Teknisk slutrapport i projektet

Drift av Hönö provstation – HÖNÖ

Magnus Ellsén och Ola Carlson

Institutionen för energi och miljö
Avdelningen för elteknik
Chalmers tekniska högskola
Göteborg, oktober 2006

Innehåll: **Sida**

Abstract **5**

1 Introduktion **5**

2 Studier på vindkraftverkets generator. **7**
2.1 Syfte med studierna. 7
2.2 Kort beskrivning av generator och elsystem. 7
2.3 Kompensering, allmänt. 9
2.3.1 Diodlikriktare kontra styrd likriktare. 10
2.3.2 Parallellkompensering kontra seriekompensering av generatorn. 10
2.4 Examensarbeten 11
2.5 FEM-modellering av generatorn, en doktorandstudie. 13
2.6 Teoretisk studie av spänningar, strömmar och magnetiskt flöde i Generatorn. 13
2.6.1 Tomgång 13
2.6.2 Resistiv last 15
2.6.3 Kortslutning 16
2.6.4 Seriekompensering 17
2.6.5 Magnetisk mättning 18
2.7 Generatordata från konstruktörerna och tillverkaren. 19
2.8 Tillvägagångssätt vid mätningar på generatorn på Hönö. 20
2.9 Mätning av generatorns resistans. Inverkan av temperaturändringar. 21
2.10 Tomgångs- och kortslutningsprov. 22
2.10.1 Tomgångsprov 22
2.10.2 Kortslutningsprov 23
2.11 Beräkning av generatorns induktans. 24
2.11.1 Faktorer som påverkar induktansvärdet. 24
2.11.2 Induktansberäkning ur tomgångs- och kortslutningsprov. 24
2.11.3 Mätning av generatorns induktans som funktion av rotorvinkel. 25
2.11.4 Sammanfattning av induktansmätningar. 27
2.12 Prov med seriekompensering på generatorn. 27
2.13 Generatorns termiska begränsningar, kylning. 36
2.14 Maximalt uttagbar effekt ur generatorn och vindkraftverket. 37
2.15 Prov med kortslutning under drift. 40
2.16 Förslag till ombyggnad av generatorns elsystem. 41
2.17 Sammanställning av generatordata. 42

3 Mätsystem **45**

4 Drift och underhåll. **46**
4.1 Energiproduktion, elavtal 48

5 Laborationer, studiebesök och öppet hus. **49**

6 Resor, möten. **50**

7 Framtida arbeten **50**

Innehåll: **Sida**

Referenser **52**

Appendix.

A Martin Bartholet, Christof Zwyssig, ”Permanent-Magnet Generators with Series Compensation, Diode Rectifier and DC/DC Converter for Wind Turbine Applications”, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, examensarbete, 2004.

B Investigation of a Wind Power Generator, Part 1, Ingemar Mathiasson, Chalmers, November 2005

C Investigation of a Wind Power Generator, Part 2, Ingemar Mathiasson, Chalmers, November 2005

D Preliminärt beräkningsunderlag för generatorn 05-11-1996

E Ola Carlson, Anders Grauers, “Laboratory Measurements of a 40kW Permanent Magnet Generator”, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, December 1998.

F Carlson, O., Grauers, A., Williamson, A., Engström S., Spooner, E., "Design and Test of a 40 kW Directly Driven Permanent-Magnet Generator with a Frequency Converter" *European Wind Energy Conference and Exhibition* (EWEC ´99), Nice, France, March 1-5, 1999.

G Ola Carlson, Magnus Ellsén, “Control and Operation experience of a 40 kW Directly Driven Permanent Magnet Wind Turbine Generator with a Frequency Converter”, Department of Electrical Power Engineering, Chalmers University of Technology, Sweden. *Presented at 2001 European Wind Energy Conference (EWEC 2001), Copenhagen, Denmark, 2-6 July 2001.*

H Magnus Ellsén, ”RESEBERÄTTELSE IMTS 2003 PÅ GOTLAND.”, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, 2003.

Abstract

The objective of the project is to carry out research, maintain and run the Wind Turbine at the Hönö test station. The station is used in research projects as well as a demonstration and a lab facility. The turbine is equipped with a permanent magnet direct driven generator and an electrical system with a DC link suited for variable speed operation. Research is focused mainly on the generator and its electrical system. An investigation of series compensation of the PM generator has been made. Theoretical studies have shown that the use of capacitors in series with the generator windings in comparison to the present parallel capacitors could increase the power output from the generator. Both theoretical calculations and practical tests show that an increase of the power by 60 % is possible. Several study visits and an Open House are arranged annually. The test station is financed by the Swedish Energy Board and Göteborg Energi. The report is made within the project ”Drift av Hönö provstation – HÖNÖ”. The report describes research and other activities at the test station from the project start 1 July, 2002 until the project end in 30 July, 2005.

1 Introduktion

Chalmers provstation för vindkraft startades 1984 och drivs av Institutionen för energi och miljö, avd. för elteknik. Den ligger på Hönö i Göteborgs norra skärgård. Det ursprungliga provaggregatet, en trebladig bladvinkel-reglerad turbin med växellåda och en asynkrongenerator på 40 kW direkt kopplad till elnätet, har byggts om vid ett antal tillfällen för olika prov. Först modifierades aggregatet för variabelt varvtal med hjälp av ett elsystem med frekvensomriktare mellan generator och elnätet. Ett antal prov gjordes med reglerstrategier vid variabelt varvtal och med olika konfigurationer av elsystemet. 1991 gjordes en större ombyggnad där turbinen byttes ut till en tvåbladig överstegrings-reglerad turbin utrustad med gungledsnav. Vingprofilerna och navkonstruktionen var en förstudie till vad som, med modifikationer, senare kom att användas i Nordic Windpowers 450 kW försöksvindkraftverk i Lyse, och senare i NWP1000-kraftverken.

Den senaste större ombyggnaden planerades och genomfördes under åren 1996 till 1999. Växellådan och den gamla generatorn togs bort och ersattes av en direktdriven lågvarvig generator med tillhörande nytt elsystem. Vid ombyggnaden gjordes även det mesta av elinstallationerna om. Vindkraftverket utrustades med en ny reglerdator och nytt reglerprogram. Mätsystemet moderniserades också.

Utveckling och konstruktion av den direktdrivna generatorn har skett inom EU-projektet "Directly Driven Wind Turbine Generator" där Nordic Wind Power har varit teknisk koordinator. Konstruktion och tillverkning av generatorn har skett i England. Konstruktionen är gjord vid University of Durham och UMIST. Tillverkningen har skett vid The Morley Electrical Engineering Company Ltd i Leeds. Elsystemet är framtaget vid Chalmers.

Provstationen har genom åren också använts vid prov av mindre aggregat för batteriladdning, bl.a. SWIAB. Vidare har en komplett vind-dieselanläggning med

märkeffekt på ca 20 kW utvecklats och provats på Hönö innan den installerades på Svenska högarna längst ut i Stockholms skärgård.

Provstationen fungerar också som en demonstrationsanläggning och har årligen ett flertal studiebesök. Öppet hus anordnas i samband med Vetenskapsfestivalen i Göteborg.

Största delen av arbetet med huvudrapporten har utförts av Magnus Ellsén som också har tagit de flesta fotografierna.

Författarna tackar Energimyndigheten och Stiftelsen för forskning och utveckling vid Göteborg energi för att genom finansiering ha möjliggjort projektet.

Slutrapporten är gjord inom projektet ”Drift av Hönö provstation – HÖNÖ”. (Energimyndighetens Dnr: 5210P-2002-02580, Projektnr: 11609-3) (Göteborg energis Dnr: 02-141, Projektnr: 02-04) Rapporten beskriver forskning och övrig verksamhet vid provstationen från projektstarten 2002-07-01 till projektslutet 2005-07-30.

Fig. 1.1: Provstationen med omgivningar sedd från det intilliggande Vestas-vindkraftverket. Bilden är tagen mot sydväst. Strax under bildens mitt står Chalmers vita elbil parkerad med kaffebyssjan till vänster och kontrollbyssjan till höger. Strax väster om försöksvindkraftverket står meteorologi-masten. Provstationen ligger i ett område med mycket nyetableringar nära havet i väster.

2 Studier på vindkraftverkets generator.

2.1 Syfte med studierna.

Huvudmålet med studierna av generatorn har varit att både teoretiskt och med mätningar undersöka hur man så effektivt som möjligt kan utnyttja generatorns fulla kapacitet vad gäller energiproduktion och tillgängligt vridmoment för varvtalsreglering. De olika begränsande faktorerna har undersökts.

En tanke med att använda direktdrivna generatorer är att slippa växellådan, som har visat sig vara en av de vanligaste felkällorna i ett modernt vindkraftverk. Allt eftersom kraftelektronikkomponenter utvecklas mot högre prestanda och lägre pris så blir också den direktdrivna generatorn mer intressant genom att den förutsätter kraftelektronik som anpassar spänning och frekvens till det allmänna elnätet. En nackdel med direktdrivna generatorer är att de hittills har varit tyngre, och därmed dyrare, än motsvarande konventionella kombination av växellåda och högvarvig generator. Intressanta nya mekaniska lösningar för att drastiskt minska vikten med bibehållen prestanda har på senare tid tagits fram av bl.a. Staffan Engström, Ägir Konsult AB. Med tanke på att direktdrivna generatorer sannolikt kommer att bli vanligare i framtida vindkraftverk, så kan förhoppningsvis resultat framtagna i den här rapporten vara av värde vid konstruktion av nya generatorer och elsystem. Hönö-generatorns konstruktion är visserligen speciell i många avseenden, men de flesta resultaten är ändå allmängiltiga för direktdrivna permanentmagnetiserade vindkraftgeneratorer.

2.2 Kort beskrivning av generator och elsystem.

Generatorn som sitter i Chalmers vindkraftverk på Hönö är en direktdriven permanentmagnetiserad synkrongenerator. Generatorn konstruerades 1996 och byggdes som en experimentmaskin i effektklassen 40 kW vid 75 varv/min. Den är en förstudie till en större generator (500 kW) av samma slag. Arbetet utfördes i form av ett EU-projekt. Konstruktionen är gjord av Prof. Alan Williamson, Manchester och Prof. Ed Spooner, University of Durham. Generatorn är tillverkad av The Morley Electric Engineering Company Ltd. i Leeds, England. Målet var att ta fram en direktdriven generator speciellt anpassad till vindkraft. Turbinen är alltså kopplad direkt på generatoraxeln utan mellanliggande växellåda. Generatorn är mycket speciell då dess stator består av 27 enfasiga lindningar. Lindningarna är monterade på var sin E-kärna av laminerat järn. E-kärnans rygg omsluter ett rör som fungerar som upphängning av E-kärnan och som kylkanal för omgivningsluften. Se Fig. 2.2.1. Tanken med konstruktionen var att kunna variera antalet statormoduler samt deras längd för att på så sätt kunna bygga generatorer av betydande storlek, och ändå hålla en måttlig storlek på och kostnad för stansverktygen för statorplåtarna. Fältflödet skapas i rotorn med hjälp av permanentmagneter. Då generatorn byggdes var fortfarande moderna kraftiga neodymmagneter så pass dyra att konventionella ferritmagneter valdes. För att åstadkomma tillräckligt kraftigt flöde har flödeskoncentratorer av järn använts. Dessa samlar upp flödet från permanentmagnetens pol och koncentrerar det på rotorpolen. Statormodulerna är egentligen anpassade för den större generatorn på ungefär 500 kW. Hönögeneratorn ligger på gränsen för hur liten maskin som kan byggas med dessa moduler. Det gör

generatorn förhållandevis stor och tung i förhållande till sin uteffekt på ca 40 kW. Avsikten var att kunna prova ut modulerna innan den större maskinen byggdes. Data på generatorn finns samlat i kapitel 2.17.

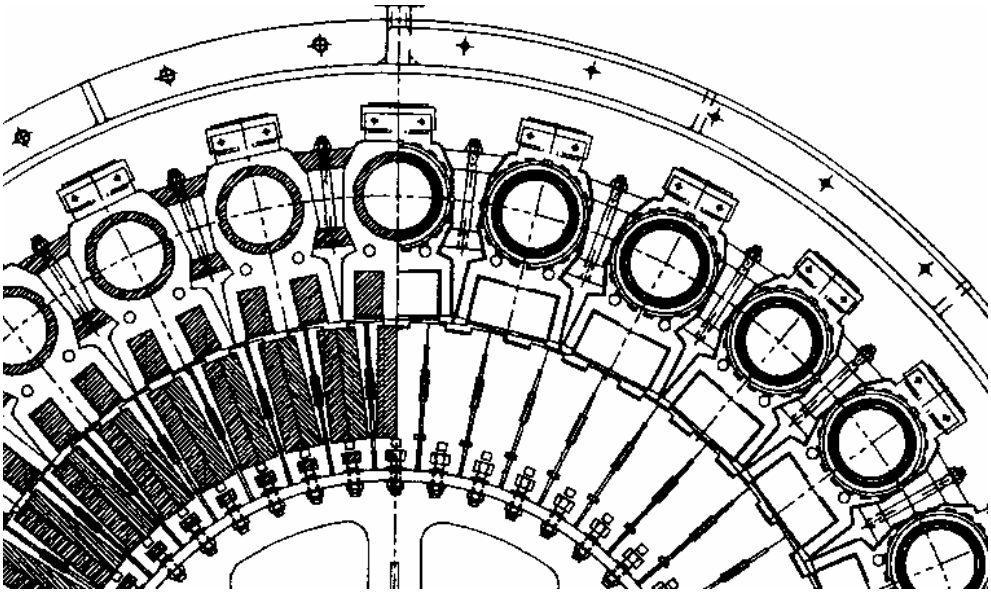

Fig. 2.2.1: Mekanisk uppbyggnad av Hönö-generatorn.

Växelspänningen från de 27 statorlindningarna likriktas i lika många enfasiga likriktare som i sin tur hopkopplas på DC-sidan och bildar ett gemensamt likspänningsled. Se Fig. 2.2.2. Parallellt med varje statorlindning sitter en kondensator för kompensering av det induktiva spänningsfallet i lindningen. Vidare växelriktas DC-mellanledsspänningen ut till det allmänna nätet via en tyristorväxelriktare. Styrningen av generatorns moment sker genom styrning av strömmen genom växelriktaren. På DC-mellanledet sitter en elektrisk broms som kan stanna vindkraftverket genom att kortvarigt bränna energin i en resistans. Den används om man får ett nätbortfall eller om det blir något fel på tyristoromriktaren, så att man inte kan mata ut energin på elnätet. Generatorn, elsystemet och styrningen beskrivs mer detaljerat i (App. F och G).

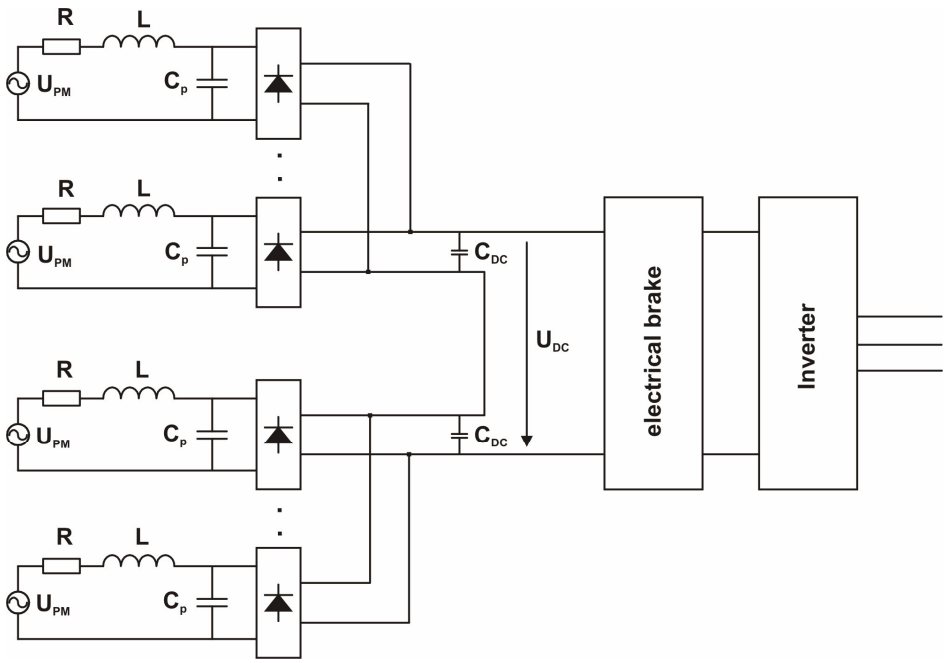

Fig. 2.2.2: Hönö-generatorns elsystem med parallellkompensering. Varje statorspole är representerad av sitt ekvivalenta schema (U_{pm}, R, L). Den övre grenen består av 14, och den nedre 13 moduler. Modulerna i båda grenarna är inbördes kopplade parallellt med varandra efter diodlikriktaren. Grenarna i sin tur är kopplade i serie med varandra. Glättningskondensatorerna C_{DC} är på 3300 µF vardera. Parallellkompenseringskondensatorerna C_p är på 60 µF vardera.

2.3 Kompensering, allmänt.

I en generator omvandlas som bekant mekanisk energi till elektrisk genom utnyttjande av elektromagnetisk induktion. De inducerade spänningarnas och strömmarnas storlek är bl.a. proportionella till hur hastigt magnetfältet varierar. Ju snabbare rotationshastighet desto snabbare varierar magnetfältet. På en direktdriven vindkraftsgenerator är varvtalet lågt, eftersom det måste stämma med lämplig rotationshastighet för den stora turbinen. För att hålla uppe spänningen trots den relativt långsamma rotationshastigheten har man tagit till ett antal olika åtgärder som ökad diameter på rotorn, vilket leder till högre periferihastighet, ökat antal poler i statorn och rotorn, samt ökat antal lindningsvarv i statorn. Det relativt stora antalet lindningsvarv i denna typ av lågvarviga maskiner leder till att de har en stor induktans jämfört med mer konventionella synkronmaskiner. Det innebär att spänningsfallet som uppstår över induktansen när man belastar maskinen blir oacceptabelt stort om inte någon motåtgärd sätts in. Eftersom generatorn har permanentmagneter för att skapa fältet, så kan man inte heller reglera utspänningen genom att variera fältet. Sammantaget leder det till att man inte får ut mer än en liten del av maskinens märkeffekt. Någon form av kompensering av det induktiva spänningsfallet måste alltså ordnas.

2.3.1 Diodlikriktare kontra styrd likriktare.

Kompensering av det induktiva spänningsfallet är samma sak som att tillföra maskinen reaktiv effekt. Det kan ske på olika sätt. Eftersom man vill att vindkraftverket skall kunna gå med variabelt varvtal så har generatorn konstruerats med tanke på att användas tillsammans med en likriktare och efterföljande växelriktare. Bland annat så är frekvensen på spänningen från generatorn endast 30 Hz vid märkvarvtalet 75 varv/min.

Ett elegant sätt att åstadkomma reaktiv effektkompensering är att använda en styrd likriktare. I en sådan kan man styra den reaktiva effekten. En nackdel i detta sammanhang är att den aktuella Hönö-generatorn är uppbyggd av 27 individuella statorlindningar vilka alla behöver var sin egen enfasiga likriktare. Det skall jämföras med en trefasmaskin som skulle behöva endast en, men större trefaslikriktare. Eftersom en styrd likriktare är avsevärt mer komplex och dyr än alternativet diodlikriktaren, så har den senare använts i Hönö-vindkraftverket. En diodlikriktare kan inte producera reaktiv effekt eftersom strömmen och spänningen på växelströmssidan alltid ligger i fas med varandra. Därför måste någon annan kompenseringsmetod användas.

2.3.2 Parallellkompensering kontra seriekompensering av generatorn.

Kondensatorer används ofta för att kompensera för reaktiv effektförbrukning. Oftast kopplas de parallellt med den maskin eller utrustning de skall kompensera. Ett exempel är kondensatorn som sitter i lysrörsarmaturer för att kompensera för induktansen i den strömbegränsande drosseln. Ett annat exempel är kondensatorbatterier som kopplas in parallellt med asynkrongeneratorn i konventionella vindkraftverk för att förse den med reaktiv effekt, så att vindkraftverkets effektfaktor hamnar nära 1 vid full effekt från vindkraftverket. I båda dessa fall bestäms spänningen över utrustningen i huvudsak av elnätet. Hade inte kondensatorerna funnits där så hade den erforderliga reaktiva effekten tagits från elnätet med ökad nätström och ökade resistiva förluster i nätet som följd. Den aktiva effekten hade inte påverkats nämnvärt.

I fallet med en direktdriven permanentmagnetiserad generator kopplad till en diodlikriktare så kan det reaktiva effektbehovet inte tillgodoses av elnätet. Det yttrar sig i att generatorns spänning istället sjunker vid uttag av aktiv effekt om den reaktiva effekten inte tillförs på något annat sätt.

Hönögeneratorn är i sitt nuvarande ursprungliga utförande försedd med kondensatorer parallellt med statorlindningarna. Den reaktiva effekten som produceras av parallellkondensatorerna är varvtalsberoende, men följer inte generatorns behov av reaktiv effekt som ökar med ökad generatorström. Det ger bra prestanda vid dellast genom att generatorns spänning hålls uppe med lägre generatorström som följd för en viss last. I gengäld rasar generatorspänningen över en viss uttagen ström, då parallellkondensatorernas reaktiva effektproduktion inte blir tillräcklig. En begränsande faktor för hur mycket parallellkompensering som kan användas, och därmed maximalt uttagbar generatoreffekt är generatorns tomgångsspänning med

kondensatorerna anslutna. Kondensatorn måste dimensioneras så att den är avsevärt mindre än den storlek som ger maximal uteffekt. Annars blir tomgångsspänningen och strömmen mellan generatorlindningen och kondensatorn allt för hög. Det avgörande för hur nära optimal kondensatorstorlek man går blir då dels spänningståligheten för lindningsisolationen, kondensatorerna och diodlikriktaren, samt tillåten likledsspänning och dels hur mycket förluster man kan tåla i generatorn på grund av den reaktiva strömmen mellan kondensator och lindning.

Generatorns behov av reaktiv effekt och en kondensators produktion av reaktiv effekt är proportionell till strömmen som flyter i generatorlindningen respektive kondensatorn. Ett sätt att utnyttja detta faktum är att koppla kondensatorn i serie med generatorlindningen i stället. Metoden som redan före 1933 angivits av Dr. Dreyfus [1)], ref. [4], har fördelen att man vid ett visst varvtal, t.ex. märkvarvtal kan tillåta full kompensering av generatorn utan problem med överspänning. Full kompensering kommer då att råda för alla belopp på generatorströmmen upp till märkström. Det leder till att maximalt uttagbar effekt från generatorn med seriekompensering ökar jämfört med parallellkompensering. Tomgångsspänningen kan aldrig bli högre än generatorns tomgångsspänning utan kompensering, eftersom vid tomgång är strömmen i seriekompenseringskondensatorn noll och den kan då inte bidra till att höja tomgångsspänningen. Vid seriekompensering behövs större kondensatorer. Man får också lägre effekt vid lågt varvtal jämfört med parallellkompensering. Det är dock mindre betydelsefullt i vindkrafttillämpningar eftersom vindturbinens effekt också är låg vid lågt varvtal.

Teori och dimensionering av parallellkompensering beskrivs i ref. [3]. Seriekompensering av en trefas PM-generator med diodlikriktare behandlas i ref. [2]. En anledning till att parallellkondensatorer ändå valdes då elsystemet först konstruerades kan vara att det är det traditionella sättet att lösa problemet, generatorn kan ge mer effekt och vridmoment vid låga varvtal samt farhågor om att skadligt höga spänningar över lindningarna och över seriekondensatorerna skulle kunna uppstå.

[1)] Dreyfus, Arthur L u d w i g, elektrotekniker (f. 22/10 1885). Han blev doktoringenjör i München 1909, var sedan anställd hos A.E.G., Berlin, och är sedan 1919 ingenjör hos ASEA, Västerås. D. har utfört och publicerat ett stort antal mycket värdefulla undersökningar, främst inom elektromaskinområdet, däribland sådana, avseende genomslag hos fasta isolermaterial, kommuteringsteorien med särskild hänsyn till svagströmsstörningar, kaskadkopplade maskinaggregat samt konstruktion av tågbelysnings- och bågsvetsningsaggregat. D. erhöll 1934 Cedergrensmedaljen. (Källa: Nordisk familjebok 1952 års upplaga.)

2.4 Examensarbeten

I ett examensarbete utfört på Chalmers av Martin Bartholet och Christof Zwyssig, App. A, jämförs serie- och parallellkompensering av Hönögeneratorn. Ett flertal mätserier har utförts på Hönö. Rapporten visar att de teoretiska fördelarna med seriekompensering av generatorn är stora. Man kan få ut högre effekt och man slipper problem med överspänning vid låg last när vindturbinen går på eller nära märkvarvtal. Praktiska försök har gjorts som stämmer väl överens med modellen av generator och elsystem. För att kunna mäta på seriekompenseringsalternativet så har en av de 27 generatorspolarna kopplats bort från det ursprungliga elsystemet. Denna spole har i stället kopplats till en experimentuppkoppling med seriekondensator, diodlikriktare,

likledskondensator och en resistiv last. Att bygga om hela elsystemet har ännu inte varit möjligt inom de ekonomiska ramarna. Resultaten visar att seriekompensering är ett bättre alternativ än parallellkompensering. I simuleringsmodellen begränsas möjlig uttagbar effekt endast av statorlindningens inre resistans. Mätningarna i rapporten begränsar sig dock till den max-ström som använts i parallellkompenseringsfallet. Anledningen är att vid tiden för examensarbetet så rådde osäkerhet om det förelåg risk för avmagnetisering av rotorns permanentmagneter vid höga strömmar.

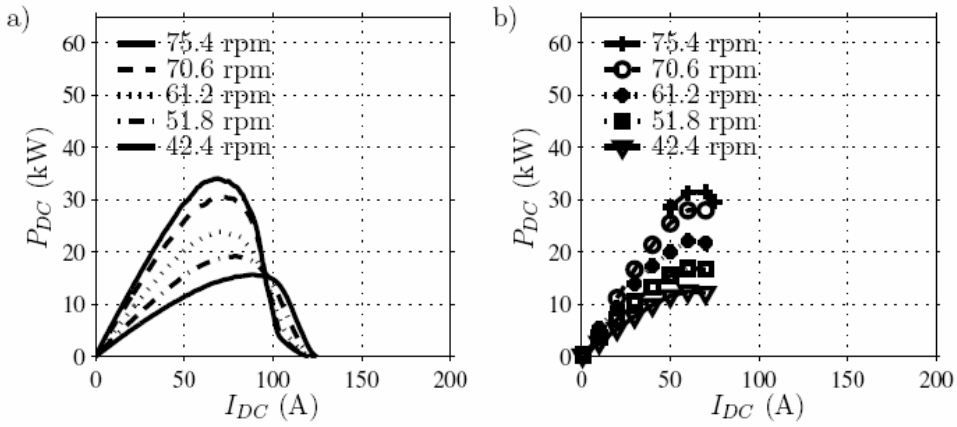

Fig. 4.8: DC power as a function of DC current for different speeds with parallel compensation. a) Simulation results, b) measurements.

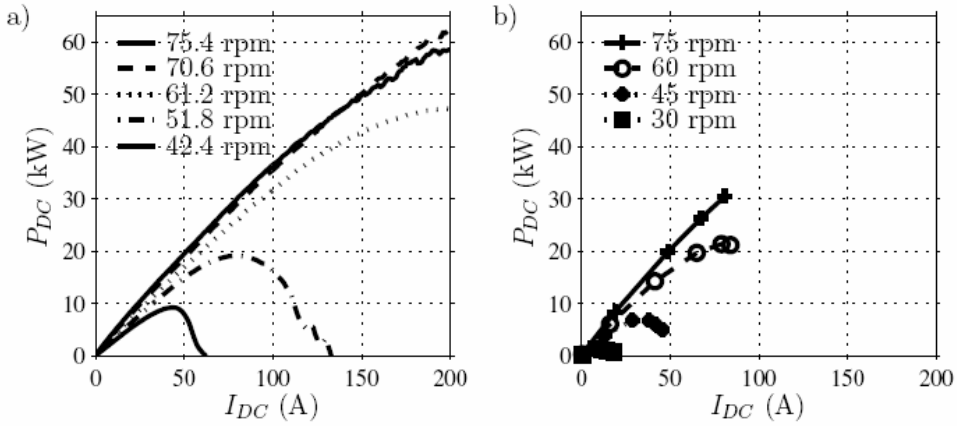

Fig. 4.9: DC power as a function of DC current for different speeds with full series compensation at 75 rpm. a) Simulation results, b) measurements.

Fig. 2.4.1: Grafer ur examensarbetet av Martin Bartholet och Christof Zwyssig. Simuleringarna visar att seriekompensering kan ge högre effekt än parallellkompensering. Mätningarna visar på ungefär samma maxeffekt vid parallell- som seriekompensering på grund av restriktioner i maximalt tillåten ström.

Ett annat examensarbete som också har inriktats på studier av seriekompensering har utförts vid Chalmers av Musie Gher. Rapportskrivningen är i sin slutfas.

2.5 FEM-modellering av generatorn, en doktorandstudie.

Hönögeneratorn har använts som studieobjekt av doktorand Ingemar Mathiasson på Chalmers. Generatorns magnetiska krets har analyserats och modellerats med finita elementmetoden (FEM). Beräkningar har gjorts som resulterat i en avmagnetiseringsström på ca 12 A RMS, en generatorinduktans på ca 106 mH, och ett uppskattat antal lindningsvarv i statorn på 323 varv. Vidare har inverkan av luftgapets storlek på tomgångsspänning och induktans undersökts. I arbetets andra del jämförs parallellkompensering med seriekompensering. Denna jämförelse ger som resultat att stora fördelar avseende tillgänglig effekt kan uppnås genom att använda seriekompensering. Rapporten pekar dessutom på de situationer (varvtalsintervall) då fördelar med parallellkompensering kan konstateras. Arbetet har mynnat ut i två rapporter som bifogas i Appendix B och C.

2.6 Teoretisk studie av spänningar, strömmar och magnetiskt flöde i generatorn.

Som tidigare nämnts i 2.4 begränsades mätningarna på generatorn och elsystemet kopplat i seriekompensering i examensarbetet, (App. A) till en relativt låg strömstyrka som inte kunde skada generatorns permanentmagneter. Det förenklade ekvivalenta schemat som använts vid simuleringarna tillåter däremot uttag av en orealistiskt hög effekt ur generatorn. Det enda som begränsar effekten är spänningsfallet i statorspolens inre resistans. Max effekt erhålls i det fallet om belastningen har en resistans som är lika stor som lindningens inre resistans. Vi får då vid ett varvtal av 75 varv per minut, om full kompensering anses råda, 8200 W från varje generatorspole. För alla 27 spolarna blir det 222 kW. Med tanke på att generatorn är konstruerad för en effekt på ungefär 40 kW så finns det anledning att misstänka att den verkliga maximala uteffekten är betydligt lägre än 222 kW. Till exempel har fenomen som magnetisk mättning och temperaturhöjning inte beaktats i ovanstående resonemang. För att ta reda på vilka faktorer som kan verka begränsande på generatorns märkeffekt, maxmoment och tillåten ström vid användande av seriekompensering så krävs en analys av hur strömmar, spänningar och magnetfält ser ut i maskinen vid olika belastningsfall.

Generatorn kan beskrivas med ett ekvivalent schema enligt Fig. 2.6.2. Där symboliseras den inducerade tomgångsspänningen i ankarlindningen av spänningskällan E_f. I serie med E_f finns spolens induktiva reaktans, jX. Den är uppdelad på två delar. Den ena delen är relaterad till det flöde som kopplas till rotorn (fältet), jX_Φ. Den andra delen, jX_l, är relaterad till maskinens läckflöde. Det är det flöde som sluter sig runt statorlindningen men inte passerar rotorn. Vidare finns i serie med E_f statorlindningens likströmsresistans R_a. E_r kallas luftgapsspänning och V_t är generatorns klämspänning.

2.6.1 Tomgång

Fig. 2.6.1 föreställer visardiagrammet för generatorn i tomgång. Vi ser att inducerade spänningen, E_f, och klämspänningen, V_t är lika stora och ligger i fas eftersom det inte blir något spänningsfall över de induktiva reaktanserna eller resistansen när

strömmen, I_a är noll. När rotorn är i rörelse så passerar omväxlande nord- och sydpoler på permanentmagneterna förbi en statorpol. Eftersom ingen ström flyter i statorlindningen så bildas inget magnetfält av statorspolen. Flödet i statorjärnet kommer därför att växla i fas med magnetpassagerna. Det representeras av de lika stora flödesvektorerna för fältflödet, Φf, och Φr som är det resulterande luftgapsflödet.

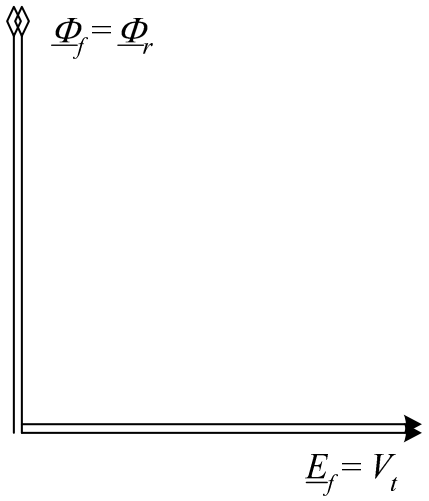

Fig. 2.6.1: Visardiagram vid tomgång.

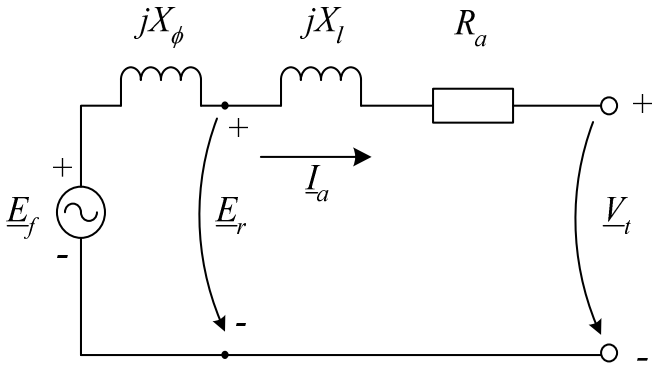

Fig. 2.6.2: Generatorns ekvivalenta schema.

En generator av den här typen konstrueras ofta så att flödet i statortanden vid tomgång ligger nära mättning av järnet när en rotormagnetpol står rakt för en statortand. Det gör man bland annat för att det ger bra materialutnyttjande i generatorn.

Den inducerade spänningens ögonblicksvärde är proportionell till antalet lindningsvarv, N, och tidsderivatan av luftgapsflödesändringen:

$$e_f = -N\frac{d\Phi}{dt} \qquad (1)$$

Ju större flödesändring desto högre blir den inducerade spänningen. Flödesändringen går genom noll (byter tecken) när en rotorpol står rakt för statorspolens pol. Det betyder att spänningen då är noll. På motsvarande sätt erhålls maximal spänning varje gång en rotorpol befinner sig mitt emellan två statorpoler.

Vinklarna mellan vektorerna i visardiagrammet anges i elektriska grader. Med 360 elektriska grader menas vinkeln mellan två efterföljande nordpoler på rotorn. När rotorn vridit sig 360 elektriska grader så har den inducerade spänningen gjort en period och förloppet upprepas därefter.

Om 0 = 360 elektriska grader definieras med att en rotornordpol står rakt för en statorspoletand (Rotorfältet når sin positiva topp) så ligger alltså den inducerade spänningens positiva toppvärde på 90° enligt ovanstående resonemang. Man kan också säga att den inducerade spänningen ligger 90° efter rotorfältet, vilket kan ses i visardiagrammet.

2.6.2 Resistiv last

Om vi tänker oss att vi kopplar in en belastning till statorspolen i form av en resistans, R_{last}, så kommer visardiagrammet att se ut som i Fig. 2.6.3. Vi får nu en ankarström, I_a, genom kretsen som ger upphov till spänningsfall över reaktanserna och spolresistansen. Spänningsfallet över reaktansen ligger 90° före strömmen genom reaktansen. Spänningsfallet över reaktansen leder till en fasvridning mellan E_f och V_t. Vidare ger ankarströmmen upphov till ett ankarreaktionsflöde, Φ_{ar}, som vektorsummerad med fältflödeskomponenten resulterar i luftgapsflödet, Φ_r. Notera att ankarreaktionsflödet alltid har samma riktning som strömmen. Vidare ligger luftgapsflödet alltid 90° före luftgapsspänningen E_r.

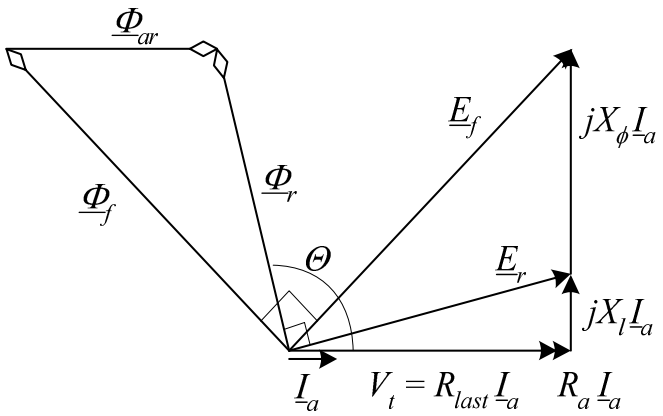

Fig. 2.6.3: Visardiagram för resistiv last.

Om man tänker sig att vi går från tomgång till kortslutning genom att successivt minska resistansen i en resistiv last, $R_{last,}$ som vi anslutit till generatorn, så kan vi observera följande:

Samtidigt som statorströmmen I_a ökar från noll till kortslutningsström så minskar V_t från tomgångsspänning till noll, samtidigt som vinkeln mellan Ef och Vt ökar. Effekten i den resistiva lasten, P_{last}, går således från noll upp till ett maximum någonstans på halva vägen och minskar därefter igen till noll vid kortslutning, eftersom,

$$P_{last} = V_t I_a. \qquad (2)$$

Vridmomentet, T, är proportionellt till den aktiva effekten i lasten:

$$T = \frac{P}{\omega_r} \qquad (3)$$

där

P axeleffekt
ω_r axelns vinkelhastighet

Vridmomentet kan också uttryckas som:

$$T = \Phi_r \Phi_{ar} \sin \Theta \qquad (4)$$

där

Θ vinkeln mellan Φ_r och Φ_{ar}

Fig. 2.6.4 illustrerar hur visardiagrammet förändras när lastresistansen minskas så att ankarströmmen ökar. Notera hur klämspänningen minskar när strömmen ökar.

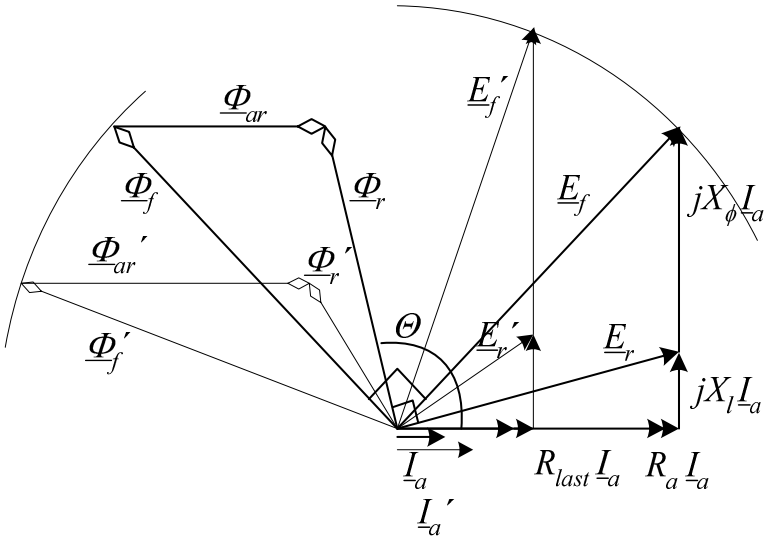

Fig. 2.6.4: Visardiagram för generatorn vid två olika värden på den resistiva lasten.

2.6.3 Kortslutning

Statorspolen är kortsluten; $V_t = 0$. Enligt Lenz lag så driver en kortsluten spole en ström med sådan riktning att flödesändringen motverkas. Statorjärnet utsätts nu för fältet från rotormagneterna, Φ_f, och det (nästan) lika stora motriktade fältet från strömmen i statorspolen, ankarreaktionen, Φ_{ar}. Det resulterande flödet i statorjärnet (luftgapsflödet) blir därför nära noll.

Anledningen till att ankarreaktionsflödet inte blir precis lika stort som fältflödet är att en del av flödet blir läckflöde. På grund av spänningsfallet över resistansen i statorspolen blir vinkeln mellan ankarreaktionsflödet och fältflödet något mindre än 180°. Vridmomentet blir lågt, och motsvarar förlusteffekten i maskinen. Kortslutningsströmmen (och ankarreaktionen) ligger alltså nära 180 elektriska grader efter rotorfältet. Den stationära kortslutningsströmmen blir normalt i storleksordning med märkström.

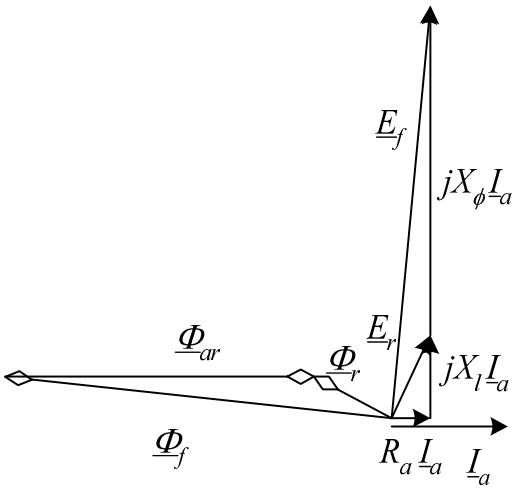

Fig. 2.6.5: Visardiagram för generatorn vid kortslutning.

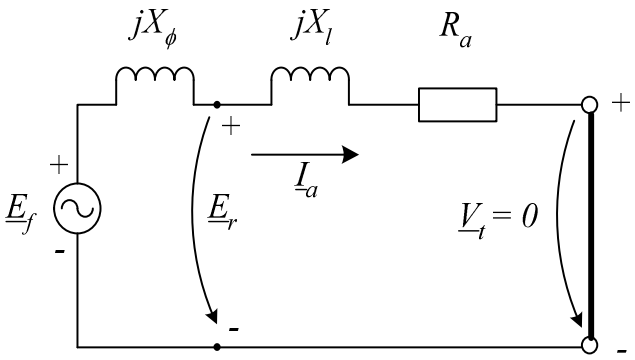

Fig. 2.6.6: Ekvivalent schema för kortsluten statorspole.

2.6.4 Seriekompensering

I Fig. 2.6.4 så kan man se att spänningen över lasten sjunker kraftigt vid ökande ström beroende på spänningsfallet över induktansen. Det gör att den uttagbara effekten blir starkt begränsad. Om man kunde få statorströmmen att ligga i fas med tomgångssemkn, E_f så skulle man endast få ett mindre spänningsfall över den inre resistansen.

Detta kan ordnas med en kondensator, C, inkopplad i serie med lasten i enlighet med Fig. 2.6.7.

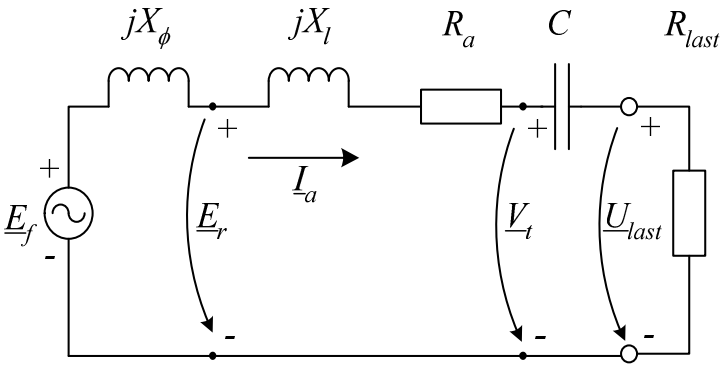

Fig. 2.6.7: Ekvivalent schema för seriekompensering och resistiv last.

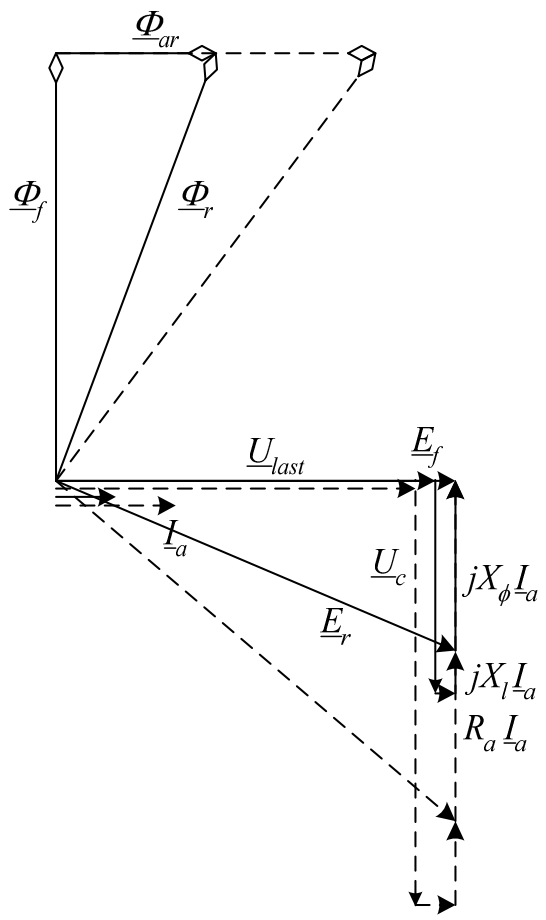

Fig. 2.6.8: Visardiagram för seriekompensering och resistiv last.

För att erhålla maximal uteffekt så skall seriekompenseringskondensatorn dimensioneras så att kapacitiva reaktansen är lika stor som generatorns induktiva reaktans. Härvid kompenserar man helt för spänningsfallet över induktansen i maskinen och statorströmmen kommer i fas med spänningskomponenten alstrad av fältflödet (tomgångsspänningen). Man säger att full kompensering råder. Detta illustreras av de heldragna vektorerna i Fig. 2.6.8. Observera att full kompensering endast uppnås vid en viss frekvens (Motsvarar ett visst generatorvarvtal.) Om frekvensen minskar så kommer spänningen över kondensatorn att öka och spänningen över induktansen att minska.

Vid den frekvens som ger full kompensering gäller att om man höjer strömmen i kretsen genom att minska resistansen R_{last}, så kommer fortfarande full kompensering att råda eftersom spänningsfallet över kondensatorn och induktanserna båda kommer att öka lika mycket. Spänningen över lasten sjunker en aning, på grund av att spänningsfallet över R_a ökar. En ökning av strömmen till dubbla värdet illustreras av streckade vektorer i Fig. 2.6.8.

Om vi studerar flödesvektorerna så ser vi att fältflödet har oförändrad längd eftersom flödet kommer från permanentmagneter och således är konstant, samt oförändrad riktning eftersom full kompensering fortfarande råder. Ankarreaktionsflödet har ökat proportionerligt till strömmen. Det leder till att det resulterande luftgapsflödet också ökar. Om man beräknar ökningen i vridmoment med ekv. (4) så ser man att vridmomentet ökar proportionerligt mot ökningen av strömmen.

2.6.5 Magnetisk mättning

Det faktiska flödet i maskinen, luftgapsflödet, är som tidigare visats vektorsumman av fältflödet från permanentmagneterna och flödet från strömmen i ankarlindningen. Luftgapsflödet kan inte bli hur stort som helst eftersom statorjärnet i generatorn mättas om ankarströmmen ökas ytterligare. Mättning medför att induktansen i ankarlindningen minskar. Det medför i sin tur att spänningsfallet över induktansen minskar. Vi får då överkompensering, eftersom spänningsfallet över kondensatorn nu är större än spänningsfallet över induktansen. Uteffekten sjunker eftersom spänningen över lasten sjunker på grund av att vi har överkompensering.

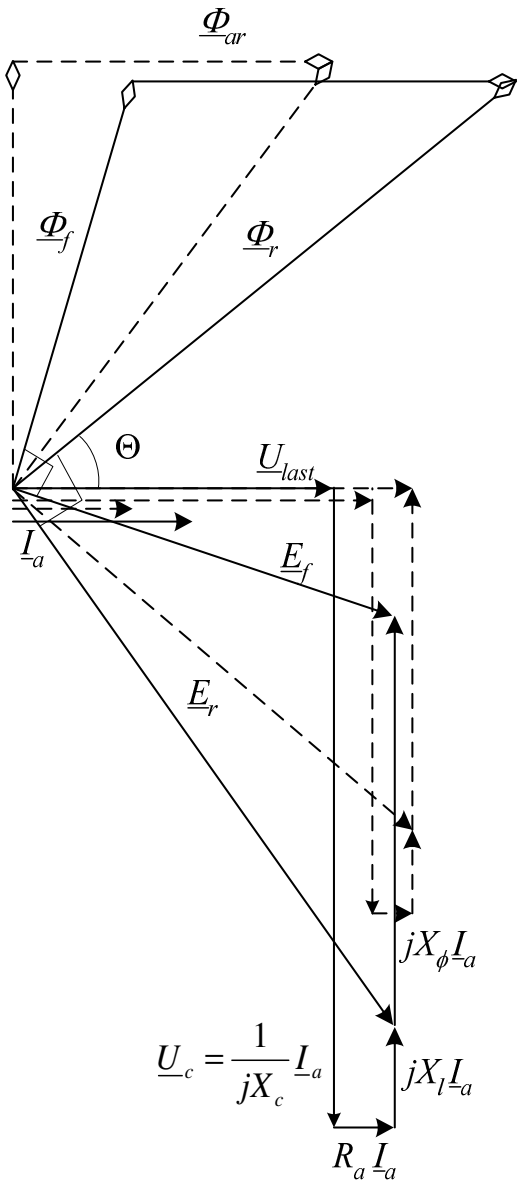

Fig. 2.6.9: Visardiagram för seriekompensering och resistiv last vid mättning av statorjärnet.

De streckade vektorerna i Fig. 2.6.9 är lika dem i Fig. 2.6.8. De heldragna vektorerna visar situationen där strömmen är 1.5 gånger så stor som de streckade vektorerna indikerar. Vid denna strömstyrka tänks statorjärnet ha kommit in i mättningsområdet och den maximala längden på luftgapsflödesvektorn är i stort sett uppnådd. Man kan se att spänningen över kondensatorn har blivit 1.5 gånger större, men spänningen över induktansen har bara blivit 1.2 gånger så stor som i den streckade figuren.

Eftersom vridmomentet är beroende på längden av luftgapsflödesvektorn, ankarreaktionsflödesvektorn och vinkeln mellan dem enligt ekv. (4) så begränsas även momentet när maskinen mättas.

Max vridmoment erhålls när luftgapsflödet precis uppnått mättning och full kompensering råder. Om man höjer strömmen så får man överkompensering och moment och spänning över lasten minskar. Om man däremot ökar kapacitansen så att vi fortfarande har full kompensering, så blir maxmomentet ungefär bibehållet. Det är inte tillåtet att vektorsummera fältflödet och ankarreaktionsflödet när järnet är mättat, eftersom vektorsumman då inte kan bli längre.

2.7 Generatordata från konstruktörerna och tillverkaren.

Under konstruktionsskedet av generatorn så förekom utbyte av information om generatorns elektriska konstruktion mellan Chalmers och konstruktörerna. På grund av en ändring av generatorns märkspänning i sista stund innan tillverkning, så erhölls aldrig den slutliga versionen av konstruktionsparametrarna och beräknade storheter som till exempel antal lindningsvarv och beräknad maxström. Detta har inte uppmärksammats förrän långt efteråt då det blev aktuellt att prova seriekompensering. Förfrågningar om de aktuella parametrarna till konstruktörerna och tillverkaren har gjorts utan resultat.
Det har dock visat sig att ändringarna från det ursprungliga beräkningsunderlaget troligen inskränker sig till ett ändrat antal lindningsvarv, ändrad tråddiameter och

eventuellt något ändrade mått på statorkärnan. Det finns också uppgifter i (App. F) om beräknad tomgångsspänning och induktans efter den sista ändringen. Genom att jämföra beräkningsunderlaget med mätningar så har i kapitel 2.17 ett försök gjorts att sammanställa generatorns viktigaste data.

2.8 Tillvägagångssätt vid mätningar på generatorn på Hönö.

Eftersom generatorns stator består av 27 st. identiska moduler som endast har en marginell magnetisk koppling till varandra, så har mätningarna på generatorn utförts genom att en av de 27 generatorspolarna, betecknad SC1, kopplats bort från det ursprungliga elsystemet. Denna spole har i stället kopplats till den experimentuppkoppling som man vill mäta på. Till exempel en krets för seriekompensering med seriekondensator, diodlikriktare, likledskondensator och en resistiv last. De övriga 26 spolarna är kopplade till det ursprungliga elsystemet. Vindkraftverket kan på detta sätt hållas på olika operatörsvalda någorlunda stabila varvtal med hjälp av det ursprungliga elsystemet ihop med vindkraftverkets reglerdator. Samtidigt kan man belasta spolen som är kopplad till experimentkretsen efter behag utan att det påverkar varvtalet. Reglerdatorn kompenserar genom att reglera effektuttaget i resten av generatorn. En förutsättning är att vinden är lagom stark och inte för turbulent. Vind med låg turbulens ger en stabilare varvtalshållning. Noggrannheten i varvtalsregleringen är ungefär +/- 0,5 varv/min i mätningarna.

Experimentkopplingen och mätsystemet var under mätningarna placerat i en byssja ca 30 m från vindkraftverket. I byssjan finns även delar av vindkraftverkets elsystem samt vindkraftverkets regler- och mätutrustning. Generatorn är ansluten via en tornkabel till likriktarskåpet placerat på tornfundamentet. I likriktarskåpet har ledningarna från en generatorspole temporärt bortkopplats från sin likriktare. I stället kan en förlängningskabel anslutas. Förlängningskabeln rullas ut på marken mellan likriktarskåpet och byssjan vid varje prov. Mätsystemet beskrivs i kapitel 3.

Bilden i Fig. 2.8.1 visar experimentutrustningen för seriekompensering. Den undre lådan med dörr innehåller kondensatorer för kompensering av generatorspolen och för glättning av likledsspänningen. Vidare innehåller lådan en diodbrygga för likriktning av generatorströmmen. Den övre lådan innehåller mätdon för ström och spänning. Lådan till vänster på golvet är en variabel belastningsresistans. På bilden syns också examensarbetare Musie Gher.

Fig. 2.8.1 Utrustning för prov med seriekompensering av en statorspole.

2.9 Mätning av generatorns resistans. Inverkan av temperaturändringar.

En resistansmätning av statorspole SC1 och anslutningsledningar har gjorts. Ett likspänningsaggregat placerat i byssjan anslöts till statorspolen via förlängningskabel och tornkabel. Strömmen genom spolen och spänningen över spole och kablage registrerades. Generatortemperaturen var 19 grader C. Även kablaget höll ungefär 19 grader C. Utetemperaturen var 16 grader C och det var soligt. Den totala resistansen erhölls som

$$R_{tot} = \frac{U_{dc}}{I_{dc}} = \frac{7.0}{3.99} = 1.75\Omega \qquad (5)$$

Anslutningskablarnas resistans vid 19° C beräknades till ca 0.64 ohm. Statorspolens resistans blir då

$$R_{a19°C} = R_{tot} - R_{kabel} = 1.75 - 0.64 = 1.11\ \Omega \text{ vid } 19°\text{ C.} \qquad (6)$$

Resistiviteten i koppar ökar med stigande temperatur. Statorlindningens isolation tål en temperatur av max 130° C. Lindningens resistans vid denna temperatur kan beräknas som

$$R2 = R1(1+ \alpha \cdot \Delta t) = 1.11\ (1 + 3.9 \cdot 10^{-3} \cdot (130 - 19)) = 1.6\ \Omega \text{ vid } 130°\text{ C} \qquad (7)$$

där α är temperaturkoefficienten för koppar och Δt är temperaturskillnaden mellan R1 och R2. Den verkliga resistansen kan eventuellt bli något högre på grund av strömförträngning i lindningen. Eftersom strömförträngningen ökar med ökande frekvens, och generatorn jobbar på en relativt låg frekvens så bedöms strömförträngningen bara ha en måttlig påverkan på resistansen. På stora nätinkopplade synkronmaskiner brukar man räkna med en effektiv resistans i drift som är 1.6 gånger så stor som likströmsresistansen vid rumstemperatur.

2.10 Tomgångs- och kortslutningsprov.

För att få fram värden på parametrarna i generatorns ekvivalenta schema så har bl. a. ett tomgångs- och kortslutningsprov utförts.

2.10.1 Tomgångsprov

Provet utfördes som en del i examensarbetet i App. A, 2.2.2. För att kontrollera hur stora de individuella variationerna är mellan de olika statorspolarna så utfördes denna mätning på tre olika spolar. Spänningen över den olastade statorspolen registrerades vid olika varvtal. Inga betydande skillnader mellan de olika spolarna kunde konstateras. Den inducerade tomgångsspänningen visade sig som väntat vara proportionell mot varvtalet. Tomgångsspänningens grundton filtrerades fram och dess effektivvärde bestämdes till 2.56 V/varv/min, eller 192 V vid 75 varv/min. Fig. 2.10.1 visar tomgångsspänningens kurvform. Denna mätning är från ett senare tillfälle än examensarbetarnas ovan. Notera att tomgångsspänningens kurvform avviker från sinusform beroende på polernas fysiska utförande. Grundtonens effektivvärde har visat sig vara nära identiskt med den ofiltrerade signalens effektivvärde. Permanentmagneter av ferritmaterial är kända för att minska i styrka vid ökad temperatur. Denna mätning gjordes när generatorn höll en temperatur runt 21°C. Man kan förvänta sig en sänkning av den inducerade tomgångsspänningen vid ökad temperatur i rotorn.

Vid en tidigare mätning innan generatorn monterades i vindkraftverket, (App. E), så undersöktes spänningen från samtliga 27 spolar med parallellkondensatorer inkopplade. Mätningen gjordes vid 75 varv/min. På grund av kondensatorerna var spänningsnivån då högre, och den högsta modulspänningen var ca 7 % större än den lägsta. Variationerna tros främst bero på att luftgapet inte är helt lika för alla modulerna. En del av variationen i mätningen kan också bero på att parallellkondensatorerna har en viss spridning i kapacitansvärdet.

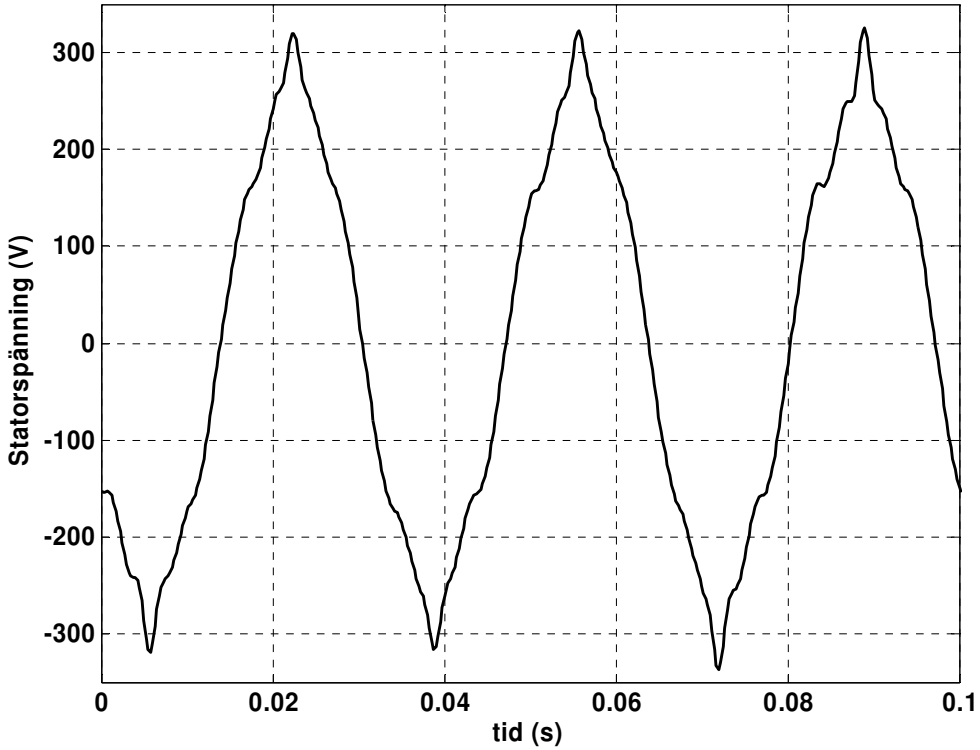

Fig. 2.10.1: Tomgångsspänningssprov på generatorspole SC1. Generatorvarvtal 74.9 varv/min, $U_{tomg} = E_f = 192.6$ V RMS. Generatortemperatur 21°C.

2.10.2 Kortslutningsprov

Statorspolen kopplas till en kortslutning via ett strömmätdon. Vindkraftverket startas och körs på ett fast varvtal. Strömmen registreras för ett antal olika fasta varvtal. Det visar sig att kortslutningsströmmen vid varvtalsökning snabbt ökar till ett värde som sedan är relativt konstant över ca: 30 varv/min. Det beror på att strömökningen som kunde förväntas av den ökande inducerade emkn motverkas av det allt större spänningsfallet över den inre induktansen i spolen, eftersom frekvensen på spänningen också ökar med ökande varvtal. Vid 75 varv/min så är kortslutningsströmmen 8,15A RMS. Strömmen är i stort sett sinusformad, trots att den inducerade spänningen inte är det. Det beror på att spolens induktans motverkar hastiga strömändringar och således jämnar till kurvformen.

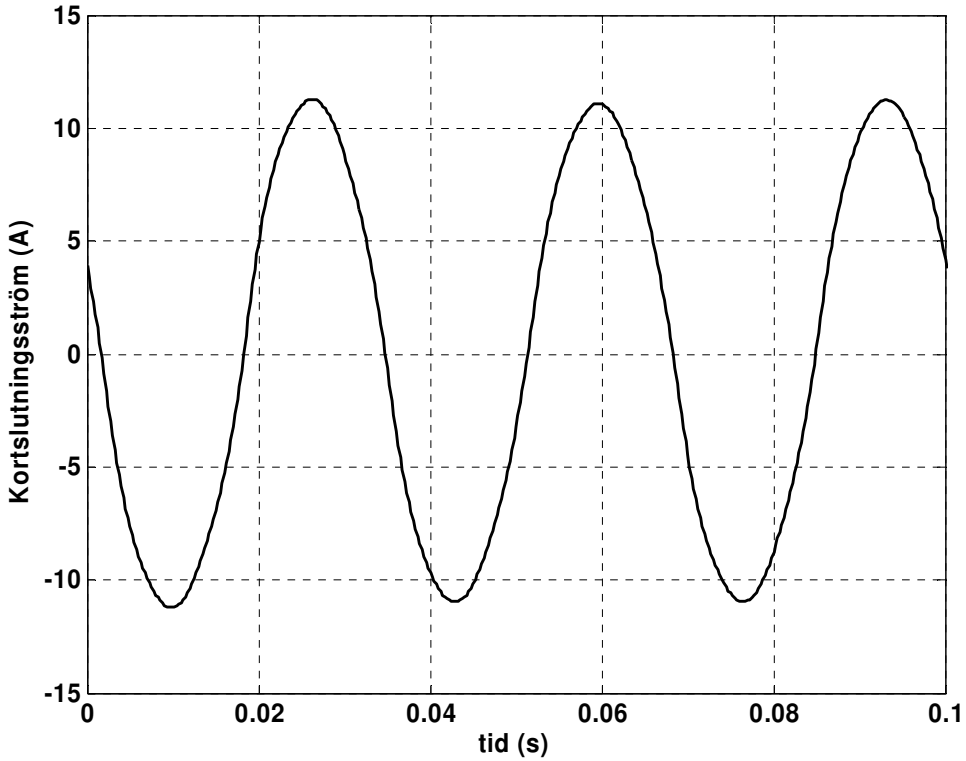

Fig. 2.10.2: Kortslutningsprov på en generatorspole. Generatorvarvtal 75 varv/min, I_k = 8.15 A RMS.

2.11 Beräkning av generatorns induktans.

2.11.1 Faktorer som påverkar induktansvärdet.

Induktansen i det ekvivalenta schemat för generatorn är en förenkling. Induktansen varierar i verkligheten något beroende på driftsituationen. Om järnet i generatorn börjar bli mättat så ökar reluktansen (motståndet mot magnetiskt flöde) i järnet. Det leder till minskad induktans.

En annan faktor är att på en generator med utpräglade poler så gäller generellt att luftgapets storlek varierar med vridningsvinkeln, vilket gör att induktansen också varierar. Fenomenet studeras närmare i kapitel 2.11.3.

2.11.2 Induktansberäkning ur tomgångs- och kortslutningsprov.

En vanlig metod att beräkna induktansen eller reaktansen i en mättad synkrongenerator är att använda spänningen från tomgångsprovet och strömmen från kortslutningsprovet. Eftersom generatorn normalt är en bit in i mättningsområdet i tomgång så kallas det beräknade värdet maskinens mättade synkrona reaktans. Värdet på den mättade reaktansen gäller för ett rotorläge då en pol befinner mitt för en statorpol, eftersom vid kortslutning så sammanfaller i stort sett ankarreaktionens riktning med fältets magnetiska axel. Se Fig. 2.6.5. Detta rotorläge kallas maskinens längs-axel och betecknas ofta med indexet d (direct axis). En elektrisk vinkel 90° före

eller efter längsaxeln, vilket motsvarar en rotorpol mitt emellan två statorpoler, kallas maskinens tväraxel, betecknad med indexet q (quadrature axis).

Först beräknas kortslutningsimpedansen för generator och anslutningskablar som

$$Z_{tot} = \frac{U_{tomg}}{I_k} = \frac{192.6}{8.15} = 23.63\ \Omega \qquad (8)$$

Beräkning av induktansen L görs sedan från

$$Z_{tot} = \sqrt{R_{tot}^2 + (\omega L)^2} \qquad (9)$$

där Rtot = 1.75 Ω, och $\omega = 2\pi f_s = 188{,}5$ rad/s

Statorfrekvensen f_s fås ur

$$f_s = f_r p = n_r p \frac{1}{60} = 30\ \text{Hz} \qquad (10)$$

där	f_s	statorfrekvens [Hz];
	f_r	rotorfrekvens [Hz];
	$n_r = 75$	rotorvarvtal [varv/min];
	$p = 24$	polpar i rotorn;

$$L = \frac{\sqrt{Z_{tot}^2 - R_{tot}^2}}{\omega} = 125mH \qquad (11)$$

Den mättade induktansen i maskinens längs-led blir alltså L_d = 125 mH.

2.11.3 Mätning av generatorns induktans som funktion av rotorvinkel.

På en generator med utpräglade poler så gäller generellt att luftgapets storlek varierar med vridningsvinkeln, vilket gör att induktansen också varierar. Normalt är luftgapet minst då en rotorpol står mitt för en statorpol, generatorns längs-led, och störst då en rotorpol står mitt emellan två statorpoler, generatorns tvär-led. Då luftgapet är minst så är också reluktansen som minst. Det leder i sin tur till att induktansen i längs-led blir som störst.

Man kan också uttrycka det så att den induktans eller reaktans, som ankarlindningen uppvisar gentemot ankarströmmen, är beroende av strömmens fasläge relativt rotorvinkeln.

Hönö-generatorn har utpräglade poler i såväl statorn som rotorn. Försök har gjorts att mäta induktansen som funktion av rotorvinkeln. I litteraturen, bl.a. [1], beskrivs olika metoder; t.ex. eftersläpningsprov och prov med starkt undermagnetiserad maskin. De förutsätter dock en trefasmaskin kopplad mot ett nät. Maskinen har dessutom en fältlindning som möjliggör att fältet kan varieras. Eftersom Hönö-generatorn saknar

dessa möjligheter har en annan metod provats. Metoden bygger på att en yttre växelspänningskälla kopplas till en statorspole. Ström, spänning och rotorvinkel registreras samtidigt som generatorn vrids runt så sakta som möjligt. Ström och spänning högpassfiltreras så att generatorns inducerade spänning på grund av den långsamma rotationen inte skall påverka beräkningen. För varje period av den påtryckta spänningen beräknas så spänningens och strömmens effektivvärde. Ur dessa beräknas sedan statorspolens impedans och induktans för varje rotorläge. Varje polpar som passerar statorspolen representerar 360 elektriska grader. På ett generatorvarv erhålls alltså 24 gånger 360 elektriska grader. Induktansvärdena från de olika polpassagerna uppvisar individuella variationer. Därför har medelvärden räknats fram från 21 polparspassager. Anledningen till att inte 24 polparspassager har använts är problem med att hantera språnget som vinkelgivarsignalen gör från 360 till 0 grader en gång per generatorvarv. Avvikelser i resultatet på grund av detta bedöms som marginella. Resultatet presenteras i Fig. 2.11.1

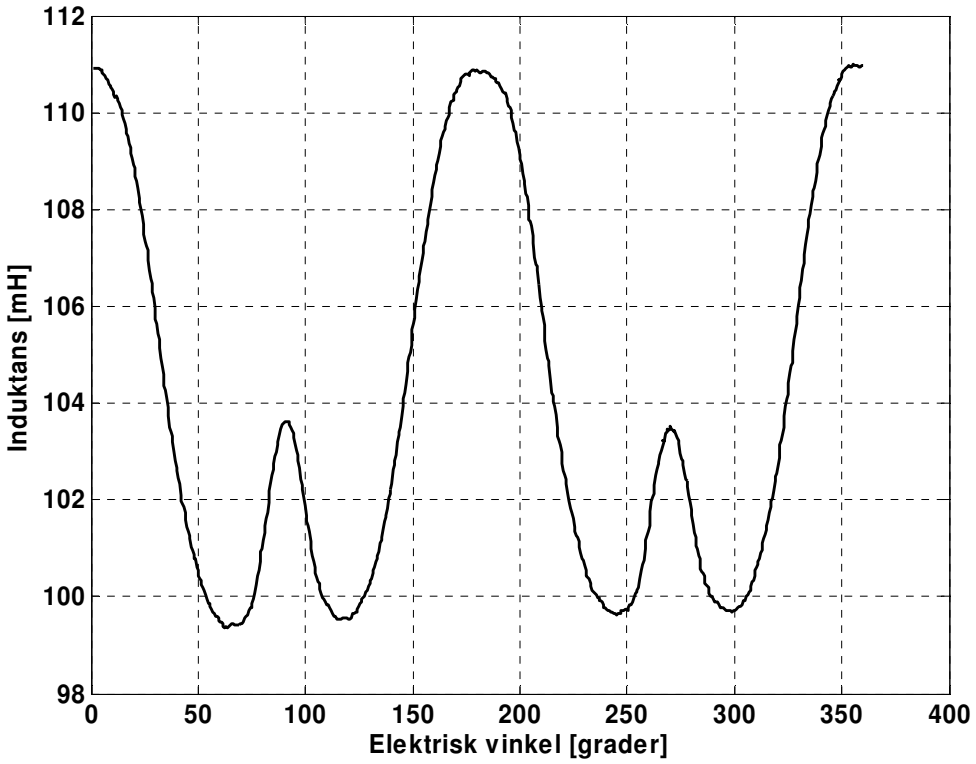

Fig. 2.11.1: Statorinduktans som funktion av elektrisk vinkel. Medelvärde av 21 polparspassager.

Vi kan i Fig. 2.11.1 se att induktansen i generatorn är som störst i längs-led det vill säga för en elektrisk vinkel lika med noll eller 180 grader. I tvär-led, 90 och 270 grader, skulle man för en normal synkronmaskin förvänta sig det lägsta induktansvärdet. Här finns istället en mindre topp. Förklaringen till det kan vara att Hönö-generatorns speciella geometri leder till att luftgapet som ovan nämnts inte är som störst när en rotorpol befinner sig mitt emellan två statorpoler. Det beror på att rotorpolen till viss del överbryggar gapet mellan de två statorpolerna. Se Fig. 2.2.1.

2.11.4 Sammanfattning av induktansmätningar.

Enligt [1] så erhålls ett tillförlitligare värde på induktansen i tvärled genom att utgå från induktansen i längsled bestämd från kortslutnings- och tomgångsprov, och sedan utgående från kvoten Ld/Lq bestämd med eftersläpningsprovet, beräkna induktansen i tvärled. Vi har visserligen inte kunnat göra något eftersläpningsprov, men använder försöket med yttre påtryckt spänning istället. Därför blir alltså längsinduktansen (från tomgångs- och kortslutningsprovet) L_{dtk} = 125 mH och tvärinduktansen blir:

$$L_q = \frac{L_{dtk}}{\left(\frac{L_d}{L_q}\right)} = \frac{125}{\left(\frac{111}{103.5}\right)} = 116.5 \text{ mH} \qquad (12)$$

För vilket driftfall är det då mest intressant att fastställa induktansen? Ett av målen med studien av generatorn är att maximera generatorns uteffekt och vridmoment vid användande av seriekompenseringskondensatorer och diodlikriktare. Vid full kompensering så ligger fältflödet 90° före ankarflödet (Fig. 2.6.8.). Rotorvinkeln är i fas med fältflödet och ankarströmmen ligger i fas med ankarflödet. Det betyder att det är tvärledsinduktansen som ankarströmmen ser. Vidare har järnet börjat nå upp till mättning när generatorn ger full effekt. Det har en sänkande inverkan på induktansen. När seriekompenseringskondensatorns storlek skall beräknas bör hänsyn tas till dessa förhållanden.

Induktansen som statorströmmen ser i drift med seriekompensering vid full effekt kan förväntas vara något lägre än den ovan bestämda tvärledsinduktansen Lq på grund av lite hårdare mättning av järnet än vid tomgångsprovet. Om kompenseringen inte blir helt perfekt kommer man dessutom att hamna bredvid induktanstoppen vid 90 elektriska grader. En effektiv induktans på ca 112 mH har därför antagits.

2.12 Prov med seriekompensering på generatorn.

I examensarbetet i App. A gjordes prov med seriekompensering och diodlikriktare. Proven var begränsade till en maxström i statorspolen på 7.7 A rms, vilket ungefär motsvarar den maximala effektivvärdesströmmen i statorspolen vid körning med parallellkompensering. Anledningen till denna begränsning var att osäkerhet rådde om en större statorström kunde leda till att permanentmagneterna i rotorn kunde skadas. Permanentmagneter tål inte ett allt för starkt motriktat magnetfält. De förlorar då en del eller hela sin styrka, de blir avmagnetiserade. De teoretiska studierna i kapitel 2.6 visar att den sämsta driftsituationen ur rotormagneternas synvinkel är vid kortslutning av statorspolen. Då är fältet från strömmen i statorspolen i stort sett motriktat och nästan lika stort som fältflödet från permanentmagneterna. Det kan liknas vid att man håller två permanentmagneters nord- (eller syd) poler mot varandra.

Vi vet från tidigare prov med generatorn att magneterna tål kortslutningskörning vid märkvarvtal i stationärtillstånd. Tillslag av en kortslutning då generatorn roterar kan dock ge skadliga transienter.

De teoretiska studierna visar att vid körning med seriekompenseringskondensator så är däremot magnetfältet från statorströmmen förskjutet 90 elektriska grader efter fältflödet. Det betyder att man i detta läge kan tillåta strömmar i statorn som är högre än den stationära kortslutningsströmmen utan att riskera att skada magneterna. Ett antal mätserier på olika varvtal och med högre maxström har utförts för att undersöka generatorns möjliga maxeffekt. Olika värden på seriekompenseringskondensatorn har också provats.

För att undvika allt för stora och i praktiken irreparabla skador på permanentmagneterna i rotorn om teorierna skulle visa sig felaktiga, så har maxströmmen höjts i små steg. Mellan varje ny höjning har generatorn körts med ett fast varvtal och tomgångsspänningen har uppmätts på den losskopplade statorspolen, SC1. Ingen kvarstående spänningssänkning har kunnat noteras. Däremot har tillfälliga spänningssänkningar konstaterats. Dessa verkar hänga samman med uppvärmning av permanentmagneterna.

En experimentuppkoppling för seriekompensering av en statorspole har byggts upp enligt Fig. 2.12.1.

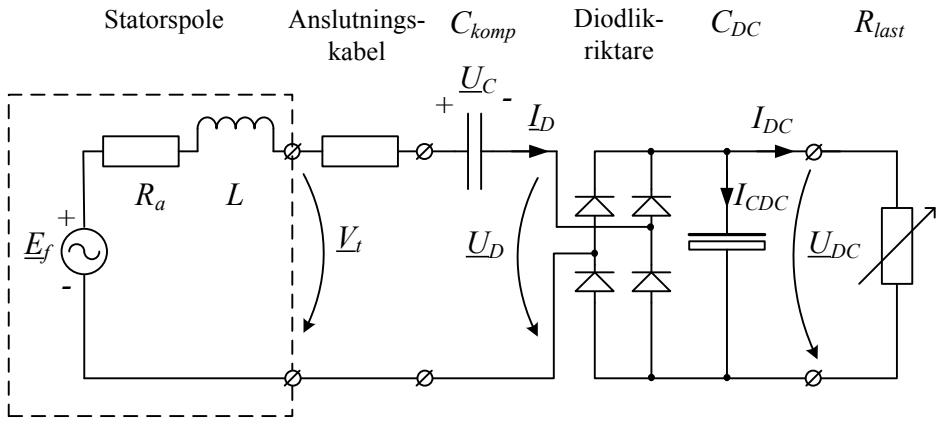

Fig. 2.12.1: Uppkoppling för prov med seriekompensering och diodlikriktare.

Statorspolen representeras i Fig. 2.12.1 av sin ekvivalenta modell. Vidare har resistansen i torn- och anslutningskablar ritats in. Seriekompenseringskapacitansen, C_{komp}, består av ett kondensatorbatteri uppbyggt av ett antal parallellkopplade 50 µF kondensatorer med märkspänning 500 V RMS. Glättningskapacitansen, C_{DC}, utgörs av ett antal parallellkopplade elektrolytkondensatorer på tillsammans 6990 µF. Det är mycket större kapacitans än vad som används på likledet då generatorns alla spolar med likriktare är parallellkopplade dit. Kondensatorns uppgift är att minska fluktuationerna i likspänningen för att efterlikna förhållandena då hela generatorn med elsystem är kopplad för seriekompensering. Då är många generatormoduler med likriktare parallellkopplade på likledssidan och jämnar ut spänningen eftersom de olika spolarna inte alla har samma fasläge. En lastresistans, Rlast, används för att åstadkomma likledsströmmen i stället för tyristorväxelriktaren. Lastresistansen utgörs av ett antal variabla effektmotstånd.

Kapacitansen som ger full kompensering vid märkvarvtal, 75 varv/min, beräknas som

$$C_{full} = \frac{1}{\omega^2 L} = \frac{1}{188.5^2 \cdot 112 \cdot 10^{-3}} = 251.3 \ \mu\text{F} \tag{13}$$

Experimentkopplingen tillåter variation av seriekompenseringskapacitansen i steg om 50 µF. Därför valdes C_{komp} = 250 µF. I Fig. 2.12.2 visas generatorns uteffekt på likledssidan som resultatet av mätning på en spole, men omräknat för hela generatorn. Serie-parallellkopplingen av de 27 modulerna till ett gemensamt likled tänker man sig göras på samma sätt som det nuvarande elsystemet med parallellkompensering. Se Fig. 2.2.2. Då kan strömmen beräknas som

$$I_{DC} = 13.5 \cdot I_{DC,enfas} \tag{14}$$

Och effekten för hela generatorn beräknas som

$$P_{DC} = 27 \cdot I_{DC,enfas} \cdot U_{DC,enfas} \tag{15}$$

Mätningarna visar på att maxeffekten vid 75 varv/min blir ungefär 53 kW och vid 60 varv/min ungefär 26 kW. Se Fig. 2.12.2. Vid varvtal lägre än 75 varv/min är generatorn överkompenserad eftersom spänningen över kondensatorn då blir större än spänningsfallet över induktansen. Likledsspänningen sjunker då snabbt när strömmen ökar. Vid 75 varv/min däremot råder ungefärlig balans mellan spänningsfallet över kapacitansen och induktansen. Teoretiskt skulle man då erhålla en växelspänning, U_D vid diodbryggan som är lika med E_f minskat med spänningsfallet i lindnings och kabelresistanserna. Det skulle som tidigare nämnts leda till en toppeffekt på omkring 222 kW. Det som begränsar den verkliga uteffekten till omkring 53 kW är att generatorn blir magnetiskt mättad. Det yttrar sig som att de magnetiska krafterna som bildar generatorns vridmoment begränsas, och till att induktansen minskar vilket gör att generatorn blir överkompenserad, och spänningsfallet ökar, vilket leder till att uteffekten begränsas.

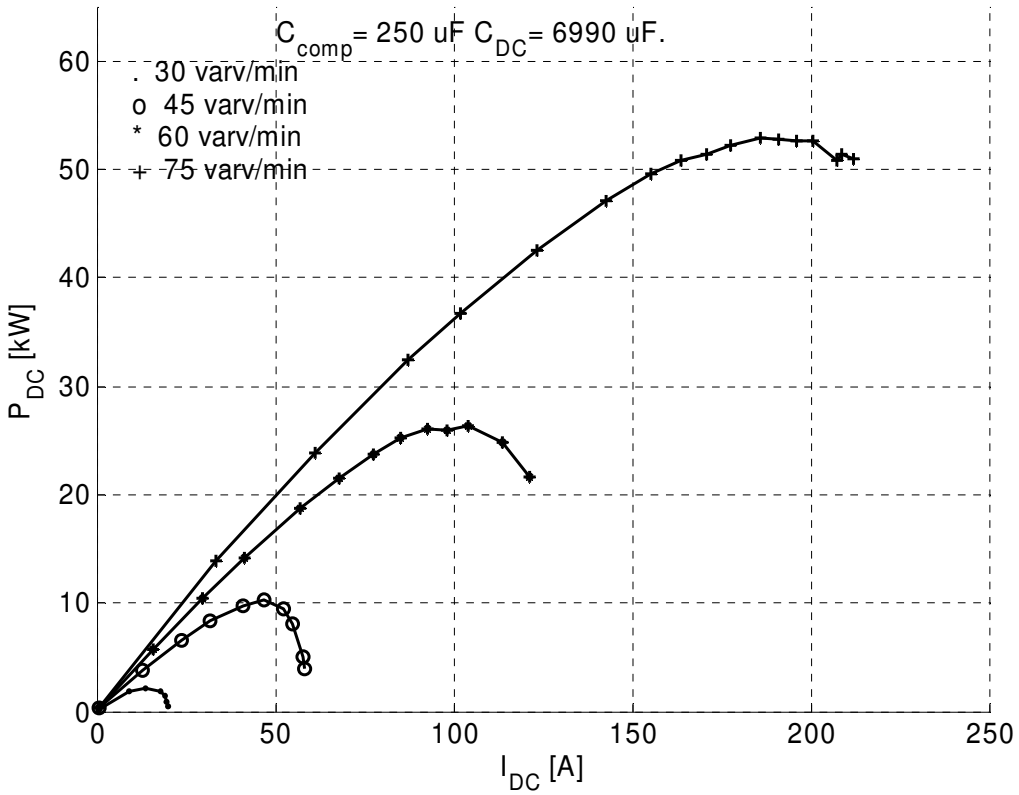

Fig. 2.12.2: Mätning av effekt på elsystemets likled, omräknat för hela generatorn, som funktion av likledsströmmen.

För att verifiera att rätt storlek på seriekompenseringskondensatorn valts så har mätningar också gjorts med något större och något mindre kondensatorstorlek, Fig. 2.12.3. Dessa mätningar har inskränkt sig till märkvarvtal.

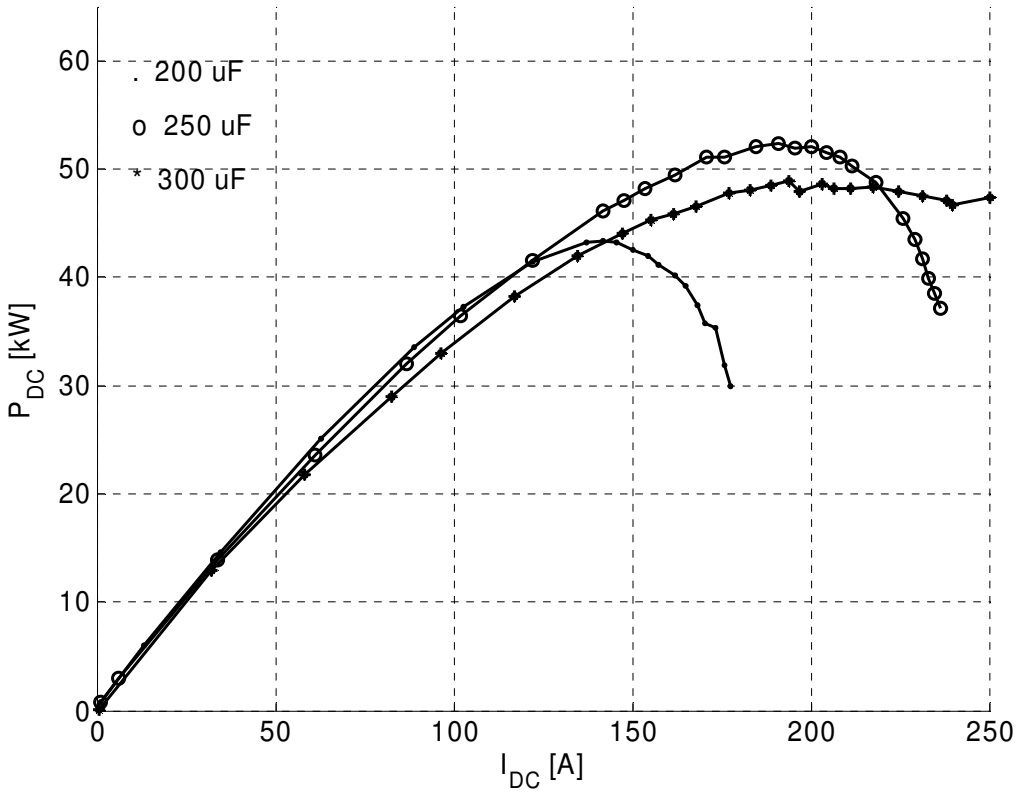

Fig. 2.12.3: Mätning av effekt på elsystemets likled omräknat för hela generatorn, vid märkvarvtal, 75 varv/min, som funktion av likledsströmmen. C_{komp} = 200, 250 och 300 μF.

Med C_{komp} = 250 μF erhålls som väntat högst effekt. Med C_{komp} = 200 μF är generatorn överkompenserad vid 75 varv/min. Det betyder att spänningsfallet över kondensatorn är större än spänningsfallet över induktansen. Resultatet blir att likledsspänningen snabbt sjunker då strömmen ökar. Med Ckomp = 300 μF har vi underkompensering, det vill säga att spänningsfallet över kondensatorn är mindre än spänningsfallet över induktansen. Det leder också till att likledsspänningen sjunker mer än vid full kompensering. Se också Fig. 2.12.4.

Man kan också se att vid höga strömmar så börjar uteffekten att sjunka för C_{komp} = 250 μF. Uteffekten för C_{komp} = 300 μF planar däremot ut. Det beror på att generatorn kommer in i magnetisk mättning, varvid induktansen minskar. Med C_{komp} = 250 μF kommer kretsen då att vara överkompenserad, medan för C_{komp} = 300 μF så närmar sig kretsen full kompensering.

I Fig. 2.12.4 har likledsspänningen plottats som funktion av likledsströmmen med en graf för varje storlek på kompenseringskondensatorn. Samma mätserie som i Fig. 2.12.3 har använts. Strömmen för hela generatorn har räknats ut enligt ekv. (14), och likledsspänningen i figuren är dubbla den uppmätta likledsspänningen från mätuppkopplingen, eftersom hela generatorns elsystem tänks bestå av två seriekopplade halvor.

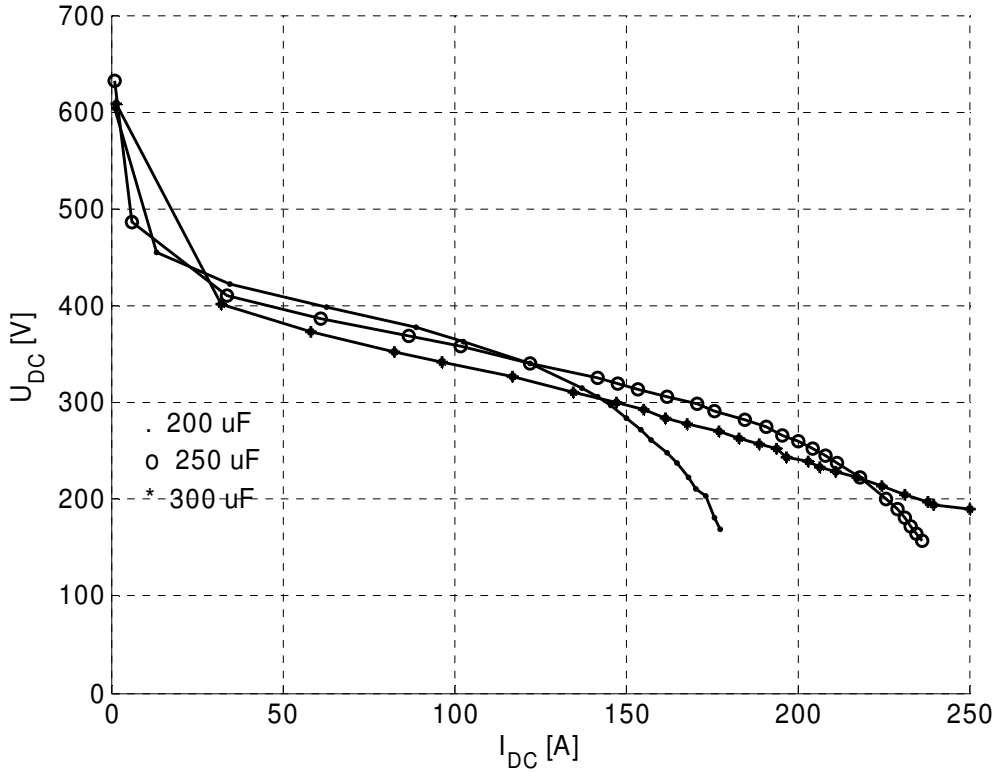

Fig. 2.12.4: Mätning av elsystemets likledspänning omräknat för hela generatorn, vid märkvarvtal, 75 varv/min, som funktion av likledsströmmen. C_{komp} = 200, 250 och 300 μF.

Om man studerar Fig. 2.12.4 så ser man att spänningen vid nollast är drygt 600 V för att vid ökad belastning snabbt minska till ca 400 V. Detta fenomen beror på att då likledet inte belastas, så laddas glättningskondensatorn, C_{DC}, upp till i stort sett toppvärdet av generatorns tomgångsspänning. I Fig. 2.10.1 kan man se att toppspänningen från en generatorspole är ca 310 V. Eftersom vi har seriekoppling av två likspänningar så blir alltså tomgångsspänningen på likledet omkring 620 V.

Vid ökad belastning sjunker spänningen snabbt i början eftersom tomgångspänningens kurvform jämfört med en sinuskurva är relativt spetsig, och toppen på tomgångsspänningskurvan leder till en relativt kort spänningshöjande strömpuls in i glättningskondensatorn vilket gör att likledsspänningen sjunker markant redan vid ett måttligt kontinuerligt strömuttag ur glättningskondensatorn.

Likledsspänningen faller sedan med ökad belastning ner till omkring 280 V vid en likström av 190 A som är den strömstyrka som ger maximal effekt med C_{komp} = 250 μF.

Spänningsfallet beror bland annat på resistansen i generatorlindningen och anslutningskablarna. Vidare finns ett kvarvarande spänningsfall som beror på ofullständig kompensering som ger fasvridning mellan E_f och U_D.

En ytterligare orsak till spänningsfallet på likledet är glättningskondensatorns, C_{DC}, inverkan. Ju större belastningen blir på likledet, desto mindre spänningshöjande inverkan förmår glättningskondensatorn bidra med.

I Fig. 2.12.5 har effektivvärdet av växelspänningen över diodlikriktaren, U_D, plottats som funktion av växelströmmen, I_D, för de olika seriekondensatorstorlekarna. Vidare har också det resistiva spänningsfallet över den totala resistansen i generatorspolen och anslutningskablarna plottats som funktion av växelströmmen.

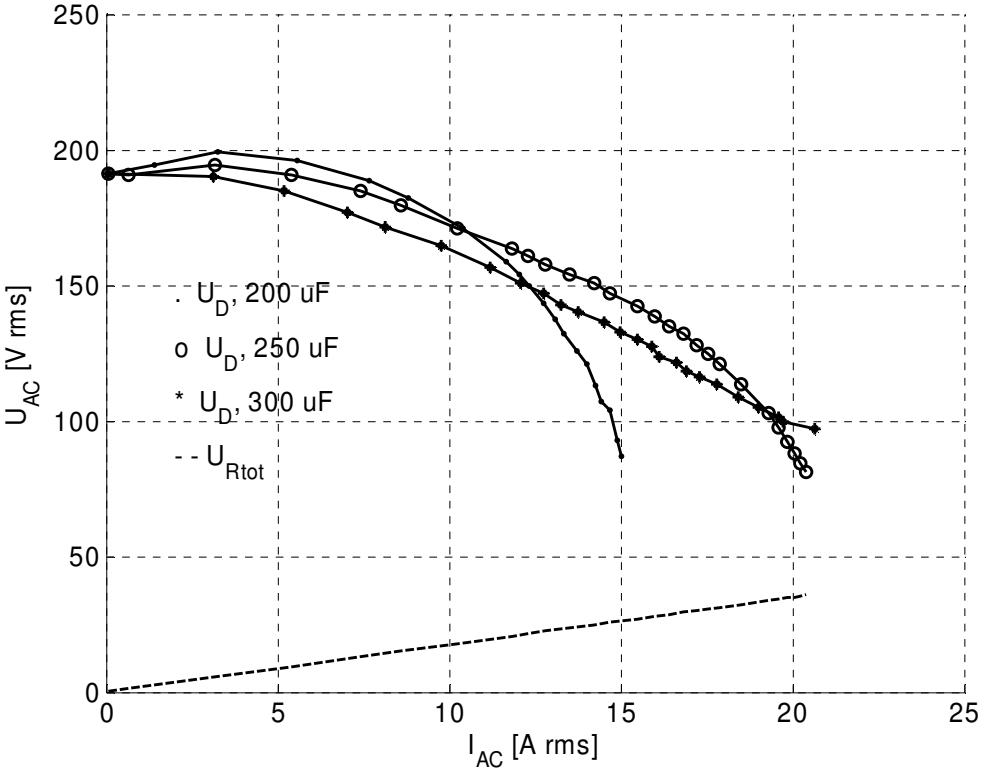

Fig. 2.12.5: Mätning på en generatorspole med seriekompensering enligt Fig. 2.12.1. Växelspänning över diodlikriktaren, U_D, som funktion av växelströmmen, I_D. Märkvarvtal, 75 varv/min. C_{komp} = 200, 250 och 300 µF.
Spänningsfall, U_{Rtot}, i generatorspolens och anslutningskablagets totala resistans, Rtot = 1,75 Ω, som funktion av växelströmmen, I_D.

Max effekt med C_{komp} = 250 µF erhålls vid I_D = ca 14 A. Det resistiva spänningsfallet är då ca 25 V och det totala spänningsfallet från E_f till U_D är ca 192 - 153 V = 39 V. Det resterande spänningsfallet på 39 – 25 V = 14 V beror på ofullständig kompensering som ger fasvridning mellan E_f och U_D. Jämför Fig. 2.6.9. Vid C_{komp} = 200 och 300 µF erhålls som väntat större spänningsfall vid I_D = 14 A eftersom det i dessa fall är större skillnad mellan seriekondensator- och induktansspänning.

En ny mätning med fler seriekapacitansvärden i täta steg runt 250 µF skulle kunna ge svar på om det går att uppnå ett spänningsfall mellan E_f och U_D som är helt resistivt åtminstone vid en bestämd ström I_D. Om det inte är möjligt så kan det bero på ofullkomligheter i det ekvivalenta schemat för generatorn och inverkan av övertoner på ström- och spänningskurvformer.

I figurerna 2.12.6, 2.12.7, 2.12.8 och 2.12.9 nedan visas kurvformerna på växelspänningarna och strömmen före diodlikriktaren för några olika belastningar.

Notera att I_D för tydlighets skull har förstorats 10 gånger i Fig. 2.12.6 jämfört med de övriga figurerna.

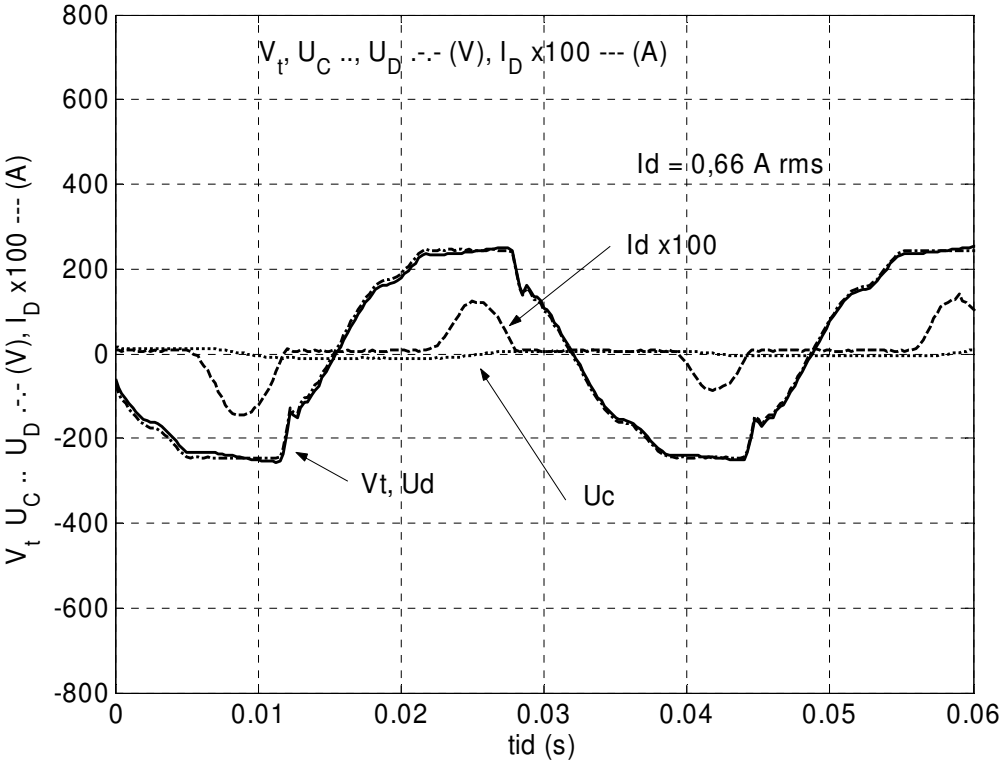

Fig. 2.12.6: V_t, U_C, U_D och I_D x100 som funktion av tiden. Märkvarvtal, 75 varv/min. C_{komp} = 250 µF. I_D = 0,66 A rms, I_{DC} = 0,4 A rms.

I Fig. 2.12.6 är generatorspolen nästan olastad. Glättningskondensatorn är uppladdad till ca 220 V, vilket ger toppvärdet för U_D i figuren. Eftersom strömmen är låg så blir spänningen över seriekondensatorn också låg. Därför följs U_D och V_t nästan åt.

I Fig. 2.12.7 är lasten ökad till I_{DC} = 6,4 A rms. Det motsvarar en likledsström på 86 A i Fig. 2.12.3 och Fig. 2.12.4.

I Fig. 2.12.8 är likströmmen, I_{DC} = 14,1 A rms. Det motsvarar en likledsström på 190 A i Fig. 2.12.3 och Fig. 2.12.4. Vid denna ström uppnås generatorns maxeffekt.

I Fig. 2.12.9 är likströmmen, I_{DC} = 17,5 A rms. Det motsvarar en likledsström på 236 A i Fig. 2.12.3 och Fig. 2.12.4. Effekten har nu sjunkit på grund av att U_{DC} minskat. Toppvärdet för strömmen i generatorspolen är ungefär 34,5 A. Trots den höga strömmen så har inga skador på rotormagneterna kunnat upptäckas. Det beror som tidigare nämnts på att magnetfältet från statorströmmen är förskjutet 90 elektriska grader efter fältflödet i denna krets med seriekondensator.

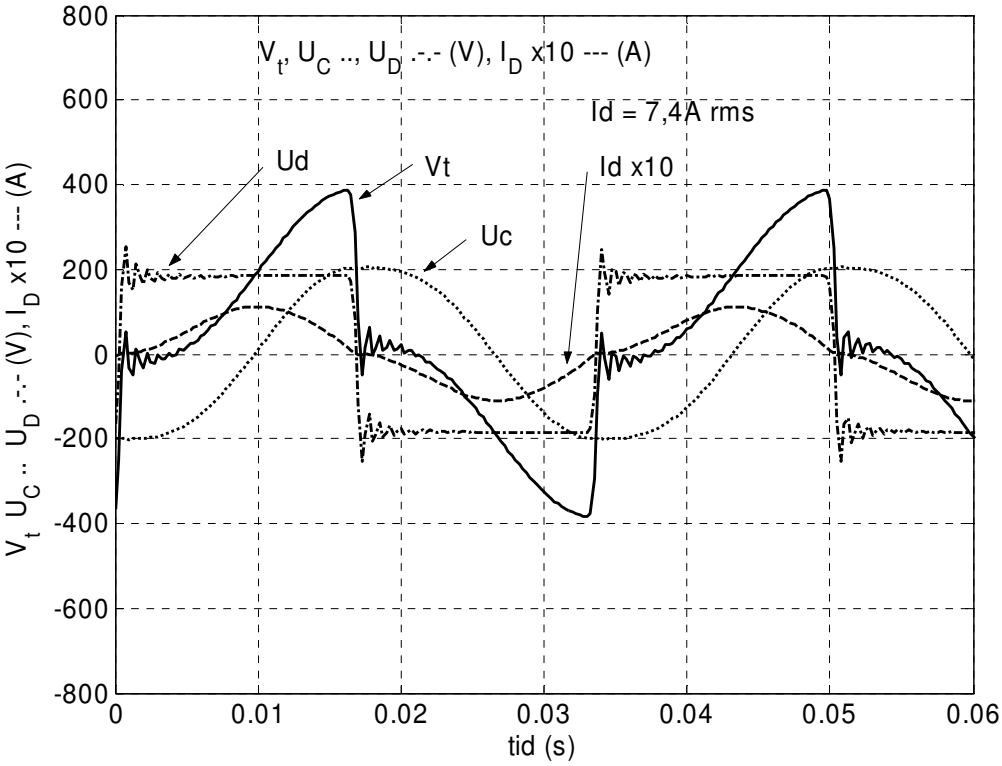

Fig. 2.12.7: V_t, U_C, U_D och I_D x10 som funktion av tiden. Märkvarvtal, 75 varv/min. C_{komp} = 250 µF. I_D = 7,4 A rms, I_{DC} = 6,4 A rms.

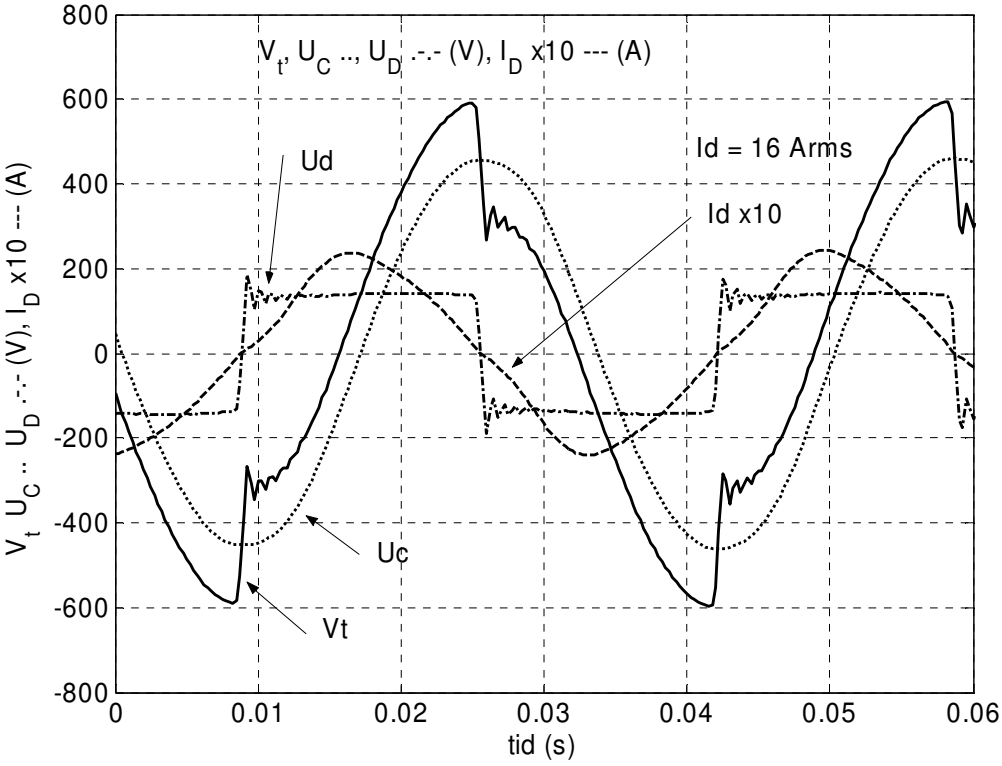

Fig. 2.12.8: V_t, U_C, U_D och I_D x10 som funktion av tiden. Märkvarvtal, 75 varv/min. C_{komp} = 250 µF. I_D = 16 A rms, I_{DC} = 14,1 A rms.

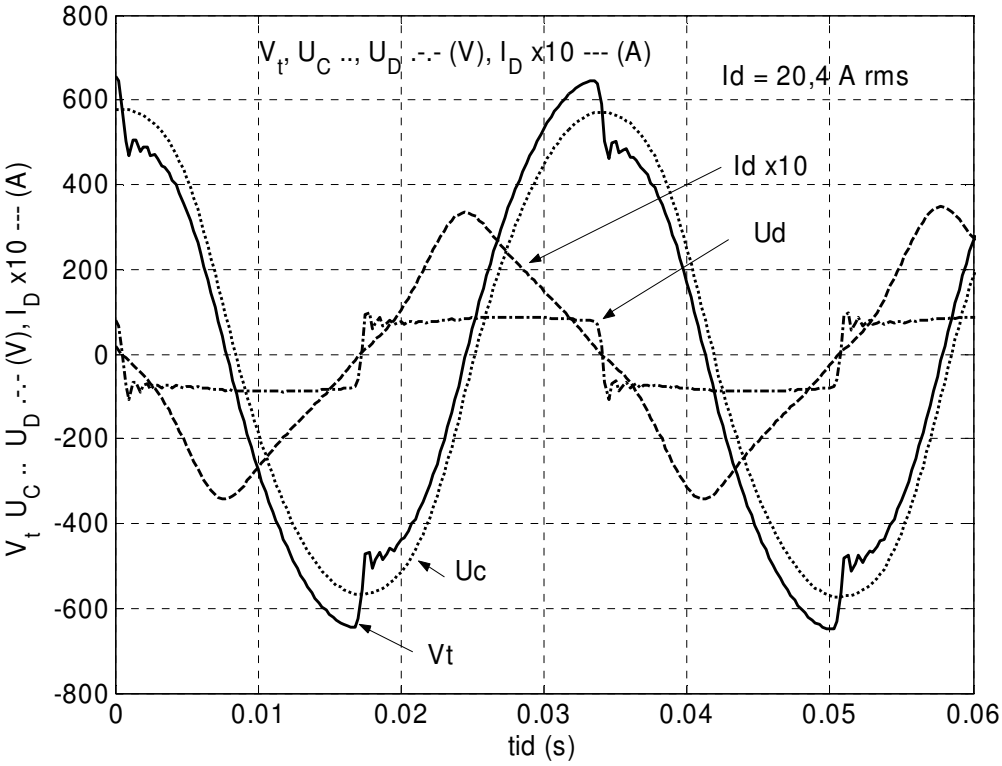

Fig. 2.12.9: V_t, U_C, U_D och I_D x10 som funktion av tiden. Märkvarvtal, 75 varv/min. C_{komp} = 250 µF. I_D = 20,4 A rms, I_{DC} = 17,5 A rms.

2.13 Generatorns termiska begränsningar, kylning.

En överslagsberäkning av generatorns termiska resistans har gjorts utgående från två mätningar. Den första mätningen gjordes med generatorn i laboratoriet med konstant DC-ström. Den kylande vinden runt generatorn och genom statortuberna saknades. Den andra mätningen gjordes med generatorn i drift i vindkraftverket på Hönö. Vid den andra mätningen hade eleffekten stora variationer, men med så kort tidsskala att generatortemperaturen hölls relativt konstant.

Den termiska resistansen, $R_{tgen,}$ för generatorn beräknades för de två driftfallen ur

$$Q = \frac{T_l - T_a}{R_{tgen}} \tag{16}$$

där Q = Värmeflödet [W]
R_{tgen} = Generatorns termiska resistans [°C/W]
T_l = Lindningstemperaturen [°C]
T_a = Omgivningstemperaturen [°C]

Värmeflödet utgörs av generatorns förluster och har beräknats ur

$$Q = P_{förl} = P_{mek} - P_{el} = \frac{P_{el}}{\eta} - P_{el} \qquad (17)$$

där P_{el} = Uttagen eleffekt [W]
η = Generatorns verkningsgrad

En verkningsgrad på 0,85 har använts i beräkningarna. Jämför App. F, Figur 5.

Laboratoriemätningen visar på en temperaturhöjning i lindningen på omkring 66° C vid en uttagen eleffekt på 24 kW. Termiska resistansen för hela generatorn blir då R_{tgen} = 0.0155 ° C/W.

Vid mätningen på Hönö erhölls en temperaturhöjning på 33° C vid en ungefärlig eleffekt på 20 kW. Termiska resistansen för hela generatorn blir då R_{tgen} = 0.00935 ° C/W. Vid mätningen var utomhustemperaturen omkring 12° C och vindhastigheten omkring 11 m/s.

Vidare har beräknats vid vilken eleffekt som generatorn uppnår sin högsta tillåtna lindningstemperatur vid drift i vindkraftverket: Om man räknar med en generatorverkningsgrad, η = 0.85, en omgivningstemperatur, T_a = 35° C, en maximal lindningstemperatur T_l = 130° C, och R_{tgen} = 0.00935 ° C/W, så blir generatorns eleffekt för denna temperaturhöjning, (ΔT_{max} = 130 – 35 = 95° C) $Pel_{\Delta tmax}$ = 57 kW vilket är en något högre eleffekt än de 53 kW som generatorn kan producera vid seriekompensering och 75 varv/min. Jämför Fig. 2.12.2.

Slutsatsen blir att generatorns kontinuerligt uttagbara maxeffekt normalt inte kommer att begränsas på grund av skadligt hög uppvärmning.

2.14 Maximalt uttagbar effekt ur generatorn och vindkraftverket.

Förutom den termiska begränsningen och den elektriska begränsningen på grund av magnetisk mättning, så påverkar även turbinens egenskaper och tornets hållfasthet vilken effekt man kan få ut från vindkraftverket. Det maximalt tillåtna varvtalet för generator och turbin påverkar också maximal effekt.

Den nuvarande turbinen på Hönö utnyttjar maximal effektkoefficient genom körning med variabelt varvtal i vindar upp till omkring 6,5 m/s. Däröver försämras effektkoefficienten på grund av att varvtalet är begränsat till 75 varv/min. Sammanvägningen av den ökande inkommande effekten i vinden när vindstyrkan ökar och den minskande effektkoefficienten eftersom varvtalet begränsas leder till att turbinen inte ger mer än en begränsad axeleffekt oavsett hur mycket vindstyrkan ökar. Denna princip, överstegringsreglering, (stall-reglering) utnyttjas medvetet för att begränsa axeleffekten vid höga vindar.

Vid 75 varv/min är den maximala axeleffekten från turbinen ungefär 36 kW. Det inträffar vid en vindhastighet på ungefär 13 m/s. Med en verkningsgrad på 85% från axeleffekt till eleffekt så blir vindkraftverkets elektriska maxeffekt med överstegringsreglering ungefär 30 kW för 75 varv/min.

Villkoret för bibehållen kontroll med en stall-reglerad vindturbin är att generatorns maxeffekt alltid måste vara högre än vindturbinens maxeffekt vid olika varvtal. För stall-reglerade turbiner är det önskvärt med en effektreserv för regleringen av varvtalet, i vindar omkring och över märkvind, i storleksordningen 120 % av märkeffekt. Det gör att generatorns maxeffekt vid märkvarvtal måste vara omkring 20 % högre än märkeffekten. Det leder till att generatorns axeleffekt behöver vara minst 36 x 1,2 = 43 kW vid 75 varv/min. Det motsvarar en eleffekt på ca. 36 kW.

Med den nuvarande parallellkompenseringen är maximal eleffekt omkring 32 kW vid 75 varv/min. Turbinen kan ge maximalt 30 kW (omräknat till eleffekt). Reglermarginalen är alltså mycket liten. Det har medfört att maximalt varvtal i hård vind har behövt begränsas till omkring 72 varv/min för att säkerställa kontrollerad drift.

Generatorn utrustad med seriekompensering får en elektrisk maxeffekt på 53 kW vid 75 varv/min. Det skulle medge drift vid 75 varv/min med god reglermarginal. Med bibehållet märkvarvtal på 75 varv/min så kan dock inte generatorns ökade prestanda vid seriekompensering utnyttjas fullt ut. Om en säkerhetsanalys medger att varvtalet höjs så kan däremot generatorns höjda prestanda utnyttjas bättre.

Ett annat alternativ är att vindkraftverket istället utrustas med en ny turbin med variabel bladvinkel. Då kan turbinen dimensioneras så att den seriekompenserade generatorns maxeffekt kan utnyttjas bättre vid 75 varv/min.

En annan konstruktionsparameter är vid vilket varvtal som seriekompenseringen optimeras vid. Det påverkar hur väl man kan kontrollera turbinen i såväl lägre som högre varvtalsområden. Graden av kompensering är beroende av frekvensen och således varvtalet. När varvtalet sjunker så ökar kompenseringen. Om full kompensering väljs vid märkvarvtal så blir generatorn kraftigt överkompenserad på lägre varvtal. Det leder till lägre maxeffekt vid ett lägre varvtal än om det hade varit full kompensering vid detta lägre varvtal.

Om istället halv kompensering väljs vid märkvarvtal, innebär det att maxeffekten vid märkvarvtal blir något lägre. I gengäld så erhålls full kompensering när varvtalet sjunkit en bit. Man uppnår då generatorns maxeffekt för detta lägre varvtal. När varvtalet sjunker ytterligare sjunker också uttagbar maxeffekt ur generatorn snabbt. I examensarbetet i App. A har simuleringar gjorts som visar maximal generatoreffekt och turbineffekt som funktion av varvtalet för olika grad av kompensering. Se Fig. 2.14.1.

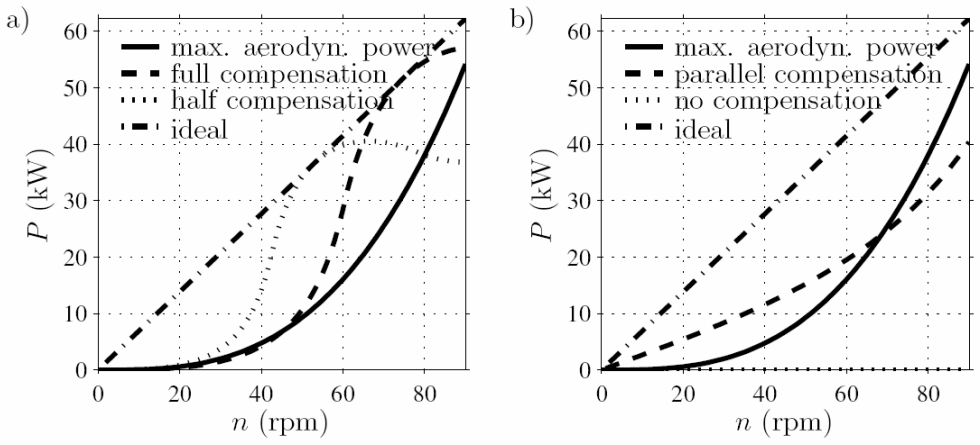

Fig. 4.2: Analytical calculation of the maximum mechanical power as a function of the rotor speed with a limited current of 10 A. a) Series compensation, b) parallel compensation and no compensation.

Fig. 2.14.1: Graf från examensarbetet i App. A som visar hur graden av kompensering påverkar generatorns maxeffekt vid olika varvtal.

Att välja halv kompensering vid märkvarvtal kan vara fördelaktigt för att ha bättre marginal till turbinens maxeffekt-kurva vid lägre varvtal.

I fig. 2.14.1 visar simuleringar att det är osäkert om generatorns effekt vid full seriekompensering överstiger turbinens maxeffekt för varvtal under ca 50 varv/min. Vid körning med variabelt varvtal i låga vindar så har praktisk erfarenhet visat att vid varvtal lägre än 50 varv/min så är tillgänglig vindeffekt så låg att den i stort sett bara räcker att hålla turbinen igång. Därför är det nuvarande reglerprogrammet inställt att börja ta ut effekt ur turbinen först när varvtalet överstiger 50 varv/min. Något behov av att kontrollera varvtalet under 50 varv/min föreligger inte förutom för att bromsa ned turbinen vid parkering. Det verkar därför inte finnas något motiv att välja underkompensering vid märkvarvtal, eftersom det dessutom kräver större kondensatorer. Om det skulle visa sig omöjligt att bromsa vindkraftverket till nära stopp med hjälp av generatorn efter byte till seriekompensering kan de mekaniska bromsarna klara av parkeringsstoppet.

Antag att generatorns och turbinens maxvarvtal tillåts stiga till 85 varv/min för att utnyttja generatorns höjda effekt vid seriekompensering. Vad blir då generatorns maximala effekt? Det är inte helt klarlagt, eftersom inga mätningar hittills har kunnat göras vid så höga varvtal. Med full kompensering för 75 varv/min så kommer generatorn att bli underkompenserad vid högre varvtal. Detta verkar sänkande på maximal uteffekt. En höjning av generatorvarvtalet medför å andra sidan en höjning av tomgångsspänningen, vilket verkar höjande på uteffekten. En konservativ bedömning är att generatorn kommer att prestera minst samma uteffekt vid 85 varv/min som vid 75 varv/min. Jämför Fig. 2.14.1.

Den högsta axeleffekten från turbinen vid 85 varv/min blir ca. 53 kW. Det motsvarar en eleffekt på 45 kW med 85 % verkningsgrad. Eftersom generatorn har en maximal

eleffekt på 53 kW vid 75 varv/min så bör man, om ovanstående bedömning visar sig riktig, bibehålla kontrollen med tillräcklig marginal även vid 85 varv/min.

2.15 Prov med kortslutning under drift.

I kapitel 2.6 har olika stationärtillstånd i generatorn analyserats. Bland annat studerades strömmar och flöden i generatorn vid kortslutning. Här konstaterades att den stationära kortslutningsströmmen är av samma storleksordning som märkström.

Mätningar på Hönö-generatorn och litteraturstudier, [1] och [5], visar att vid tillslag av en kortslutning på en statorspole då generatorn roterar, s.k. stötkortslutning, kan strömmen momentant bli avsevärt större. Hur stor stötströmmen blir beror förutom generatorvarvtalet på vid vilket rotorläge som kortslutningen slås till. Om kortslutningen slås till i ett läge då E_f passerar noll erhålls den högsta stötströmmen. Efter några perioder har strömmen minskat och stationärtillstånd uppnåtts.

Eftersom kortslutning av generatorn ger ett flöde från statorn som är i stort sett motriktat flödet från permanentmagneterna i rotorn så är risken större att skada magneterna än med normal drift med samma strömstyrka. Vid prov med tillslag av kortslutning under drift har därför låga varvtal använts för att inte riskera att skada rotormagneterna. I Fig. 2.15.1 slås en kortslutning till nära tomgångsspänningens nollgenomgång. Varvtalet är ca 23 varv/min. Strömmens toppvärde i statorlindningen blir ca 15A. Högre varvtal har undvikits för att inte riskera att skada permanentmagneterna i rotorn. Vid prov med 12 varv/min blev toppströmmen ca 12.2 A.

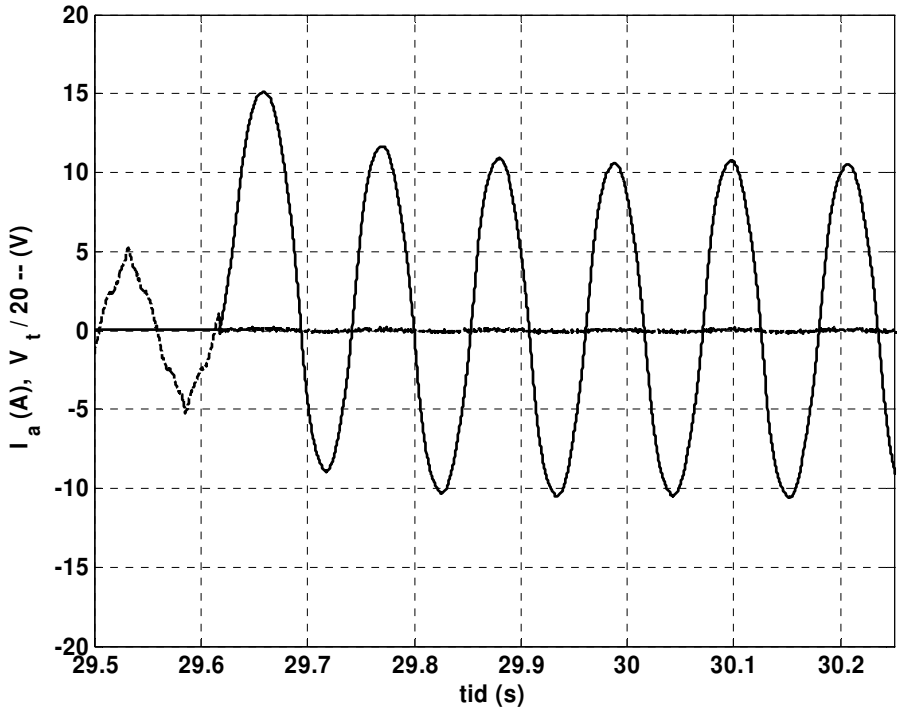

Fig. 2.15.1: Uppmätt statorström, heldragen linje, vid tillslag av kortslutning på generatorspole SC1 nära tomgångsspänningens nollgenomgång. Generatorvarvtal 23 varv/min. Streckad linje visar tomgångsspänningen, V_t/20.

Om kortslutningen däremot slås till i ett läge då tomgångsspänningen E_f har sitt maximum (Fig. 2.15.2) så uppstår ingen strömtransient, utan strömmen erhåller direkt stationärtillstånd. Det kan förklaras med att vid kortslutning i stationärtillstånd så ligger strömmen 90° efter E_f. dvs. när E_f når sitt högsta ögonblicksvärde så är strömmen samtidigt noll, och det är samma tillstånd som när kortslutningen i Fig. 2.15.2 slås till. Jämför Fig. 2.6.5.

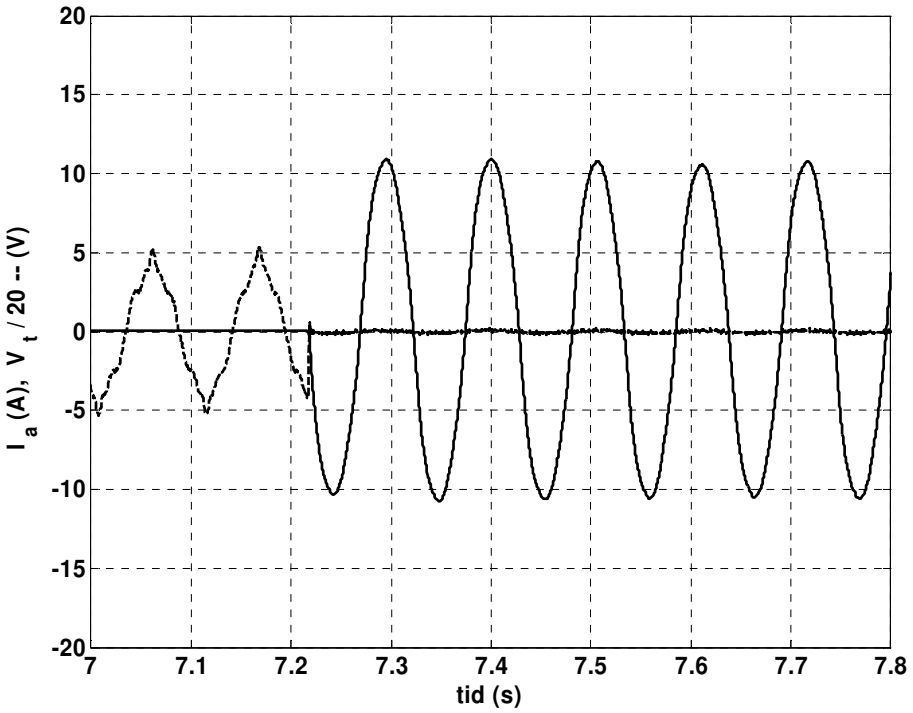

Fig. 2.15.2: Uppmätt statorström, heldragen linje, vid tillslag av kortslutning på generatorspole SC1 nära tomgångsspänningens negativa toppvärde. Generatorvarvtal 23 varv/min. Streckad linje visar tomgångsspänningen, V_t/20.

2.16 Förslag till ombyggnad av generatorns elsystem.

Seriekompensering ger en högre maximal generatoreffekt än parallellkompensering. För att kunna utnyttja den högre effekten på generatorn vid seriekompensering så måste turbinens (och därmed generatorns) varvtal höjas för att turbinen skall kunna leverera högre effekt.

Rekommendationen blir att för den aktuella generatorn och turbinen välja seriekompensering med full kompensering vid märkvarvtal, 75 varv/min, men att om en säkerhetsanalys tillåter det, höja det maximala varvtalet för vindkraftverket till 85 varv/min.

Vid full kompensering för 75 varv/min erhålls tillräcklig effekt från generatorn för att kunna kontrollera turbinens varvtal i intervallet ned till omkring 50 varv/min, vilket är tillräckligt vid normal drift.

Enligt resonemanget i kapitel 2.14 kommer vindkraftverket att prestera en maximal eleffekt på 45 kW vid 85 varv/min. En uteffekt på maximalt 45 kW verkar realistisk även ur mekanisk hållfasthetssynpunkt. Vindkraftverket är i sin helhet dimensionerat för en märkeffekt på 40 kW.

Man kan förvänta sig att vindkraftverket ombyggt enligt ovan nämnda rekommendation kommer att ge ifrån sig en eleffekt på minst 40 kW i ett vindhastighetsintervall mellan ungefär 12 - 16 m/s.

2.17 Sammanställning av generatordata

Nedan har ett försök att sammanställa de viktigaste generatordata gjorts. Utgångspunkten har varit ett beräkningsblad daterat 05-11-1996 från konstruktörerna (App. D). Beräkningsbladet har med små modifieringar legat till grund för bygget av generatorn. Ändringarna som gjordes i det sista innan produktionen av generatorn påbörjades avsåg bl.a. att sänka tomgångsspänningen på generatorn med parallellkondensatorer. Ändringar från beräkningsbladet har sedan införts på basis av uppgifter i rapporten "Design and Test of a 40 kW Directly Driven Permanent-Magnet Generator with a Frequency Converter", (App. F). Då generatorn anlände till Chalmers så skruvades främre täckplåten av och en del dimensioner mättes upp med måttband och skjutmått. För att sänka spänningen så har troligen antalet lindningsvarv och tråddiameter modifierats. Vidare verkar statorlängden ha ökat något. I sammanställningen har också medtagits uppgifter som är beräknade från mätvärden. För vissa data finns flera värden angivna. Indexet efter värdet förklarar var värdet är hämtat. Det värde som är tryckt i **fet stil** är det som anses stämma bäst med den verkliga generatorn.

1) Enligt beräkningsblad från konstruktörerna daterat 05-11-1996. (App. D)

2) Beräknade värden enligt "Design and Test of a 40 kW Directly Driven Permanent-Magnet Generator with a Frequency Converter" (App. F)

3) Uppmätt på generatorn

4) Beräknat nedan i denna rapport.

5) Beräknat från mätvärden

6) Avläst

7) Uppmätt i lab. enl. rapport i App. E

8) Uppmätt i lab. Enligt rapport i App. F

9) Beräknat i App. B.

Märkvarvtal	**75 varv/min**	1)
Märkeffekt	**40 kW**	1) (övergripande mål)
Antal poler i rotorn	**48**	1) och 3)
Antal statormoduler	**27**	1) och 3)
Luftgap	**3.25 mm**	2)
Rotordiameter	**1287 mm**	1) och 2)
Ytterdiameter	**2110 mm**	2)
Totalvikt	**4500 kg**	2)

Beräknad magnetomotorisk kraft, stator, som avmagnetiserar rotormagneter:

12198 Amperevarv 1)

Statormodulbredd	**150 mm**	1) och 3)
Statormodullängd (axiellt)	84 mm 1), **100 mm** 2), 117 mm 3)	
Statormodul, spårdjup	65 mm 1), **68 mm** 3)	
Statormodul, spårbredd	**37.5 mm** 1), 37 mm 3)	
Lindningsvarv per spole	526 1), 323 9), **422** 4)	
Spolresistans vid märktemp.	2.73 Ω 1), **1.6 Ω** 5)	

Termisk resistans, en modul, med stillastående luft runt generatorn

0.478 °C/W 1), **0.42 °C/W** 5)

Termisk resistans, en modul, med vindhastigheten 11 m/s

ca 0.25 °C/W 5)

Märktemperatur, lindning	**130 °C** 1)	
Kyllufttemperatur	**40 °C** 1)	

Tomgångsspänning vid märkvarvtal, modul, emf, RMS

291.8 V 1), 211 V 2), **192 V** 5)

Induktans, modul

173.5 mH 1), 112 mH 2), **125 mH d-led, 116.5 mH q-led** 5)

Effektiv induktans vid seriekomp. och full effekt **ca. 112 mH** (se 2.11.4)

Kortslutningsström, modul, RMS 8.89 A 1), **8.15 A** 5)

Avmagnetiseringsström, modul, RMS i d-led

16.397 A 1), 12 A 9), **20.4 A** 4)

Vald parallellkapacitans 50 µF 1), **60 µF** 6)

Märkström (ström som ger max effekt vid märkvarvtal), modul, vid parallellkomp.	8.13 A RMS 1), **ca 7.5 A RMS** 3)
Max uteffekt, DC, med parallellkomp.	31 kW 1), **32 kW** 8)
Max vridmoment vid parallellkomp	**ca 4.8 kNm** 5) ur P_{el} och verkn.grad 85 %.
Max verkningsgrad vid parallellkomp.	**ca 89 % vid 71 varv/min och 18 kW** 8)
Verkn.grad vid max effekt, parallellk.	**ca 85 %** 8)

Vald seriekapacitans	**250 µF** 6)
Märkström, modul, vid seriekomp. RMS	**14 A** 3)
Max uteffekt DC, med seriekomp.	**53 kW** 5)
Max vridmoment vid seriekomp.	**ca 7.9 kNm** 5) ur P_{el} och antagen verkn.grad = 85 %

Med hjälp av det beräknade induktansvärdet på generatorn före och efter den sista modifieringen av generatorn så kan det verkliga antalet lindningsvarv uppskattas. Ett antagande som måste göras är att den magnetiska kretsen är oförändrad, vilket förmodligen inte är helt riktigt, eftersom statorns längd axiellt verkar ha ökats.

Lindningens induktans är proportionell till antalet lindningsvarv i kvadrat.

$$L = N^2 A_L \tag{18}$$

Induktansfaktorn, A_L, är beroende av järnkretsen. A_L beräknas för den ursprungliga konstruktionen enligt App. D.

$$A_L = \frac{L_1}{N_1^2} = \frac{173.46}{526^2} = 626.94 \cdot 10^{-6} \tag{19}$$

Generatorn som verkligen byggdes beräknades få en induktans på 112 mH enligt App. F. Om A_L antas vara konstant så kan verkliga lindningsvarvtalet, N_2 beräknas:

$$N_2 = \sqrt{\frac{L_2}{A_L}} = \sqrt{\frac{112}{626.94 \cdot 10^{-6}}} = 422 \text{ varv} \tag{20}$$

Om vi antar att mängden järn i kretsen har ökat något så innebär det att induktansfaktorn i ekv. 18 skulle ha varit något högre. Det betyder att antalet lindningsvarv i den verkliga generatorn förmodligen är något färre än 422 varv.

Den beräknade avmagnetiseringsströmmen enligt det ursprungliga beräkningsbladet, App. D, kan sedan korrigeras genom att det finns en uppgift på antal amperevarv som beräknas avmagnetisera rotorn i App. D. mmf_{demag} = 12198 amperevarv.

$$i_{demag\,2} = \frac{mmf_{demag}}{N_2} = \frac{12198}{422} = 28.9\text{ A toppvärde} \tag{21}$$

Avmagnetiseringsströmmens effektivvärde blir

$$I_{demag\,2RMS} = \frac{i_{demag\,2}}{\sqrt{2}} = \frac{28.9}{\sqrt{2}} = 20.4\text{ A RMS} \tag{22}$$

Det har inte lyckats att få alla beräknade värden att stämma med varandra och med uppmätta värden. Om till exempel det verkliga antalet lindningsvarv beräknas med hjälp av den beräknade tomgångsspänningen före och efter den sista ändringen av konstruktionen, så blir resultatet 380 varv. På grund av de relativt stora osäkerheterna på generatorns antal lindningsvarv och avmagnetiseringsström så bör försiktighet iakttas speciellt vid transient kortslutningsprov med generatorn, då stora strömmar i d-led kan förväntas.

3 Mätsystem

Meteorologimasten, vindkraftverket och elsystemet är utrustat med en mängd sensorer för mätning av meteorologiska, mekaniska och elektriska storheter. Alla mätsignaler är framdragna till mätskåpet som finns i kontrollbyssjan. Även vindkraftverkets reglerdator är placerad i mätskåpet. Här finns RF- och överspänningsskydd, lågpassfiltrering och signalkonditionering av in- och utsignaler. Vidare är signalerna korskopplade och förgrenade till reglerdatorn och till mätsystemet. Mätsystemet som använts vid mätningarna i denna rapport (utom mätningarna för beräkning av de termiska begränsningarna) består av en 16-kanalig enhet innehållande antivikningsfilter och simultan samplingsutrustning. Denna enhet är i sin tur kopplad till ett mätkort med analog multiplexer och A/D-omvandlare, monterat i en PC-dator. Mätprogrammet är utvecklat i LabView-miljö. Här kan valfri signalbearbetning och presentation göras. Både mätutrustning och utvecklingsmiljö kommer från National Instruments. Applikationer för att samla in mätdata och spara till hårddisken, samt för att bearbeta och visa värden på skärmen i realtid har utvecklats på Chalmers. Mätprogrammet är moduluppbyggt. Det innebär att runt själva kärnan i programmet som hämtar data från mätkortet så kan olika underprogram med egen frontpanel lätt infogas.

Vid mätning av elektriska storheter på generatorn och elsystemet så har mätdon av fabrikat LEM använts för strömmätningarna. För spänningsmätningarna har använts mätkort med resistiv spänningsdelare och AD210 isolerförstärkarkrets. Både ström- och spänningsmätdon kan mäta DC-storheter såväl som frekvenser upp till minst 10 kHz. Samplingshastigheten som använts vid generatormätningarna (utom mätningarna för beräkning av de termiska begränsningarna) var 4000 sampel/s. Brytfrekvensen för antivikningsfiltren var inställd på 1333 Hz.

4 Drift och underhåll.

Det nya regler- och övervakningsprogrammet som togs i bruk då vindkraftverket sattes upp efter ombyggnaden 1999 utvecklades efter hand med övervakning och automatik för obemannad drift. Under hösten 2001 gjordes de första försöken med obemannad drift. I början på 2002 var de flesta driftstörningarna avhjälpta och vindkraftverket gick i kontinuerlig drift. Under 2002 hade vindkraftverket roterat under ungefär 44 % av tiden. Tillgängligheten var högre eftersom vindkraftverket var parkerat i medelvindar under 3,7 m/s. Vindkraftverket fungerade efter intrimmningen av reglerprogrammet i stort sett klanderfritt i obevakad drift. Inga mekaniska eller elektriska haverier av vikt inträffade. Ett viktigt delmål var därmed uppnått; att ha en stabilt fungerande plattform för experiment och demonstration. Den kontinuerliga driften pågick fram till maj 2003 då prov med seriekompensering av generatorn inleddes. Beslut togs då att tillsvidare upphöra med kontinuerlig drift. Anledningen var att proven krävde vissa modifieringar av elsystemet och av reglerprogrammet. Förändringarna påverkade eventuellt vindkraftverkets egenskaper så att en säker obemannad drift inte kunde garanteras utan nya ingående tester och intrimmningsarbete. Med tanke på knappa personella och ekonomiska resurser bedömdes det också som klokt att prioritera mätningarna på generatorn och elsystemet. Kontinuerlig drift ökar också risken för ett större haveri, vilket kunde ha inneburit att mätningarna inte skulle ha kunnat genomföras. Elproduktionen var år 2002 ca: 27 MWh och för 2003 var den 6.6 MWh.

Tillsyn och löpande underhåll av anläggningen utförs normalt med 2 – 3 veckors intervall. Visuell kontroll av byggnader, kablage, torn, vingar och meteorologimast utförs. Saker som går sönder eller vandaliseras repareras kontinuerligt. Även maskinhuset inspekteras och turbinnavets gungled smörjs. Gungleden är konstruerad som ett glidlager till skillnad från de senare konstruktionerna med fjädrande gummibussningar som till exempel Nordic Windpower har använt. Utförandet med glidlager kräver täta smörjintervaller eftersom leden rör sig fram och åter endast några få grader. Därvid pressas smörjfettet snabbt ut så att smörjfilmen riskerar att kollapsa med skador som följd. Även när turbinen är parkerad förekommer rörelser i gungleden orsakade av vinden.

Exempel på mindre reparationer och underhållsarbeten under projekttiden är byte av trasigt spänningsaggregat i maskinhuset, byte av trasigt aggregat för avbrottsfri kraft till mätsystemet, reparation av stulna åskledarlinor, upprensning av skräp i den närmaste omgivningen, byte av fuktskadad kabel till meteorologimasten, utvändig spackling och målning av fuktskadad dörr till kaffebyssjan.

I september 2004 påbörjades en renovering av vingarna. Dessa är av trä med förstärkningar av plast och glasfiber. De tillverkades ursprungligen för att testa nya bladprofiler inför uppskalning i Nordic Windpower 450 kW-maskinen som provades i Lyse. Vingarna togs i drift första gången 1991 och togs ned 1997 i samband med ombyggnad av kraftverket. Innan återmontaget 1999 reparerades skador på vingarna. Vingarna har inte samma hållbarhet mot väder och vind som konventionella vingar av t.ex. glasfiberplast, så efter att ha varit installerade på kraftverket i ungefär fem år så var det dags för en rejäl översyn. Skador slipades upp, fukt vädrades ut och bart trä spacklades och behandlades med epoxi. Återstår gör en del slipningsarbete samt

målning av reparerade ytor. Arbetet utfördes på plats med hjälp av en mobilkran med korg. Även användande av byggnadsställningar övervägdes, men det visade sig vara ett dyrare alternativ.

Fig. 4.1: En bladspets före renovering. Under plåtluckan finns spännanordningen som håller den utbytbara bladspetsen.

Fig. 4.2: Magnus Ellsén utför inspektion i maskinhuset.
Foto: Arkadiusz Kulka

I Fig. 4.2 syns från vänster till höger: bromsskivan till den mekaniska nödbromsen, kuggremsdriften för den hydrauliska startmotorn, två roterande boxar med förstärkare för axelvridmoment, varvtalsgivare (gul), släpringsdon (svart). Längst bak: hydrauloljetank med ventilpaket. Närmast Magnus: kopplingslåda för signaler och hjälpkraft.

4.1 Energiproduktion, elavtal

En utredning av avtalspartner och villkor för elleverans har genomförts. Det visade sig att för de små energimängder vi kan leverera ens vid kontinuerlig drift, så är det inget elbolag som är intresserat av att ge oss ersättning för miljöbonus och gröna certifikat. Som skäl anger de en omfattande byråkrati och administrativa kostnader. Vi har dock kommit överens med Fortum om retroaktiv utbetalning för levererad elenergi de senaste åren då giltigt avtal saknats. Vi fick även ett avtal för 2004. Från och med 2005 så har Fortum meddelat att de ej längre är villiga att köpa levererad energi från vindkraftverket eftersom de som nätleverantör inte har rätt att hantera el-certifikat, och de hänvisar till något elhandelsbolag som har de möjligheterna. Vidare försök att ordna ett avtal har tills vidare inte gjorts med tanke på den ringa produktionen för närvarande.

5 Laborationer, studiebesök och öppet hus.

Ett betydelsefullt användningsområde för provstationen är som intresseväckare och informationsspridare i vindkraftfrågor. Studiebesök ordnas för allmänheten såväl som för grundskolan, gymnasiet och för Chalmersteknologer. Varje år besöks anläggningen av ungefär 100 personer. I samarbete med Vetenskapsfestivalen i Göteborg anordnas öppet hus på provstationen en helgdag på våren. Studiebesök och öppet hus samordnas ofta med föreningen Öckerö vind, som har ett andelsägt Vestas-vindkraftverk i anslutning till provstationen.

Mätdata från vindkraftverket används ofta i teknologlaborationer på Chalmers. En ny laboration har framtagits som används i kurserna Power Engineering Seminar, som ges för E4-teknologer samt Masters-studenter och kursen i miljövänliga energikällor för E1-teknologer, som ingår i E-programmets satsning på kurser med miljöinriktning. Laborationen går ut på att studera teoretiska samband för ett vindkraftverk. Mätdata från Hönö medelvärdesbildas, sorteras och bearbetas. Dessa data jämförs sedan med de teoretiskt framtagna värdena, för att se om vindkraftverkets varvtalsreglering jobbar på ett optimalt sätt. Utvecklingen av laborationen har bekostats av undervisningsbudgeten vid institutionen.

Fig. 5.1: Ola Carlson t.v. med besökare på Öppet hus.

6 Resor, möten.

I oktober 2003 deltog Magnus Ellsén i International Meeting of Test Stations som hölls på Näsudden på Gotland. IMTS är ett informellt forum som återkommer ungefär vart annat år. Värdskapet skiftar mellan olika länders organisationer som sysslar med forskning och provning av vindkraftverk. Det här mötet organiserades av FOI, och nästa möte kommer att arrangeras av Risø National Laboratory, Danmark. Reseberättelsen återfinns i Appendix H.

7 Framtida arbeten

En naturlig fortsättning på arbetet med generatorn och elsystemet är att göra en noggrannare analys av olika felfall i elsystemet och vad de kan få för konsekvenser. Ett exempel är om en diodlikriktare kortsluts. Höga strömmar kan då uppstå som i sin tur kan leda till för höga spänningar över kondensatorn och statorspolen.

Idéer finns till en enkel skyddskrets som skulle kunna skydda mot följdskador på kondensatorn och på generatorn. Om det visar sig lämpligt med en skyddskrets så blir ett kommande arbete att utveckla skyddskretsen och prova den i lab och senare på generatorn.

Hittills så har proven med seriekompensering inskränkt sig till endast en statorspole. Det är av stort intresse att prova utbyggnad till seriekompensering av generatorn i full skala. Då kan också eventuella skyddskretsar ingå. Uteffekten från vindkraftverket skulle höjas, och man får möjlighet att utforma och testa nya regleralgoritmer som är anpassade till elsystemets nya karaktäristik. Vidare bör det vara möjligt att mäta upp generatorns och elsystemets verkningsgrad vid seriekompenseringskoppling. Det har inte varit möjligt tidigare, då endast en statorspole varit kopplad för seriekompensering. Det är naturligtvis av värde att undersöka om den förutsedda effekthöjningen verkligen erhålls och att problem inte uppstår, till exempel med överhettning på grund av oväntat låg verkningsgrad, eller med varvtalsregleringen.

Det finns möjligheter att relativt enkelt minska hydraulsystemets energiförbrukning. I det nuvarande hydraulsystemet så måste pumpmotorn vara igång hela tiden vindkraftverket är i drift. Större delen av tiden pumpas ingen olja, utan pumpen bibehåller endast hydraultrycket så att den mekaniska bromsen inte skall slå till. Om en tryckackumulator monteras så kan pumpmotorn stängas av och energi sparas då inget oljeflöde behövs. Oljeflöde behövs endast under startförloppet och när maskinhusriktningen justeras för att följa vindens riktning. Prov som gjorts tidigare visar att under vissa vindförhållanden så är maskinhuset i viss mån självjusterande i vindriktningen. Om styrprogrammet modifieras till att utnyttja detta fenomen med hjälp av de så kallade dämpventilerna som redan finns monterade så skulle hydraulpumpens drifttid ytterligare nedbringas.

Ett viktigt användningsområde för provstationen är informationsverksamheten. Nytt informationsmaterial skulle behöva tas fram. Det kan vara till exempel en ny broschyr och en egen webbsida om provstationen. Vidare kan programvaran på mätdatorn utvecklas med illustrativa datorgränssnitt där besökaren får mätdata presenterade på ett informativt sätt. Man kan tänka sig att även lägga ut information från mätsystemet

på provstationens webbsida. Där kan visas aktuell temperatur, vindhastighet, elproduktion etc. Kanske kan man även ha en webbkamera.

Det finns en potential att utnyttja provstationen mer till teknologlaborationer. Nya laborationer kan utvecklas där teknologerna själva utför mätningar antingen på plats eller via Internet.

Idéer finns om en möjlig utbyggnad av anläggningen med solceller, bränsleceller för vätgas eller liknande i samarbete med t.ex. Chalmers energicentrum och Göteborg Energi. Kontakter finns också med tillverkare och återförsäljare av mindre vindkraftverk i storleksordningen 1 till 50 kW om eventuellt samarbete och prov med mindre autonoma elsystem.

Referenser

[1] Karl-Erik Hallénius, “Elektriska maskiner”, 1972, ISBN 91-23-13175-6

[2] Grauers A, Lindskog A,"PM Generator with Series Compensated Diode Rectifier", *Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics* (NORpie´2000), Aalborg, Denmark, 13-16 June 2000, Proceedings p. 59-63.

[3] Z. Chen, E. Spooner, W.T. Norris, A.C. Williamson, “Capacitor-assisted excitation of permanent-magnet generators” IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol.145, No. 6, November 1998.

[4] V. Olander, ”Aseas högfrekvensgeneratorer av växelfältstyp”, Teknisk tidskrift, 2 sept. 1933 (http://runeberg.org/tektid/1933e/0142.html)

[5] E,Lundström, R. v. Koch, ”Elektroteknisk handbok” Band II, fjärde upplagan, 1956.