

CHALMERS



Simulering av vindkraftverk och närliggande elnät vid Risholmen i Göteborg i SimPowerSystems

Cecilia Isaksson

Martin Macken

Institutionen för Energi och Miljö

Avdelningen för Elteknik

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, Sverige 2012

Simulering i SimPowerSystems av vindkraftverk och närliggande elnät vid Risholmen i Göteborg

Cecilia Isaksson

Martin Macken

Institutionen för Energi och Miljö
Avdelningen för Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2012

Simulering av vindkraftverk och närliggande elnät vid Risholmen i Göteborg i SimPowerSystems

Cecilia Isaksson
Martin Macken

© Cecilia Isaksson, Martin Macken 2012.

Examinator: Ola Carlson

Institutionen för Energi och Miljö
Avdelningen för Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
SE-412 96 Göteborg
Sverige

Akademisk handledare: Joachim Härsjö

Institutionen för Energi och Miljö
Avdelningen för Elteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
SE-412 96 Göteborg
Sverige

Omslag:
Vindkraftverket Big Glenn på Risholmen i Göteborgs hamninlopp.

Göteborg, Sweden 2012

Abstract

With background in the rapidly growing need to find solutions for sustainable energy production and the increasing interest for wind power, this report was written. With take-off point from the wind power plant Big Glenn, which has been built in the harbour of Gothenburg, a model of the adjacent power grid has been created in Simulink/SimPowerSystems. Parameters for the power grid and its components has been provided by Göteborg Energi Nät, that has also been the supplier of measurement data of produced power, the power need from loads in the vicinity, voltage levels, current values and also the variation of power factor at the wind power plant.

The SimPowerSystems model has been used to perform simulations of power flow in the grid. These simulated values have then been compared to the measured values to verify the functionality of the model. Further, the model has been used to perform simulations of a grid fault, which causes a voltage drop. Studies have been carried out whether the production of reactive power from the wind power plant could be of any use to help mitigate the problem the fault brings. Conclusions drawn from the simulations are that the model worked as expected. Evaluations showed that the wind power plant was of very little help compensate when a fault occurred. Although, it is of great importance to remember that the simulated faults was in a close range of the wind power plant and therefore the impedance between the source and the fault was too low which resulted in large fault currents. With great probability the results would have been different if the fault had occurred at a more distant place in the power grid.

Apart from the above described features this report also includes some fundamental theory concerning harvesting energy from the wind, how a wind power plant is constructed, power electronics, and also a description of the part of the power grid that has been modelled and the measurements carried out. A part of the report also discuss SimPowerSystems, how it works, descriptions of the blocks that has been used in the model and how they function, and also a short review of how well the software fitted the purpose.

Keywords: Simulink, SimPowerSystems, fault simulations, Big Glenn, wind power plant modelling

Sammanfattning

Med bakgrund i det allt mer växande behovet av att hitta lösningar för ett hållbart energisamhälle och det ökande intresset för vindkraft har denna rapport skrivits. Med utgångspunkt från vindkraftverket Big Glenn, som står på Risholmen i Göteborgs hamn, har en modell för det närliggande elnätet skapats i Simulink/SimPowerSystems. Parametrar för elnätet och dess komponenter har tillhandahållits av Göteborg Energi Nät som också tillhandahållit mätdata över producerad effekt, effektbehov för de närliggande lasterna, spänningsnivåer, strömvärden samt variationen av effektfaktorn vid vindkraftverket.

SimPowerSystems modellen har använts för att utföra simuleringar av effektfloöden i elnätet. Dessa simulerade värden har sen jämförts med de mätdata som funnits tillgängliga för att verifiera modellens funktionalitet. Vidare har modellen använts för att utföra simuleringar där ett fel inträffar på elnätet vilket medför ett spänningsfall. Studier har gjorts huruvida produktionen av reaktiv effekt från vindkraftverket kan användas för att avhjälpa eller lindra dessa fel. Slutsatser som kunde dras ur simuleringarna är att modellen fungerade utefter förhoppningar. Det bedömdes att vindkraftverket är till väldigt liten hjälp vid ett fel på elnätet. Här måste man dock vara tydlig med att de fel som simulerades var avståndsmässigt belägna väldigt nära vindkraftverket vilket medförde att impedansen mellan källan och felet var för liten vilket resulterade i alldeles för stora felströmmar. Med stor sannolikhet hade resultat sett annorlunda ut ifall felet hade uppstått på en mer avlägsen plats i elnätet.

Utöver ovan beskrivna moment behandlar rapporten lite grundläggande teori kring energiutvinning ur vinden, hur ett vindkraftverk är uppbyggt, kraftelektronik samt en beskrivning av den del av elnätet som modellerats och de mätningar som skett. En del av rapporten behandlar också hur SimPowerSystems fungerar, beskrivningar av de block som använts i modellen och hur de använts samt en kort utvärdering av hur väl lämpad programvaran är för ändamålet.

Nyckelord: Simulink, SimPowerSystems, felsimulering, Big Glenn, vindkraftsmodellering

Förord

Detta examensarbete är utfört som ett samarbete med Göteborg Energi Nät och Chalmers Tekniska Högskola. Arbetet har utförts på Chalmers med hjälp av mätdata från Göteborg Energi Nät.

Först och främst vill vi tacka vår examinator Ola Carlson, som när vi kom till honom för att fråga om vindkraft i Göteborg, hade den idé om ett examensarbete som involverade det nya vindkraftverket Big Glenn. Vi vill också tacka Ola för viktig feedback under arbetets gång.

Genom hela projektets utförande har vi lånat mycket av vår handledare Joachim Härsjös tid, det vill vi tacka honom hjärtligt för. Många har våra frågor varit, gällande såväl programvara som bakomliggande teori och Joachim har gjort sig bästa för att besvara dem alla.

Till sist vill vi även tacka vår kontakt på Göteborg Energi Nät, Niklas Almgren, som gav oss förtroendet att göra detta examensarbete och har tagit sig tid att svara på våra frågor om mätdata, kablar och elnät.

Innehållsförteckning

Kapitel 1. Introduktion	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Syfte	2
1.3 Metod	2
1.4 Avgränsningar	2
Kapitel 2. Teori	3
2.1 En kort historik om vindkraft	3
2.2 Vindkraft idag	4
2.3 Energin i vinden	6
2.4 Vindkraftverkets uppbyggnad	9
2.5 Kraftelektronik	11
2.5.1 Likriktare	12
2.5.2 Inverterare	12
2.5.3 Omriktare	12
2.5.4 Back-to-back omriktare	13
2.6 Beräkningsmetoder	13
2.6.1 Effektberäkning	14
2.6.2 Effektöverföringsekvationer	14
2.6.3 Ekvivalent Pi-modell	16
2.6.4 Newton-Raphson metoden	17
Kapitel 3. Big Glenn – Sveriges största vindkraftverk	19
Kapitel 4. Nätmodell	21
4.1 Anslutande elnätets uppbyggnad	21
4.2 Mätdata	23
Kapitel 5. SimPowerSystems	27
5.1 Simulink och SimPowerSystems	27
5.2 Klassifikation av bussar	27
5.3 SimPowerSystems blockfunktioner	28
5.3.1 Powergui	28
5.3.2 Three-Phase Programmable Voltage Source (TPPVS)	28
5.3.3 Three-Phase Source (TPS)	29
5.3.4 Series RLC Branch (SB)	29

5.3.5 Three-Phase V-I Measurment (TPVIM)	29
5.3.6 Three-Phase Active & Reactive Power (TPAR)	30
5.3.7 Three-Phase Series RLC Load (TPSL)	30
5.3.8 Three-Phase PI Section Line (TPPISL)	31
5.3.9 Load Flow Bus (LFB)	31
5.3.10 Synchronous Machine (SM)	31
Kapitel 6. Simulering & analys	33
6.1 Enkel modell med TPPVS som spänningskälla	33
6.2 Första modell med synkronmaskin	36
6.3 Andra modell med synkronmaskin	38
6.4 Tredje modell med synkronmaskin	39
6.5 Slutgiltig modell av elnät med vindkraftverk	40
6.6 Felsimulering för elnätsmodellen och försök till kompensering vid spänningsbortfall	46
Kapitel 7. Slutsats	55
Kapitel 8. Framtida arbete	57
Referenser	59
Bilaga 1: Egenskaper för vindkraftverket Big Glenn	61
Bilaga 2: Transformatorererna T102 och T3	62
Bilaga 3: Beräkningar för Enkel modell med TPPVS som spänningskälla	63
Bilaga 4: Beräkningar för utökad modell med TPPVS som spänningskälla	64
Bilaga 5: Beräkningar för modell med synkronmaskin 1	65
Bilaga 6: Beräkningar för modell med synkronmaskin 2	66

Kapitel 1. Introduktion

Att det är av stor vikt att hitta lösningar för ett hållbart energisamhälle är idag något som de flesta är överens om. Utsläpp av växthusgaser och användandet av fossila bränslen måste reduceras. EU har beslutat om att till år 2020 sänka utsläppsnivåerna med 30 % jämfört med hur nivåerna låg 1990 och i Sverige har man tagit ytterligare ett steg och istället satt nivån till 40 % [1]. För att nå detta mål är det av yttersta vikt att användandet av förnyelsebara energikällor får en allt mer betydande roll.

I Sverige idag är 40 % av all den energi som produceras förnyelsebar, där framförallt vattenkraft och bioenergi är de stora källorna. I samband med att utsläppsnivåer skall minska har regeringen som mål att också öka andelen förnyelsebar energi och till 2020 vill man nå över 50 % [2]. Med tanke på de stopp för utbyggnad av kärnkraft och vattenkraft i våra stora älvar är vindkraft en tänkbar källa för att säkerställa detta mål. Under 2010 stod vindkraften för 2,4 % av energiproduktionen i Sverige, men redan 2011 hade den siffran ökat till 4,2 % [3].

1.1 Bakgrund

På Risholmen i Göteborgs hamninlopp restes 2012 vindkraftverket Big Glenn. Med sina 85 meter i navhöjd och en rotordiameter på 113 m är det i dagsläget högre än någon annan byggnad i Göteborg och är det största vindkraftverket i Sverige. Kraftverket, som har en märkeffekt på 4,1 MW beräknas årligen producera 15 000 MWh, är tillverkat av General Electrics och är av modellen GE 4.1 – 113 [4].

Vindkraftverket är ett samarbetsprojekt mellan Göteborg Energi, General Electrics och Chalmers. General Electrics kommer under de två första åren att genomföra omfattande tester på verket medan Chalmers är engagerade genom Svenskt Vindkraftstekniskt Centrum (SWPTC), som är ett nybildat forskningscentrum för vindkraftteknik.

Detta vindkraftverk är en prototyp designad för havsbaserad elproduktion. Syftet med Big Glenn är att dels fungera som en forskningsstation och dels bidra med energiproduktion. På grund av tekniken med en permanentmagnetiserad synkrongenerator och avsaknaden av växellåda måste kraftelektronik användas i kopplingen mellan vindkraftverk och elnät. I detta fallet används en så kallad full power back-to-back omriktare. Kraftelektroniken har den egenskapen att den kan producera reaktiv effekt, även när vindkraftverket inte producerar aktiv effekt.

Traditionellt använder sig elbolagen av shuntkopplade kondensatorer för att producera reaktiv effekt som hjälper till att upprätthålla korrekt spänningsnivå i elnätets noder. En intressant fråga är om det istället skulle vara möjligt att använda sig av den reaktiva effekten från vindkraftverk för detta ändamål. Framförallt vid större vindkraftparker där kraftelektronik från flera vindkraftverk kan samverka.

Programvaran Simulink är väl inarbetat vid vissa typer av applikationer, men tilläggsmodulen SimPowerSystems för elkraftsammanhang verkar användas i relativt liten utsträckning. Därför kan det vara av intresse att utröna dess funktionalitet i dessa sammanhang.

1.2 Syfte

Syftet med detta examensarbete är att ta fram en modell, dels över den mindre delen av elnätet mellan vindkraftverket Big Glenn och Göteborgs regionnät och dels över vindkraftverket. Med hjälp av mätdata från vindkraftverkets inkopplingspunkt och utdrag för lasterna i det aktuella nätet skall det verifieras att modellen fungerar. Eftersom SimPowerSystems inte används i någon större utsträckning på Chalmers till denna typ av simuleringar skall det även utvärderas huruvida det är ett lämpligt simuleringsverktyg för uppgifter av denna typ.

Dessutom skall det göras simuleringar kring hur vindkraftverket kan hjälpa till att kompensera för ett spännings- och effektbortfall vid elnätets laster då ett fel uppstår på huvudnätet, som får till följd att dess spänning sänks till en lägre nivå. Framförallt är det av intresse att studera hur en produktion av reaktiv effekt från vindkraftverket kan avhjälpa detta fel.

1.3 Metod

Metoden som används i skrivandet av rapporten kommer variera något beroende på de olika kapitlen. Rapportens största fokus kommer ligga på två delar; en där teori och bakomliggande information presenteras, såsom vindkraftens historia och ett vindkraftverks funktion och en del där modeller för vindkraftverk och anslutande elnät modelleras i programvaran Matlab Simulink med tillhörande SimPowerSystems.

För kapitlet med simuleringar kommer metoden främst att vara att ta hjälp av programvarans inbyggda hjälpsystem i så stor utsträckning som möjligt och en användarguide till SimPowerSystems.

1.4 Avgränsningar

Då en modell för ett vindkraftverk i praktiken kan göras väldigt komplex kommer fokus främst att ligga på att skapa en modell av elnätet vid vindkraftverkets inkopplingspunkt och på att få simuleringarna kring dessa att fungera på ett tillfredställande vis. Vindkraftverket kommer att simuleras med en förenklad modell.

Interna förluster i vindkraftverkets rotor, generator och andra komponenter kommer inte tas i beaktning utan vindkraftverket kommer främst att simuleras som en trefasig spänningskälla eller som en enkel synkrongenerator.

På grund av den rådande omfattning av tid som arbetet med rapporten sträcker sig över kommer inte heller simuleringar där fel inträffar på distributionsnätet att vara av intresse. Alla simuleringar kommer att utföras med ett system som befinner sig i stationärtillstånd.

Kapitel 2. Teori

I detta kapitel introduceras teori kring vindkraftens historia, hur vindkraftens utveckling i världen ser ut idag samt hur ett vindkraftverk är uppbyggt. Det ges även fakta kring specifikationer för vindkraftverket Big Glenn som är placerat på Risholmen i inloppet till Göteborgs hamn.

De beräkningsmetoder som används av SimPowerSystems, men också för att verifiera SimPowerSystems funktionalitet redovisas här.

Slutligen ges information om hur elnätet vid inkopplingspunkten är uppbyggt med nätstationer och närliggande transformatorer.

2.1 En kort historik om vindkraft

Sedan tusentals år har människan nyttjat vindens energi. Att man med hjälp av diverse föremål kunde ta till vara på vindens rörelseenergi hade egyptierna upptäckt redan för 6000 år sedan genom att använda segel av papyrus på sina båtar. Omkring 900 e.Kr. hade man i mellanöstern konstruerat vertikalaxlade väderkvarnar som användes för att mala mjöl. I slutet av 1100-talet byggdes de första väderkvarnarna i Europa som istället var horisontalaxlade [5].

I och med att nybyggare i Amerika sökte sig längre västerut var det också viktigt att upprätta förbindelser med östkusten. När järnvägen byggdes ut hade redan ångmaskinen och ångloken gjort sitt intåg på marknaden, men ångloken var fortfarande i stort behov av vatten. Längs med rälsen placerades därför vattencisterner på hög höjd för att enkelt kunna serva loket. I anslutning till dessa cisterner upprättades vindsnurror för att kunna pumpa vattnet upp till lämplig höjd. Även i vår tid är detta en teknik som har stor utbredning när det kommer till vattenpumpning. Samma teknik anammades av folk på landsbygden som använde vindkraftverken för att pumpa upp vatten till högt belägna cisterner och med det självtryck som erhöles kunde vattnet sen distribueras vidare runt gården.

På 1890-talet började den danske fysikern och meteorologen Poul la Cour experimentera med att få en väderkvarn att producera elektricitet. Danmark har ett väldigt flackt landskap som tillsammans med den höga frekvensen av vindar innebär en mycket lämplig miljö för vindkraft. La Cour ansåg att vindenergin borde tas till vara på. Tidigare experiment inom samma område utförda i Holland hade avvisats på grund av den låga effektiviteten och svårigheterna med att lagra energin. Men la Cour hade en idé om hur han skulle lösa detta och fick pengar av den danska staten för att konstruera en testturbin [6].

La Cours idé gick ut på att vindsnurran drev en generator som producerar elektricitet. Elektriciteten leddes sen ner i en behållare med vatten och genom elektrolys spjälkades vattenmolekyler till vätegas och syrgas. Dessa gaser separerades till olika behållare och användes sedan till exempelvis belysning och till smältsvetsning. La Cour hade ideligen vägrat använda sig av ackumulatorer då han ansåg att det vara en alldeles för dyr teknik, och upptäckte således under sitt experimenterade flera nya metoder att lagra energi. Bland annat användes testturbinen till att framställa lut och gödningsmedel [7].

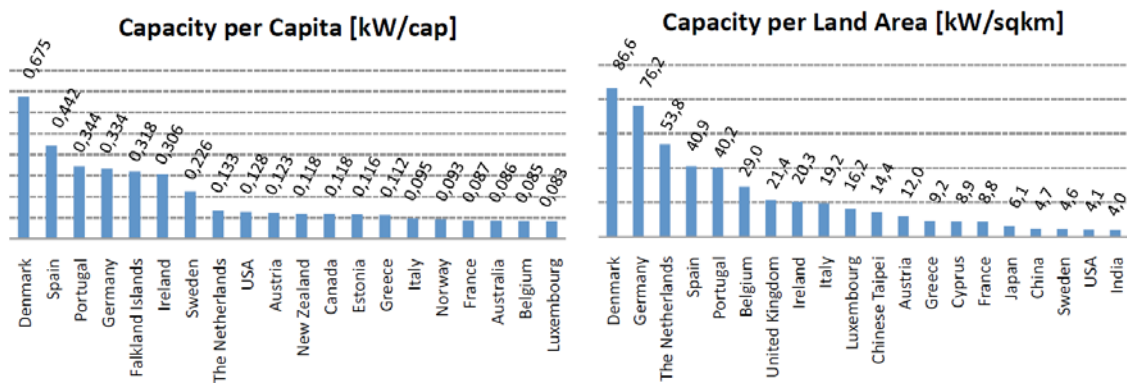
Tillslut fick La Cour revidera sina åsikter och fann slutligen att det mest effektiva sättet att ta till vara på vindens energi var att ladda ackumulatorer med kapacitet för en dagsförbrukning av energi. Således kom han ifrån ett av de problem som fortfarande förs i diskussioner kring vindkraft; dess intermittens. Hans forskning fick stort genomslag i Danmark som redan 1908 hade 72 vindkraftverk som vardera producerade mellan 10 – 20 kW [6].

Dock skulle det komma att dröja tills in på 1970-talet innan vindkraft fick något gehör som energiproducent. I samband med oljekrisen 1973 började man undersöka alternativa energikällor, men kärnkraft blev det vinnande alternativet. Inte förrän en bit in på 80-talet, efter olyckan vid Three Mile Island och den miljödebatt som stått inför kärnkraftsomröstningen i Sverige 1980, genomfördes en större satsning på vindkraft av svenska bolag. Först ut var Vattenfall på Gotland och Sydkraft i Skåne som båda lanserade sina första satsningar 1982 [8].

2.2 Vindkraft idag

Från och med oljekrisen på 70-talet, då vindkraften fick sitt genomslag, har utvecklingen och utbyggnationen gått relativt långsamt, dock med en ökning på 80-talet. Det är först på senare år som vindkraften har fått verklig betydelse. De senaste 10-15 åren har den producerade effekten från vindkraft fördubblats ungefär vart tredje år [9]. Allt fler länder har insett vindkraftens potential och har inlett större satsningar.

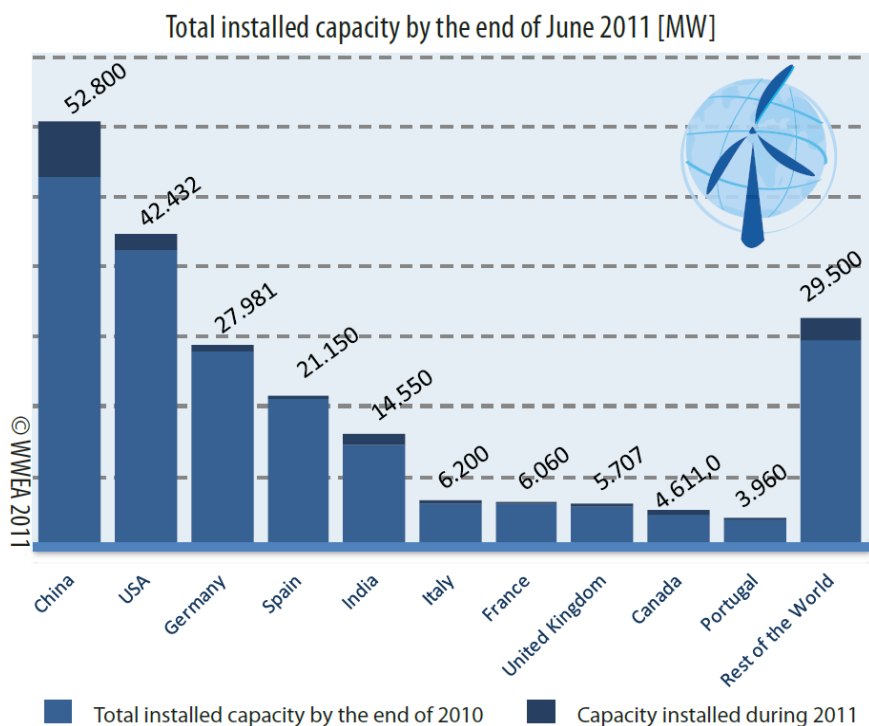
Traditionellt har Danmark varit ett föregångsland när det gäller utvecklingen av vindkraftverk. Företag som Vestas har länge varit stora aktörer på marknaden och redan 1957 utvecklade Johannes Juuls, en av la Cours elever, en vindturbin med en maxeffekt på 200 kW som senare var i drift i 18 år. Även om Danmark har tappat sin position som världsledande utvecklare står vindkraften idag för hela 21 % av den totala danska elproduktionen vilket är den högsta siffran i världen, både när det gäller per capita och per kvadratkilometer, se Figur 2.1 [10].



Figur 2.1: Elproduktion från vindkraft per capita och per kvadratkilometer. World Wind Energy Association.

I slutet av 90-talet växte Tyskland om Danmark som det land i världen som producerade mest energi från vindkraft i kWh, men har på senare år blivit passerade av USA och Kina. Dessa länder, tillsammans med Indien och Spanien, står idag för 74 % av all vindkraftsproducerad energi globalt, se Figur 2.2. Kina är även främst i världen när det kommer till expansion, under de första 6 månaderna av 2011 installerades en total effekt på 8 GW. Detta medför att Kinas totala effekt från vindkraft överstiger 52 GW, vilket kan jämföras med den i Sverige installerade effekten på cirka 2,9 GW.

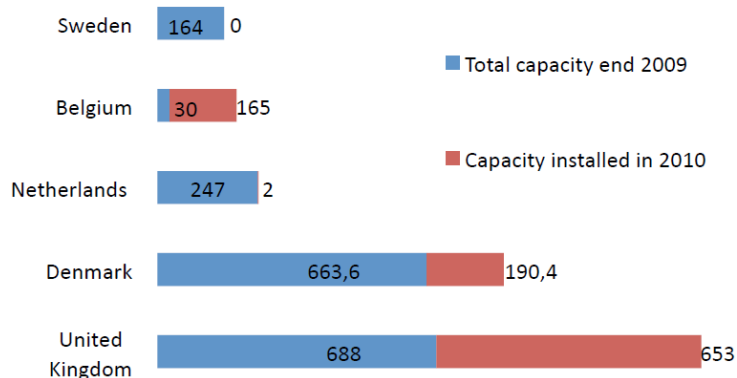
I juni 2011 var den totala siffran av installerad vindkraftskapacitet i världen 215 GW, där 18,4 GW installerats bara under 2011. Kapaciteten från dessa vindkraftverk kan tillgodose nästan 3 % av det totala elektriska energibehovet i världen [10].



Figur 2.2: Total installerad kapacitet i slutet av 2011. World Wind Energy Association.

Nya regelverk, höjda elpriser och effektivare vindkraftverk är alla faktorer som fått utvecklingen att ta fart. Från att det 2006 fanns runt 750 vindkraftverk i Sverige, men en total effekt på ca 500 MW, hade det i slutet 2011 byggts ut till 2 039 stycken med en effekt på totalt 2 899 MW.

Problematik med långa handläggningstider, ofta på grund av estetiska problemet med landbaserad vindkraft, har lett till att vi i Sverige istället satsat på att bygga vindkraftsparker till havs, och 2010 var vi bland de fem länder som hade mest installerad offshore-vindkraft, se Figur 3.



Figur 2.3: Installerad offshore-kapacitet i MW. World Wind Energy Report 2010.

2.3 Energin i vinden

Rörelseenergin i en massa m med hastighet v kan skrivas som:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad [J] \quad (2.1)$$

När denna energi passerar genom en yta med arean A kommer volymen V luft som passerar genom denna yta per tidsenhet, alltså volymflödet $\dot{V}$ att vara:

$$\dot{V} = vA \quad [m^3/s] \quad (2.2)$$

och flödet av massan $\dot{m}$ med densiteten ρ att vara:

$$\dot{m} = \rho Av \quad [kg/s] \quad (2.3)$$

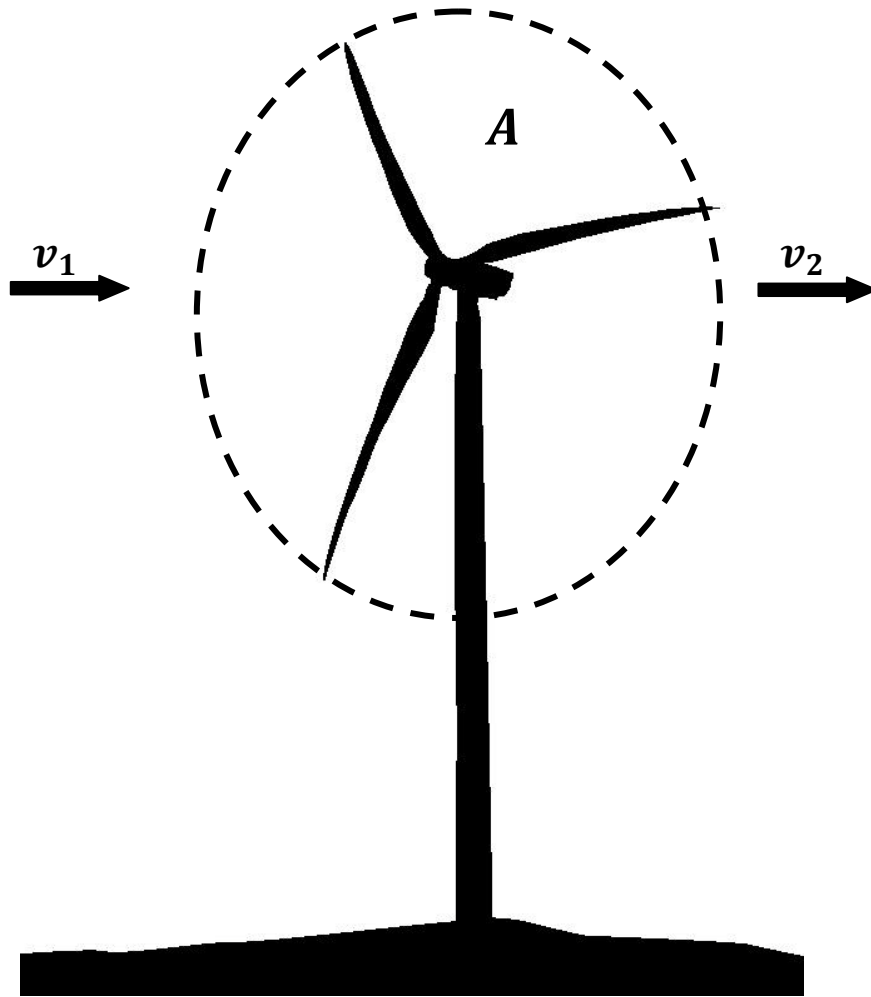
Ekvationen för rörelseenergin av en luftström (2.1) och ekvationen för flödet av massan (2.3) uttrycker tillsammans energin genom arean A per sekund. Enheterna för denna energi kan skrivas som $(kg/s) \cdot (m/s)^2$ vilket är detsamma som watt. Det innebär att energin per tidsenhet är en effekt P :

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad [W] \quad (2.4)$$

Ekvation 2.4 beskriver vindens teoretiska effektinnehåll. Effekten utvinns på bekostnad av rörelseenergin i vindströmmen, vilket medför att vindhastigheten bakom vindkraftverket blir lägre. Om man skulle försöka ta ut för mycket energi ur vinden skulle detta leda till att vindens hastighet skulle bromsas upp för mycket. Detta skulle i sin tur leda till att vinden tar vägen runt turbinen istället för att passera igenom den. Hur mycket effekt turbinen kan ta upp kan uttryckas genom att beräkna vindens effektinnehåll innan den passerat och subtrahera effektinnehållet efter:

$$P_{turbin} = Fv = \frac{1}{2}\rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2}\rho A_2 v_2^3 = \frac{1}{2}\rho(A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad [W] \quad (2.5)$$

F är den kraft som bromsar rotorn, v_1 beskriver vindens hastighet före den passerar turbinen och v_2 hastigheten efter den passerat turbinen, se Figur 2.4.



Figur 2.4: Vinden hastighet v_1 innan den passerar arean A och hastigheten v_2 efter den passerat.

Eftersom ingen massa läggs till eller dras bort medan vinden flödar genom turbinen och vindens densitet kommer vara densamma innebär detta att när hastigheten minskar kommer istället arean att ändras. Detta innebär att:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad [kg/s] \quad (2.6)$$

Ur ekvation 2.6 får man att:

$$A_2 = A_1 \frac{v_1}{v_2} \quad (2.7)$$

Detta medför att ekvation 2.5 kan uttryckas som:

$$P_{turbin} = \frac{1}{2} \rho v_1 A_1 (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad [W] \quad (2.8)$$

Ur ekvation 2.8 följer att den maximala effekten utvinns när $v_2 = 0$, alltså när turbinen tar upp så mycket energi att vindens hastighet efter den passerat turbinen är noll. Detta är dock en fysikalisk omöjlighet, eftersom om hastigheten v_2 skulle vara noll innebär det att även hastigheten v_1 skulle

vara noll och flödet genom turbinen skulle upphöra. Slutsatsen kan dras att det existerar en viss kvot, v_2/v_1 , där man uppnår den maximala energin som kan utvinnas.

F är alltså den kraft som bromsar rotorn och således minskar vindens hastighet. F kan uttryckas:

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \text{ [N]} \quad (2.9)$$

Ekvation 2.9 kombinerad med ekvation 2.5 ger:

$$P_{\text{turbin}} = \dot{m}(v_1 - v_2)v \text{ [W]} \quad (2.10)$$

Ekvation 2.8 satt lika med ekvation 2.10 ger:

$$\frac{1}{2}\dot{m}(v_1^2 - v_2^2) = \dot{m}(v_1 - v_2)v \text{ [W]} \Rightarrow \quad (2.11)$$

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \text{ [m/s]} \quad (2.12)$$

Hastigheten på luftströmmen är alltså medelvärde av hastigheterna v_1 och v_2 . Massflödet $\dot{m}$ i ekvation 2.3 kan då skrivas:

$$\dot{m} = \rho A v = \frac{1}{2}\rho A(v_1 + v_2) \text{ [kg/s]} \quad (2.13)$$

och ekvation 2.8 tillsammans med ekvation 2.13 ger att effekten upptagen av turbinen blir:

$$P_{\text{turbin}} = \frac{1}{4}\rho A(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2) \text{ [W]} \quad (2.14)$$

Förhållandet mellan upptagen effekt P_{turbin} och den maximala effekten i vinden P ger en effektkoefficient c_p . Från ekvationerna 2.14 och 2.4 får vi:

$$c_p = \frac{P_{\text{turbin}}}{P} = \frac{\frac{1}{4}\rho A(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} \Rightarrow \quad (2.15)$$

$$c_p = \frac{1}{2} \left| 1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right| \left| 1 + \frac{v_2}{v_1} \right| \quad (2.16)$$

Ur ekvation 2.16 ser man tydligt att uttrycket för effektkoefficienten c_p har förenklats till att endast bero av vindhastigheterna v_1 och v_2 , alltså hastigheten innan och efter vinden passerat turbinen. En derivering av ekvation 2.16 med avseende på v_2/v_1 ger att maximala värdet på c_p uppnås när $v_2/v_1 = 1/3$ vilket från ekvation 2.16 medför $c_{p,\text{max}} = 16/27 \approx 0,593$.

Förhållandet mellan hur mycket av vindens energi som går att omvandla till mekanisk energi härledes av den tyske fysikern Albert Betz. Från ekvation 2.4 och maximala värdet på c_p får vi att den största effekten man kan utvinna ur en luftström är:

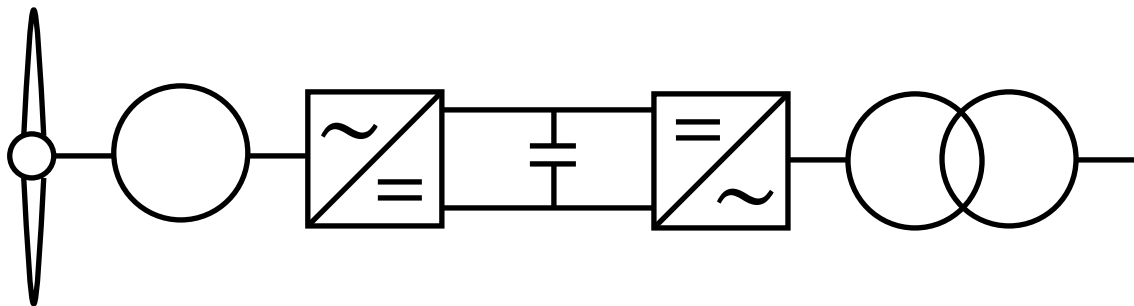
$$P_{\text{max}} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A v^3 \text{ [W]} \quad (2.17)$$

P_{max} i ekvation 2.17 är alltså det maximala teoretiska värdet på effekten. Hänsyn tas ej till några förluster och energiomvandlingen antas vara 100 %. I praktiken ligger detta värde dock runt 45 % [11]. Värt att notera är att effekten beror på hastigheten på vinden i kubik. Detta medför att även mindre fluktuationer av vindens hastighet kommer resultera i märkbara ändringar av producerad effekt.

2.4 Vindkraftverkets uppbyggnad

Det finns en mängd olika varianter och utföranden av konstruktioner för vindkraftverk, men huvudsakligen delas de upp i två typer; de med fast hastighet och de med variabel hastighet. Exempel på vindkraftverk med variabel hastighet är DFIG eller PMSG med fullomriktare.

Principen för ett vindkraftverk är i grunden relativt enkel. Vinden får kraftverkets rotorblad att rotera. Rotorbladen är fästa vid ett nav som i sin tur är sammanlänkat med en generator via en axel. Rotorbladen tillsammans med navet är det som brukar omnämnas rotorn eller turbinen.



Figur 4.5: Ett vindkraftverk med dess komponenter.

Figur 2.5 visar ett exempel på ett vindkraftverk och dess komponenter. Det består av en turbin och en generator kopplad till en fulleffektsomriktare som i sin tur kopplats till en transformator.

Vridmomentet som uppstår när rotorn roterar överförs genom axeln till generatoren som är belägen inne i maskinhuset. I maskinhuset sitter det i vissa vindkraftverk dessutom en växellåda och andra elektriska komponenter. I de fall en växellåda förekommer är dess uppgift att reglera förhållandet mellan rotor och generatoren så att dess rotationshastigheter överensstämmer. Vanligt i större vindkraftverk är att huvudaxeln roterar med 20 - 30 rpm som växlas upp till 1 000 - 1 500 rpm beroende på typ av generator.

Maskinhuset är i sin tur monterat på själva tornet, som oftast är tillverkat av stål. Ovanpå maskinhuset sitter en vindmätare som skickar information till ett styrsystem. En girmotor tar emot information från styrsystemet och roterar maskinhuset så att det placerar sig mot vindens riktning.

Tornet är monterat på ett fundament som ger konstruktionen tyngd och stabilitet. Här är ofta styrsystemet monterat. För att uppnå maximal livslängd och så litet slitage som möjligt på girmotorn roteras inte maskinhuset efter varje liten skiftning i vinden. Istället fungerar styrsystemet på det viset att först när vinden skiftat sig ett bestämt antal grader och behåller sin nya riktning en period så regleras maskinhusets riktning för att möta vindens.

Den energi som vindkraftverket tillgodoser sig ur vinden, enligt ekvation 2.1, omvandlas i generatoren till en elektrisk energi. Denna energi leds genom kablar i tornet ner till en transformator, där den

transformeras upp till spänningen hos det anslutande distributionsnätet. I de typer av vindkraftverk som saknar växellåda, till exempel Big Glenn, är rotoraxeln kopplad direkt till generatorn. Eftersom vindens hastighet varierar kommer också hastigheten på rotorn att variera vilket medför att också den producerade energin kommer ha ett ojämnt flöde. För att avhjälpa detta problem används kraftelektronik, så kallade frekvensomriktare, för att kontinuerligt styra det ojämn energiflödet till en fast uteffektfrekvens som skall matcha elnätets frekvens.

Hur många rotorblad vindkraftverket har varierar mellan olika typer. Vanligast i Norden är dock den danska modellen med tre blad, även om även tvåbladiga modeller förekommer i väldigt liten utsträckning. Prestandamässigt är turbiner med två och tre blad ungefär lika effektiva. Ett vindkraftverk kan dock ha både fler eller färre än två eller tre blad. Fördelen med fler blad är att mer energi kan skördas ur vinden vid samma rotationshastighet; ett vindkraftverk med färre blad måste alltså rotera snabbare för att tillgodose sig samma mängd energi. Däremot har fler blad sämre verkningsgrad vid högre varvtal [11].

Anledningen till att trebladiga turbiner är mer vanligt förekommande beror på att dessa verk är tystare, upplevs som mer estetiskt tilltalande av betraktaren samt uppfattas snurra mer harmoniskt [12]. Samtidigt är nackdelen med vindkraft med färre blad att dessa måste rotera snabbare vilket leder till större slitage på dess kullager. För vindkraftverk med fler blad är nackdelen istället den ökade kostnaden för varje blad samt att dessa behöver en mer robust konstruktion för att kunna hålla turbinen stadig i starka vindar [11].

Man skiljer också på turbiner som är vertikalaxlade och horisontalaxlade. I horisontalaxlade vindkraftverk är axeln som förbinder rotor och generator placerad i ett horisontellt läge medan axeln istället är placerad vertikalt i de vertikalaxlade vindkraftverken. Fördelen med det vertikalaxlade vindkraftverket är att maskinhuset som innehåller generatorn och växellåda kan placeras marknära, vilket underlättar för service. Dock är denna typ betydligt mindre utvecklad och kan inte konkurrera prestandamässigt med de horisontalaxlade, varken när det gäller effektuttag eller hållbarhet [12].

Turbiner kan snurra antingen med ett fast varvtal eller med ett variabelt varvtal. Med fast varvtal snurrar rotorn med samma fart oavsett hastigheten på den mötande vinden. Istället bestäms hastigheten av faktorer som elnätets frekvens, växellådan och generatorns utförande. En nackdel med fast varvtal är att optimal energiproduktion endas uppnås vid en speciell vindhastighet. Fördelarna är istället att det är en beprövad och billig teknik. Denna typ av rotor används nästan uteslutande tillsammans med asynkronmaskiner som är direkt anslutna till elnätet [12].

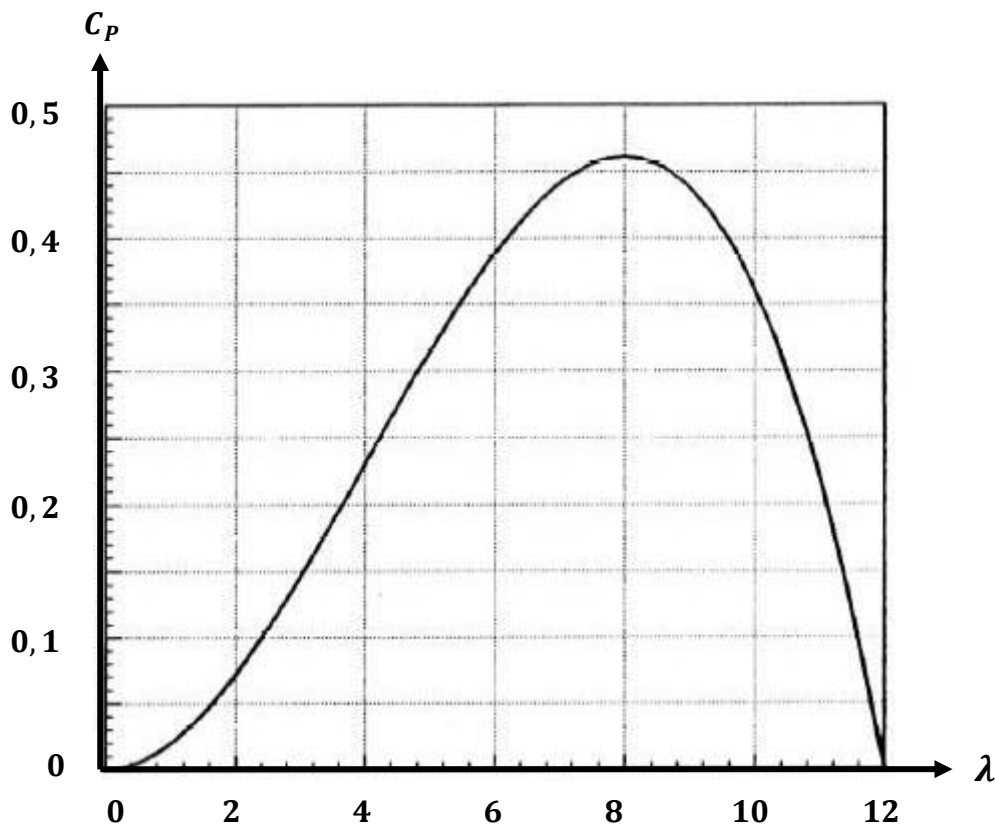
Vindkraftverk med variabelt varvtal är i dag den typ som har högst försäljningssiffror. I dessa vindkraftverk försöker man upprätthålla en konstant kvot λ mellan hastighet på bladspetsen v_{blad} (som är proportionell mot rotorvarvtalet ω uttryckt i rad/s och r som är rotorns radie i meter) och vindhastigheten v_{vind} enligt:

$$\lambda = \frac{v_{blad}}{v_{vind}} = \frac{\omega r}{v_{vind}} \quad (2.18)$$

Kvoten λ kallas för turbinens *löptal*. Skulle turbinen rotera för långsamt innebär det att en stor del av vinden skulle passera utan att överföra energi till rotorbladen. Roterar turbinen istället för fort ger

det en motsatt effekt där vinden skulle få svårt att passera vindkraftverket då rotorbladen skulle upplevas som en vägg [12].

Vid design av turbinen eftersträvas ett så optimalt löptal som möjligt. Vad som är optimalt beror på andra faktorer såsom antalet blad på rotorn samt vilken typ av vindkraftverk det är. Förhållandet mellan effektkoefficienten c_p (se ekvation 2.16) och löptalet beskrivs i en så kallad c_p - λ kurva, se Figur 2.6. Optimala löptalet är där funktionen når sitt maxvärde.



Figur 2.6: Exempel på en c_p - λ kurva.

Funktionen kommer aldrig att nå upp till det maximala teoretiska värdet för effektkoefficienten $c_p \approx 0,593$. Detta beror på förluster så som bromsning och bladspetsförluster. Dock skulle inte maximala teoretiska värdet kunna uppnås även om man räknade bort förlusterna, detta på grund av att designen av rotorbladen ej är perfekt [13].

Följden av en turbin med variabelt varvtal blir att oberoende av fluktuationer mellan minsta och högsta tillåtna värde av vindhastighet producerar turbinen maximal effekt för den aktuella vindhastigheten. Uteffekten blir mycket jämnare genom att små variationer i vindhastighet kan kompenseras genom ökat eller minskat varvtal i rotorn och generatoren. I dessa typer av vindkraftverk sker den elektriska kopplingen mellan generatoren och elnätet genom kraftelektronik.

2.5 Kraftelektronik

Kraftelektronik används i system där omvandling och styrning av elektrisk energi är nödvändig.

Kraftelektronik byggs upp av halvledarkomponenter som dioder, tyristorer och transistorer.

Kraftelektroniken kan användas för att omvandla till exempel ström- eller spänningsnivåer eller skifta mellan olika frekvenser.

Beroende på vilken typ av operation man vill att kraftelektroniken skall utföra använder man sig av till exempel en *likriktare* för omvandling av AC till DC, en *inverterare* för DC till AC och *omriktare* för DC till DC eller AC till AC. Här beskrivs kortfattat om likriktaren, inverteraren och omriktaren och deras huvudsakliga komponenter. Dessutom beskrivs lite mer om back-to-back omriktaren som används i Big Glenn.

2.5.1 Likriktare

En likriktare används för att omvandla växelspanning till likspanning. För att åstadkomma denna likriktning används en koppling av dioder, för trefas ofta kopplade enligt Figur 2.7.

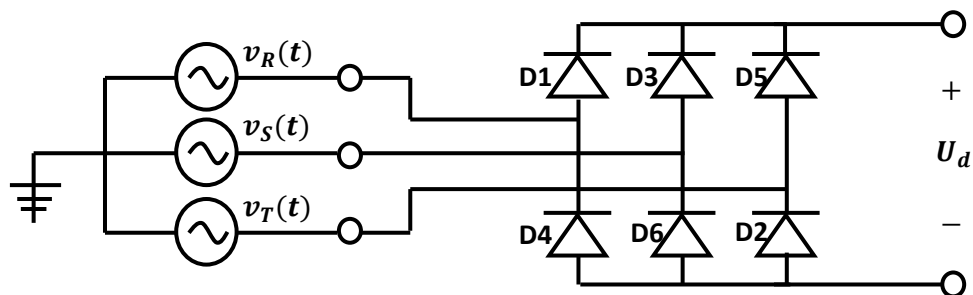


Figure 2.7: Diodlikriktare för trefasapplikationer.

Kopplingen fungerar så att den fas med högst potential kommer "öppna" diod D1, D3 eller D5. Detta medför att bara en diod kommer leda åt gången. Således kommer den positiva potentialen på utgången U_d alltid vara den samma som den största potentialen hos de tre faserna. Likadant fungerar dioderna D2, D4 och D6 fast här kommer det tvärtom vara dioden med lägst potential som leder vilket medför att negativa potentialen på U_d alltid kommer följa den lägsta potentialen från faserna.

På grund av sinusformen hos trefasspänningarna kommer utspänningen U_d att variera med toppen på den fas som leder. Därför kan en glättningsinduktans i serie med utgången och en glättningskondensator parallellkopplad med utgången användas för att få en jämnare likspänning.

2.5.2 Inverterare

En inverterare är likriktarens motsats, den kan omvandla en likspänning till en växelspanning. Det vanligaste arbetsområdet för inverterare är i drivsystem där växelströmsmaskiner skall drivas med variabelt varvtal. Ett annat användningsområde är det som är av intresse i denna rapport, nämligen där effekt skall matas ut till ett elnät och källan antingen levererar likspänning eller en växelspanning med en frekvens som inte överensstämmer med elnätets. För detta krävs en back-to-back omriktare.

Inverterare konstrueras i olika utföranden, beroende på vilken typ av applikation den skall vara verksam i. De kan bestå av tyristorer, men vanligast idag är att den är uppbyggd av flertalet transistorer.

2.5.3 Omriktare

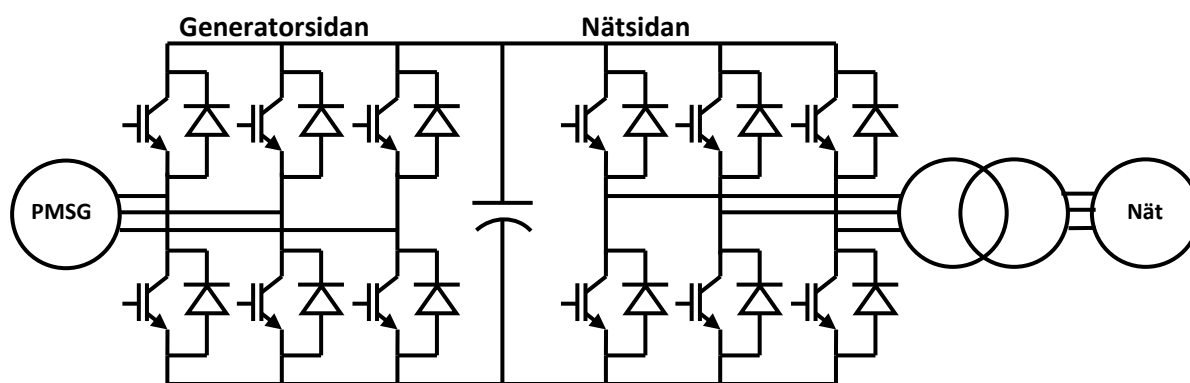
Omriktare är egentligen ett samlingsnamn för kretsar som innefattar alla de ovan beskrivna funktionerna, men här beskriver omriktare mer specifikt de kretsar som används för att omvandla AC till AC eller DC till DC.

Det kan handla om att en spänning måste ökas eller minskas, eller kanske en ändring av frekvens. Omriktare finns i olika utföranden. Beroende på om den skall klara av att leverera positiv och negativ ström med enbart positiv spänning (tvåkvadrantomriktare) eller om den även skall klara av en negativ spänning (fyrvadrantomriktare).

2.5.4 Back-to-back omriktare

Back-to-back omriktaren är uppbyggd av en likriktardel och en växelriktardel som är förbundna med en glättad DC-länk. Likriktaren, som fungerar enligt ovan, omvandlar en växelspanning till en likspänning. Därefter sitter en inverterare kopplad, vilken omvandlar DC-spänning tillbaka till en AC-spänning.

Figur 2.9 består av två aktiva likriktare. Likriktaren på generatorsidan är inte en passiv komponent utan den talar om för PMSG vilket varvtal den skall ha. Likriktaren på nätsidans uppgift är att styra frekvensen ut från omriktaren så den stämmer överens med nätets frekvens.



Figur 2.9: Back-to-back omriktare bestående av två aktiva likriktare med 6 IGBT:er vardera.

Likriktaren och inverteraren kan vara antingen thyristorbaserad eller transistorbaserad. I båda fallen är det dock huvudsakligen samma krets som är vänd mot varandra. Utvecklingen idag går mot att allt fler använder sig av PWM-styrda (Pulsbreddsmodulerade) omriktare som använder sig av IGBT-transistorer. Fördelen med PWM-styrda omriktare är att de ger mindre övertoner och att styrningen av aktiv och reaktiv effekt kan ske efter önskemål jämfört med omriktare som styrs på annat sätt [14].

Användandet av DC-länken bidrar också till att generatorsidan kommer vara indirekt fränkopplad från nätsidan. DC-länken kommer därför hantera till exempel överspänningar som uppstår vid hastig oförutsedd vindökning. En annan fördel med DC-länken är att den bidrar till att likriktarna kan styras separat. En nackdel med back-to-back omriktaren är de ökade switchförlusterna som uppstår vid användandet av flertalet IGBT:er.

2.6 Beräkningsmetoder

Här beskrivs de beräkningsmetoder och ekvationer som används i kommande kapitel, dels för beräkningar gjorda för att verifiera de simulerade värdena, men också för att beskriva hur programvaran arbetar.

2.6.1 Effektberäkning

Effektberäkning i ett trefassystem kan utföras enligt ekvation 2.19 för skenbar effekt, 2.20 för aktiv effekt och 2.21 för reaktiv effekt.

$$S = \sqrt{3}UI = 3U_f I \quad (2.19)$$

$$\underline{S} = P + jQ$$

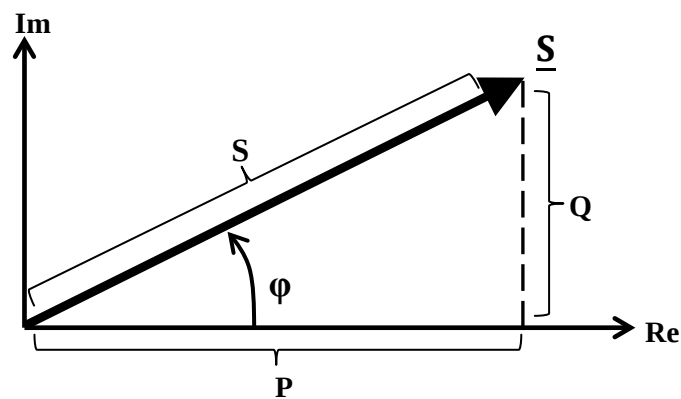
$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi = 3U_f I \cos \varphi \quad (2.20)$$

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi = 3U_f I \sin \varphi \quad (2.21)$$

U är huvudspänning och U_f är fasspänning och φ är fasvinkeln mellan spänningen och strömmen. Ur ovanstående ekvationer härleds att:

$$P = S \cos \varphi \Leftrightarrow \cos \varphi = P/S \quad (2.22)$$

Detta samband förtydligas av effekttriangeln i Figur 2.10.



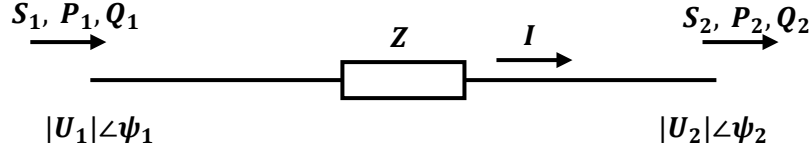
Figur 2.10. Samband mellan skenbar, aktiv och reaktiv effekt.

Aktiv effekt kan också beskrivas enligt ekvation 2.23, alltså som medelvärdet av strömmen multiplicerat med spänningen över en period. Observera att nedanstående ekvation gäller för en fas.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) i(t) dt \quad (2.23)$$

2.6.2 Effektöverföringsekvationer

Effektöverföringsekvationer, eller Two-Port equations som är dess engelska namn, används för att beräkna flödet av aktiv och reaktiv effekt, spänningen vid en buss eller överföringsvinkeln i enkla nätverk. Ett grundläggande enkelt nätverk ses i Figur 2.11.



Figur 2.11: Modell av en enkel elledning.

S_1 , P_1 och Q_1 är effekten som injiceras in i nod 1 och S_2 , P_2 och Q_2 är effekten som tas emot av nod 2. Överföringsvinkeln ψ är skillnaden av spänningsvinkeln mellan nod 1 och nod 2, $\psi_1 - \psi_2$. Vid studier av kortare kablar/linor kan linans impedans buntas samman enligt ovan där Z :

$$Z = R + j\omega L = R + jX \quad (2.24)$$

Nedanstående ekvationer beskriver alla parametrar i Figur 2.11.

$$U_1 = U_2 + ZI \quad (2.25)$$

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = U_1 I^* \quad (2.26)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = U_2 I^* \quad (2.27)$$

För att kunna härleda effektöverföringsekvationerna behöver vi introducera två nya begrepp; ε som är impedansvinkeln och δ som är förlustvinkeln. Dessa definieras enligt:

$$\tan \varepsilon = X/R \quad (2.28)$$

$$\tan \delta = R/X \quad (2.29)$$

För att beräkna skenbara effekten S i ekvation 2.26 och 2.27 behöver först strömmen I beräknas. Detta görs genom:

$$I = \frac{U_1 - U_2}{Z} \quad (2.30)$$

I ekvation 2.26, 2.27 och ekvation 2.30 ersätts U_1 , U_2 och Z enligt:

$$U_1 = |U_1|e^{j\psi} \quad (2.31)$$

$$U_2 = |U_2|e^{j0} = |U_2| \quad (2.32)$$

$$Z = |Z|e^{j\varepsilon} \quad (2.33)$$

Detta medför att ekvation 2.26 och ekvation 2.27 kan skrivas som:

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = \frac{|U_1|^2}{|Z|}e^{j\varepsilon} - \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}e^{j(\varepsilon+\psi)} \quad (2.34)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = -\frac{|U_2|^2}{|Z|}e^{j\varepsilon} + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|}e^{j(\varepsilon-\psi)} \quad (2.35)$$

Ekvationerna 2.34 och 2.35 är de som kallas för effektöverföringsekvationerna på komplex form.

Genom att separera real- och imaginärdel och använda att förlustvinkeln $\delta = \frac{\pi}{2} - \varepsilon$ uppnås följande:

$$P_1 = \frac{|U_1|^2}{|Z|} \sin \delta + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|} \sin(\psi - \delta) \quad (2.36)$$

$$P_2 = -\frac{|U_2|^2}{|Z|} \sin \delta + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|} \sin(\psi + \delta) \quad (2.37)$$

$$Q_1 = \frac{|U_1|^2}{|Z|} \cos \delta - \frac{|U_1||U_2|}{|Z|} \cos(\psi - \delta) \quad (2.38)$$

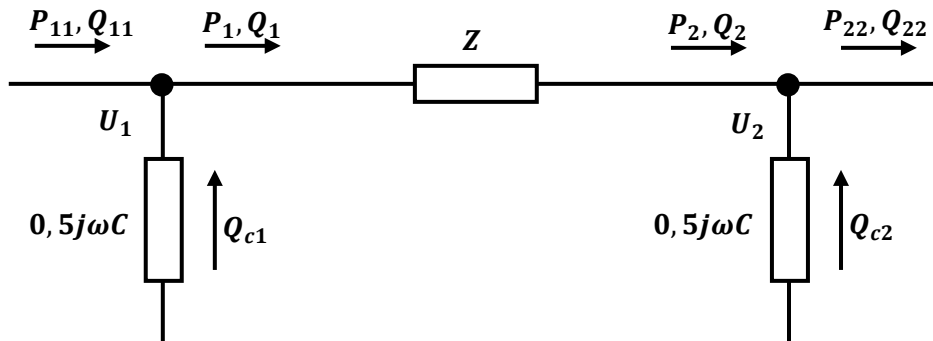
$$Q_2 = -\frac{|U_2|^2}{|Z|} \cos \delta + \frac{|U_1||U_2|}{|Z|} \cos(\psi + \delta) \quad (2.39)$$

Om man vill beräkna effektöverföring där linan/kabeln kan anses vara förlustfri, det vill säga att den ej har någon resistans, sätts förlustvinkeln $\delta = 0$. Värt att notera är också att det i 4 ekvationer finns 9 stycken variabler, vilket betyder att minst 5 av dessa variabler måste vara kända för att ekvationssystemet skall ha en lösning.

2.6.3 Ekvivalent Pi-modell

I fallet med långa elledningar och markförlagda kablar är det inte möjligt att representera dess egenskaper som en hopbuntad impedans. Beräkningsresultaten kommer bli för oexakta. Istället måste man använda sig av en metod där man distribuerar kabelns parametrar längs med dess totala längd. Kabelns totala egenskaper beräknas genom att använda kända värden för dess resistans och reaktans per kilometer, och sen multiplicera dessa med kabelns längd för att få ett totalt värde per fas.

Vid dessa fall får man en god uppskattning genom att utveckla den tidigare hopbuntade impedansen till en så kallad pi-modell. Ett exempel på en sådan ekvivalent pi-modell ses i Figur 2.12.



Figur 1.12: Ekvivalent pi-modell.

Den totala kapacitansen på ledningen eller kabeln halveras och dess admittans representeras som shunt-kopplade kapacitanser kopplade till varje nod av huvudledningen. Shunt-kapacitanserna genererar reaktiv effekt och är därför viktiga delar av representationen, speciellt vid modellering av kablar. Markförlagda kablar har en hög kapacitans per meter, detta på grund av dess dimension och den höga permittiviteten hos det isolerande materialet [15].

Parametrarna i Figur 2.12 är definierade enligt:

$$P_{11} = P_1 \quad P_{22} = P_2 \quad (2.40)$$

$$Q_{11} = -Q_{c1} + Q_1 \quad Q_{22} = Q_{c2} + Q_2 \quad (2.41)$$

$$Q_{c1} = \frac{1}{2} \omega C U_1^2 \quad Q_{c2} = \frac{1}{2} \omega C U_2^2 \quad (2.42)$$

Observera att det är av vikt att ta hänsyn till vilket håll flödet av den aktiva och den reaktiva effekten är definierad.

2.6.4 Newton-Raphson metoden

Vid beräkningar av effektförbrukning använder sig Simulink av en metod som kallas Newton-Raphson. Det är en matematisk algoritm som genom ett antal iterationer hittar lösningen till en given funktion. I detta avsnitt kommer den generella lösningsmetoden att beskrivas.

För att hitta lösningen till funktionen $f(x) = 0$ gissas först ett begynnelsevärde, $x^{(0)}$. Felet som uppstår med detta gissade värde är $\Delta x^{(0)}$, med andra ord kommer $x^{(0)} + \Delta x^{(0)}$ att ge den exakta lösningen. Vidare Taylorutvecklas funktionen kring $x^{(0)}$.

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = f(x^{(0)}) + \Delta x^{(0)} \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x^{(0)}} + \frac{1}{2} (\Delta x^{(0)})^2 \left(\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right)_{x^{(0)}} + \dots \quad (2.43)$$

Beroende på vilken noggrannhet som eftersträvas i beräkningen väljs hur många termer av Taylorutvecklingen som tas med. Ofta är de två första termerna tillräckligt för ett fullgott resultat.

$$f(x^{(0)}) + \Delta x^{(0)} \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x^{(0)}} = 0 \quad (2.44)$$

Genom att lösa ut $\Delta x^{(0)}$ erhålles en uppskattning av felet. Denna uppskattning adderas med den första gissningen.

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)} = x^{(0)} - \frac{f(x^{(0)})}{\left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x^{(0)}}} \quad (2.45)$$

Vilket ger det slutgiltiga generella uttrycket för algoritmen.

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} - \frac{f(x^{(v)})}{\left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)_{x^{(v)}}} \quad (2.46)$$

Effektförbrukningsproblem resulterar i ett system av algebraiska icke-linjära ekvationer som måste lösas numeriskt med en iterativ metod. För att genom beräkningar komma fram till en lösning behövs en algoritm. Valet av algoritm kommer i stor utsträckning bestämma hur snabbt en konvergens kan uppnås. Generellt kommer en enklare algoritm att ta längre tid att konvergera medan en mer avancerad metod som Newton-Raphson snabbare leder till en lösning.

Om det till exempel handlar om en punkt i elnätet där aktiv och reaktiv effekt är kända är det spänningen och vinkeln som skall beräknas. Till att börja med ges de okända variablerna, här spänning och vinkel, uppskattade värden. Därefter beräknas effektekvationerna med dessa uppskattade värden.

$$P_k = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_k| |U_j| \cos(\Psi_k - \Psi_j - \lambda_{kj}) \quad (2.47)$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^n |y_{kj}| |U_k| |U_j| \sin(\Psi_k - \Psi_j - \lambda_{kj}) \quad (2.48)$$

Felet mellan det verkliga värdet och det uppskattade värdet av effekten kan skrivas med matrisnotation enligt:

$$\Delta U^v = J \Delta X^v \quad (2.49)$$

Vektor U innehåller felet i aktiv och reaktiv effekt och vektor X innehåller felet i vinkelns och spänningens storlek. J är Jacobimatrisen med derivator av effektekvationerna med avseende på spänningen och vinkeln. Index v är antalet iterationer. Så för att beräkna nästa uppskattningar måste Jacobimatrisen inverteras, vilket ger:

$$\Psi_j^1 = \Psi_j^0 + \Delta \Psi_j^0 \quad (2.50)$$

$$|U_j|^1 = |U_j|^0 + \Delta |U_j|^0 \quad (2.51)$$

Denna process upprepas med nya uppskattningar ända till felet är tillfredställande litet.

Kapitel 3. Big Glenn – Sveriges största vindkraftverk

Göteborg Energis stora vindkraftsatsning Big Glenn står på Risholmen i hamninloppet i Göteborg. Tillsammans med General Electrics, som tillverkat och levererat vindkraftverket, har de rest det hittills största vindkraftverket i Sverige [4]. Vindkraftverket är av modell GE 4.1 – 113 och är byggt för havsbaserat bruk. Ett tydligt tecken på detta är den förhållandevis låga placeringen av rotorn (85 m), vilket enbart ger en frihöjd från mark till rotorbladens toppar på 28,5 m. Vanligtvis är rotorhöjden för landplacerade vindkraftverk högre för att nå upp till en friare vindbana, något som inte är lika nödvändigt till havs. För mer av vindkraftverkets egenskaper, se bilaga 1.

Sedan början av januari 2012 har verket testkörts och det beräknas kunna leverera en energi på 15 GWh per år. Det skulle räcka till en tredjedel av all hushållsel som förbrukas av lägenheterna i stadsdelen Majorna, eller till att ladda och driva 7 500 elbilar för en körsträcka av 1 000 mil vardera. Växlingen till en produktion av förnyelsebar energi innebär att en minskning av utsläpp av kväveoxid med 39 ton och svaveloxid med 5,6 ton kan ske i Göteborgsområdet. Det innebär att stadsluften kommer besparas från 1,5 ton sotstoff [4].

Vindkraftverket Big Glenn är utrustat med en permanentmagnetiserad synkrongenerator. Detta val av generator eliminerar, i detta fall, behovet av en växellåda; turbinens rotation är direkt länkad till generatoren. Till detta kopplas en fulleffektsomriktare bestående av back-to-back omriktare. Omriktaren på maskinsidan kontrollerar maskinens vridmoment medan omriktaren på nätsidan kontrollerar spänningen över DC-länken samt den reaktiva effekten som flödar ut på nätet. DC-länken fränkopplar generatoren och den mekaniska drivkraften från nätet, vilket är positivt från båda håll. Vid en plötslig vindby kommer DC-länken att ta hand om överspänningen som uppstår, även om den inte kan lagra mycket så hjälper den till att hålla spänningen ut till nätet konstant [16].

Det finns framförallt fyra fördelar med denna uppsättning; effektivitet, tillförlitlighet, underhåll och nätkompabilitet.

Effektiviteten är relativt hög på grund av olika faktorer. En permanentmagnetiserad synkrongenerator är en synkronmaskin där lindningarna i rotorn har bytts ut mot permanentmagneter. Det betyder att rotorn inte kräver någon separat excitering och därmed är exciteringsförlusterna eliminerade, förluster som kan uppgå till 20 – 30 % av de totala effektförlusterna i generatoren [17].

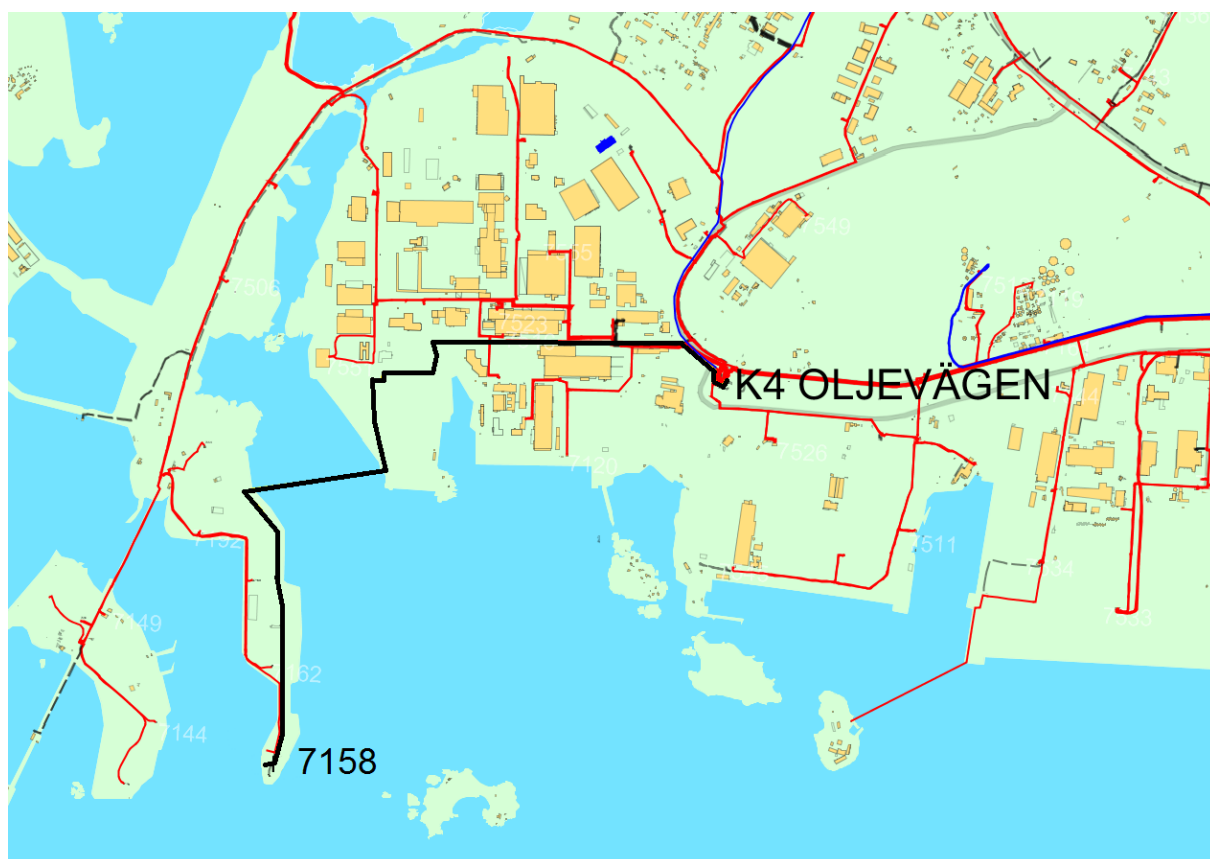
Vad gäller tillförlitligheten reduceras möjligheten för uppkomsten av fel ju enklare ett system är konstruerat. Två vanliga fel som uppstår i vindkraftverk är problem med växellådan samt uppkomsten av inducerade spänningar i drivaxeln vilket i sin tur leder till strömmar i kullagren. Dessa strömmar bidrar till att kullagren havererar, men kan avhjälpas med elektriskt isolerade kullager. Dock innebär den i PMSG:n lägre axelspänningen (jämfört med DFIG:n), att risken för detta problem minskats kraftigt [16]. Det förstnämnda problemet är överhuvudtaget inte aktuellt i ett vindkraftverk som Big Glenn som saknar växellåda.

De komponenter som kräver mest underhåll är släpringar, borstar och växellåda. Ingen av dessa delar ingår i generatorn i denna typ av vindkraftverk, men de gör det i pitchsystemet. Pitchsystemet är det system som ställer in vinkeln på vindkraftverkets blad. Det gör att just denna uppsättning lämpar sig mycket väl för havsbaserad vindkraft, vilket också är dess egentliga användningsområde. Ju mer sällan underhåll behöver utföras desto mer tid kan turbinen vara igång, vilket resulterar i en högre årlig energiproduktion samt högre lönsamhet.

I en PMSG kombinerad med en fulleffektsomriktare kan den aktiva effekten från turbinen, den införda reaktiva effekten samt vridmomentet hos generatoraxeln övervakas och styras individuellt. En fördel med detta är att effekten då kan levereras med antingen en ledande, eftersläpande eller samtidig effektfaktor. Detta leder till att man kan eliminera det spänningsfall som bristen på reaktiv effekt kan ge upphov till. Utöver detta har fulleffektsomriktaren en möjlighet att skära av effektproduktionen för att inte mata ett fel som uppstått. Mellan likriktarna finns en resistans vars uppgift är att förbruka den effekt som skall hindras från att komma ut till nätet.

Kapitel 4. Nätmodell

Vindkraftverket är placerat på Risholmen i inloppet till Göteborgs hamn. Det företag som äger och förvaltar distributionsnätet i Göteborgsområdet är Göteborg Energi, och således är det deras nät vindkraftverket är anslutet till. Anslutning sker vid det som Göteborg Energi kallar för station 7158, se Figur 4.1, som är placerad fysiskt nära vindkraftverket.

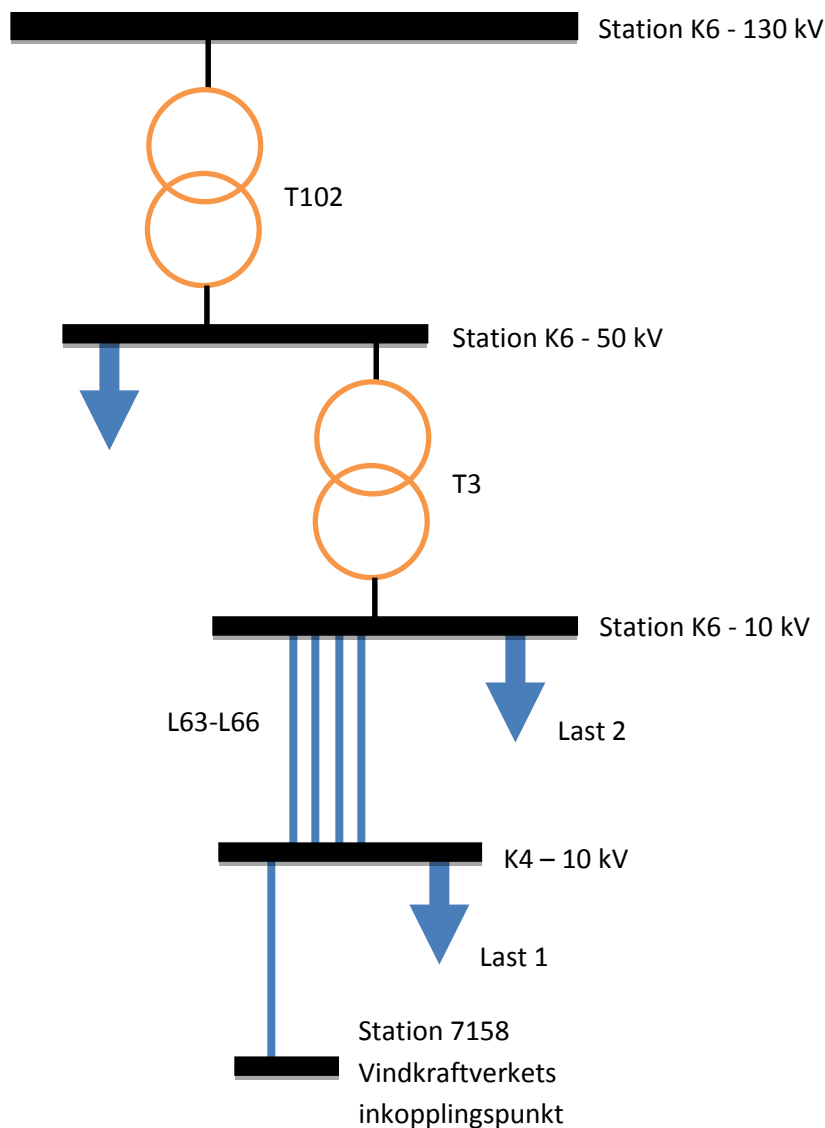


Figur 4.1: Disitributionsledningens dragning mellan station 7158 och station K4.

Vindkraftverket arbetar vid en spänning på 690 V som transformeras upp till 10 kV via en intern transformator. Nätspanningen vid inkopplingspunkten är således 10 kV.

4.1 Anslutande elnätets uppbyggnad

Genom en 3,4 km lång kabel matas effekten radiellt vidare till den större stationen K4 som är belägen vid Oljevägen, se den svartmarkerade sträckan i Figur 4.1. Station K4 matas också av fyra stycken parallellkopplade kablar som är direkt anslutna till det större ställverket K6, där också nedtransformering från 130 kV till 10 kV sker. K4 matar i sin tur det som kallas för Last 1, som är ett närbeläget industriområde vilket görs överskådligt i Figur 4.2.



Figur 4.2: Topologi över det vid vindkraftverket anslutande elnätet.

Station K6 är ansluten till det av Vattenfall ägda 130 kV regionnätet. Spänningen transformeras ned i två steg; först till 50 kV vilken är det i dagsläget vanligast förekommande regionnätsspänningen i Göteborg Energis nät. Dock pågår arbete med utfasning av denna spänningsnivå för att ersättas med spänningsnivåer på 130 kV. I ett nästa steg transformeras spänningen ner till 10 kV för att förse distributionsnätet.

Från station K6:s 10 kV sida matas även ett område som mestadels består av industrier, men som till viss del även innehåller bostäder, kallad Last 2.

Transformatorerna T102 och T3 är båda Y/Y-kopplade och har märkspänningar på 140/55 kV respektive 50/10,3 kV. Mer information om transformatorerna finns att tillgå i bilaga 2.

Kablarna L63-L66 är av typen FCJJ 3x240/35, alltså kopparkabel med isolation av impregnerat papper och armering av stålband. Kablarna har en längd på 4,25 km och respektive kabel har en resistans på 0,321 Ω och en reaktans på 0,375 Ω . Kabeln som går från station K4 till vindkraftverket är av typen

AXAL-TT 3x240/35, alltså en aluminium kabel med pex-isolering. Denna kabel har en längd på 3,4 km, en resistans på 0,424 Ω och en reaktans på 0,340 Ω .

4.2 Mätdata

Mätningar i elnätet har gjorts vid flera punkter; vid station 7158, vid station K6 och på de fyra kablarna L63-L66. Mätningarna har utförts av Göteborg Energi, som också tillhandahållit all mätdata denna rapport grundar sig på. Mätningarna är utförda kontinuerligt mellan 20:e mars och 10:e maj 2012. Mätdata från station 7158, alltså vindkraftverkets inkopplingspunkt, har en upplösning på 10 minuter medan mätningarna vid station K6 och på kablarna L63-L66 har skett på basis av en timme.

Eftersom mätvärden från vindkraftverket är det essentiella har dessa mätningar varit betydligt mer omfattande och haft en större noggrannhet. Vid station 7158 har följande mätningar skett:

- Maxvärde, minvärde och rms-värde för spänning och ström i varje av de tre faserna och i noll-fasen.
- Aktiv, reaktiv och skenbar effekt.
- Total harmonic distortion för spänning och ström.
- Effektfaktor.
- Obalans i faserna.
- Flicker.

Maxvärdet och minvärdet är det högsta respektive lägsta registrerade värdet under 10 minuters perioden medan rms-värdena är ett medelvärde över den period som lett fram till mätvärdet i fråga.

Vid transformatorn T3 vid station K6 har det på nedspänningssidan mätts:

- Rms-värde för spänning och ström.
- Aktiv och reaktiv effekt.

Dessutom har rms-värde för strömmarna i kablarna L63-L66 uppmätts.

Eftersom de mätningar som gjorts vid station K6 och de fyra parallella kablarna är tagna per timme bearbetades även mätdata från vindkraftverket om till timvärden. Med andra ord beräknades medelvärden för varje timme, då mätningarna var utförda var tionde minut. Detta resulterar i att all mätdata får samma tidsupplösning.

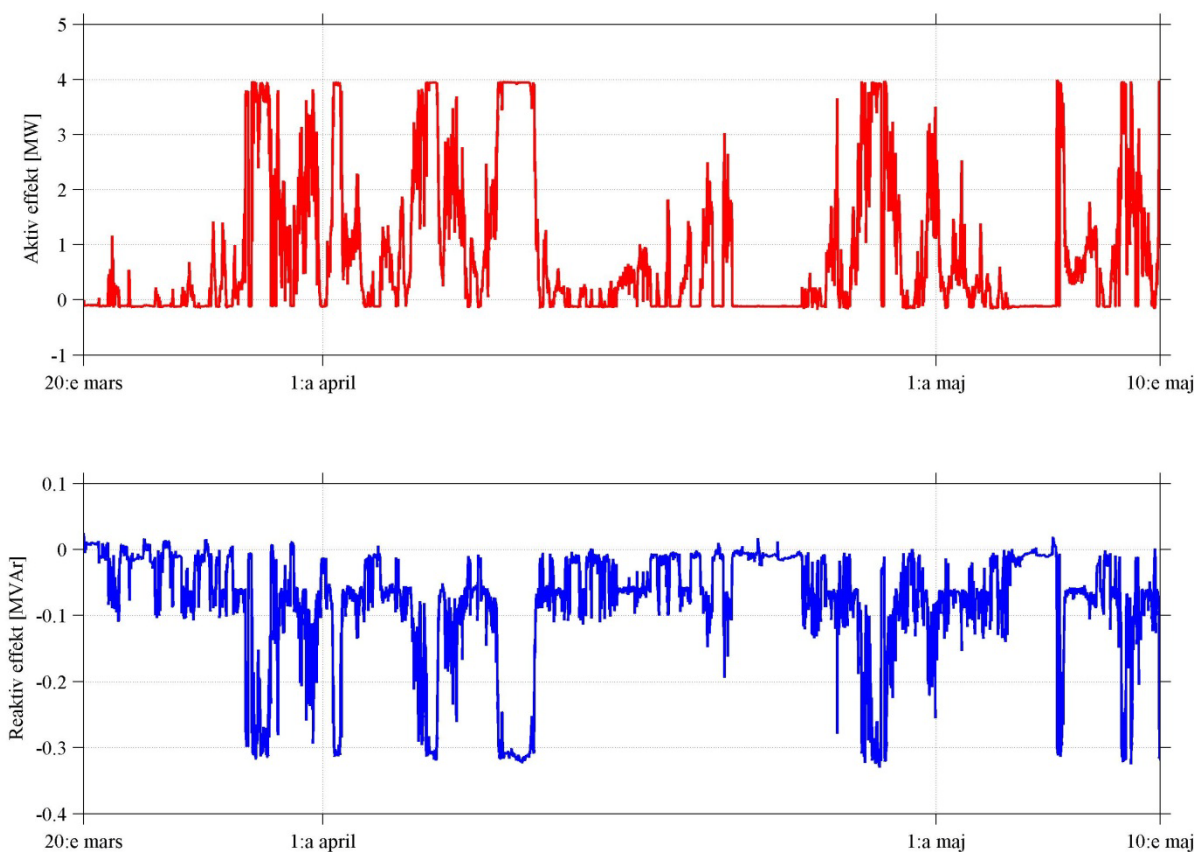
Innan vindkraftverket anslöts var det station K6 som ensam försåg Last 1 och Last 2 med den energi de kräver. Alltså är det den aktiva och reaktiva effekt som mätts upp på transformator T3:s nedspänningssida som matat de båda lasterna. Med hjälp av den uppmätta aktiva och reaktiva effekten beräknades ett medelvärde för effektfaktorn per timme. Denna effektfaktor används till att beräkna effektförbrukningen per timme för de båda lasterna. Innan denna beräkning är möjlig måste ström och spänning i station K4 beräknas.

Vindkraftverkets genererade effekt antas vara mindre än Last 1 effektförbrukning. Det betyder att all effekt producerad av vindkraftverket kommer upptas direkt av Last 1. Dess resterande effektbehov tillgodoses av effektoverföring från station K6. Detta innebär att strömmen som flödar till Last 1 är dels strömmen från vindkraftverket och dels strömmen som flödar till station K4 genom de fyra

parallella kablarna L63-L66. Spänningsnivån i station K4 antas vara densamma som spänningsnivån i station K6, detta då det är anses vara små förluster över de fyra parallella kablarna.

När ström och spänning för station K4 bestämts kan effektförbrukningen för lasten beräknas. Det gjordes genom att använda ekvation 2.19. Effektförbrukningen per timme för Last 2 bli således effektdifferansen mellan den effekt som mätts vid transformator T3 och den effekt som beräknats enligt ovan för Last 1.

I Figur 4.3 ses den aktiva effekten (övre grafen) och den reaktiva effekten (nedre grefen) som mätts vid vindkraftverket. Utefter mätningens referenser visas producerad effekt som positiva värden och upptagen effekt som negativa värden. Effekterna fluktuerar väldigt vilket beror på en mängd olika faktorer; att det ständigt blåser olika mycket, uppkomna fel, både på vindkraftverk och anslutande nät, och reparationer av dessa. Men den främsta orsaken är att det utförs många tester på vindkraftverket medan det är nytt.

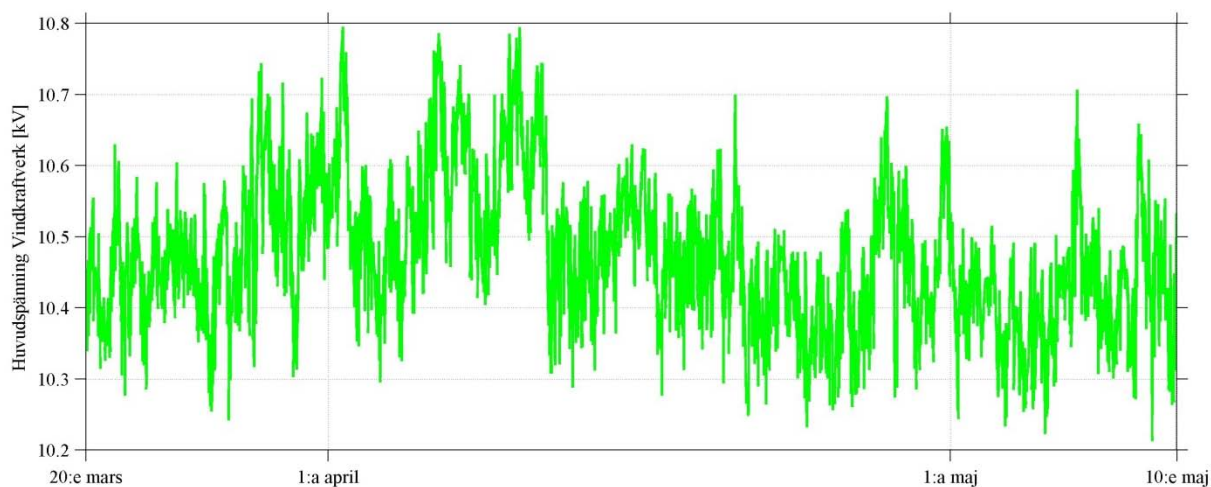


Figur 4.3: Aktiv och reaktiv effekt producerad av vindkraftverket under perioden 20:e mars till 10:e maj.

Den reaktiva effekten är i Figur 4.3 nästan oavbrutet negativ. Det innebär att vindkraftverket under nästan hela intervallet har upptagit reaktiv effekt, det för att kunna styra spänningen vid inkopplingspunkten och hålla den inom ett rimligt intervall.

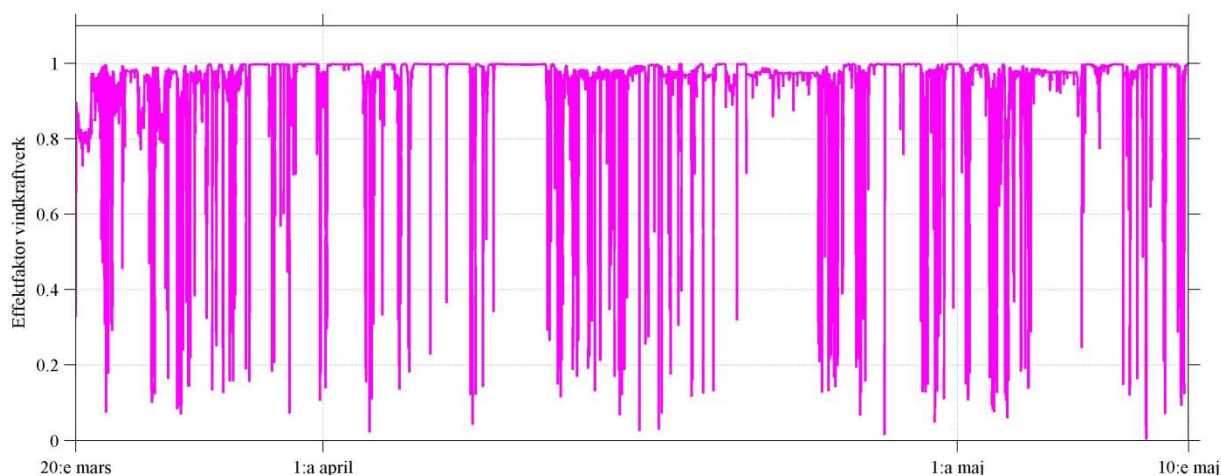
I Figur 4.4 visas spänningsnivån vid inkopplingspunkten för vindkraftverket. Den varierar ständigt men hålls kring en nivå på 10,5 kV. Spänningsnivån överstiger aldrig 10,8 kV och understiger inte 10,2 kV. I Svenska Kraftnätets föreskrift SvKFS 2005:2 ställs krav på teknisk dimensionering av produktionsanläggningar; detta för att skapa de nödvändiga förutsättningarna för driftsäkerhet i det nationella systemet. För att elnätet skall kunna motstå störningar är det meningen att

produktionsanläggningar skall kunna upprätthålla sin effektproduktion trots avvikelser i nätspänning. Dessa avvikelser får variera i intervallet 85-110 % av den nominella spänningen.



Figur 4.4: Huvudspänning vid vindkraftverkets inkopplingspunkt.

Figur 4.5 visar hur vindkraftverkets effektfaktor har varierat under perioden. Tack vare fulleffektsomriktaren är det möjligt att styra effektfaktorn. Det är ett bra stöd för nätet och som syns på bilden används denna styrning i hela spannet mellan noll och ett. Dock är det inte möjligt att se här ifall verket har levererat eller upptagit effekten eller hur mycket av aktiv respektive reaktiv effekt som producerats.



Figur 5.5: Vindkraftverkets effektfaktor.

Kapitel 5. SimPowerSystems

För att skapa en modell som representerar nätet vid inkopplingspunkten samt vindkraftverket och för att göra simuleringar används MATLAB Simulink med SimPowerSystems. Dessa programvaror innehåller färdiga block för de komponenter som behövs för simulering och används för att schematiskt bygga upp en fungerande modell.

I detta kapitel ges inledningsvis en kort förklaring till hur SimPowerSystems fungerar, för att sedan följas upp av beskrivningar av de olika block som använts vid simuleringar.

5.1 Simulink och SimPowerSystems

SimPowerSystems är en tilläggsprogramvara till Simulink och används för simuleringar av kraftsystem. System byggs upp grafiskt med hjälp av komponenter som representeras av färdiga block. Block finns för till exempel spänningskällor, ledningar och transformatorer. Det är även möjligt att med hjälp av block för matematiska funktioner skapa egna funktionsblock för att utföra godtyckliga operationer.

Varje komponent representerar en överföringsfunktion som styrs genom val av diverse parametrar. De differentialekvationer som bygger upp systemet löses numeriskt genom val av i programmet existerande algoritmer. Valet av algoritm avgörs av faktorer som hur noggrann simuleringen skall vara och vilken tidsåtgång som är rimlig. Algoritmerna kan använda sig av antingen dynamiskt tidssteg eller konstant tidssteg.

Omfattande dokumentation kring SimPowerSystems och Simulink är implementerat i programvarans hjälpfiler. För mer ingående information om de olika blockens funktionalitet hänvisas till dessa hjälpfiler.

5.2 Klassifikation av bussar

I de simulerade nätmodellerna används tre olika typer av bussar. Inställningar för busstyp görs separat för varje block. Anledningen till att dessa val görs är att SimPowerSystems löser effektöverföringsekvationerna olika beroende på vilka variabler som är kända. De val av buss som finns är:

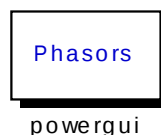
- PQ-buss: Den vanligaste typen av lastbuss som utgör 80-90 % av alla bussar i ett nät. Som namnet antyder är det den aktiva och reaktiva effekten som är kända parametrar.
- PV-buss: Vanligtvis är cirka 10 % av alla bussar i ett elnät av denna typ. Här är det spänningen och den aktiva effekten vid bussen som är kända, och således används för att lösa ekvationerna.
- I varje nät ingår dessutom en referensbuss, en så kallad swing bus. Denna buss används för att sätta systemets referensspänning och referensvinkel, alltså den spänning och vinkel som resten av systemet förhåller sig till vid beräkningar. Vanligtvis väljs referensvinkeln till 0.

5.3 SimPowerSystems blockfunktioner

Simulink och SimPowerSystems består av en stor mängd färdiga block att använda för simuleringar av många olika typer av applikationer och scenarion. Nedan presenteras de block som används i simuleringar utförda i denna rapport.

5.3.1 Powergui

En förutsättning för att kunna använda SimPowerSystems komponenter är att ett Powergui block implementeras. Powergui står för Power Graphical User Interface och används främst för att lagra den ekvivalenta Simulinkkretsen som skall representera de tillståndsekvationer som byggts upp av SimPowerSystems blocken [18].



Figur 5.1: Powergui-block i Simulink.

Powergui är ett verktyg som tillåter användaren att läsa av stationärtillståndsvärden på uppmätta strömmar och spänningar, modifiera begynnelsevärde för simuleringen och därmed dess värden i stationärtillstånd, utföra beräkningar av effektförbrukning mellan noder och initialisera startvärden för trefasnät innehållande motorer och/eller generatorer. Beräkningar av effektförbrukningen utförs med Newton-Raphson metoden.

Första inställningen som görs i Powergui bestämmer vilken typ av lösningsmetod programmet skall använda sig av. Valet av lösningsmetod står mellan kontinuerlig, diskret och fasvektormetod. Mer om dessa metoder står att läsa i hjälpfilerna eller [18] och kommer inte diskuteras i denna rapport.

Grundinställningar som görs i Powergui är gällande för de block som ingår i SimPowerSystems. Inställningar görs för nätfrekvens, effektbas, PQ-tolerans och maximala antalet iterationer som utförs i Newton-Raphson beräkningen.

Powergui innehåller dessutom flertalet hjälpmedel för att utföra beräkningar på det simulerade kraftsystemet. Exempel på dessa hjälpmedel är:

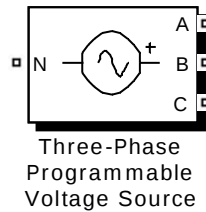
- Initialisering av motorer/generatorer – Beräknar initialiseringsinställningar för dessa block för en start i stationärtillstånd.
- Effektförbrukningsberäkningar – Ger detaljerad information kring flödet av effekt mellan noderna i nätet, samt spänning och fasvinkel vid samma noder.
- Fourieranalys – Utför analys av grundton och övertoner.
- Beräkning av parametrar för ledningar – Hjälpmedel för att beräkna resistans, induktans och kapacitans utefter valda parametrar.

Powergui innehåller naturligtvis ett flertal andra hjälpmedel som inte är av vikt för denna rapport och kommer därför inte presenteras här.

5.3.2 Three-Phase Programmable Voltage Source (TPPVS)

TPPVS är en enkel trefas spänningskälla där användaren i grundutförandet ställer in huvudspänning, vilken fasvinkel den skall starta med samt vilken frekvens spänningskällan skall arbeta med. I denna

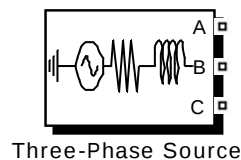
rapport används TPPVS till att simulera vindkraftverket. Inställningar görs även för effektöverföringsberäkningarna, där man kan välja om generatoren i vindkraftverket skall vara av typ PV, PQ eller Swing. Denna inställning påverkar endast den initialisering som sker i Powergui och har inget med blockets simuleringsvärden att göra.



Figur 5.2: TPPVS-block i Simulink.

Utöver grundinställningarna kan spänningskällan programmeras till att vid givna tidpunkter utföra ändringar i amplitud, skifte av fasvinkel eller ändring av frekvens.

5.3.3 Three-Phase Source (TPS)



Figur 5.3: TPS-block i Simulink.

TPS är ett block som implementerar en trefas spänningskälla med en intern R-L impedans. Inställningar som görs i blocket är huvudspänning, utgångsvärde på fasvinkeln, frekvens, den interna resistansen och induktansen, nominell spänning samt hur det interna nätet är kopplat (Y-Y till nolla eller Y till jord). Alternativt kan impedansen specificeras genom att ett värde på kortslutningseffekt och X/R-förhållande anges. Inställningar för effektöverföringsberäkningar görs på samma sätt som för TPPVS. TPS används till att simulera transmissionsnätet på 130 kV nivå.

5.3.4 Series RLC Branch (SB)

SB är ett block som modellerar resistiva, induktiva och kapacitiva elementen i serie. De parametrar som kan specificeras i blocket är vilken kombination av R, L och C som blocket skall ha samt värden för den kombination som valts.



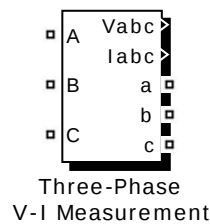
Figur 5.4: SB-block i Simulink.

Utöver detta kan även initiala induktorströmmen och kondensatorspänningen väljas. Lämnas de ospecificerade kommer Simulink själv att beräkna lämpliga värden som får simulationen att starta i stationärtillstånd [18]. SB används för att simulera laster.

5.3.5 Three-Phase V-I Measurement (TPVIM)

TPVIM är ett block som används för att mäta spänning och ström i ett trefassystem. Blocket har en enkel funktion och kopplas in direkt i nätet vid det ställe man vill göra mätningen. Detta block

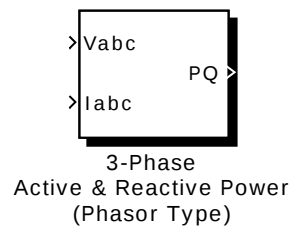
används för att göra de mätningar som används för TPAR-blocket för att beräkna aktiv och reaktiv effekt.



Figur 5.5: TPVIM-block i Simulink.

5.3.6 Three-Phase Active & Reactive Power (TPAR)

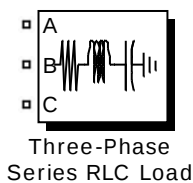
TPAR används för att beräkna aktiv och reaktiv effekt. Dess insignaler tas från TPVIM-blocket. Blocket fungerar enligt ekvationerna 2.20 och 2.21.



Figur 6.6: TPAR-block i Simulink.

5.3.7 Three-Phase Series RLC Load (TPSL)

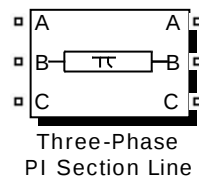
Precis som SB-blocket modelleras här de resistiva, induktiva och kapacitiva elementen i serie och uppvisar en konstant impedans. Som namnet antyder används detta block för att simulera en last i ett trefasigt nät. De inställningar som kan göras är hur de tre faserna är sammankopplade (Y- eller Delta-kopplade samt huruvida neutralledaren är jordad eller ej), huvudspänning, frekvens, samt aktiv och reaktiv effekt. Mätningar för ström och spänning kan utföras direkt i blocket.



Figur 5.7: TPSL-block i Simulink.

Till sist kan inställningar för effektöverföringsberäkningar göras; konstant impedans eller konstant PQ. Detta val görs i första hand för effektöverföringsberäkningarna i Powergui. Vid valet konstant impedans kommer impedansen att hållas konstant medan aktiv och reaktiv effekt varierar. Vid val av konstant PQ kommer inställda huvudspänningen att justeras till det av effektöverföringsverktyget beräknade värdet [18]. TPSL används för att på ett enkelt sätt simulera större laster, till exempel industrier eller bostadsområden

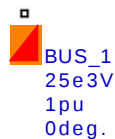
5.3.8 Three-Phase PI Section Line (TPPISL)



Figur 5.8: TPPISL-block i Simulink

TPPISL modellerar en trefasig balanserad transmissionsledning där alla ledningens parametrar hopbuntas till en ekvivalent Pi-modell. Parametrarna för resistans, induktans och kapacitans återges som positiv- och nollsekvens parametrar som tar hänsyn till de induktiva och kapacitiva kopplingarna mellan ledarna samt till jord. De inställningar som görs är för frekvens, positiv- och nollsekvens värden för R, L och C per km samt den modellerade ledningens längd [18].

5.3.9 Load Flow Bus (LFB)



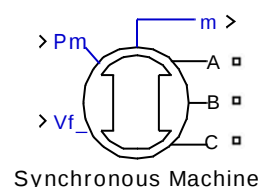
Figur 5.9: LFB-block i Simulink.

Load Flow Bus används i trefasiga modeller att markera bussens/bussarnas placering och dess parametrar för att kunna använda sig av effektöverföringverktöget i Powergui. Detta block placeras vid andra SimPowerSystems-block där spänning och effekt kan anges.

När effektlödesanalysen är gjord kommer dess resultat med spänningsstorlek samt fasvinkel att visas bredvid blocket. De parametrar som skall anges i blockets dialogruta är namn eller nummer för identifikation av bussen, märkspänning i volt men även i per unit att styra märkspänningen med och vinkel i per unit. Dessa parametrar används endast för initialiseringen av modellen, de har ingen inverkar på simuleringsresultet [18].

5.3.10 Synchronous Machine (SM)

Synkronmaskinen modelleras antingen som en motor eller en generator beroende på tecknet på den mekaniska effekten P_m (positiv för generatordrift och negativt för motordrift). Modellen tar hänsyn till dynamiken hos statorn samt fält- och dämpningslindningar.



Figur 5.10: SM-block i Simulink.

Några av de parametrar som skall anges i maskinen i SimPowerSystems är märkeffekt, spänning, frekvens, dämpning, tröghet och antalet polpar.

Som indata anges den mekaniska effekten P_m , med positivt eller negativt tecken, eller maskinens hastighet w i rad/s om det föredras. Vidare anges fältspänningen V_f . Som utdata ges en vektor m som innehåller 22 signaler från maskinen. Bland dessa ingår exempelvis statorströmmar och spänningar, magnetiskt flöde, vridmoment samt upptagen/avgiven aktiv och reaktiv effekt. Synkronmaskinen används för att simulera vindkraftverket.

Kapitel 6. Simulering & analys

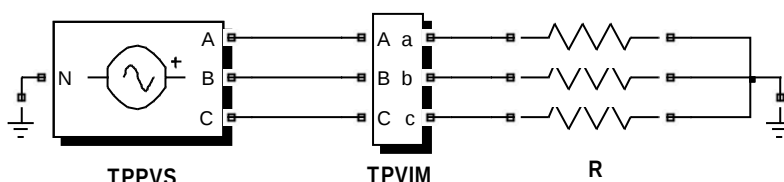
Modellen för den del av elnätet mellan vindkraftverket och Göteborgs regionnät har byggts upp successivt. De första enkla modellerna konstruerades för att de är okomplicerade att utföra analytiska beräkningar på och dessa beräkningar bör kunna bekräftas med simuleringar i SimPowerSystems. Detta görs för att kunna verifiera simuleringsresultat i mer avancerade modeller då beräkning för hand inte är ett alternativ. Alla värden på strömmar och spänningar är rms-värden om inte annat anges.

6.1 Enkel modell med TPPVS som spänningskälla

I simuleringarna förutsätts vindens hastighet vara konstant, vilket medför att ineffekten också anses konstant. Eftersom generatoren i vindkraftverket är "frånkopplad" från nätet på grund av omriktaren så bör hela vindkraftverket därför uppföra sig som en ideal spänningskälla. Den ideala spänningskällan representerar rotor, generator och omriktare.

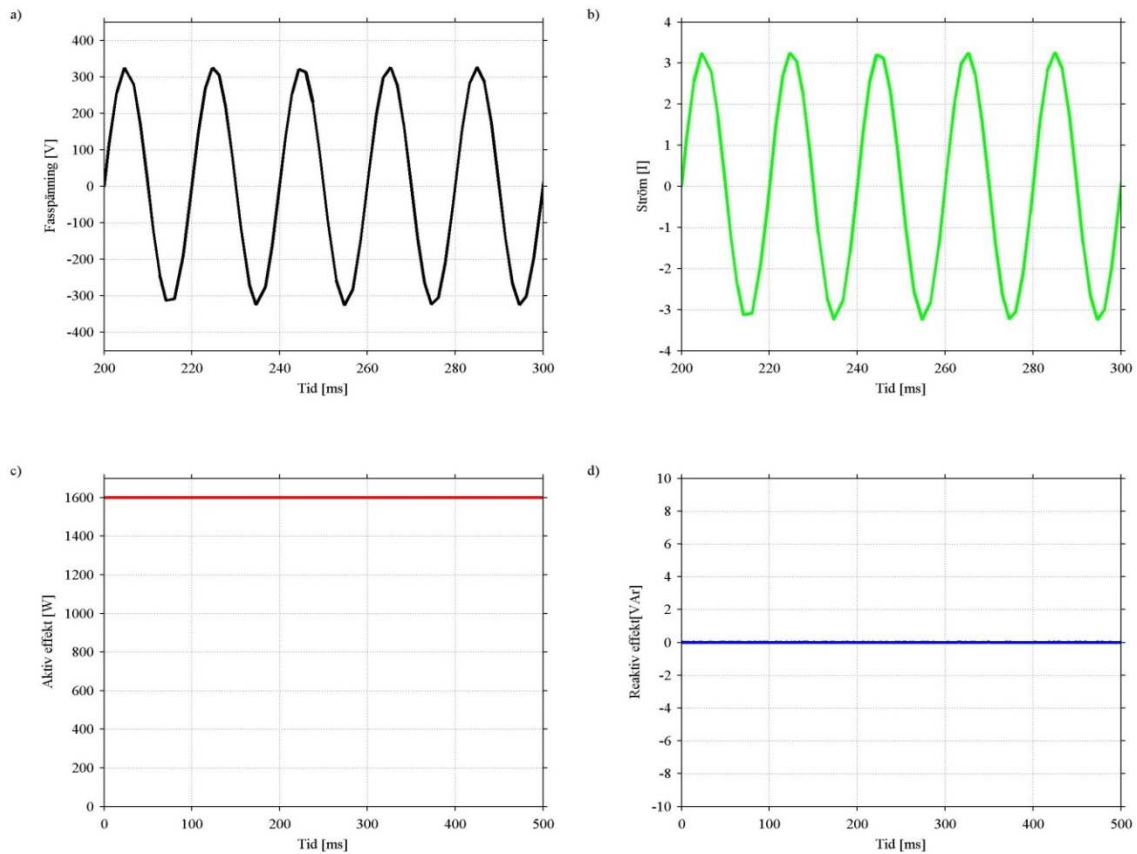
I ett första steg utfördes simuleringen av vindkraftverket med hjälp av en Three-Phase Programmable Voltage Source (TPPVS). TPPVS-blocket valdes främst för dess enkla funktion, men också för att den går att programmera till att utföra ändringar av amplitud, fas eller frekvens under simulering. Framförallt ändring av fasvinkel är av intresse.

För att verifiera dess funktion skapades en enkel modell där spänningskällan enbart kopplades till resistanser enligt Figur 6.1. Önskvärt är att TPPVS skall fungera som en ideal spänningskälla under simuleringar och att det skall vara möjligt att styra den effekt som produceras, både aktiv och reaktiv effekt.



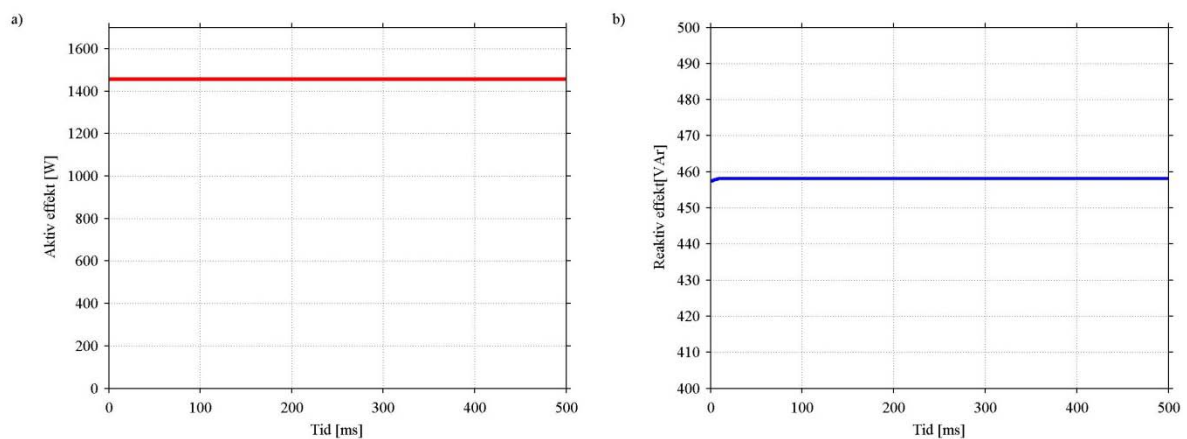
Figur 6.1: Enkel Simulinkmodell med TPPVS.

I modellen mäts fasspänning och ström ur spänningskällan. I testmodellen angavs värden för spänningskällans huvudspänning $U_h = 400 \text{ V}$ och resistanserna $R = 100 \Omega$. Enligt beräkningar skulle strömmen bli $I = 2,3 \text{ A}$, aktiva effekten $P = 1\,593 \text{ W}$ och reaktiva effekten $Q = 0$ eftersom lasten är rent resistiv. Modellen bekräftas fungera enligt de beräknade värdena. Simulerade värden redovisas i Figur 6.2. Observera att figurerna ej har perfekt sinusform, vilket beror på för stort tidssteg i simuleringen.



Figur 6.2: Uppmätta värden från Modell 1 för a) Fasspänning b) Ström c) Aktiv effekt d) Reaktiv effekt

Modellen i Figur 6.1 ändrades i nästa steg till att ha en last med lika stor resistans som kombineras med en induktans $L = 100 \text{ mH}$ kopplad i serie. Detta gjordes för att bekräfta att även produktionen av den reaktiva effekten uppför sig som förväntat. Teoretiska värden beräknades för aktiv effekt till $P = 1454 \text{ W}$ och reaktiv effekt till $Q = 456 \text{ VAr}$, se bilaga 3. Genom simulering bekräftas även dessa värden, enligt Figur 6.3.

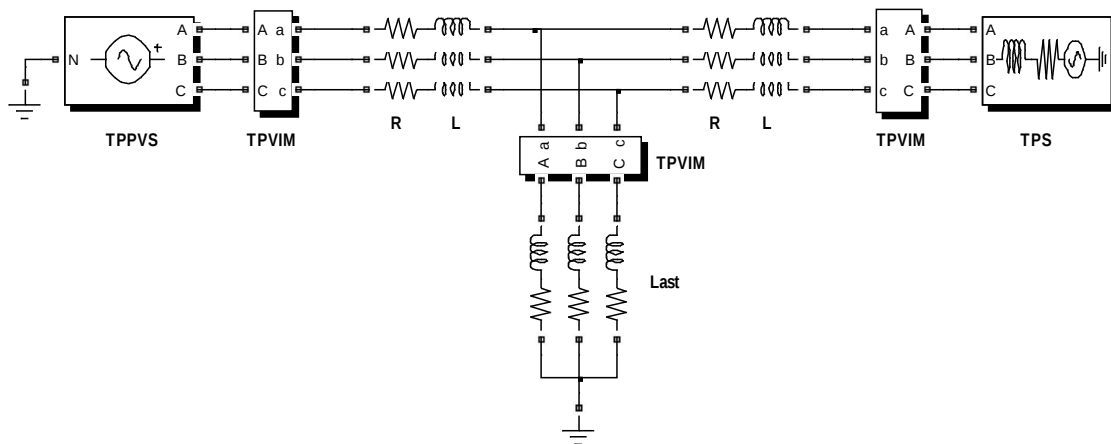


Figur 6.3: Uppmätta värden från Modell 2 för a) Aktiv effekt b) Reaktiv effekt

Som ett andra steg utvecklades modellen genom att koppla samman det simulerade vindkraftverket (TPPVS) med elnätet som simuleras av en Three-Phase Source (TPS). Spänningsnivån för vindkraftverket och elnätet är $U_{TPPVS} = U_{TPS} = 400 \text{ V}$. Mellan vindkraftverket och nätet ansluts en last av resistiv och induktiv karaktär där $R = 50 \Omega$ och $L = 10 \text{ mH}$. Kablarna som förbinder källorna

med lasten simuleras som en serieimpedans med värden för resistans och induktans, $R = 1 \Omega$ och $L = 1 \text{ mH}$, se Figur 6.4. Att kablarna är induktiva och inte kapacitiva beror dels på att de är korta att kapacitansen blir försumbart liten men också på att kablarna är förstärkta med en järnkärna och skärmade med stålband vilket ändrar reluktansen kring kabeln som leder till ett högt induktansvärde.

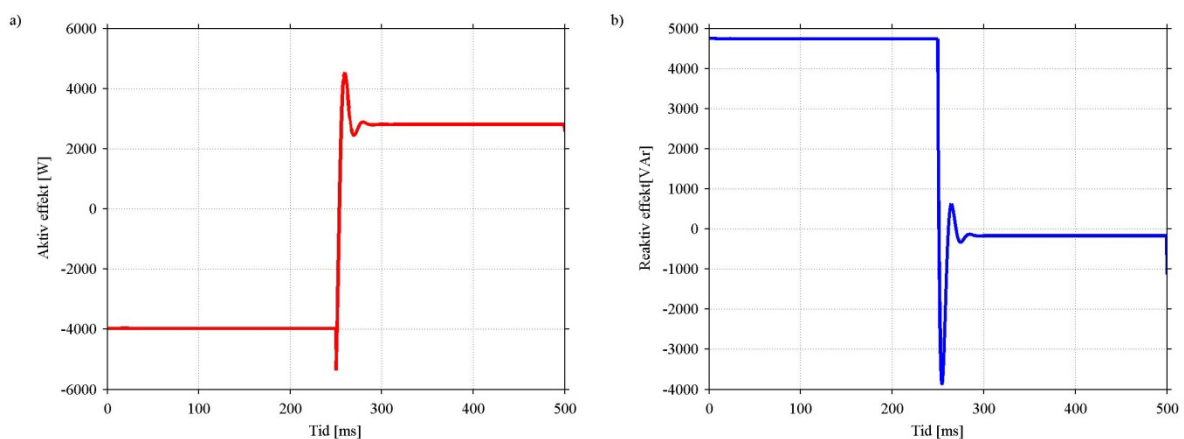
Mätningar i systemet sker vid tre punkter i modellen med hjälp av Three-Phase V-I Measurement (TPVIM) kopplade till varsin Three-Phase Active & Reactive Power (TPAR). Detta ger mätvärden för spänning, ström, aktiv och reaktiv effekt vid varje mätpunkt. Anledningen till att dessa mätningar utförs är att kontrollera storleken på den effekt de båda källorna genererar samt storleken på den effekt som lasten upptar, samt att kontrollera vilken riktning flödet av effekten har.



Figur 6.4: Modell 3 för simulering av vindkraftverket.

Efter att modellen konstaterats fungera då simulerade värden överensstämde med beräknade värden undersöktes vidare möjligheten att styra flödet av den aktiva och reaktiva effekten mellan noderna; dels vid normaldrift men också vid ett visst spänningsbortfall från nätet. Se bilaga 4 för beräkningar.

TPPVS:en ställdes in så att utgångsläget för dess fasvinkel var 20 grader efter elnätets (TPS:en) fasvinkel. Enligt teorin skulle detta resultera i ett effektförflöde från TPS:en till TPPVS:en. Efter 250 ms vrids fasvinkeln på TPPVS:en tillbaks så att de båda källorna åter ligger i fas med varandra, se Figur 6.5.



Figur 6.5: a) Aktiv effekt vid TPPVS b) Reaktiv effekt vid TPPVS

Som synes i Figur 6.5 resulterar detta i att vindkraftverkets nod de första 250 ms tar emot aktiv effekt, för att efter 250 ms istället hjälpa till att leverera effekt till lasten.

Ur modellen konstaterades dessutom att maximalt effektflöde till lasten erhöles när de båda spänningarna U_{TPPVS} och U_{TPS} ligger i fas, vilket också var förväntat enligt effektöverföringsekvationerna. Detta på grund av det faktum att när överföringsvinklarna ligger i fas sker inget flöde av effekt mellan dessa två noder, utan all effekt överförs till lastnoden.

Tester utfördes också där ett spänningsbortfall på huvudnätet simulerades. Detta för att undersöka möjligheterna att kompensera för det resulterande spänningsfallet i övriga punkter i modellen genom att öka produktionen av reaktiv effekt. Det enda sättet att styra den reaktiva effekten är att fasförskjuta källan som simulerar vindkraftverket. Simuleringens utgångsvärden ställdes så att spänningen på nätet, TPS-blocket, har ett bortfall på 70 % och att vindkraftverket är -20 grader fasförskjutet. Spänningsnivån vid vindkraftverket förhöll sig dock oförändrad genom hela simuleringen.

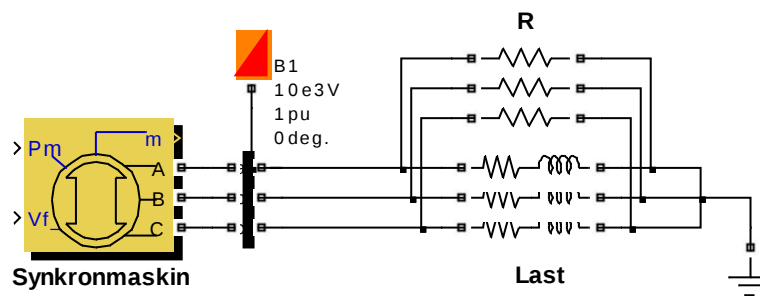
Simuleringar utfördes när fasvinkeln hos vindkraftverket successivt ändrades tillbaks mot 0 graders förskjutning. Spänningarna vid last och nät steg något när vindkraftverkets vinkel ändrades, vilket var önskvärt. Däremot medförde kompenseringen att strömmarna ökade ytterligare, då de redan var stora på grund av spänningsbortfallet från nätet.

Ur dessa simulationer drogs slutsatsen att styrning av reaktiv effekt endast var möjlig om spänningskällornas utgångsläge innebar att de låg ur fas relativt varandra. Om så var fallet var enda möjliga kompenseringen att vrida en av källorna till det läge då de återigen låg i fas, för att enligt ovan se till att maximera spänningen över lasten. Styrning av den reaktiva effekten på ovan beskrivna vis innebär samtidigt att flödet av aktiv effekt ändras simultant. Det finns ingen möjlighet att styra den aktiva och reaktiva effekten individuellt.

Anledningen till varför TPPVS användes som spänningskälla i denna modell var dess enkla utförande. Dock uppenbarades begränsningen med att låta den modellera vindkraftverket. Möjligheterna att styra aktiv och reaktiv effekt är begränsade. Framförallt begränsas möjligheten att kompensera för spänningsfall över lasten, vid ett fel på nätet, genom ökad produktion av reaktiv effekt. För att uppnå större kontroll över styrningen av effekt från vindkraftverket byts därför TPPVS:en ut mot en synkronmaskin. Möjligheten att styra den aktiva och reaktiva effekten individuellt är av vikt för att kunna undersöka huruvida det är möjligt att kompensera fel på elnätet med ökad effektproduktion från vindkraftverket.

6.2 Första modell med synkronmaskin

Precis som för modellen med TPPVS som spänningskälla måste synkronmaskinens funktionalitet verifieras. Samma tillvägagångssätt användes som för TPPVS:en. Synkronmaskinen, som valdes att ha en märkspänning $U = 10 \text{ kV}$ och märkeffekt $S_n = 1,2 \text{ MVA}$, kopplades till en last, Series RLC Branch (SB) med resistiv och induktiv karaktär, $R_{last} = 75 \Omega$ och $L_{last} = 100 \text{ mH}$. Eftersom modellen innehåller enbart en nod med en spänningskälla kommer denna automatiskt att klassas som referensbuss vilket innebär att spänningen vid bussen kommer försöka hållas till synkronmaskinens märkspänning.

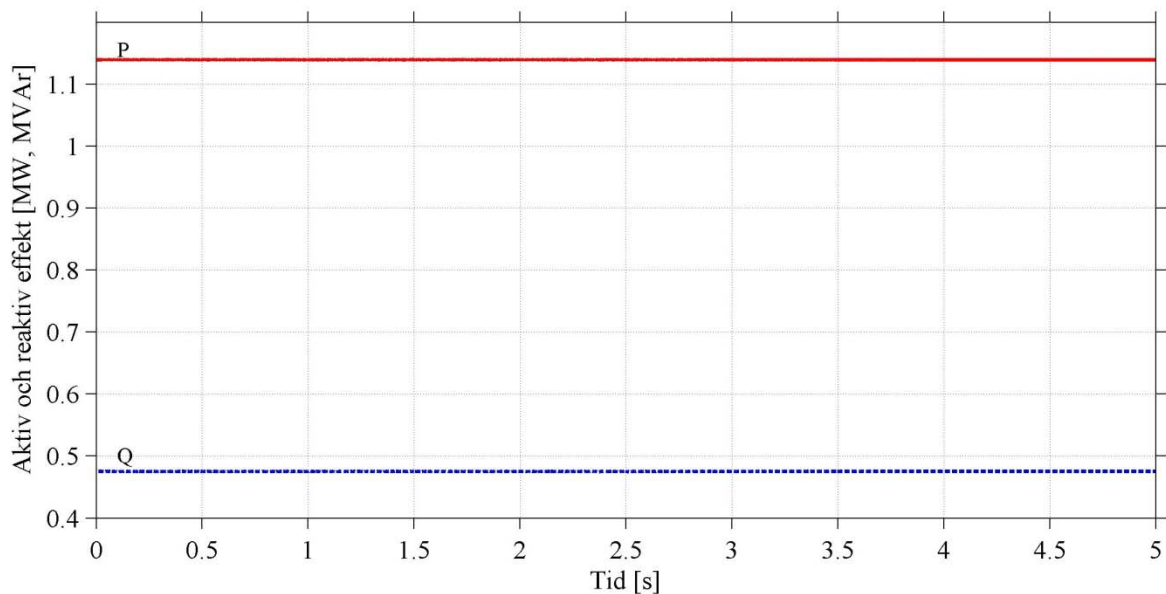


Figur 7: Synkronmaskin modell 1.

För att synkronmaskinen (SM) skall starta i stationärtillstånd utförs dels en maskininitialisering och en effektlödesanalys i Powergui-blocket. Dessa två åtgärder innebär att programmet på egen hand gör de inställningar av magnetiseringsspänningen V_f och den mekaniska effekten P_m som krävs för att SM-blocket skall fungera efter valda inställningar och leverera den effekt som lasten kräver.

Synkronmaskinen kan inte simuleras i serie med det induktiva elementet i SB-blocket som utgör lasten. De induktiva elementen kommer till en början motverka den strömförändring som sker. I verkligheten sker den förändringen kontinuerligt medan det i simuleringen kommer ske som diskreta steg. Dessa steg kan programmet inte hantera. Därför kopplas resistanser parallellt med lasten för att strömmen skall ha en väg att gå under den tid induktanserna magnetiseras. Dessa resistanser väljs så stora, $R = 15\text{ k}\Omega$, att de på grund av parallellkopplingen kommer ha en försumbar inverkan på lastens totala resistans.

Vid en spänningsnivå i nätet på 10 kV beräknades den aktiva effektutvecklingen till $P_{last} = 1,134\text{ MW}$ och den reaktiva effektutvecklingen till $Q_{last} = 0,475\text{ MVar}$, se bilaga 5. De vid simulering uppmätta värdena för aktiv och reaktiv effektutveckling vid lasten stämde väl överens med de teoretiskt beräknade värdena, se Figur 6.7. SM-blocket fungerade alltså som tänkt, och tillsammans med Powergui-blocket gjordes de grundinställningar som krävs för att modellen skall starta i stationärtillstånd, precis som önskat.



Figur 6.7: Aktiv och reaktiv i lasten hos den första modellen.

SM-blocket visar på en betydligt större versatilitet än tidigare använda TPPVS. Effektproduktionen sker genom blockets inställningar för märkeffekten S_n . Styrning av aktiv effekt sker genom att ett per unit-värde appliceras på ingången för mekanisk effekt, P_m , varpå synkronmaskinen levererar den andelen effekt av inställda värdet på märkeffekten S_n .

Styrningen av den reaktiva effektproduktionen sker genom över- eller undermagnetisering av synkrongeneratoren. Detta sker genom att en spänning appliceras över synkronmaskinens magnetiseringslindning, i blocket kallad ingång V_f .

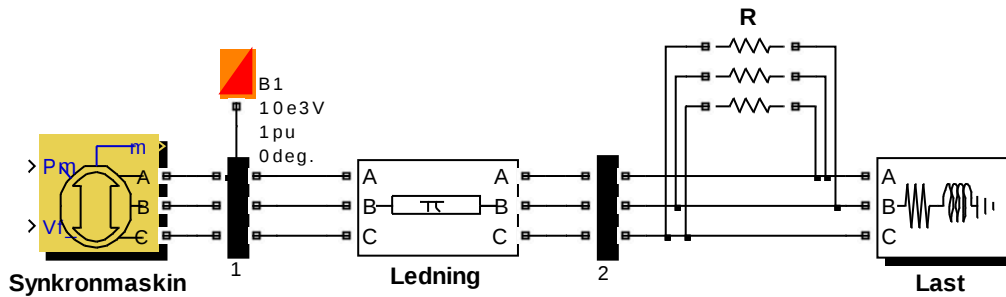
Att kunna styra effektproduktionen på detta vis innebär en stor fördel jämfört med den tidigare modellen.

6.3 Andra modellen med synkronmaskin

Eftersom tidigare modell med SM-blocket gett tillfredställande resultat när det kom till styrning av effektproduktion valdes synkronmaskinmodellen för vidareutveckling.

I ett nästa steg utvecklades modellen genom att tillföra en modell av en ledning mellan vindkraftverket och lasten, se Figur 6.8. Ledningen modelleras av en Three-Phase Pi Section Line (TPPISL). Ledningens parametrar valdes till resistans $R_L = 0,424 \Omega$ och reaktans $X_L = 0,340 \Omega$, vilket är de av Göteborg Energi Nät tillhandahålla värdena på kabelsträckan mellan vindkraftverkets inkopplingspunkt och station K4.

Lasten byttes ut till att modelleras av en Three-Phase Series RLC Load (TPSL). Bytet av lastblock grundade sig i att TPSL besitter större möjligheter att detaljstyras; till exempel är det möjligt att med exakta värden ange dess förbrukning av aktiv och reaktiv effekt. Inställningar för TPSL gjordes så att dess effektförbrukning är den samma som effektförbrukningen för lasten i Synkronmaskin modell 1, alltså $P_{last} = 1,134 MW$ och $Q_{last} = 0,475 MVar$. Även i denna modell är det nödvändigt att koppla resistanser parallellt med lasten eftersom den inte kan modelleras i serie med synkronmaskinen. Återigen valdes resistanserna till $R = 15 k\Omega$.



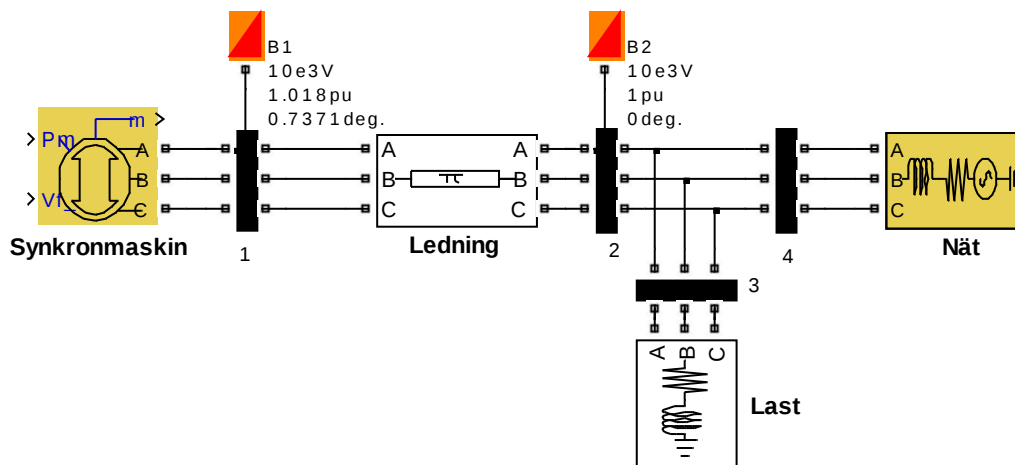
Figur 6.8: Synkronmaskin modell 2

I bilaga 6 beräknas vilka effektförluster som förväntas uppstå över ledningen. Utefter uppmätta värden i den simulerade modellen visar sig de teoretiska värdena överensstämja med de simulerade. Då den simulerade (och verkliga) ledningen har en längd på endast 3,4 km är ledningsförlusterna relativt små, $P_{förl.} = 6\,300\text{ W}$ och $Q_{förl.} = 5\,000\text{ VAr}$, vilket motsvarar cirka 0,6 % respektive 1,1 %.

Ur denna modell verifierades att även TPPISL-blocket fungerade på ett önskvärt vis och att modellen fungerar som tänkt. Även TPSL (lastblocket) fungerade som tänkt.

6.4 Tredje modellen med synkronmaskin

Ovanstående modell utvecklas vidare genom att ännu en spänningskälla adderas till kretsen, se Figur 6.9. Valet föll på en TPS, även den med märkspänning $U_{TPS} = 10\text{ kV}$. TPS-blockets uppgift är att modellera huvuddelen av Göteborgs elnät, alltså elnätet bortom den station som Göteborg Energi Nät kallar för station K6. TPS-blocket valdes på grund av att det verkade lämpligt för att simulera en spänningskälla vars egenskaper skulle uppföra sig som ett starkt elnät bör göra.

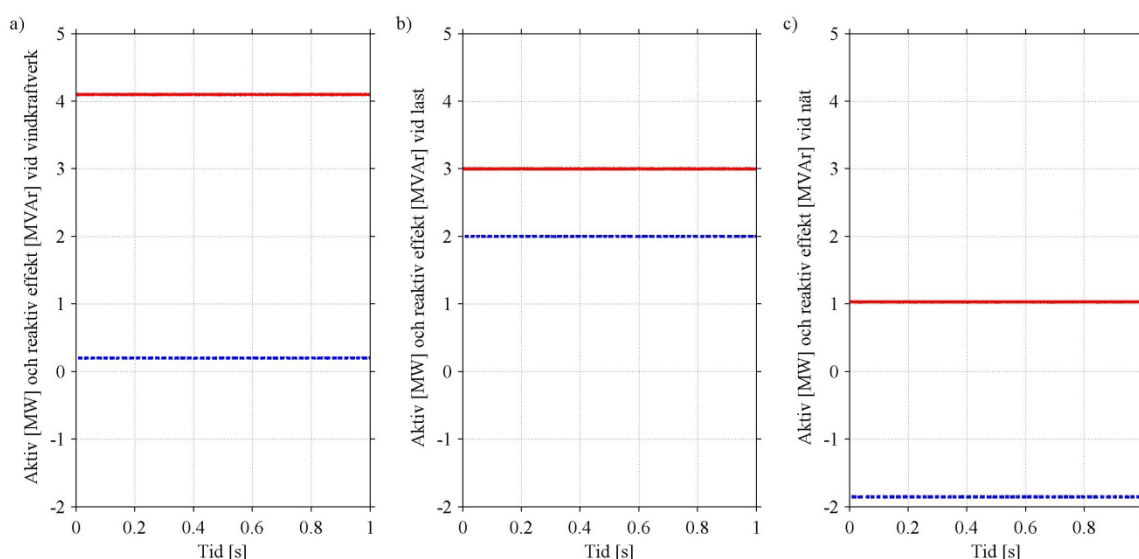


Figur 6.9: Synkronmaskin modell 3.

Synkronmaskinen är inställd på att ha en märkeffekt $S_{SM} = 10\text{ MVA}$ och en märkspänning $U_{SM} = 10\text{ kV}$ och dessutom generera aktiv och reaktiv effekt $P_{SM} = 4,1\text{ MW}$ och $Q_{SM} = 0,2\text{ MVar}$. Lasten ställdes in på att förbruka $P_{last} = 3\text{ MW}$ och $Q_{last} = 2\text{ MVar}$. Dessa värden valdes för att de är jämna värden och att det då skulle vara enkelt att kontrollera simuleringsresultatet. Lastens reaktiva effektförbrukning valdes att vara högre än den reaktiva effekt som synkrogeneratorn producerar, detta för att verifiera att nätet i det fallet kommer att tillgodose lasten.

Då lasten är inställd på att förbruka mindre effekt än vad synkronmaskinen genererar kommer överskottet att passera vidare till huvudnätet. Att modellen fungerar på detta vis bekräftas med en simulering, se Figur 6.10. Graferna representerar den aktiva och reaktiva effekt som synkronmaskinen genererar, den aktiva och reaktiva effekt som lasten förbrukar samt den aktiva och reaktiva effekt som huvudnätet upptar/genererar.

På blocken för mätningarna är polariteten densamma i hela modellen, med positiv polaritet åt vänster och negativ polaritet åt höger. Med andra ord är positiv riktning från synkronmaskinen till nätet. I Figur 6.10 återges den aktiva effekten i graferna med en röd linje och den reaktiva effekten med en blå streckad linje. Figuren visar i graf a) effekten producerad av vindkraftverket, i graf b) effekten upptagen av lasten och i graf c) den av nätet upptagna aktiva effekten och den av nätet genererade reaktiva effekten.



Figur 6.10 a) Aktiv och reaktiv effekt producerad av vindkraftverket b) aktiv och reaktiv effekt upptagen av lasten c) aktiv och reaktiv effekt upptagen/genererad av huvudnätet.

Resultatet av simuleringarna verkar rimligt då summan av effekterna stämmer. Den av vindkraftverket producerade aktiva effekten på 4,1 MW överförs via ledningen, där små förluster uppstår, till lasten som upptar 3 MW och resterande 1 MW upptas av nätet. Den reaktiva effekt som lasten förbrukar kommer från både vindkraftverk och nät, nästan 2 MVar från nätet och resterande från vindkraftverket.

6.5 Slutgiltig modell av elnät med vindkraftverk

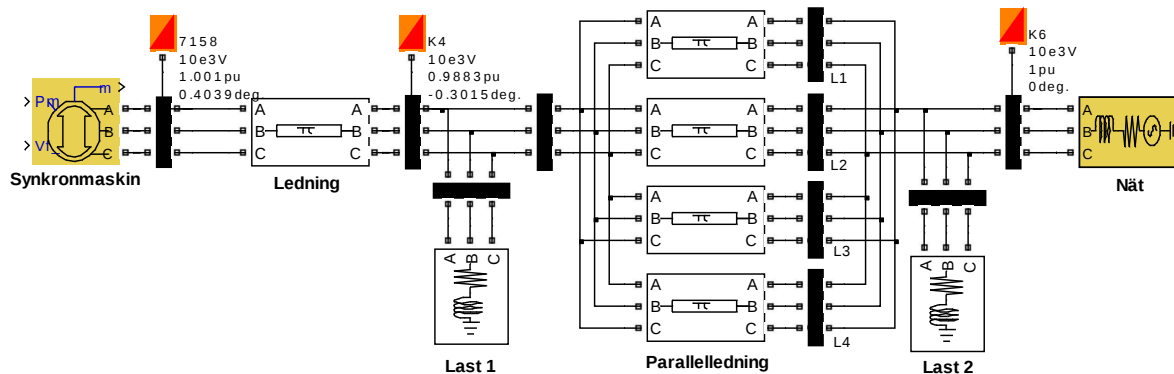
När funktionalitet och uppträdande i blocken verifierats att fungera som önskat utvecklades de tidigare modellerna till att överensstämma med den nätmodell som tillhandahållits av Göteborg Energi Nät.

Modellen utökades med Last 2 och de fyra parallella kablarna L63-L66. Parametrarna för resistans och reaktans för de fyra kablarna angavs som $R_{L63} = 0,321 \Omega$ och $X_{L63} = 0,375 \Omega$ per kabel. Uppgifter för dessa kablar har även de tillhandahållits av Göteborg Energi Nät.

Figur 6.11 visar den slutgiltiga nätmodellen (jämför med Figur 4.2). Vindkraftverket modelleras som tidigare av ett SM-block som förbinds med station K4 genom den 3,4 km långa ledningen. Vid station

K4 är Last 1 ansluten. Vidare förbinds station K4 dels med station K6 genom fyra parallella kablar. Vid station K6 är dels Last 2 ansluten och dels ansluts huvudnätet.

Station K6 ansluter i verkligheten till 130 kV-nätet genom två transformatorer, men på grund av bristande data för fullgoda simuleringar av dessa transformatorer samt bristande data för den last som existerar på uppspänningssidan av den första transformatorn valdes att begränsa modellen till 10 kV sidan. TPS-blocket simulerar alltså nedspänningssidan av den transformator som tidigare benämnts T3 och är satt till att ha en huvudspänning $U_{nät} = 10 \text{ kV}$.



Figur 6.11: Den slutgiltiga Simulink-modellen för elnät och vindkraftverk.

För att kunna undersöka hur väl nätmodellen fungerar skall de uppmätta och de simulerade värdena för effekter, strömmar och spänningarna i tre punkter i nätet jämföras med varandra. För att göra detta valdes ett dygn ut från mätdata för hela perioden. Valet föll på den 5:e april, ett dygn då effekten från vindkraftverket var varierande men uppnådde en aktiv effekt på nära 4 MW, som är vindkraftverkets märkeffekt.

Anledningen till att välja ut endast ett dygn för jämförelser är att lastblocken i Simulink saknar förmågan att läsa in filer med mätdata, vilket är en nödvändighet då effektbehovet från lasterna inte är kontinuerligt under dygnet utan varierar enligt tidigare beskrivna värden. En sådan inläsningsfunktion hade gjort det möjligt att simulera hela tidsspannet från mars till maj. För att lösa det fick dygnet bestå av 24 punkter, ett värde per timme. Värden för varje punkt simuleras sen separat.

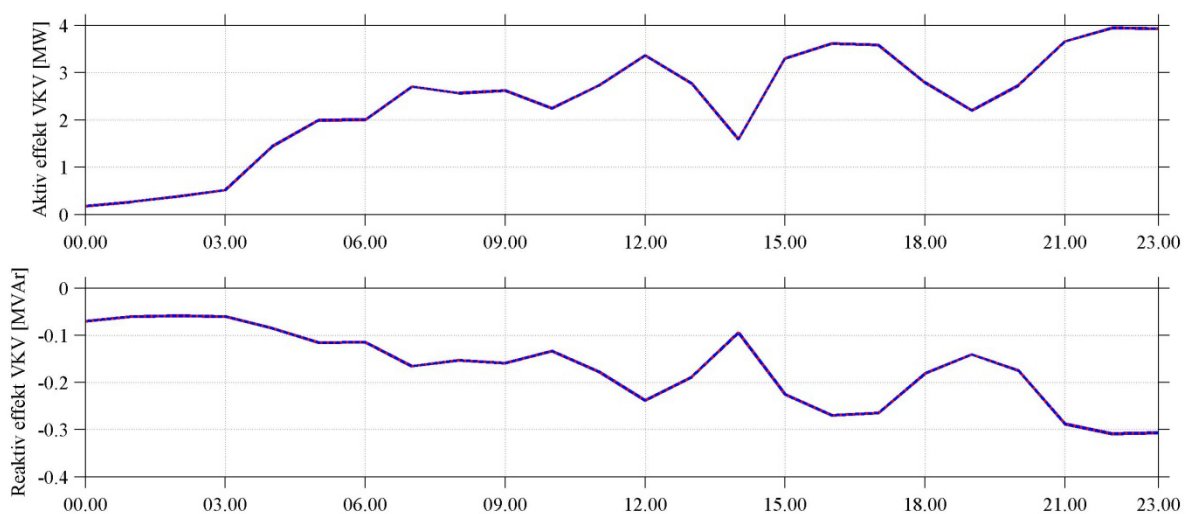
För varje av dessa 24 punkter angavs den uppmätta aktiva och reaktiva effekten som parametrar i tre av nätmodellens block; i synkronmaskinen, Last 1 och Last 2. Med andra ord angavs för den första timmen den vid vindkraftverket uppmätta aktiva och reaktiva effekten som effektproduktion från SM-blocket samt de beräknade värdena för den aktiva och reaktiva effektförbrukningen i lasterna angavs i vardera lastblock. De beräknade värdena hänvisas i förtsättningen av detta avsnitt till som uppmätta värden, då de beräknats från uppmätta värden.

Därefter utfördes simuleringar. Resultaten för effekt, strömmar och spänningar i de tre punkterna sparades i tabeller. Proceduren upprepas en gång för varje av dygnets 24 timmar. Först plottas de aktiva och reaktiva effekterna vid fyra punkter, dels de tre punkterna beskrivna ovan (vindkraftverk, Last 1 och Last 2) och dels nedspänningssidan vid transformator T3. Mät punkt fyra är alltså

effektflödet från huvudnätet till lasterna. Sedan plottas strömmar och spänningar vid de tre punkterna; vindkraftverk, Last 1 och Last 2.

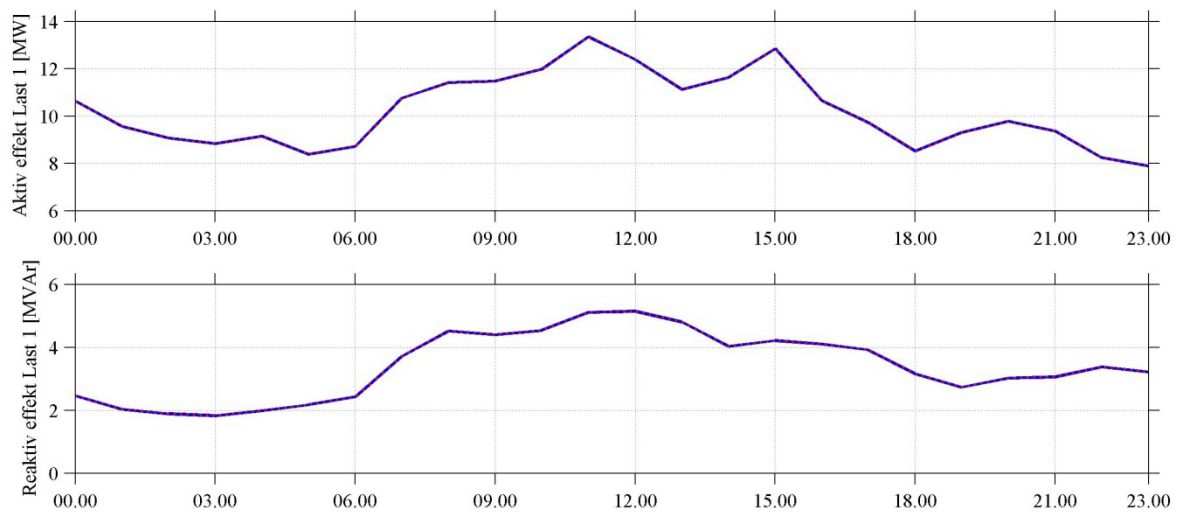
Det är med dessa strömmar och spänningar det kommer vara möjligt att avgöra hur väl nätmodellen fungerar. Eftersom det för varje timma angivits hur mycket producerad och upptagen effekt modellen i simuleringen skall ha kommer de simulerade och de uppmätta värdena inte att skilja sig åt särskilt mycket. Därför är det av större intresse att jämföra simulerade värden för spänningar och strömmar med uppmätta värden, eftersom dessa värden aldrig använts som indata till modellen.

I Figur 6.12 visas en plott av den aktiva och den reaktiva effekten som vindkraftverket producerat under ett dygn. Eftersom indata till modellen är identisk med de uppmätta värdena överlappar graferna för uppmätta och simulerade värden varandra.



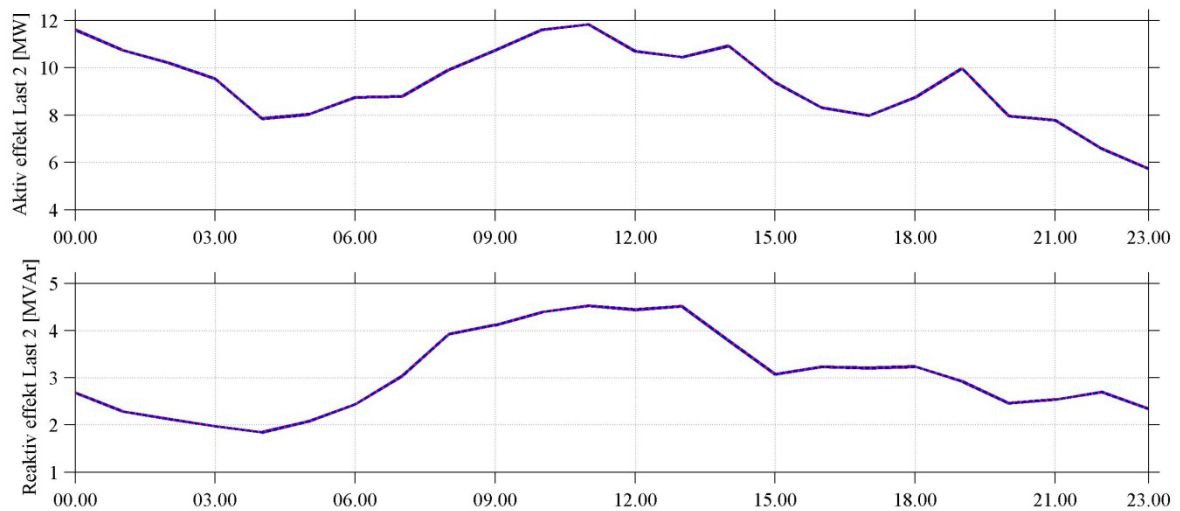
Figur 6.12: Uppmätt och simulerad aktiv och reaktiv effekt genererad av vindkraftverket.

I Figur 6.13 visas de uppmätta och simulerade värdena för aktiv och reaktiv effekt som förbrukas av Last 1. Som synes i grafen så följer även dessa värden varandra.



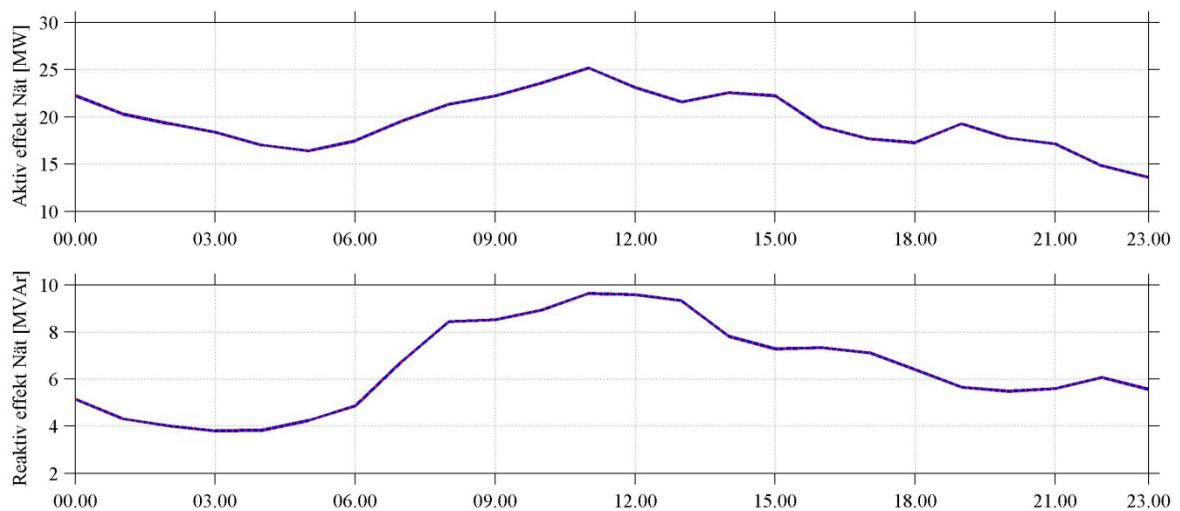
Figur 6.13: Uppmätt och simulerad aktiv och reaktiv effektförbrukning i Last 1.

Även Figur 6.14 visar tydligt att de simulerade och de uppmätta värdena för effektförbrukning i Last 2 överensstämmer väl med varandra.



Figur 6.14: Uppmätt och simulerad aktiv och reaktiv effektförbrukning i Last 2.

I Figur 6.15 visas grafer över den aktiva och reaktiva effekt som matas in i modellen genom nedspänningssidan på transformator T3 vid station K6. Denna inmatade effekt, tillsammans med den av vindkraftverket producerade effekten, skall tillgodose de båda lasternas effektbehov.



Figur 6.15: Uppmätt och simulerad aktiv och reaktiv effekt vid nätet.

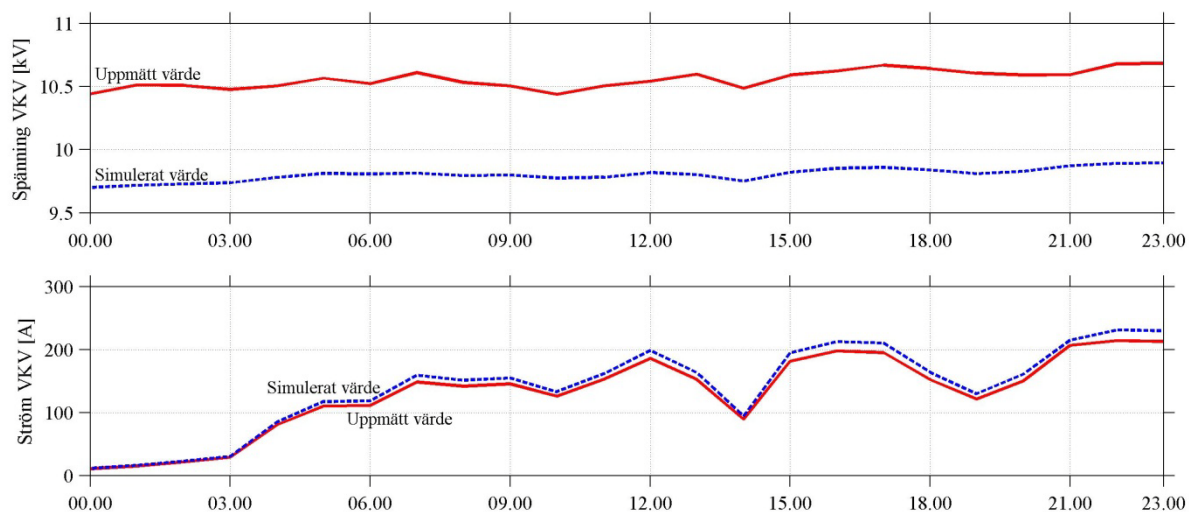
Efter att ha konstaterat att inställda värden för effekterna simulerats som tänkt kan resten av funktionaliteten i modellen verifieras. Detta görs genom jämförelse av spännings- och strömgrafer för uppmätta och simulerade värden. Tanken är att ifall modellen uppför sig på ett korrekt vis kommer simulerade värden för spänning och ström att följa de uppmätta.

Figur 6.16 visar grafer för spännings- och strömnivå vid vindkraftverkets inkopplingspunkt, Figur 6.17 visar grafer för spännings- och strömnivå vid Last 1 och Figur 6.18 visar samma grafer fast vid Last 2.

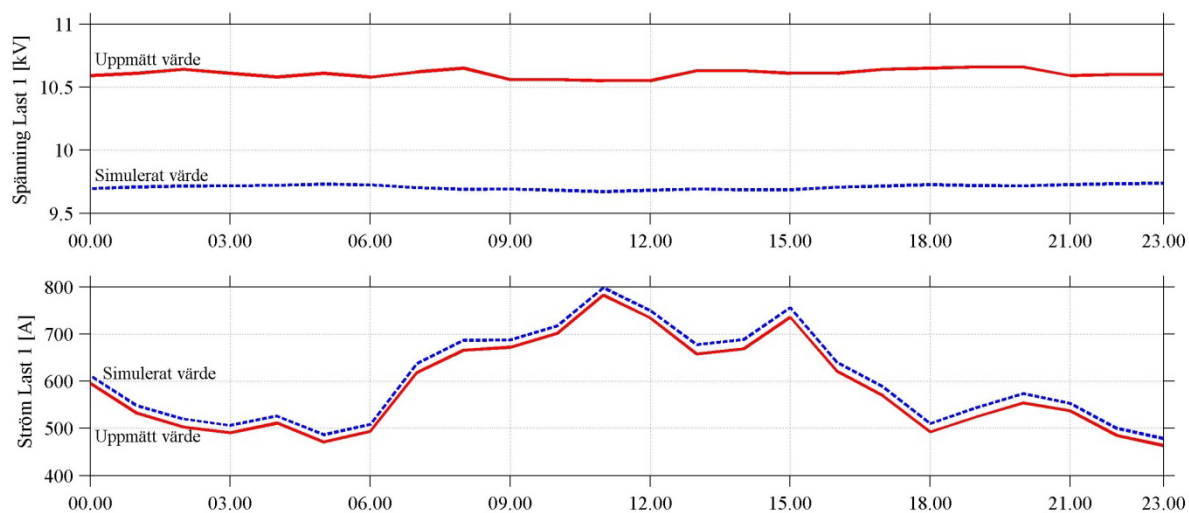
Som kan ses i graferna så följer de uppmätta och de simulerade värdena varandra över tidsspannet av 24 timmar på ett tillfredställande sätt. Dock kan man se en viss nivåskillnad, framförallt i spänningsgraferna. Främsta anledningen till detta tros vara att spänningsnivån i elnätet egentligen ligger något högre än 10 kV, medan modellen och programvaran försöker motverka överspänningar i noderna (då modellen är inställd på att ha en märkspänning på 10 kV) och istället försöker hålla spänningsnivån något lägre.

Andra orsaker till de skillnader som uppkommit mellan de uppmätta värdena och de simulerade är att de uppmätta värdena inte har varit helt exakta. Det fanns ingen effektmätning för någon av de två lasterna vilket resulterade i att deras effektupptag beräknades approximativt med hjälp av effektfaktorn från transformator T3 samt de aktuella ström- och spänningsnivåerna vid lasterna.

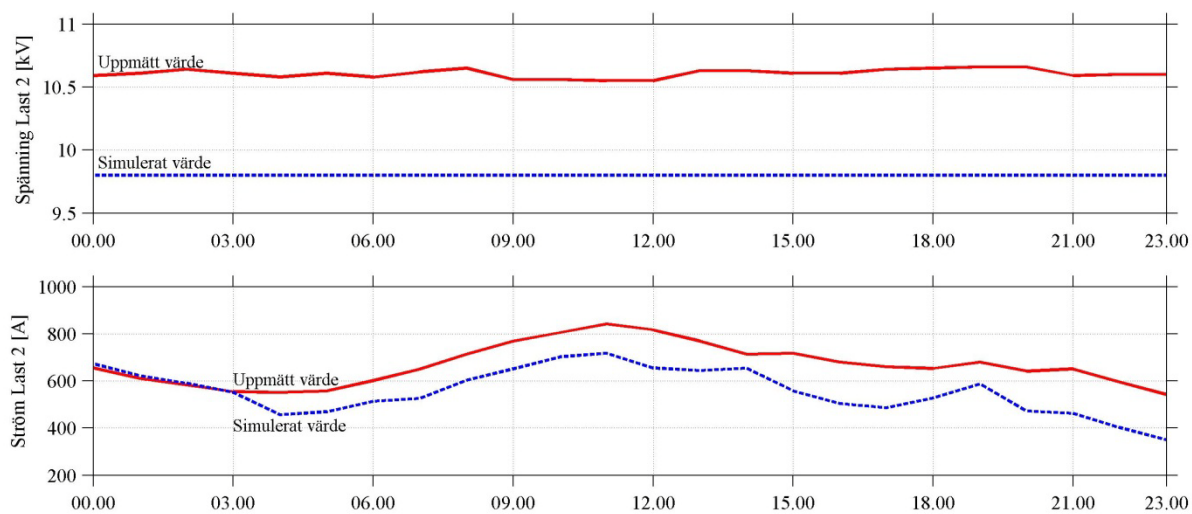
Uppmätta och simulerade värden för effekter, strömmar och spänningar rör sig i samma områden och värdena följer varandra även om de inte är exakta. Det förväntade resultat var att de simulerade värdenas funktioner åtminstone skulle följa varandra, även om de inte skulle vara exakta. Som resultat visar så infriades förväntningarna på ett positivt vis, då graferna bitvis överlappar varandra. Ett bättre utfall kunde inte väntas med tanke på den noggrannhet som funnits för mätdata och övriga parametrar.



Figur 6.16: Uppmätt och simulerad ström och spänning vid vindkraftverket.



Figur 6.17: Uppmätt och simulerad ström och spänning vid Last 1.



Figur 6.18: Uppmätt och simulerad ström och spänning vid Last2.

6.6 Felsimulering för elnätmodellen och försök till kompensering vid spänningsbortfall

På grund av vindkraftverkets egenskap att kunna producera reaktiv effekt (på grund av omriktaren) är det av intresse att utröna i vilken utsträckning denna reaktiva effekt kan bidra till att hålla en stabil spänningsnivå i elnätet. För att utforska denna möjlighet och vidare granska nätmodellens funktionalitet simuleras ett fel på nätet och sedan undersöks möjligheten att kompensera spänningsfallet genom att öka den reaktiva effekten från vindkraftverket.

Det simulerade felet skulle sänka spänningen på huvudnätet till 25 % av det ursprungliga värdet i 250 ms för att sedan stiga till 90 % av den ursprungliga spänningen. Detta gjordes genom att ställa ner spänningen genererad av nätblocket i två omgångar, först till 25 % och sedan till 90 % då det inte var möjligt att utföra hela förloppet under samma simulering.

För att kunna fastställa i vilken utsträckning vindkraftverket kan avhjälpa ett eventuellt fel utfördes först två simuleringar som används som referensfall. Referensfallen utförs vid förhållanden där vindkraftverket dels producerar full aktiv effekt, alltså 4 MW, men ingen reaktiv effekt, och dels när både aktiv och reaktiv effektproduktion uppgår till 4 MW respektive 4 MVar vardera. Spänningsnivån på elnätet är konstant 10 kV. Lasterna är definierade från ett ögonblicksvärde ur graferna i Figur 6.13 och Figur 6.14. Last 1 är inställd att konsumera 12,9 MW aktiv effekt och 4,2 MVar reaktiv effekt. Last 2 konsumerar istället 9,4 MW aktiv effekt och 3,1 MVar reaktiv effekt. Dessa värden för lasterna kommer vara genomgående vid dessa simuleringar. Observera att referensriktningarna är som tidigare, alltså positiv riktning från vindkraftverk till nät.

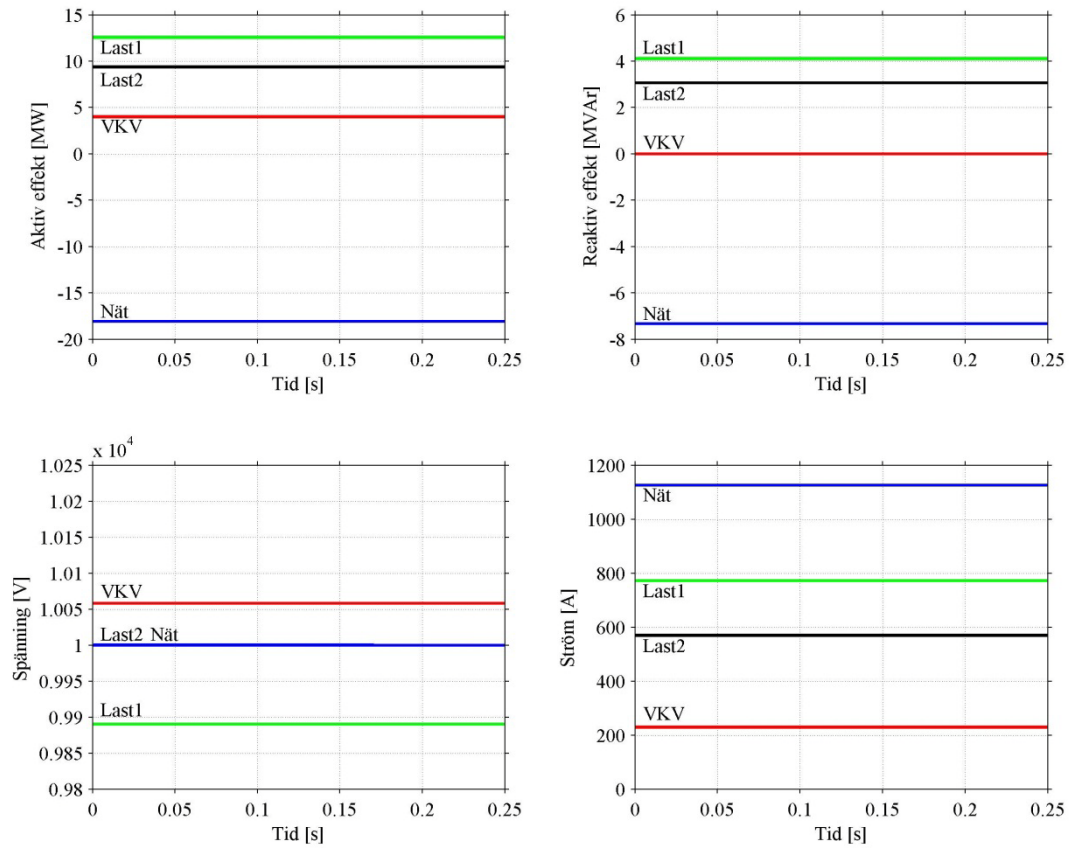
Som synes i Figur 6.19 och Tabell 1 bidrar vindkraftverket vid Referensfall 1 med en aktiv effekt på 4 MW och en reaktiv effekt på 0 MVar. Från nätet tillförs 18 MW aktiv effekt och 7,2 MVar reaktiv effekt för att tillgodose den av lasternas effektförbrukning som vindkraftverket inte klarar av att leverera. Spänningsnivån är strax över 10 kV vid vindkraftverket, exakt 10 kV på nätet och last 2, och cirka 9,9 kV vid last 1. Strömmen från elnätet kan anses vara hög, 1 130 A, men värt är att notera från Figur 6.11 att denna mätpunkt är belägen precis innan anslutningspunkten till det stora elnätet, och i verkligheten är mätpunkten en samlingsskena på nedspänningssidan av en transformator. Som också kan ses i Figur 6.11 delas den ström som inte går till last 2 upp på fyra stycken identiska kablar, varpå strömmen genom varje kabel blir 147 A.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	12,6	9,4	-18
Reaktiv MVar	0	4,1	3,1	-7,2
Spänning V	10054	9896	10000	10000
Ström A	230	771	566	1131

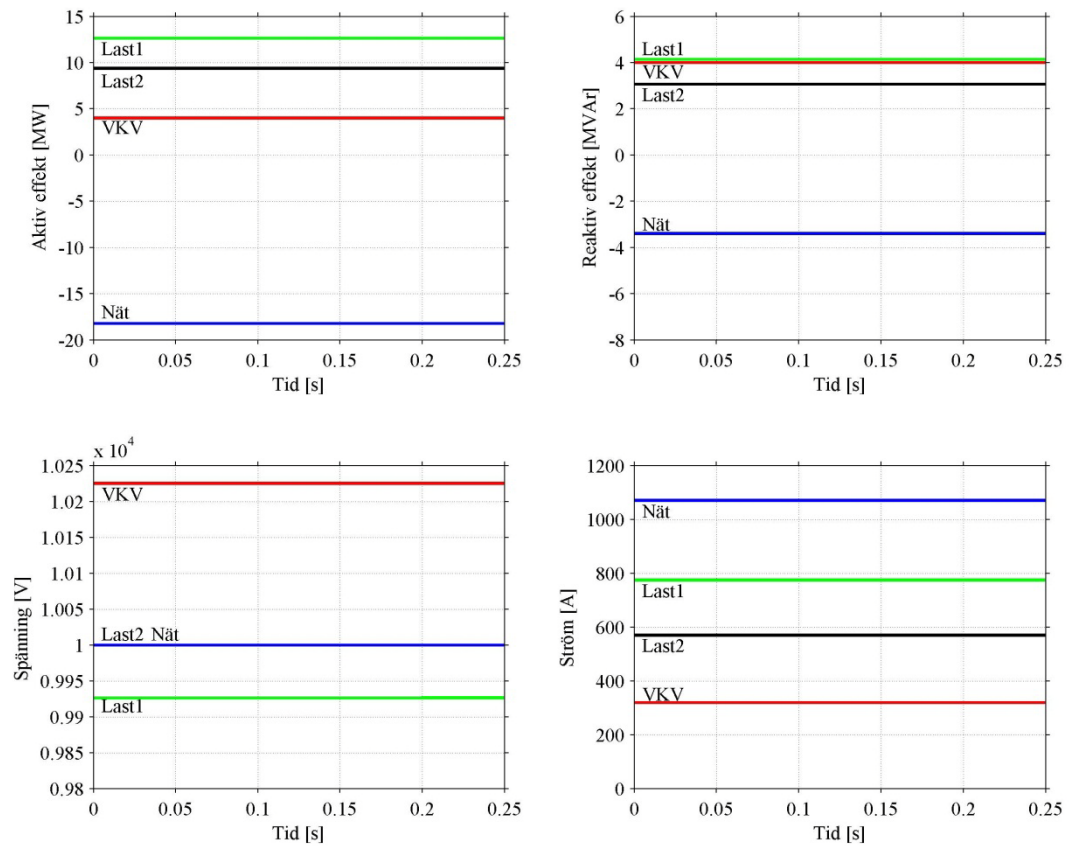
Tabell 1: Referensfall 1, P = 4 MW och Q = 0 MVar.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	12,7	9,4	-18,1
Reaktiv MVar	4	4,2	3,1	-3,3
Spänning V	10225	9926	10000	10000
Ström A	319	775	566	1070

Tabell 2: Referensfall 2, P = 4 MW och Q = 4 MVar.



Figur 6.19: Referensfall 1 där produktionen av aktiv effekt är 4 MW och produktionen av reaktiv effekt är 0 MVar.



Figur 6.20: Referensfall 2 där produktionen av aktiv effekt är 4 MW och produktionen av reaktiv effekt är 4 MVar.

Vid Referensfall 2 är vindkraftverkets aktiva effektproduktion 4 MW och den reaktiva effektproduktionen istället 4 MVar, se Figur 6.20 samt Tabell 2. Skillnaden som detta medför är att elnätet inte behöver bidra med lika stor andel reaktiv effekt utan denna siffra mer än halveras till 3,3 MVar med en följd av att strömmen från vindkraftverket ökar med 40 % medan strömmen från elnätet istället minskar med 5,7 %. Skillnaderna kan ses vid en jämförelse mellan Figur 6.19 och Figur 6.20 samt mellan Tabell 1 och Tabell 2.

Figur 6.21 och Tabell 3 visar Fall 1 där ett fel på elnätet har medfört ett spänningsbortfall på 75 %. Vindkraftverket producerar vid detta fall ingen reaktiv effekt. Som synes i figuren kommer vindkraftverket att fortsätta leverera en effekt på 4 MW, men spänningsbortfallet på nätet innebär att effektbehovet hos lasterna inte längre tillgodoses. Istället kommer vindkraftverket att mata 2 av 4 MW aktiv effekt till nätet. Här betyder det att vindkraftverket matar felet med effekt istället för att det hjälper nätet med dess spänningsnivå. En rimlig lösning på detta kan vara att effektproduktionen vid vindkraftverket sänks till 2 MW, då det är den effekt som går till lasterna och vindkraftverket undviker då att mata felet direkt med effekt. Även nivån på den av nätet levererade reaktiva effekten sänks drastiskt. Från att i Referensfall 1 ha bidragit med 7,2 MVar levererar elnätet nu enbart 1,1 MVar, en minskning på 85 %.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	0,8	0,6	1,8
Reaktiv MVar	0	0,3	0,2	-1,1
Spänning V	3061	2542	2499	2499
Ström A	755	198	142	488

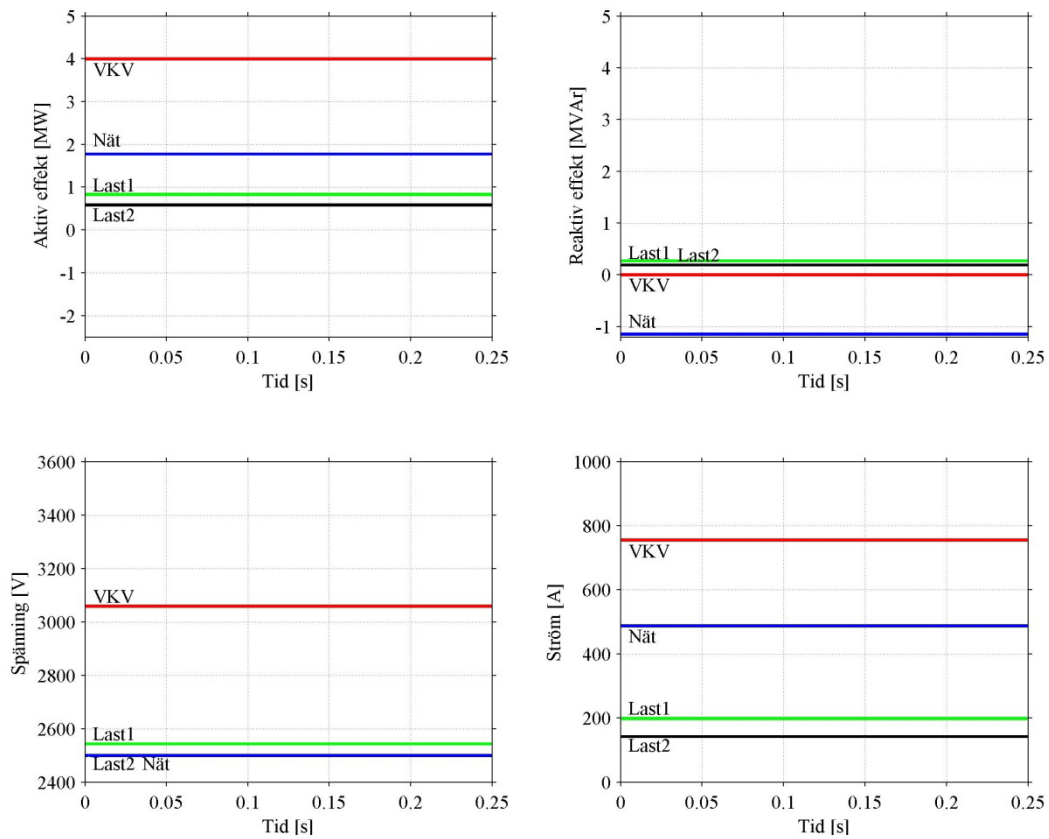
Tabell 3: Fall 1, spänningsbortfall på 75 % och Q = 0.

Spänningsnivån på elnätet har genom det inträffade felet sänkts till 2 500 V. Konsekvenser av detta blir att spänningen vid vindkraftverkets inkopplingspunkt sänks till 3 050 V. På grund av att vindkraftverket levererar en stor del av sin effekt direkt till felet på elnätet, och det faktum att felet inträffar på ett väldigt kort avstånd vilket innebär liten impedans, resulterar det i en stor strömutveckling. Strömnivån vid vindkraftverket ökar från 220 A till 750 A, en ökning på 340 %.

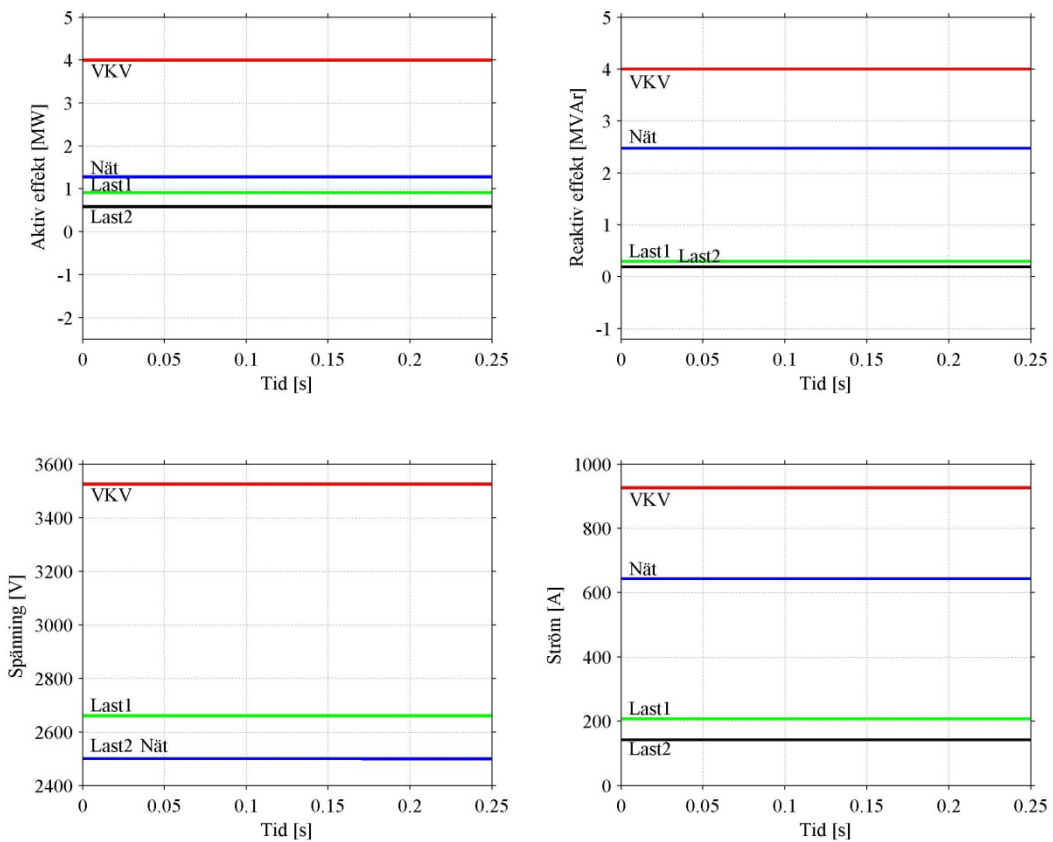
I Figur 6.22 producerar vindkraftverket fortfarande 4 MW aktiv effekt, men i ett försök att kompensera elnätets spänningsbortfall producerar det också 4 MVar reaktiv effekt. Kompenseringen med reaktiv effekt bidrar till att spänningsnivån vid vindkraftverket höjs med 15 %. Som kan ses i Figur 6.22 och Tabell 4 levereras 2,5 MVar av den reaktiva effekten direkt till elnätet. Återigen medför detta att strömmen vid vindkraftverkets inkopplingspunkt och vid elnätet ökar, dock utan att den önskade effekten att spänningsnivån vid elnätet ökar.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	0,9	0,6	1,3
Reaktiv MVar	4	0,3	0,2	2,5
Spänning V	3527	2660	2499	2499
Ström A	926	208	142	643

Tabell 4: Fall 1, spänningsbortfall på 75 % och Q = 4 MVar.



Figur 6.21: Fall 1, 75 % bortfall av nätspänningen, ingen produktion av reaktiv effekt från vindkraftverket.



Figur 6.22: Fall 1, 75 % bortfall av nätspänningen, vindkraftverket producerar $Q = 4$ MVar.

I Tabell 3 och 4 ses att effektsumman inte stämmer, varken för den aktiva eller reaktiva effekten. Den avgivna effekten från vindkraftverket och från nätet stämmer inte överens med den av lasterna upptagna effekten. Detta beror på att det med så höga strömmar uppstår mycket höga effektförluster över ledningarna. Spänningsnivån vid vindkraftverket är relativt hög medan spänningsnivån vid det närliggande felet är betydligt lägre. Detta medför ett stort spänningsfall över en relativt låg impedans, då felet ligger så nära, vilket beror på hög felström. Eftersom effekten är konstant kommer strömmen att bli stor då spänningen blir liten då ett fel uppstår.

Slutsatser som kan dras ur detta är att vindkraftverket inte kan producera tillräckligt med effekt för att avhjälpa ett sådant här problem, framförallt inte när avståndet till felet är så litet och spänningsbortfallet på elnätet är så stort som 75 %. Möjligt är att denna typ av kompensering skulle ha en större påverkan om felet hade inträffat på ett längre avstånd från vindkraftverket, alternativt att det inträffade felet inte medförde ett sådant drastiskt spänningsbortfall. Ett sätt att utreda detta hade varit att skapa en större simuleringsmodell med fler möjligheter att bestämma på vilket avstånd felet skall uppstå.

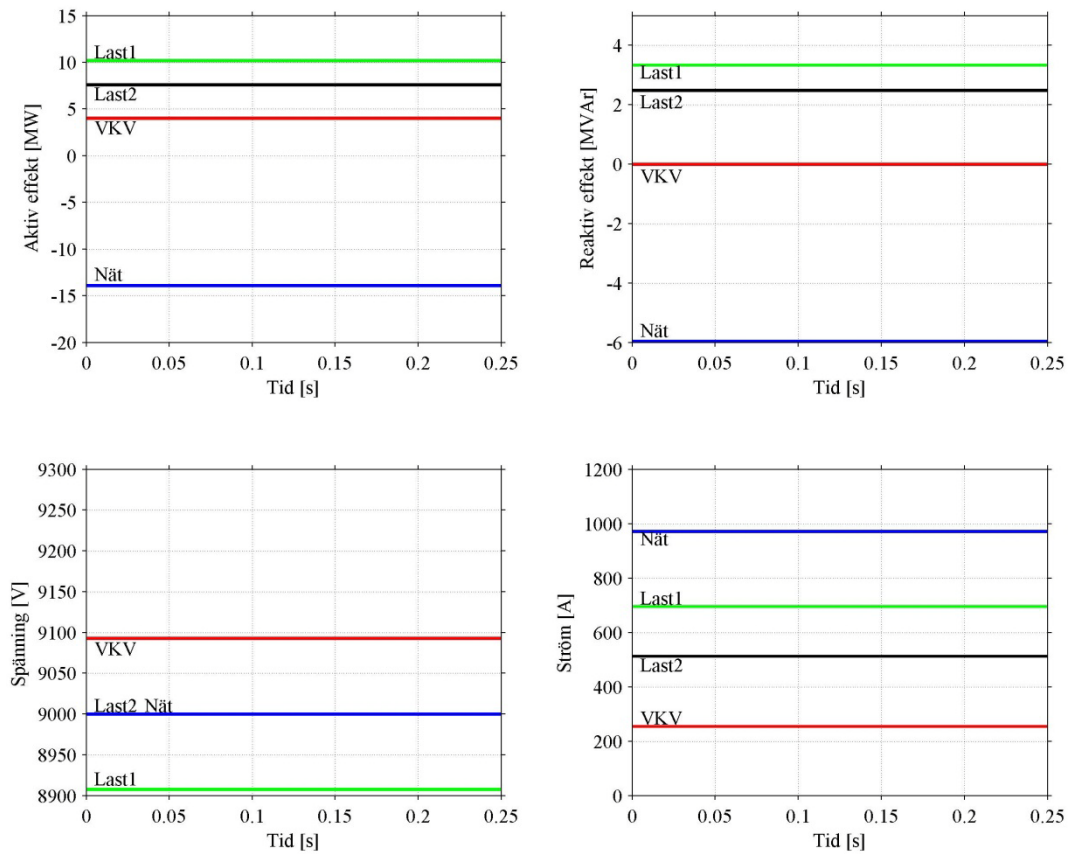
Dock kan man vid jämförelser mellan Figur 6.21 och Figur 6.22 och även mellan Tabell 3 och 4 se att kompenseringen med reaktiv effekt har bidragit till en höjd spänningsnivå vid last 1, nämligen 2 660 V jämfört med 2 542 V, en höjning på 4,7 %. Även om inte spänningsnivån uppnår önskade 10 kV visar simuleringen ändå att en kompensering kan bidra till lindring av felet, framförallt om vindkraftverket kan styras till att producera aktiv och reaktiv effekt vid nivåer där effekten främst används till lasterna istället för att matas till felet.

I nästa fall, Fall 2, har felet lindrats och spänningsbortfallet är nu bara 10 % av det ursprungliga värdet på 10 kV, som kan ses i Figur 6.23 och Tabell 5. Vindkraftverket producerar återigen 4 MW aktiv effekt och 0 MVar reaktiv effekt. Som synes vid en jämförelse mellan Figur 6.23 och 6.21 så får ett spänningsbortfall på 10 % inte lika allvarliga konsekvenser som ett spänningsbortfall på 75 %. Elnätet kan fortfarande leverera 14 MW aktiv effekt och 6 MVar reaktiv effekt. Varken den aktiva eller reaktiva effekten är fullt tillräcklig för att tillsammans med effekten från vindkraftverket tillgodose de två lasternas effektbehov, men till 80 % respektive 81 %.

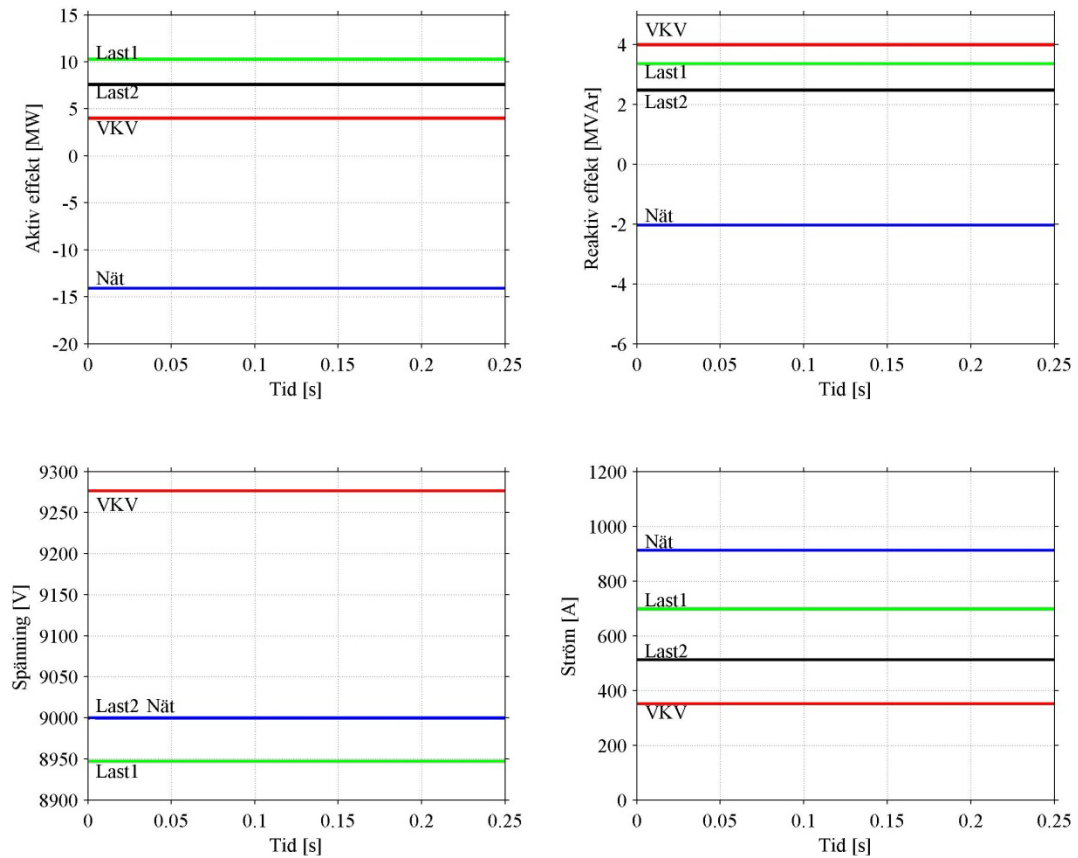
	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	10,3	7,6	-13,9
Reaktiv MVar	0	3,3	2,5	-6
Spänning V	9093	8907	8999	8999
Ström A	255	695	512	971

Tabell 5: Fall 2, spänningsbortfall på 10 % och Q = 0 MVar.

Även här görs ett försök att kompensera för spänningsfallet orsakat av felet genom att låta vindkraftverket fortsatt producera 4 MW aktiv effekt men också 4 MVar reaktiv effekt, se Figur 6.24 och Tabell 6. Näst intill identiska ändringar som för Fall 1 sker även här. Både spänning och ström ökar vid vindkraftverket, detta med 6,9 % för spänningen respektive 40 % för strömmen. Dessutom ökar spänningen vid last 1 med 0,4 %. Vad som däremot skiljer fallen åt är att här sjunker strömmen vid nätet med 6,5 % istället för att öka som den gör i Fall 1. Detta beror på att nätet här avger effekt medan det i Fall 1 mottar effekt.



Figur 6.23: Fall 2, 90 % av nätspänningen kvarstår, $P = 4$ MW och $Q = 0$ MVar



Figur 6.24: Fall 2, 90 % av nätspänningen kvarstår, $P = 4$ MW och $Q = 4$ MVar.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	4	10,3	7,6	-14,1
Reaktiv MVar	4	3,4	2,5	-2
Spänning V	9277	8940	9001	9001
Ström A	354	698	512	912

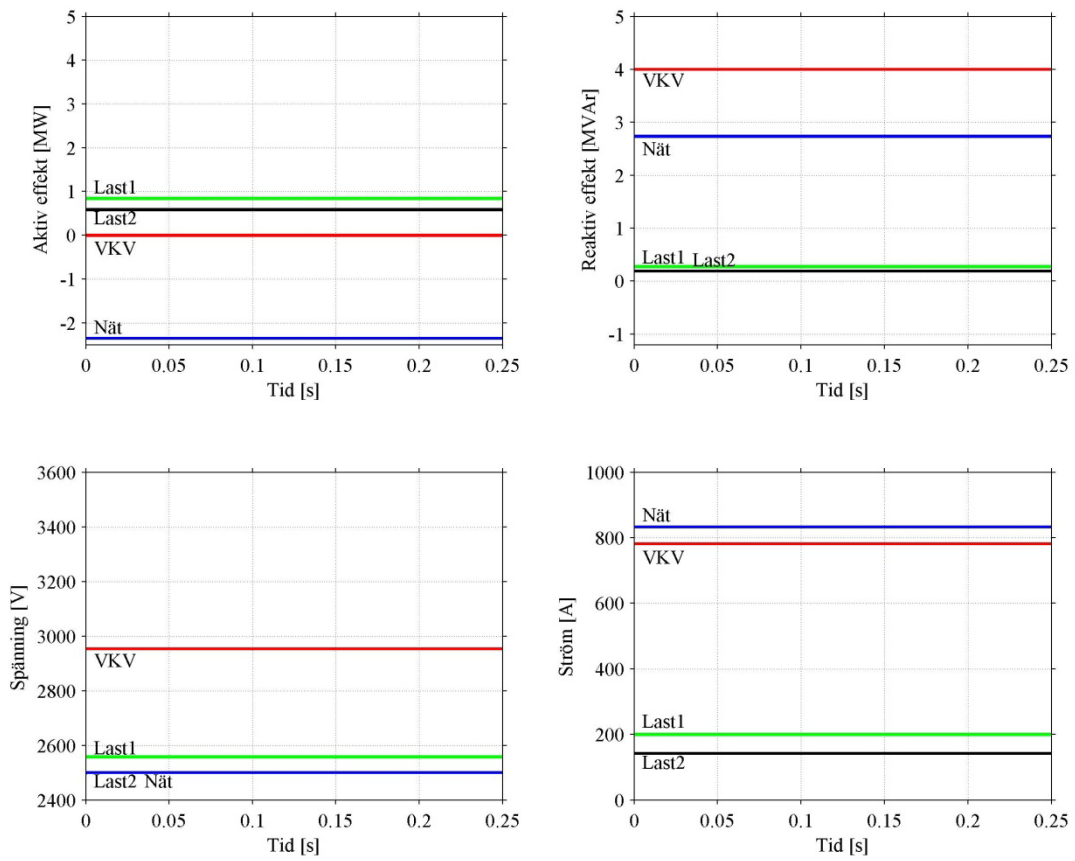
Tabell 6: Fall 2, spänningsbortfall på 10 % och Q = 4 MVar.

För Referensfall 1 och 2 samt Fall 2 så är spänningen vid last 1 mindre än den vid vindkraftverket, last 2 och nätet. Normalt är att både aktiv och reaktiv effekt flödar från inmatningspunkten och ut mot lasterna, ledningsflödena ger upphov till förluster och längs ledningen sjunker spänningen i effektlödets riktning. Både last 1 och last 2 är av induktiv karaktär och förbrukar reaktiv effekt och av dem två är last 1 den större. Under de simuleringar då spänningen vid last 1 blir den lägsta har vindkraftverket inte kunnat tillgodose hela reaktiva effektförbrukning för last 1 utan den resterande reaktiva effekten har flödat från nätet. Med andra ord har effekten flödat till last 1 från både vindkraftverket och från nätet vilket gör last 1 till den punkt i nätet med lägst spänning.

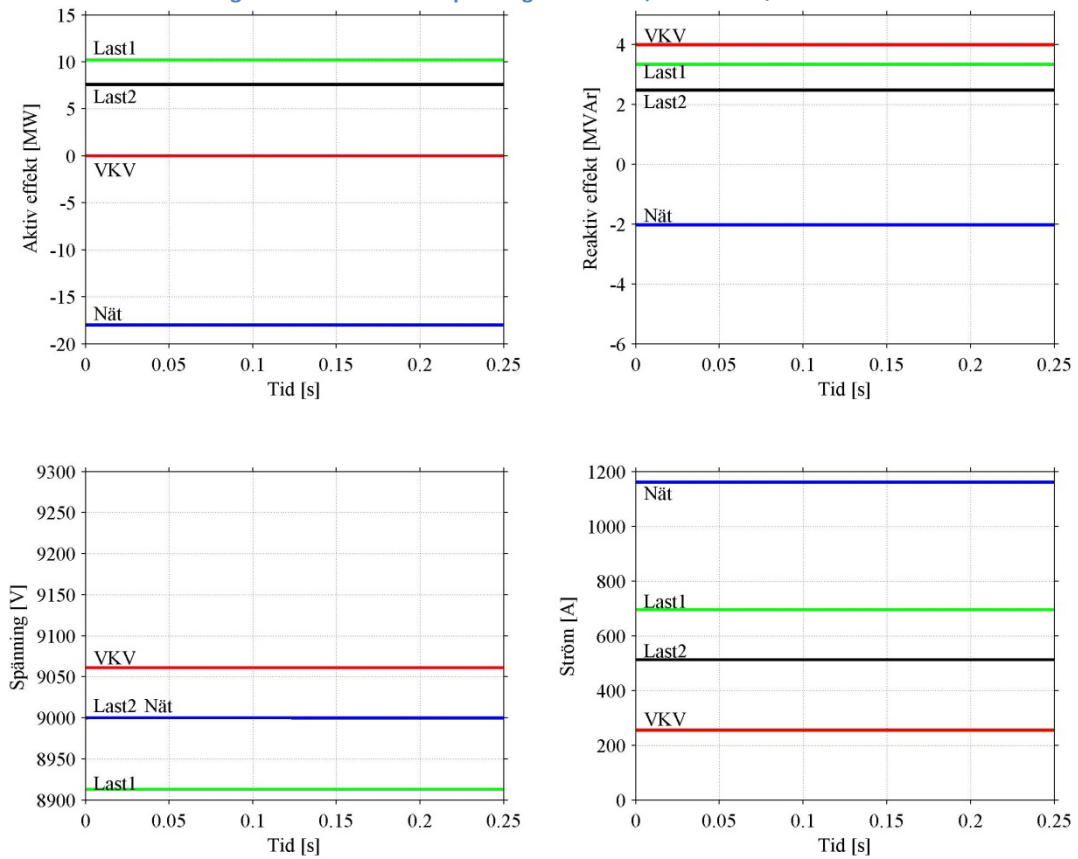
Så länge vindkraftverket producerar full aktiv effekt kommer det att mata felet istället för att kompensera för det med hjälp av reaktiv effekt. Därför görs slutligen två simuleringar då vindkraftverket inte längre avger någon aktiv effekt utan endast reaktiv effekt i syfte att kompensera för det stora spänningsfallet då felet uppstått, dels då 25 % av nätspänningen kvarstår och dels då 90 % av nätspänningen kvarstår. Detta är ett mer realistiskt sätt, då det uppstår för stora strömmar vid vindkraftverket kommer dess aktiva effektproduktion stängas av. Detta för att undvika att mata det fel som uppstått men även för att skydda ledningar och övriga komponenter.

Figur 6.25 och Tabell 7 visar simuleringsresultatet då 25 % av nätspänningen kvarstår och verket avger 4 MVar men ingen aktiv effekt. Resultatet visar att ingen större kompensering sker utan spänningen är fortfarande låg medan strömmen vid vindkraftverket är fortsatt hög. Summan av de avgivna respektive av lasterna upptagna effekterna stämmer inte överens. Detta beror precis som i Fall 1 på den höga strömmen vid vindkraftverket som orsakar höga effektförluster.

Synkronmaskinen som modellerar vindkraftverket samt dess omriktare har begränsningar. Synkronmaskinen sjunker i sin utspänning, det gör den på grund av att den stora strömmen som flyter genom den bidrar till ett mycket stort inre spänningsfall. Om synkronmaskinens inre impedans är till exempel 2Ω skulle det innebära en inre spänningsförlust på ca 1 564 V förutsatt att strömmen genom synkronmaskinen är den samma som i Figur 6.25. Observera att synkronmaskinens inre impedans är större i de utförda simuleringarna. Dess spänning är här ca 3 kV när den borde vara 10 kV. Däremot fungerar synkronmaskinen bra när det kommer till att styra den aktiva och den reaktiva effekten individuellt.



Figur 6.25: 25 % av nätspänningen kvarstår, $P = 0$ och $Q = 4\text{MVar}$.



Figur 6.26: 90 % av nätspänningen kvarstår, $P=0$ och $Q=4\text{MVar}$

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	0	0,8	0,6	-2,4
Reaktiv MVar	4	0,3	0,2	2,7
Spänning V	2951	2559	2498	2499
Ström A	782	199	141	834

Tabell 7: Fall 3, 25 % av nätspänningen kvarstår och P = 0.

Inte heller när felet har lindrats till 90 % av den ursprungliga spänningsnivån sker någon större kompensering. Figur 6.26 och Tabell 8 visar resultatet då 90 % av nätspänningen kvarstår och vindkraftverket producerar 4 MVar men ingen aktiv effekt. Strömmen vid vindkraftverket sjunker medan den höjs vid nätet och ingen spänningsnivå förbättras.

	VKV	LAST 1	LAST 2	NÄT
Aktiv MW	0	10,2	7,6	-18
Reaktiv MVar	4	3,3	2,5	-2
Spänning V	9060	8912	9001	9001
Ström A	255	687	512	1161

Tabell 8: Fall 4, 90 % av nätspänningen kvarstår och P = 0.

Kapitel 7. Slutsats

Det är möjligt att bygga en nätmodell i SimPowerSystems som är funktionell och efterliknar verkligheten. Med fler parametrar och indata för transformatorer, laster och ledningar skulle det gå att åstadkomma en mer exakt modell. Det var rimligt att använda synkronmaskinen att modellera vindkraftverket fram tills dess att ett fel simulerades. Synkronmaskinen fungerade väl när det kom till att styra den aktiva och reaktiva effekten individuellt. Vid felsimulering sjönk dock spänningen över maskinen till orimligt låga värden, värden lägre än vad omriktarens spänning skulle sjunka till.

På Chalmers används MATLAB Simulink med SimPowerSystems inte i någon större utsträckning vid denna typ av simuleringar, vilket var anledningen till att just denna programvara valdes. Tanken var att under arbetets gång även utröna hur användbart SimPowerSystems är för just denna typ av simuleringar. Programmet kan användas till simuleringar i såväl stationärt tillstånd som vid simulering av dynamiska förlopp och vid transienter.

Valet av SimPowerSystems som programvara var inte helt optimalt då det var svårt att hitta dokumentation om dess funktionalitet. Programvaran var svår att komma igång med, framförallt med brist på förkunskaper. Det inbyggda hjälpsystemet var till hjälp för mer avancerade simuleringar, men saknade utförligare beskrivning för grundläggande operationer. Felsökning i modellerna var svårt att förstå sig på och det var väldigt tidskrävande att hitta orsaker till varför modellerna till en början inte fungerade som det var tänkt. Programvaran verkar dock besitta möjligheter till att skapa avancerade modeller vid mån av mer tid eller mer grundläggande förkunskaper.

Vid simulering av ett fel i nätmodellen kunde två slutsatser dras, den första att det är viktigt att stoppa vindkraftverkets produktion av aktiv effekt när ett fel uppstått på nätet. Detta för att verket annars matar felet med effekt vilket resulterar i förödande stora strömmar. Det måste finnas ett återkopplat system som känner av när strömmen vid vindkraftverket blir för stor och då stoppar effektproduktionen. Den andra slutsatsen som drogs var att den byggda nätmodellen var för liten, det var fullständigt omöjligt att kompensera för det spänningsfall som felet orsakat. Impedansen mellan vindkraftverk och det simulerade felet var för låg, felet var beläget för nära vindkraftverket.

Det är en inte helt realistisk simulering, i verkligheten skulle inte bara vindkraftverket sluta producera aktiv effekt utan kablarna skulle kopplas bort. Reläskyddet i nätet skulle reagera långt innan 250 ms hade förflutit och kopplat ifrån felet från de övriga delarna av nätet för att skydda bland annat kablar och transformatorer. Däremot är simuleringen tänkt att ge en fingervisning om hur vindkraftverket kan hjälpa nätet vid ett eventuellt fel.

Dessutom fanns begränsningar i modellen. I de utförda simuleringarna styrdes enbart effekten, $P = U \times I$. Där är effekten konstant i varje simulering och ström och spänning varierar. Det betyder att om spänningen sjunker kommer strömmen tvunget att öka för att produkten av de två, effekten, skall vara konstant. Detta är ett simuleringsmisstag och är inte realistiskt.

Kapitel 8. Framtida arbete

En möjlig fortsättning på arbetet skulle kunna vara att utöka med en stor induktans mellan nätmodellen och det block som simulerar nätet där felet uppstått. Detta för att undersöka huruvida det skulle vara möjligt att i detta fall begränsa felströmmen.

Referenser

- [1] Naturvårdsverket. *Konsekvenser av att EU skärper sitt klimatmål från -20 till -30 procent* (Elektronisk, 2010). Hämtad från Naturvårdsverket 2012-03-16.
<http://www.naturvardsverket.se/Documents/publikationer/978-91-620-6384-9.pdf>
- [2] Näringsdepartementet. *Förnybar energi* (Elektronisk, 2012-01-12). Hämtad från Regeringskansliet 2012-03-16. <http://www.regeringen.se/sb/d/2448>
- [3] Lublin, Zofia. Andersson, Anna. Anners, Charlotte. *Vindkraftsstatistik 2010 ES 2011:06* (Elektronisk, 2011). Hämtad från Energimyndigheten 2012-03-16.
<http://energimyndigheten.se/PageFiles/110/Vindkraftsstatistik-2010-ny.pdf>
- [4] Göteborg Wind Lab. *Om Göteborg Wind Lab* (Elektronisk). Hämtad från Göteborg Wind Lab 2012-03-16. <http://www.goteborgwindlab.se/om-goteborg-wind-lab/>
- [5] Karlsson, Pär. *Vindkraftens historia* (Elektronisk, 2009-10-26). Hämtad från Vindkraft.info.se 2012-03-14. <http://home.no/vindkraft/VindkraftensHistoria.htm>
- [6] Hau, Erich. *Windturbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Berlin: Springer 2000.
- [7] Poul la Cour Foundation. *Storing wind power* (Elektronisk). Hämtad från Poul la Cour muséet 2012-03-14. <http://www.poullacour.dk/engelsk/vindkraften.htm>
- [8] E.ON. *Vindkraftens historia* (Elektronisk). Hämtad från E.ON 2012-03-14.
<http://www.eon.se/Om-EON/Om-energi/Energikallor/Historia/Vindkraftens-historia/>
- [9] Svensk Vindkraft Förening. *Om vindkraft* (Elektronisk, 2010-10-08). Hämtad från Svensk Vindkraft Förening 2012-03-14.
http://www.svensk-vindkraft.org/index.php?option=com_content&task=view&id=16&Itemid=27
- [10] World Wind Energy Association. *World Wind Energy Report 2010* (Elektronisk, 2011-04). Hämtad från WWEA 2012-03-14.
http://wwindea.org/home/images/stories/pdfs/worldwindenergyreport2010_s.pdf
- [11] Kissel, Thomas E. *Introduction to Wind Principles*. Upper Saddle River, New Jersey: Pearson Education 2011.
- [12] Bruhn, Kristin. Lorensen, Sofia. Svensson, Jennie. *Development of Learning Material to Wind Power Courses*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola 2009.
- [13] Burton, Tony. Sharpe, David. Jenkins, Nick. Bossanyi, Ervin. *Wind Energy Handbook*. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd 2001.
- [14] Lenasson, Magnus. *Uljabuouda vindkraftpark turbinmodellering och stabilitetsanalys*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola 2007.

[15] Daalder, Jaap. A. Le, Tuan. *Power System Analysis*. Göteborg: Chalmers Tekniska Högskola 2011.

[16] Troedson, Anders. *PM Generator and Full Power Converter – The New Drive Train Standard* (Elektronisk). Hämtad från Next Generation Utilities Summit 2012-05-24.
http://www.ngusummitapac.com/media/whitepapers/The_Switch_NGUAPAC.pdf

[17] Heinonen, Timo. *High-Speed PMGs Open up Full Converter Technology* (Elektronisk, 2010-10-11). Hämtad från Renewable Energy World 2012-05-26.
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/10/high-speed-pmgs-open-up-full-converter-technology>

[18] Sybille, Gilbert. Brunelle, Patrice. Champagne, Roger. Dessaint, Louis. Lehuy, Hoang. Mercier, Pierre. *SimPowerSystems – For use with Simulink*. Natick: The Math Works Inc. 2002

Bilaga 1: Egenskaper för vindkraftverket Big Glenn

- Modellbeteckning: GE 4.1 – 113
- Nominell effekt: 4,1 MW
- Rotordiameter: 113 m
- Svept yta: 10 028,75 m²
- Effekttäthet: 0,03 m²/kW
- Antal rotorblad: 3
- Vindklass: IEC Ib
- Minsta rotorhastighet: 9,2 rpm
- Största rotorhastighet: 19 rpm
- Cut-in Wind Speed: 3,5 m/s
- Cut-out Wind Speed: 25 m/s
- Rated Wind Speed: 14 m/s

Bilaga 2: Transformatorerna T102 och T3

T102:

Transformator - Stadium Driftsatt

Typdokumentation PCB Nätberäkningsdata Egna transformatordata Besikttningsdata Länkade dokument Förhandsreglering Anknytande data

Nätberäkningsdata

Lindning uppsida

Märkspänning 140

Märkström

Märkeffekt 90000

Genomföring

Lindn.koppl.

Lindning nedsida

Märkspänning 55

Märkström

Märkeffekt 90000

Genomföring

Lindn.koppl.

Transformatordata

Märkeffekt 90000

Kopplingsart YNYN

Lindningsisolering Odefinierat

Belastningsförluster 296800

Tomgångsförlust 85200

Tomgångsström

Plusföljdssimpedans

Plusföljdssresistans 0,33

Plusföljdreaktans 10,1

Nollföljdssimpedans 27,5

Nollföljdssresistans

Nollföljdreaktans

OK Avbryt

T3:

Transformator - Stadium Driftsatt

Typdokumentation PCB Nätberäkningsdata Egna transformatordata Besikttningsdata Länkade dokument Förhandsreglering Anknytande data

Nätberäkningsdata

Lindning uppsida

Märkspänning 50

Märkström

Märkeffekt 40000

Genomföring

Lindn.koppl.

Lindning nedsida

Märkspänning 10,3

Märkström

Märkeffekt 40000

Genomföring

Lindn.koppl.

Transformatordata

Märkeffekt 40000

Kopplingsart YNYN

Lindningsisolering Odefinierat

Belastningsförluster 183800

Tomgångsförlust 21700

Tomgångsström

Plusföljdssimpedans

Plusföljdssresistans 0,46

Plusföljdreaktans 12,9

Nollföljdssimpedans 10,8

Nollföljdssresistans

Nollföljdreaktans

OK Avbryt

Bilaga 3: Beräkningar för Enkel modell med TPPVS som spänningskälla

Aktiv effekt till lasten:

$$I = \frac{U_f}{R} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{100} = 2,3 \text{ A}$$
$$P = 3 \times U_f \times I \times \cos \varphi = 3 \times \frac{400}{\sqrt{3}} \times 2,3 \times 1 = 1593 \text{ W}$$

Aktiv och reaktiv effekt för modell 1:

$$Z = R + j\omega L = 100 + j2 \times \pi \times 50 \times 0,1 = 104,82e^{j0,304} \Omega$$
$$I = \frac{U_f}{Z} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{104,82e^{j0,304}} = 2,2e^{-j0,304} \text{ A}$$
$$S = 3U_f I^* = 3 \times \frac{400}{\sqrt{3}} \times 2,2e^{j0,304} = 1524e^{j0,304} = 1454 + j456 \text{ VA}$$

Bilaga 4: Beräkningar för utökad modell med TPPVS som spänningskälla

Med de båda spänningskällorna i fas kan kablarna ses som parallellkopplade. Impedansen för kablarna beräknades per fas och delades i två, vilket är resultatet då två identiska impedanser parallellkopplas.

$$Z = R + j\omega L = 1 + j2 \times \pi \times 50 \times 10^{-3} = 1 + j0,3142 \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{kabel} = \frac{Z \times Z}{Z + Z} = \frac{Z}{2} = 0,524e^{j0,30443} = 0,4991 + j0,15707 \Omega/\text{fas}$$

För att beräkna strömmen som flyter till lasten adderas Z_{kabel} och Z_{last} .

$$Z_{last} = R + j\omega L = 50 + j2 \times \pi \times 50 \times 10 \times 10^{-3} = 50 + j3,14159 = 50,0986e^{j0,06275} \Omega/\text{fas}$$

$$Z_{tot} = 0,4991 + j0,15707 + 50 + j3,14159 = 50,4991 + j3,2987 = 50,61e^{j0,0672}$$

$$I = \frac{U_{källa}}{Z_{tot}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{50,61e^{j0,0672}} = 4,56e^{-j0,0672} A$$

Det stämmer bra överens med den uppmätta strömmen i simuleringen som var $I = 4,52 A$. Vidare beräknades spänningen över lasten som även den stämde överens med det simulerade värdet, $U = 226,3 V$.

$$U = Z_{last} \times I = 50,0986 \times 4,56e^{j(0,06275-0,0672)} = 228,4e^{-j0,0045} V$$

Bilaga 5: Beräkningar för modell med synkronmaskin 1

Effektberäkning för lasten:

$$\text{Last:} = 75 + j2 \times 50 \times \pi \times 0,1 = 75 + j10\pi = 81,31e^{j0,3967} \Omega$$

$$I = \frac{U_f}{Z} = \frac{\frac{10000}{\sqrt{3}}}{81,31e^{j0,3967}} = 71e^{-j0,3967} A$$

$$S = 3U_f I^* = 3 \frac{10000}{\sqrt{3}} 71^{j0,3967} = 1,229 \times 10^6 e^{j0,3967} = 1,134 MW + j0,475 MVar$$

Bilaga 6: Beräkningar för modell med synkronmaskin 2

Beräkning av ny ström:

$$\begin{aligned}\text{Last + ledning: } Z_{tot} &= 75 + 0,424 + j(10\pi + 0,340) = 82,12e^{j0,4067} \Omega \\ I &= \frac{U_f}{Z} = \frac{\frac{10000}{\sqrt{3}}}{82,12e^{j0,4067}} = 70e^{-j0,4067} A\end{aligned}$$

Effektförlust över ledning:

$$\begin{aligned}P_f &= 3RI^2 = 3 \times 0,424 \times 70^2 = 6300 \text{ W} \\ Q_f &= 3XI^2 = 3 \times 0,340 \times 70^2 = 5000 \text{ VAr}\end{aligned}$$

Med de simulerade värdena för effekterna vid mätpunkt 1 och 2 stämmer den ovan beräknade effektförlusten väl.

$$\begin{aligned}P_2 &= P_1 - P_f = 1,1003 \times 10^6 - 6300 = 1,094 \text{ MW} \\ Q_2 &= Q_1 - Q_f = 0,455 \times 10^6 - 5000 = 0,450 \text{ MVar}\end{aligned}$$