT=95 INST=DISCONNECT LOAD BUS6
  AT=98 INST=DISCONNECT LOAD BUS9
  AT=101 INST=DISCONNECT LOAD BUS10
  AT=104 INST=DISCONNECT LOAD BUS12
END

END
```

Appendix 3

** genevad_max.optpow **

!!!! SIMPOW-fil som beskriver Genevadlinjens uppbyggnad vid maxlastfallet

CONTROL

LONG=0

END

GENERAL

SN=100 !!!! Effektbas 100 MVA

END

NODES

!!!! Alla noder i nätet

LHMO UB=21.4

S200001C UB=21.4

S200066 UB=21.4

SK526 UB=21.4

N566 UB=21.4

5660 UB=0.69

N567 UB=21.4

5670 UB=0.69

N536 UB=21.4

5360 UB=0.69

N539 UB=21.4

5390 UB=0.69

S200075 UB=21.4

N555 UB=21.4

5550 UB=0.69

S200101 UB=21.4

N556 UB=21.4

5560 UB=0.69

S200103 UB=21.4

GEVA UB=21.4

N150 UB=21.4

GVD1 UB=21.4

N388 UB=21.4

S200182 UB=21.4

S200187 UB=21.4

N391 UB=21.4

S200196 UB=21.4

S200197 UB=21.4

N311 UB=21.4

S200203 UB=21.4

ORE1 UB=21.4

ORE2 UB=21.4

S200210 UB=21.4

N416 UB=21.4

N523 UB=21.4

5230 UB=0.69

N537 UB=21.4

5370 UB=0.69

S200127 UB=21.4

S200144 UB=21.4

S200177 UB=21.4

N307 UB=21.4

Appendix 3

```

VBY1      UB=21.4

S200212   UB=21.4
S200219   UB=21.4
N357      UB=21.4
S200224   UB=21.4
N358      UB=21.4
N325      UB=21.4
S200239   UB=21.4
SBY1      UB=21.4

S200241   UB=21.4
N427      UB=21.4
S200252   UB=21.4
S200260   UB=21.4
N319      UB=21.4

S200265   UB=21.4
N371      UB=21.4
N349      UB=21.4

S200279   UB=21.4
N428      UB=21.4
S200288   UB=21.4
SGD1      UB=21.4

```

END

```

TRANSFORMERS      !!!! Vindkraftverkens transformatorer
N566 5660 SN=630      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.047
N567 5670 SN=630      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.047
N536 5360 SN=800      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0.8    EX12=0.054
N539 5390 SN=800      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.055
N555 5550 SN=630      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.047
N556 5560 SN=630      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.048
N523 5230 SN=630      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.048
N537 5370 SN=315      UN1=21.0      UN2=0.69      ER12=0      EX12=0.044

```

END

!!!! Bas för impedans $Z_b=4,5796$

```

LINES      !!!! Alla kablar och ledningar i nätet
LHMO      S200001C      TYPE=12 R=0.0218      X=0.0069      B=0.00046      L=0.737 !!!!AXKJ 300
S200001C  S2000066      TYPE=12 R=0.0312      X=0      B=0      L=2.657 !!!!FEAL 234
S200066   SK526      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0219      B=0.00035      L=0.496 !!!!AXCELE150
SK526    N566      TYPE=12 R=0.140      X=0.0261      B=0.00023      L=0.887 !!!!AXCELE 50
SK526    N567      TYPE=12 R=0.140      X=0.0261      B=0.00023      L=0.035 !!!!AXCELE 50
SK526    N536      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0082      B=0.00033      L=1.862 !!!!AXLJ 150
N536     N539      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0254      B=0.00035      L=0.765 !!!!AXCE 150
S200066  S200075      TYPE=12 R=0.0312      X=0      B=0      L=1.022 !!!!FEAL 234
S200075  N555      TYPE=12 R=0.140      X=0.0261      B=0.00023      L=0.657 !!!!AXCELE 50

S200075  S200101      TYPE=12 R=0.0312      X=0      B=0      L=3.036 !!!!FEAL 234
S200101  N556      TYPE=12 R=0.140      X=0.0302      B=0.00023      L=0.26 !!!!AXCE 50
S200101  S200103      TYPE=12 R=0.0312      X=0      B=0      L=0.147 !!!!FEAL 234
S200103  GEVA      TYPE=12 R=0.0218      X=0.0069      B=0.00046      L=0.21 !!!!AXKJ 300
GEVA     N150      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0082      B=0.00033      L=0.257 !!!!AXKJ 150
GEVA     GVD1      TYPE=12 R=0.0218      X=0.0069      B=0.00046      L=0.81 !!!!AXKJ 300
GVD1     N388      TYPE=12 R=0.0699      X=0.0082      B=0.00029      L=0.591 !!!!AXKJ 95
GVD1     S200182      TYPE=12 R=0.0699      X=0.0082      B=0.00029      L=1.085 !!!!AXKJ 95

S200182  S200187      TYPE=12 R=0.0734      X=0      B=0      L=0.43 !!!!FEAL 99
S200187  N391      TYPE=12 R=0.0699      X=0.0082      B=0.00029      L=0.035 !!!!AXKJ 95
S200187  S200196      TYPE=12 R=0.0734      X=0      B=0      L=0.9 !!!!FEAL 99
S200196  S200197      TYPE=12 R=0.0734      X=0      B=0      L=0.105 !!!!FEAL 99
S200197  N311      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0082      B=0.00033      L=0.153 !!!!AXKJ 150
S200197  S200203      TYPE=12 R=0.0734      X=0      B=0      L=0.105 !!!!FEAL 99
S200203  ORE1      TYPE=12 R=0.0450      X=0.0082      B=0.00033      L=0.007 !!!!AXKJ 150

```


Appendix 3

ORE1	ORE2	TYPE=12 R=0.0699	X=0.0082	B=0.00029	L=0.001 !!!!AXKJ 95
S200196	S200210	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.585 !!!!FEAL 99
S200210	N416	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.08 !!!!FEAL 99
S200210	N523	TYPE=12 R=0.140	X=0.0302	B=0.00023	L=0.604 !!!!AXCE 50
N523	N537	TYPE=12 R=0.140	X=0.0302	B=0.00023	L=0.398 !!!!AXCE 50
GVD1	S200127	TYPE=12 R=0.0450	X=0.0254	B=0.00035	L=0.379 !!!!AXCE 150
S200127	S200144	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=1.79 !!!!FEAL 99
S200144	S200177	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=1.259 !!!!FEAL 99
S200177	N307	TYPE=12 R=0.0450	X=0.0082	B=0.00033	L=0.047 !!!!AXKJ 150
N307	VBY1	TYPE=12 R=0.0450	X=0.0082	B=0.00033	L=0.015 !!!!AXKJ 150
N307	S200212	TYPE=12 R=0.0450	X=0.0082	B=0.00033	L=0.03 !!!!AXKJ 150
S200212	S200219	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.377 !!!!FEAL 62
S200219	N357	TYPE=12 R=0.0699	X=0.0082	B=0.00029	L=0.092 !!!!AXKJ 95
S200219	S200224	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.398 !!!!FEAL 62
S200224	N358	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.04 !!!!FEAL 62
S200224	N325	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.595 !!!!FEAL 62
N325	S200239	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.817 !!!!FEAL 62
S200239	SBY1	TYPE=12 R=0.0699	X=0.0082	B=0.00029	L=0.028 !!!!AXKJ 95
N307	S200241	TYPE=12 R=0.0273	X=0.0076	B=0.00040	L=0.425 !!!!AXKJ 240
S200241	N427	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.562 !!!!FEAL 99
N427	S200252	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.246 !!!!FEAL 99
S200252	S200260	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.63 !!!!FEAL 62
S200260	N319	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.04 !!!!FEAL 62
S200252	S200265	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.315 !!!!FEAL 99
S200265	N371	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.125 !!!!FEAL 62
N371	N349	TYPE=12 R=0.1168	X=0	B=0	L=0.368 !!!!FEAL 62
S200265	S200279	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.743 !!!!FEAL 99
S200279	N428	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.124 !!!!FEAL 99
S200279	S200288	TYPE=12 R=0.0734	X=0	B=0	L=0.514 !!!!FEAL 99
S200288	SGD1	TYPE=12 R=0.0450	X=0.0254	B=0.00035	L=0.018 !!!!AXCE 150

END

LOADS

5660 P=-0.001 Q=0 !!!! de åtta vindkraftverken
 5670 P=-0.001 Q=-0.001
 5360 P=-0.001 Q=-0.001
 5390 P=-0.001 Q=-0.001
 5550 P=-0.001 Q=-0.001
 5560 P=-0.001 Q=-0.001
 5230 P=-0.001 Q=0
 5370 P=-0.001 Q=-0.001

!!!! Lasterna med indata till den dynamiska lastmodellen

N150 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.327 QIN=0.159 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 GVD1 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=1.637 QIN=0.793 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N388 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.065 QIN=0.032 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N391 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.098 QIN=0.048 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N311 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.065 QIN=0.032 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 ORE1 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.262 QIN=0.127 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 ORE2 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.098 QIN=0.048 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N416 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.065 QIN=0.032 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 VBY1 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.229 QIN=0.111 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N357 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.033 QIN=0.016 alS=0.54 alT=2.20
 beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
 N358 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.033 QIN=0.016 alS=0.54 alT=2.20

Appendix 3

```

                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
N325 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.065 QIN=0.032 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
SBY1 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.491 QIN=0.238 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
N319 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.098 QIN=0.048 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
N371 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.033 QIN=0.016 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
N349 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.065 QIN=0.032 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
N428 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.033 QIN=0.016 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0
SGD1 TYPE=DSL/LASTOPT2/ PIN=0.295 QIN=0.143 alS=0.54 alT=2.20
                beta=4.96 Tpr=143.5 TPL=1 TQL=1 PM0=0 QM0=0 Pr0=0

```

END

!!!! Parametrarna alS, alT och beta kommer från [4], uppmätta värden för
!!!! område (Fotevik) med mycket eluppvärda hus en februarikväll. Ett "maxlast"
fall.

DSL_TYPES

```
lastopt2(PIN,QIN,alS,alT,beta,Tpr,BUS,TPL,TQL,PM0,QM0,Pr0)
```

END

POWER !!!! Vårt externa nät definieras som "swing-bus"

```
LHMO TYPE=NODE RTYPE=SW U=21.4 FI=0 NAME=LHMO
```

END

END

Appendix 3

```
** genevad.dynpow **

!!!! Den dynamiska simuleringensfilen för Genevadlinjen

CONTROL DATA
  LONG=0
  TEND=200  !!!! simuleringstid är 200 sekunder
END

GENERAL
  REF=LHMO  !!!! referensnod för hela systemet
  FN=50     !!!! Nätfrekvens
END

LOADS
  5660 PTAB=1          !!!! De åtta vindkraftverken
  5670 PTAB=2 QTAB=22  !!!! P och Q för respektive verk
  5360 PTAB=3 QTAB=33  !!!! är listade i tabeller nedan
  5390 PTAB=4 QTAB=44
  5550 PTAB=5 QTAB=55
  5560 PTAB=6 QTAB=66
  5230 PTAB=7
  5370 PTAB=8 QTAB=88

  N150 TYPE=DSL/lastdyn2/  !!!! De 18 lasterna
  GVD1 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N388 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N391 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N311 TYPE=DSL/lastdyn2/
  ORE1 TYPE=DSL/lastdyn2/
  ORE2 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N416 TYPE=DSL/lastdyn2/
  VBY1 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N357 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N358 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N325 TYPE=DSL/lastdyn2/
  SBY1 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N319 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N371 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N349 TYPE=DSL/lastdyn2/
  N428 TYPE=DSL/lastdyn2/
  SGD1 TYPE=DSL/lastdyn2/
END

DSL_TYPES  !!!! definition av lastmodell
  lastdyn2 (PIN,QIN,alS,alT,beta,Tpr,BUS,PM0,QM0,Pr0)
END

NODES      !!!! Laholm stationen
  LHMO TYPE=1 NAME=LHMO
END
!!!! Genom att sätta TYPE=1 blir BUS1 vår infinite bus,
!!!! ett "oändligt starkt nät" som matar in den effekt som behövs

TABLES
  1  TYPE=0 F=          !!!! Aktiv effekt för vindkrafverk 1
    0.0352  519.3870
    0.0742  511.8200
    0.1133  503.9106
    ...          !!!! varje tabell innehåller 5120 rader
```

Appendix 3

```
...
...
199.9180      297.7858
199.9570      301.5385
199.9961      306.9075
2 TYPE=0 F=
  0.0352      549.5574
  0.0742      538.3272
  0.1133      543.4150
...

22 TYPE=0 F=          !!!! Reaktiv effekt för vindkrafverk 2
  0.0352 -138.9689
  0.0742 -131.5319
  0.1133 -127.6859
...

END

RUN INSTRUCTIONS
!!!! AT=94 INST=DISCONNECT LOAD 5660          !!!! Ev bortkoppling av vindkraftverk
!!!! AT=95 INST=DISCONNECT LOAD 5670
!!!! AT=96 INST=DISCONNECT LOAD 5360
!!!! AT=97 INST=DISCONNECT LOAD 5390
!!!! AT=98 INST=DISCONNECT LOAD 5550
!!!! AT=99 INST=DISCONNECT LOAD 5560
!!!! AT=100 INST=DISCONNECT LOAD 5230
!!!! AT=101 INST=DISCONNECT LOAD 5370

END

END
```

Appendix 3

```
...lastopt.dsl Last modell av första ordning
& som tar hänsyn till laståterhämtning (SYMETRISKA KOMP.)...

PROCESS lastopt2 (PIN, QIN, alfaS, alfaT, beta, Tpr, BUS, TPL, TQL, PM0, QM0, Pr0)

EXTERNAL PIN, QIN, alfaS, alfaT, beta, Tpr, TPL, TQL

REAL PIN/**, QIN/**, alfaS/**, alfaT/**, beta/**, TPL/**, TQL/**, PM0/**, QM0/**,
& Tpr/**, UBUS, UBUSINIT/**, P0/**, Q0/**, Pr, PM, QM, IREAL, IIMAG, Pr0/**

STATE Pr

AC BUS
AC_CURRENT I/BUS/

PLOT PM

REAL PX, QX
UBUS=SQRT (UPRE (BUS) *UPRE (BUS) +UPIM (BUS) *UPIM (BUS) )

IF (START000) THEN
P0=0.
Q0=0.
ENDIF

PX=SOFT (P0, TPL)
QX=SOFT (Q0, TQL)

IF (START) THEN
UBUSINIT=UBUS
if (.not.start000) then
P0=PIN/Sbase
Q0=QIN/Sbase
endif
Pr:Tpr*.D/DT.Pr=-Pr
else
pr:Tpr*.D/DT.Pr=PX*(UBUS/UBUSINIT)**alfaS-PX*(UBUS/UBUSINIT)**alfaT-Pr
ENDIF

PM=Pr+PX*(UBUS/UBUSINIT)**alfaT
QM=QX*(UBUS/UBUSINIT)**beta

...MÅSTE RÄKNA UT STRÖMMEN PÅ SLUTET enligt ekv system...

IREAL=(UPRE (BUS) *PM+UPIM (BUS) *QM) / ((UPRE (BUS) **2+UPIM (BUS) **2))
IIMAG=(UPIM (BUS) *IREAL-QM) /UPRE (BUS)

...MÅSTE FÅ RÄTT RIKTNING PÅ STRÖMMEN...
IPRE (I)=-IREAL
IPIM (I)=-IIMAG

IF (.NOT.START.AND.EVENT) THEN
PM0=PM
QM0=QM
Pr0=Pr
ENDIF

END
```

Appendix 3

```
...lastdyn.dsl Last modell av första ordning
& som tar hänsyn till laståterhämtning (SYMETRISKA KOMP.)...

PROCESS lastdyn2 (PIN, QIN, alfaS, alfaT, beta, Tpr, BUS, PM0, QM0, Pr0)

EXTERNAL PIN, QIN, alfaS, alfaT, beta, Tpr

REAL PIN/**, QIN/**, alfaS/**, alfaT/**, beta/**, PM0/**, QM0/**, Pr0/**,
& Tpr/**, UBUS, UBUSINIT/**, P0/**, Q0/**, Pr, PM, QM, IREAL, IIMAG

STATE Pr

AC BUS
AC_CURRENT I/BUS/

PLOT PM

UBUS=SQRT (UPRE (BUS) *UPRE (BUS) +UPIM (BUS) *UPIM (BUS) )

IF (START) THEN
  UBUSINIT=UBUS

  P0=PM0
  Q0=QM0
  Pr=0

else
  pr:Tpr*.D/DT.Pr=P0* (UBUS/UBUSINIT) **alfaS-P0* (UBUS/UBUSINIT) **alfaT-Pr
ENDIF

PM=Pr+P0* (UBUS/UBUSINIT) **alfaT
QM=Q0* (UBUS/UBUSINIT) **beta

...MÅSTE RÄKNA UT STRÖMMEN PÅ SLUTET enligt ekv system...

IREAL= (UPRE (BUS) *PM+UPIM (BUS) *QM) / ( (UPRE (BUS) **2+UPIM (BUS) **2) )
IIMAG= (UPIM (BUS) *IREAL-QM) /UPRE (BUS)

...MÅSTE FÅ RÄTT RIKTNING PÅ STRÖMMEN...
IPRE (I)=-IREAL
IPIM (I)=-IIMAG

END
```