



CHALMERS

Frekvens och spänningsstyrning med Chalmers vindkraftverk

Kandidatarbete inom Elkraftteknik

Joel Gerdes, Axel Lundkvist, Arvid Moänge, Viktor Ugglare

**INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
AVDELNING ELKRAFTSTEKNIK**

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2023
www.chalmers.se

Förord

Denna rapport, som är skriven av Joel Gerdes, Axel Lundkvist, Arvid Moänge och Viktor Ugglare, är ett kandidatarbete från avdelningen elkraftteknik på Chalmers tekniska högskola. Stort tack ska riktas till handledaren för projektet, Ola Carlson, som genom arbetet gett råd och vägledning. För implementationen av strategierna på vindkraftverket, utförda mätningar och ändlöst många frågor om vindkraftverkets olika delar ska även Magnus Ellsen ha ett varmt tack.

Symbollista

β	Rotorbladsvinkel
λ	Förhållande mellan bladspetsens rotationshastighet och vindhastigheten
ρ	Luftdensitet
ω	Vinkelhastighet
v	vindhastighet
r	Radie
A	Omsvepningsarea
T	Moment
T_f	Tidskonstant
C_p	Kraftkoefficient
S	Skenbar effekt
P	Aktiv effekt
Q	Reaktiv effekt
Z	Impedans
R	Resistans
X	Reaktans
φ	Fasskillnad
U_h	Huvudspänning
V_1	Spänning vid vindkraftverk
V_2	Spänning vid transformator
I	Ström
VSV	Very Short Variations
$LFSM - O$	Limited Frequency Sensitivity Mode for Over-frequencies
$NREL$	National Renewable Energy Laboratory
RfG	Requirements for Generators
SvK	Svenska Kraftnät
$ENTSO - E$	European Network of Transmission System Operators for Electricity
TSO	Transmission System Operator

FFR Fast Frequency Reserve

aFFR Automatic Frequency Restoration Reserve

mFFR Manual Frequency Restoration Reserve

FCR – N Frequency Containment Reserve - Normal

FCR – D upp Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance

FCR – D ned Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance

Abstract

Currently, wind power produces approximately 34 TWh per year, which corresponds to about 20 % of Sweden's electricity production. Within three years, this figure will increase to 50 TWh through planned construction, which is more than what the nuclear power produces today, and by 2040, this figure is planned to be further increased to around 88 TWh, which is more than what the hydroelectric power produced in 2022. This large expansion is driven largely by the current climate crisis and the fact that wind power is a renewable energy source that is relatively easy to expand. However, since wind power does not currently help with frequency or voltage regulation of the power grid, it could lead to future problems as a large part of the energy mix would consist of wind power. If nothing is done, the power grid will become more unstable with frequent power outages.

Using a developed model and measurements at Chalmers wind turbine for both frequency and voltage regulation, it was determined that wind power can contribute to the power grid's support services. It is evident that wind turbines can contribute to the support services *Upward/Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance* and *Frequency Containment Reserve - Normal* by not extracting maximum energy from the wind. Voltage regulation was analyzed based on self-developed support services, as there are currently no such services on the Swedish electricity market. Comparison between models and measurements shows that detailed tests can be performed through simulations as they match well with reality, but real tests must be performed for full understanding.

Sammandrag

I dagsläget producerar vindkraft ungefär 34 TWh per år vilket motsvarar cirka 20 % av Sveriges elproduktion. Inom tre år kommer denna siffra öka till 50 TWh med planerade byggen, vilket är mer än vad kärkraften producerar idag, och till 2040 planeras denna siffra att utökas ytterligare till omkring 88 TWh vilket är mer än vad vattenkraften producerade 2022. Denna stora utbyggnad drivs till stora delar av den rådande klimatkrisen och att vindkraft är en förnyelsebar energikälla som är relativt lätt att bygga ut. Då vindkraft idag inte hjälper till med frekvens- eller spänningsreglering av elnätet kan det leda till framtida problem då stora delar av energimixen består av vindkraft. Om inget görs kommer elnätet bli mer instabilt med frekventa strömavbrott.

Med hjälp av en utvecklad modell samt mätningar på Chalmers vindkraftverk för både frekvens- och spänningsreglering fastställdes det att vindkraft kan bidra till elnätets stödtjänster. Det framgår att vindkraftverk kan bidra till stödtjänsterna *Upward/Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance* samt *Frequency Containment Reserve - Normal* genom att inte utvinna maximal energi från vinden. Spänningsregleringen analyserades utefter egenframtagna stödtjänster, då det i dagsläget inte finns några på den Svenska elmarknaden. Jämförelse mellan modeller och mätningar visar att utförliga tester kan utföras genom simuleringar då de stämmer väl överens med verkligheten, men för full förståelse måste verkliga tester utföras.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Syfte	1
1.2	Problem	2
1.2.1	Frekvensstyrning	2
1.2.2	Spänningstyrning	2
1.3	Avgränsningar	2
1.4	Samhälleliga och etiska aspekter	3
2	Teori	4
2.1	Elnätet	4
2.1.1	Stödtjänster	4
2.1.2	Kommande utveckling	5
2.2	Vindkraftsteori	6
2.2.1	Olika sorters vindkraftverk	8
2.2.2	Styrning av Chalmers vindkraftverk	8
2.2.3	Frekvensreglering med vindkraftverk	10
2.3	Modell över vindkraftverk	10
2.4	Aktiv och reaktiv effekt	16
2.5	Spänningsfall över ledare	17
2.5.1	Spänningsvariationer	19
2.6	Passning av modeller	19
2.7	Omvärldsanalys spänning och frekvensreglering	20
3	Metod	23
3.1	Litteraturstudie	23
3.2	Stödtjänster för spänningsreglering	23
3.3	Impedans mellan vindkraftverk och elnät	24
3.4	Modell och simulering	25
3.4.1	Modell för frekvensreglering	25
3.4.2	Modell för spänningsreglering	28
3.5	Frekvensomformarens tröghet	34
3.6	Implementering av spänningsmodell	35
4	Resultat	36
4.1	Simuleringar frekvensreglering	36
4.1.1	FCR-N	36
4.1.2	FCR-D	39
4.2	Mätningar frekvensreglering	42
4.2.1	FCR-N	42
4.2.2	FCR-D upp	47
4.2.3	FCR-D ned	52
4.3	Mätningar spänningsreglering	57
4.3.1	Metod 1	58
4.3.2	Metod 2 och 3	62
4.4	Simuleringar spänningsreglering	67
4.4.1	Metod 1	68
4.4.2	Metod 2 och 3	71

5	Diskussion	74
5.1	Frekvens	74
5.1.1	Simuleringar	74
5.1.2	Mätningar	75
5.1.3	Förbättringar frekvensmodell och vidare arbete	75
5.2	Spänning	76
5.2.1	Simuleringar och modell spänning	76
5.2.2	Spänningsreglering med vindkraftverk	77
5.2.3	Begränsningar spänningsmodell och vidare arbete	78
6	Slutsats	80
	Referenser	81
A	Bilagor	I
B	Matlabkod frekvensreglering	II
C	Matlabkod spänningsreglering	IX
D	$C_P(\lambda, \beta)$ tabell	XVI

1 Inledning

Det svenska elnätet har standarder för vilken spänning och frekvens som ska vara på elnätet. Spänning och frekvens hålls på rätt nivåer genom att balansera produktionen av aktiv och reaktiv effekt mot dess förbrukning. Spänningen påverkas av balansen i reaktiv effekt där obalans kan leda till att spänningen inte håller samma nivå hos kund som producent. Frekvensen påverkas av balansen i aktiv effekt där en ökad förbrukning leder till en lägre frekvens i nätet och om frekvensen sjunker för mycket finns risken att hela elnätet kollapsar [1]. Svenska Kraftnät (SvK) har idag det huvudsakliga ansvaret för balansen i elnätet och köper därför in stödtjänster för att hjälpa till att hantera och stabilisera frekvensen vid eventuella störningar i systemet [2]. Under år 2021 spenderade SvK strax under tre miljarder kronor på stödtjänster och prognoser tyder på att siffran kommer stiga till strax över fyra miljarder kronor år 2024, vilket förebådar ett ökat behov av stödtjänstproducenter på marknaden [3].

Den totala installerade effekten vindkraft år 2022 var i Sverige 14,5 GW som producerade totalt 33,6 TWh och målet är att till 2040 utöka detta till 25 GW installerad effekt med en produktion på 87,5 TWh [4] [5]. Vattenkraften producerade 70 TWh under 2022, vilket betyder att de dagar med mycket blåst kommer vattenkraften producera mindre energi i förhållande till vindkraften. Detta leder i sin tur till en mer instabil frekvens i elnätet och ett ökat behov av stödtjänster från vindkraft [6]. Det skulle även kunna leda till ytterligare ekonomiska vinster för vindkraftsägare då produktionen från kraftverken inte längre skulle vara dess enda inkomst, samt att det skulle ge ännu ett argument till den politiska diskussionen för byggnationen av ny vindkraft.

Denna ökning av vindkraft och även solcellsanläggningar installeras mer distribuerat i det svenska elnätet vilket förändrar förutsättningarna genom nya effektflöden. De förändrade effektflödena leder till svårigheter att hålla spänningen på önskad nivå i områden med mycket intermitterent produktion [7]. Nya kraftanläggningar leder även till en ökning av reglerbara frekvensomformare som kan bidra med reaktiv effekt. Att styra de nya frekvensomformarna gör det möjligt att maximera installationen av förnyelsebar produktion samtidigt som spänningen stabiliseras.

Tidigare projekt på Chalmers tekniska högskola har utforskat vindkraftverkens möjligheter till frekvensstyrning och frekvensstabilisering och har med hjälp simuleringar och praktiska tester kommit till slutsatserna att vindkraftverk är kapabla och lämpade för frekvensstyrning [8] [9]. Inga av de tidigare projekten har dock utfört dessa tester utifrån nätets frekvens utan bara i kontrollerade miljöer för att testa konceptet. De första stegen ska även tas i att undersöka Chalmers vindkraftverks möjlighet till spänningsreglering.

1.1 Syfte

Syftet med detta projekt är att undersöka vindkraftens möjlighet att hjälpa till med frekvens- samt spänningsreglering av det svenska elnätet. Detta för att främja utvecklingen av mer installerad vindkraft. Förutom regleringen är ett delmål även att projektet skall ge en insikt i hur den reaktiva effekten påverkar spänningen och hur aktiv effekt påverkar frekvensen.

1.2 Problem

Mer väderberoende, förnyelsebara energikällor i elnätet kan leda till en del problem, så som spännings- och frekvensinstabilitet, men även nya möjligheter inom reglering. Projektet kommer att studera vindkraftverks möjligheter att hjälpa till med stödtjänster för elnätet både inom frekvens och spänning.

1.2.1 Frekvensstyrning

Balans mellan producerad och förbrukad aktiv effekt är kravet för ett stabilt elnät där skillnader emellan ändrar frekvensen, som ska hållas på 50 Hz i Sverige [1]. Vindkraftverk kan förändra sin produktion antingen genom att ändra vinkeln på bladen eller att utvinna extra effekt från tröghetsmomentet i turbinen [9]. Detta arbete ämnar att modellera styrningsmetoder med hjälp av bladvinkling för ett vindkraftverk i Matlab/Simulink för att jämföra simulerade resultat med uppmätta resultat från Chalmers vindkraftverk på Björkö. En tidigare utvecklad modell kommer användas som grund där vidareutvecklingen av denna blir att implementera realtidsuppdaterad vind och frekvens [9] samt styrning ut efter faktiska stödtjänster som SvK innehar.

Har vinkeln ändrats ur optimalt läge för att kunna reglera frekvensen behöver även hur mycket vind som spills beräknas för att kontrollera hur mycket mer effekt man kan leverera. Detta för att ha uppsikt över att den elproducentens spillda effekt överensstämmer med avtalet som skrivits med SvK.

1.2.2 Spänningstyrning

Enligt europeisk standard ska spänningen ligga inom 10 % från det dimensionerade värdet [10]. Inom denna ram fluktuerar spänningen men det är önskvärt att den ligger på en jämn och stabil nivå. Det är möjligt att reglera spänningen med hjälp av att styra producerad reaktiv effekt [11]. Projektet ska studera hur väl Chalmers vindkraftverk och dess frekvensomformare, som besitter möjligheten att producera reaktiv effekt av både induktiv och kapacitiv karaktär, kan hjälpa till att hålla spänningen jämn och inom detta intervall.

Med en fysikalisk insikt i hur reaktiv effekt påverkar spänningen ska detta sedan användas för att skapa en modell i Matlab/Simulink. Det är denna modell med implementation och mätning på vindkraftverket som sedan ska analyseras och förbättras under arbetets gång.

1.3 Avgränsningar

Avgränsningarna gjordes på ett sådant sätt att arbetet fokuserade på syftet och höll detta snävt och målinriktat. Den ekonomiska aspekten nämns bara men ingen ekonomisk analys ingår. Hur regleringen sliter på vindkraftverket och dess komponenter behandlas inte djupare än att frekvensomformarens producerade reaktiva effekt mäts, vad detta innebär lämnas utanför arbetet. För frekvensregleringen gjordes avgränsningen att enbart fokusera på stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp, och FCR-D ned då dessa inte undersökts i tidigare arbeten.

1.4 Samhälleliga och etiska aspekter

Utöver den elektriska generering vindkraft kan förse ett samhälle med förekommer det andra konsekvenser vid implementering av energikällan. En väsentlig faktor som avgör huruvida vindkraftverk är gynnsamt är bland annat kostnaden. I jämförelse med andra energikällor är vindkraft en av de som i regel är billigast. Utifrån ett LCOE perspektiv (summa av total kostnad under en livslängd dividerat med summan av producerad energi) är vindkraftverk den billigaste energikällan att bygga med en kostnad på 31 öre/kWh [12].

Förutom att vindkraft är en förhållandevis förmånlig energikälla vart gällande kostnader klassas det även som en grön energikälla. Den miljöpåverkande belastning för att producera, installera samt demontera ett vindkraftverk ligger på omkring 12 g koldioxid/producerad kWh jämfört med exempelvis kolkraft och gaskraft med kostnader på 820 g/kWh respektive 490 g/kWh [13].

Med vindkraftverk tillkommer det även miljömässiga följder förutom utsläpp. Det finns exempelvis ett samband mellan dödliga olyckor hos fåglar och vindkraftverk, men detta samband är samtidigt i mycket mindre omfattning jämfört med fåglars dödsfall relaterat till fönsterrutor, trafik och katter [14]. Förutom fåglar är fladdermöss en djurart som drabbas av vindkraft. Eftersom vindkraftverk genererar värme vid produktion lockar dem till sig insekter. Dessa insekter drar i sin tur till sig fladdermöss som kan träffas av de roterande bladen och i värsta fall dö [15]. Utöver vindkraftverk på land finns det även havsbaserade vindkraftverk som kan orsaka konsekvenser för marint liv. Exempelvis kan det marina livet ta skada vid installationen då höga ljudnivåer kan uppstå vid pålning eller genom ökad koncentration av bottenslam [16].

Ett potentiellt problem med en större omfattning installerad vindkraft är att den ökade tätheten av vindkraftverk skulle kunna störa närliggande boenden. Den positiva inställningen till installering av vindkraftverk i närheten av ens bostad har tappat 7 procentenheter genom att gå från 40 % till 33 % samtidigt som den negativa inställningen har stigit från 28 % till 40 % mellan 2015 och 2021 [17]. Om projektet däremot lyckas utveckla en teknik som bidrar med frekvens- samt spänningsreglering av elnätet, skulle detta kunna komma att brukas i framtida diskussioner för att framhäva vindkraft som en mer positiv energikälla.

2 Teori

Nedan presenteras grundläggande teori som är viktig för förståelsen av resterande delar av rapporten. Teorin behandlar bland annat elnätets olika delar, hur vindkraftverk fungerar, spänningsfall över ledare samt en omvärldsanalys kring ämnet.

2.1 Elnätet

I Sverige är det SvK som har ansvaret för att hålla frekvensen på en stabil nivå, där den i det nordiska elsystemet ska ligga mellan 49,9 - 50,1 Hz under normaldrift [18] [19]. För att upprätthålla gränserna för frekvensen tecknar SvK avtal med balansansvariga företag [2]. De balansansvariga har till uppgift att noggrant planera kunders energikonsumtion per timme det kommande dygnet. För att sedan bevara balansen säljer och köper de elförbrukning samt elproduktion. Ibland sker det avvikelser från de balansansvarigas prognoser, vilket dem får betala för, på grund av oförutsedda händelser och då är det SvK som har ansvaret för hela balanseringen i nutid. Detta utförs med hjälp av olika stödtjänster [20]. Stödtjänster är avtal mellan SvK och leverantörer som kan användas vid behov.

Kontroll av spänningen på elnätets alla nivåer har en väsentlig betydelse för att ha ett fungerande kraftsystem [11]. Enligt europeisk standard ska spänningen på lokalnätet ligga inom 10% av den dimensionerande spänningen [10, 21]. Prestandan hos produkter försämrats och kan gå sönder om spänningsnivån är utanför detta intervall, i extrema fall kan det till och med ske spänningskollaps [22]. Spänningen kan regleras med aktiv och reaktiv effekt men den aktiva används inte i detta syfte eftersom den ska vara i balans med konsumtionen. Utöver reaktiv effekt, där produktion ökar spänningen och tvärt om för konsumtion, används även lindningsomkoppling på transformatorer till samma syfte [11, 23]. Idag styrs spänningen i låg- och mellanspänningsnätet till stor del av lindningsomkopplare [7]. En ökad produktion i dessa områden med förnyelsebara energikällor kommer leda till att spänningen varierar mer och detta sätter därför stopp för ökad installation i områdena. En möjlig lösning till detta problem är att använda produktionsenheternas omriktare för att styra den reaktiva effekten. Reaktiv effekt kan inte överföras över långa sträckor vilket betyder att den måste produceras och konsumeras på olika punkter i elnätet.

För att hålla spänningen inom de tillåtna gränserna är det som sagt den reaktiva effekten som måste regleras. I dagsläget utförs detta framförallt genom manuell justering av nätägaren och en del automatisk reglering [11]. När kraftbolagen avvecklar tidigare kraftstationer som bidragit i den automatiska spänningsregleringen är andra delar av elnätet tvunget att bidra [24]. Idag finns det ingen stödtjänst för spänningsreglering.

2.1.1 Stödtjänster

SvK har sex stycken olika stödtjänster, som dem köper in av elmarknadens aktörer, för att reglera frekvensen på nätet [25]. Varje stödtjänst har olika funktioner och krav vilket beskrivs nedan:

- **Fast Frequency Reserve (FFR)** - Uppreglering med en minsta budstorlek på 0,1 MW. Ska automatiskt aktiveras när frekvensen på elnätet är för låg. Det finns tre

olika aktiveringstider som skiljer sig åt beroende på vilken frekvens tjänsten anropar. Vid 49,5 Hz ska full aktivering ske inom 0,7 sekunder, vid 49,6 Hz inom 1,0 sekunder, och vid 49,7 Hz inom 1,3 sekunder. Det finns även två olika typer angående uthållighet, kort FFR som ska levera effekt i minst 5 sekunder samt lång FFR som ska leverera minst 30 sekunder. Efter anropning av stödtjänsten ska reserven vara färdig att levereras på nytt inom 15 minuter.

- **Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance (FCR-D upp)** - Uppreglering med minsta budstorlek på 0,1 MW som aktiveras linjärt vid frekvenser inom intervallet 49,5 - 49,9 Hz. Ska nå 50 % effekt inom 5 sekunder och 100 % inom 30 sekunder med en uthållighet på 20 minuter.
- **Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance (FCR-D ned)** - Budstorleken och uthålligheten är samma som för FCR-D upp fast frekvensen regleras nedåt inom intervallet 50,1 - 50,5 Hz.
- **Frequency Containment Reserve - Normal (FCR-N)** - Symmetrisk upp- och nedreglering inom intervallet 49,9 - 50,1 Hz. Aktiveringstid på 60 sekunder för 63 % av kapaciteten och 3 minuter för full effekt med 1 timmes uthållighet.
- **Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)** - Upp- eller nedreglering som aktiveras automatiskt vid avvikelser från 50,0 Hz. Minsta budstorlek på 1 MW och 100 % aktivering inom 5 minuter med 1 timmes uthållighet.
- **Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)** - Manuell upp- eller nedreglering som begärs av SvK med en minsta budstorlek på 10 MW. Aktiveringstid på 15 min och 1 timmes uthållighet.

SvK saknar i dagsläget stödtjänster för spänningreglering, det finns inget ekonomiskt incitament för företag att bidra med denna tjänst. SvK har ett projekt vars mål är att komma fram med en stödtjänst för spänningreglering [26]. De har tre propositioner som behandlar detta problem:

- Ersättning fastställd administrativt med två ersättningsnivåer, varaktig reglering samt temporär
- Olika pilotförsök ska initieras i behövande områden
- Tydligare anslutningsavtal som förenklar överenskommelser om tillfällen när kapaciteter ska användas

Det finns inga färdiga förslag, men det försigår diskussioner kring ämnet.

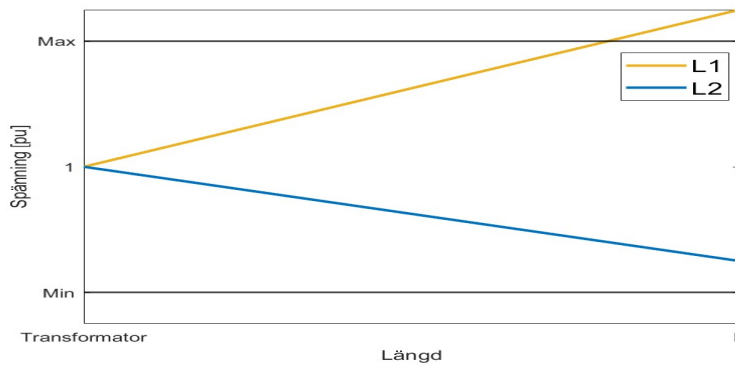
2.1.2 Kommande utveckling

Eftersom elnätet i framtiden kommer bestå av en större mängd förnyelsebara energikällor, så som vindkraft och solenergi kommer detta resultera sig i en mer varierande produktion då dessa inte är lika planerbara som exempelvis kärnkraften [27]. Detta kommer i sin tur kräva reglersystem för att bibehålla balansen mellan konsumtion och produktion för att bevara en jämn frekvens och spänning.

Många av de nya energikällorna, så som vindkraft och solenergi, bidrar inte heller

med tröghet till systemet, vilket betyder att det relativa tröghetsmomentet kommer minska [19]. Detta eftersom dem antingen inte har en roterande massa eller att exempelvis vindkraftverks generatorer är frikopplade från elnätet med frekvensomformare, vilket görs för att kunna ha ett variabelt varvtal. Systemets tröghet används som en buffert mot störningar i form av att den roterande massan fortsätter i samma takt trots att frekvensen förändras. Då detta tröghetsmoment blir mindre kommer fler produktioner behöva bidra med stödtjänster för frekvensreglering. Dessa störningar kommer även öka i takt med expansionen av förnybara energikällor på grund av deras varierande produktion.

En annan följd av mer distribuerade och förnybara energikällor i elnätet är att spänningsnivån blir mer varierande [7]. Detta kräver också regleringssystem eftersom lindringsomkoppling kan vara ett otillräckligt eller icke-passande alternativ, vilket förklaras med följande figur.



Figur 1: Spänning längs ledarna L1 med produktion och L2 utan produktion

På ledning $L1$ finns det någon typ av produktion som höjer spänningen medan på $L2$ är det enbart konsumtion och spänningsfall. Transformatorn måste då lindringsomkoppla ned för att $L1$ ska vara innanför det godkända intervallet, men det går inte eftersom då kommer $L2$ utanför.

2.2 Vindkraftsteori

Ett vindkraftverks funktion baseras på att omvandla vindens kinetiska energi till elektrisk energi genom att vindkraftverkens rotorblad drivs på av vinden. Rotorbladens rotation är ansluten till en generator som i sin tur börjar generera elektricitet. Det finns dock begränsningar i hur stor effekt ett vindkraftverk maximalt kan utvinna av vinden. Enligt Betz lag, en lag som beskriver hur mycket vindkraftverk maximalt kan utvinna av vindens energi, är den maximala koefficienten 0,593. Denna koefficient benämns som "kraftkoefficient" och har beteckningen C_p [28]. Dagens vindkraftverk har vanligtvis en kraftkoefficient mellan 0,35-0,45, då ingenjörsmässiga beaktningar inkluderas så som konstruktionsbegränsningar, vilket motsvarar mellan 60-75 % av det maximala värdet. I regel kan denna kraftkoefficient öka i takt med att vindkraftverks storlek gör det samma [29]. Den tillgängliga effekten för

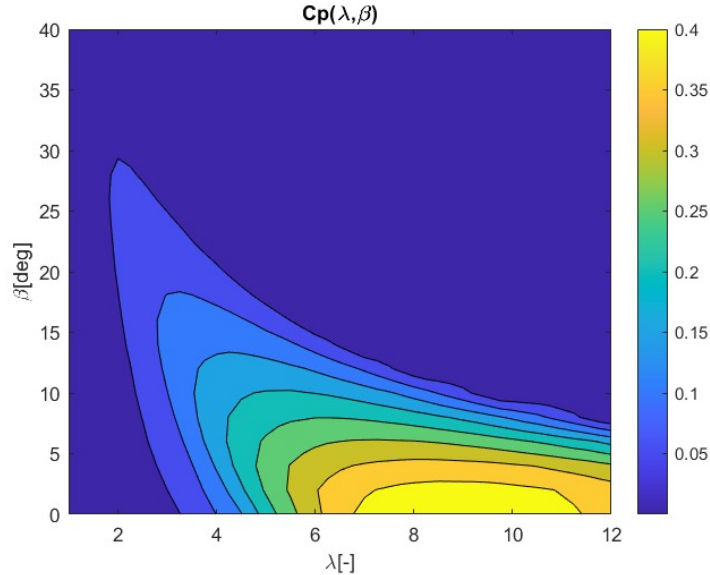
ett vindkraftverk beräknas därmed enligt

$$P = \frac{\rho A v^3 C_p}{2} \quad (1)$$

där ρ är luftdensiteten, A är vindkraftverkets omsvepningsarea som bestäms av rotorbladslängden (R) enligt $A = \pi R^2$ och v är vindens hastighet. En viktig detalj i föregående ekvation är att C_p inte är konstant utan bland annat beror på ett varierande förhållande mellan hastigheterna för rotorbladsspetsen och vinden som betecknas med λ och beskrivs i följande ekvation.

$$\lambda = \frac{v_{spets}}{v_{vind}} \quad (2)$$

Utöver lambda beror kraftkoefficienten även på bladvinkeln β . Hur kraftkoefficienten beror på λ och β beskrivs i figur 2 där kraftkoefficienten är framtagen ur en tabell gjord för just Chalmers vindkraftverk och dess blad.



Figur 2: Kraftkoefficient beroende på bladvinkeln β och hastighetsförhållandet mellan vind och vingspets λ

Eftersom kraftkoefficienten är varierande finns det olika optimala lambda beroende på bladvinkeln. Det går därmed och omformulera ekvation 1 genom att bryta ut v_{vind} från ekvation 2 och följande uttryck uppnås

$$P = \frac{\rho A \left(\frac{v_{spets}}{\lambda}\right)^3 C_p}{2} \quad (3)$$

även v_{spets} går att omformulera genom att det är produkten av varvtalshastigheten och rotorbladens längd. Föregående ekvation kan därmed skrivas om till

$$P = \frac{\rho A \left(\frac{\omega R}{\lambda}\right)^3 C_p}{2} \quad (4)$$

där ω är vinkelhastigheten i rad/s. Utifrån detta uttryck kan också vindkraftverkets moment T beskrivas om uttrycket divideras med ω .

$$T = \frac{\rho A R^3 \omega^2 C_p}{2\lambda^3} \quad (5)$$

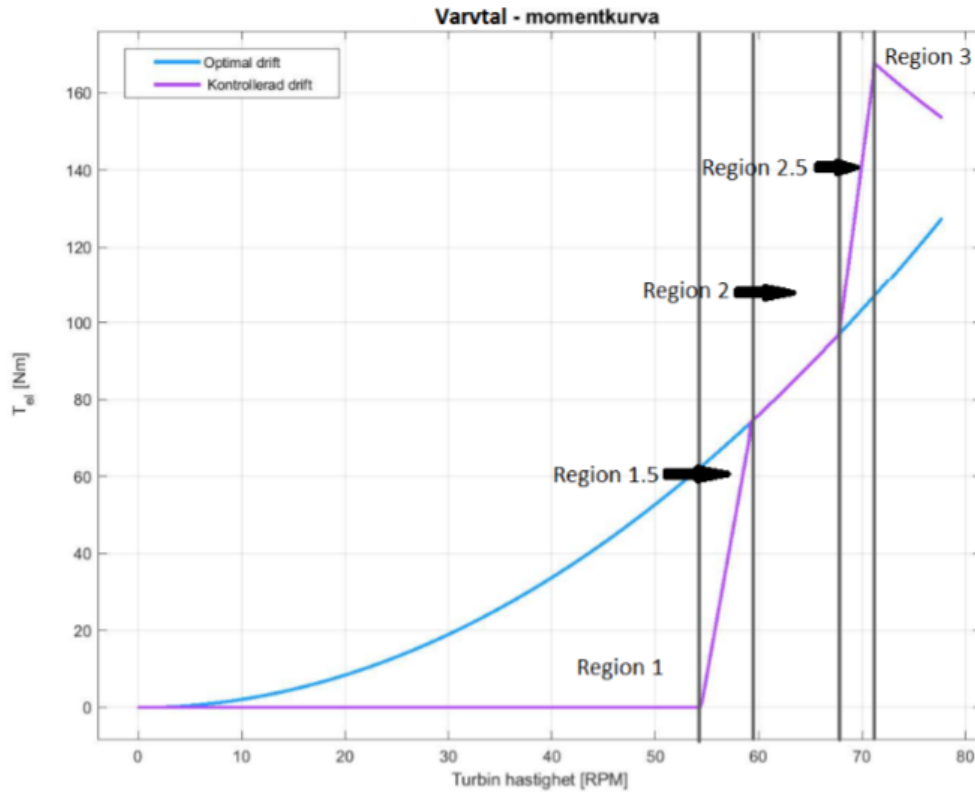
2.2.1 Olika sorters vindkraftverk

Vindkraftverk är inte enformiga utan kan vara uppbyggda på olika vis. Ett vindkraftverk kan exempelvis ha konstant eller variabelt varvtal. Idag är den senare varianten mer populär eftersom ett kraftverk med variabelt varvtal kan utvinna en mer stabil och större mängd energi [28]. Nackdelen är att fler elektriska komponenter är nödvändiga vilket leder till ett dyrare investeringskapital .

En funktion som alla vindkraftverk besitter är att kontrollera energiupptagningen från vinden. Då vinden är för kraftig finns det olika metoder för att vindkraftverket inte ska ta skada. Ett möjligt tillvägagångssätt är att ha fast bladvinkel vars tillämpning fungerar som en självverkande broms vid för höga vindhastigheter [28]. Ett annat system är pitch-kontroll där bladvinkeln kan varieras utefter vindhastigheten. Det är detta system Chalmers vindkraftverk besitter och det uppenbaras bland annat i figur 2 där kraftkoefficienten är beroende på β det vill säga bladvinkeln.

2.2.2 Styrning av Chalmers vindkraftverk

Chalmers vindkraftverk använder en NREL-regulator, vars princip är utvecklad av National Renewable Energy Laboratory (NREL), för att styra dess produktion under normal drift [30]. Med denna regulatorn delas produktionen för vindkraftverket in i tre huvudsakliga och två övergångs regioner beroende på det elektriska momentet för olika rotationshastigheter på turbinen, vilket för Chalmers vindkraftverk visas i figur 3.



Figur 3: Graf för hur generatorns momentet förhåller sig till rotns varvtal. Chalmers vindkraftverk i lila och det teoretiskt ideala förhållandet i blått [9]

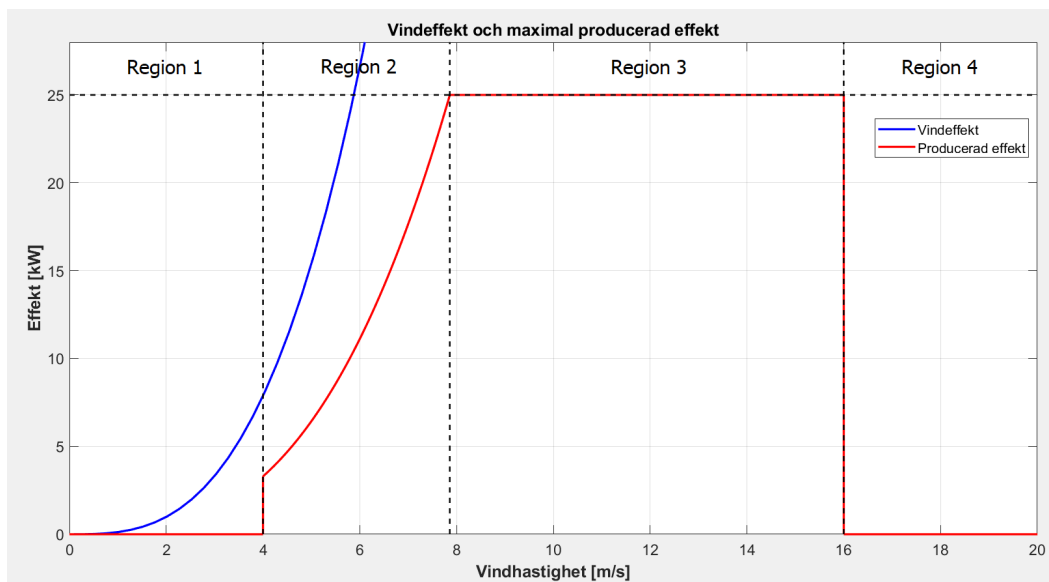
När vindkraftverket startas upp börjar det i region 1 där inget elektriskt moment läggs på generatorn utan vindens energi används för att få upp turbinens varvtal [31]. När turbinen kommit upp i varvtal, och kan börja leverera effekt, blir det en övergång till region 2 där β hålls på sitt optimala värde medan generatorns belastande moment T_{el} regleras för att anpassa varvtalet efter den blå kurvan. Detta för att uppnå ett optimalt λ_{opt} som i sin tur maximerar C_{pmax} samt verkningsgraden, i enlighet med ekvation 5 enligt följande.

$$T_{el} = \frac{\rho A R^3 \omega^2 C_{pmax}}{2 \lambda_{opt}^3} \quad (6)$$

När vindkraftverket kommer in i region 3 övergår vindkraftverket till märkdrift, där C_p regleras till icke optimala värden med hjälp av β för att undvika överhettning och överstigning av märkeffekt samt märkvarvtal. Regionerna 1.5 och 2.5 är övergångsregioner vars syfte är att ge mjukare övergångar mellan regionerna 1 och 2, respektive 2 och 3, som är lättare att reglera och ger ett stabilare system.

Figur 4 kopplar ovan nämnda figurförhållande mellan moment och varvtal till ett

förhållande mellan effekt och vindhastighet. I region 1 är vinden för låg för att vindkraftverket ska starta upp och producera el. När vinden först överstiger 4 m/s övergår systemet till region 2, då startar vindkraftverket och börjar producera med fokus på att maximera verkningsgraden.



Figur 4: Vindens tillgängliga effekt samt Chalmers vindkraftverks teoretiskt maximala producerad effekt i förhållande till vindens hastighet

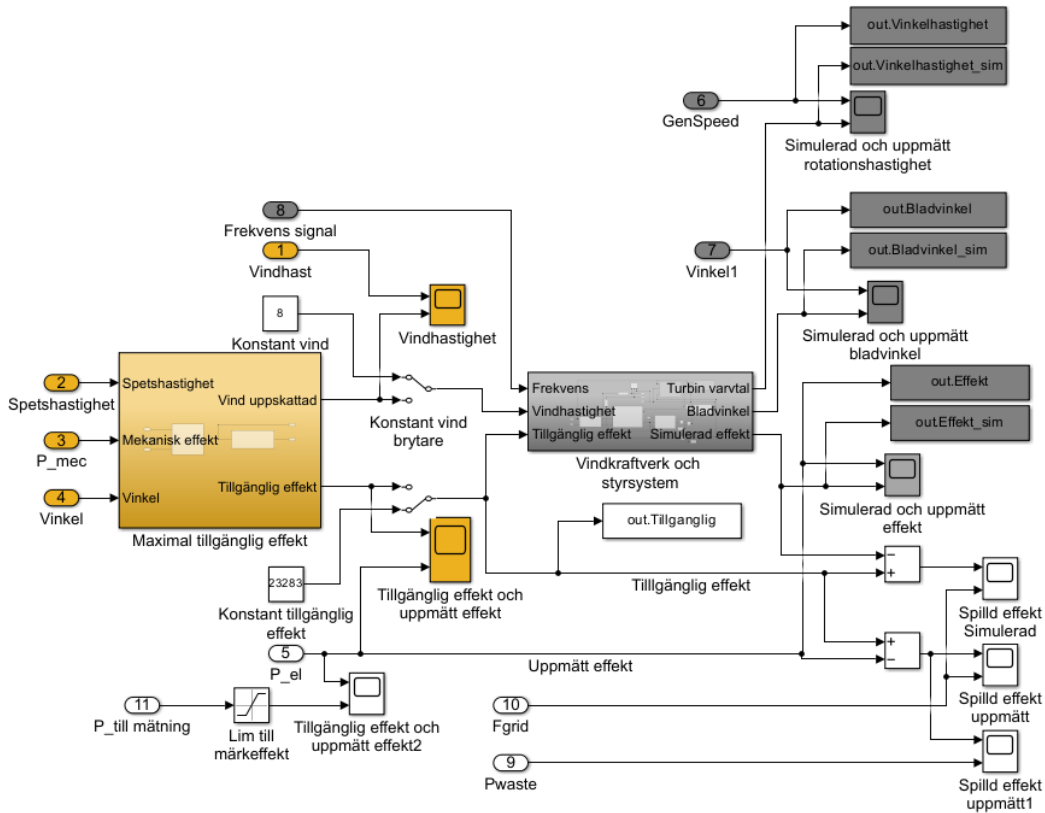
I region 3 är vinden tillräcklig för att vindkraftverket ska kunna producera märkeffekt. När vinden är för stark blir riskerna för skador stora vid fortsatt drift och verket stänger då ner, vilket sker vid vindhastigheter på 16 m/s.

2.2.3 Frekvensreglering med vindkraftverk

De finns två huvudsakliga sätt för vindkraftverk att kunna bidra med frekvensreglerande tjänster. Det första är att utnyttja turbinen samt bladens rörelsemomentet för att tillfälligt utvinna mer effekt i generatoren [32]. Andra alternativet är att driva vindkraftverket med suboptimal bladvinkel vilket skapar en effekt buffert som kan nås genom att ändra till optimal bladvinkel [33].

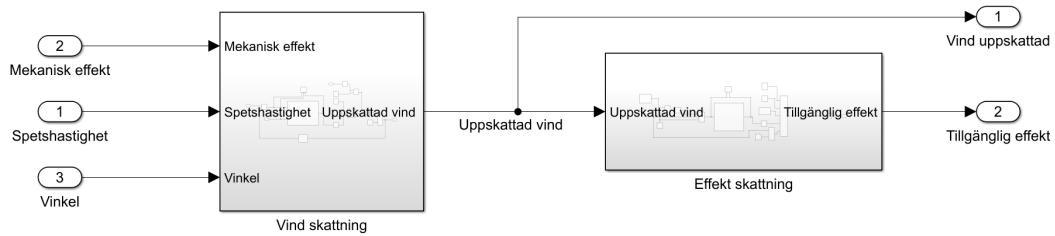
2.3 Modell över vindkraftverk

I [31] utvecklades en modell som syns i figur 5. Denna består av flera subsystem för att så likt som möjligt simulera Chalmers vindkraftverk.



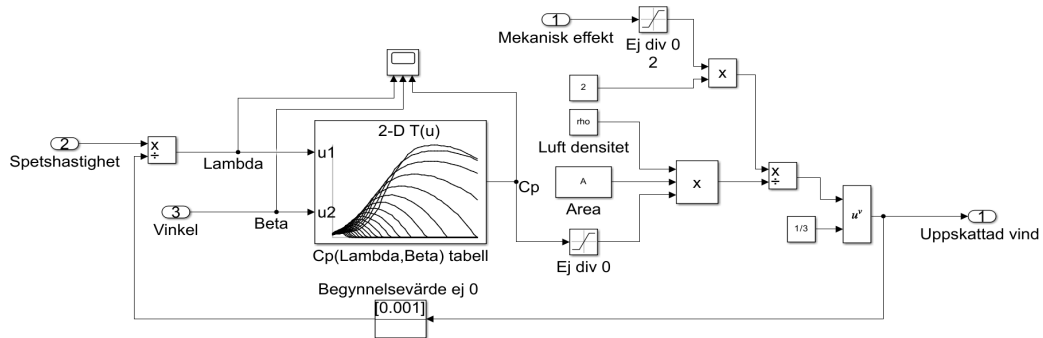
Figur 5: Hela modellen från [31]

Blocket ”Maximal tillgänglig effekt” innehåller de två systemen ”Vind skattning” och ”Effekt skattning”, det första blocket beräknar en uppskattad vind som sedan används i det andra systemet till att beräkna tillgänglig effekt. Hur respektive blocks uppbyggnad är kan ses i figur 6.

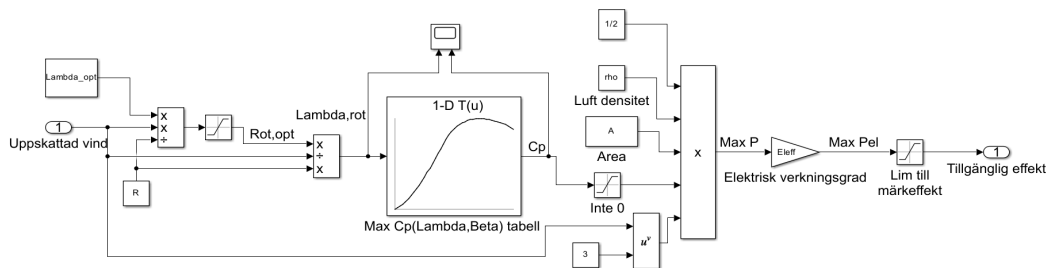


Figur 6: Inre schema av blocket ”Maximal tillgänglig effekt” som beräknar vindhastigheten samt den tillgängliga effekten som vindkraftverket teoretiskt kan producera

Vinduppskattningen görs genom att den mekaniska effekten i turbinen samt bladvinkeln används som indata i ekvation 1 där C_p värdet hämtas ur en tabell specifikt uppmätt för vindkraftverket vilket visas i figur 7a. För att hämta optimalt C_p krävs λ , vilket beräknas rekursivt med vinduppskattningen. Uppskattade vindhastigheten används sedan i ekvation 1 med det optimala λ vilket ger den maximala tillgängliga effekten vindkraftverket kan producera vid dåvarande förhållanden enligt figur 7b.



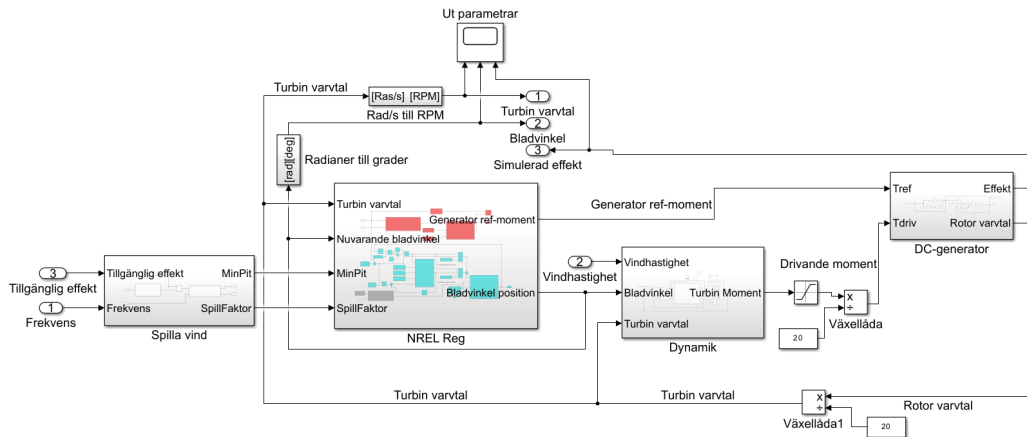
(a) Inre schema för blocket "Vind skattning" där vindhastigheten uppskattas



(b) Inre schema för blocket "Effekt skattning" som beräknar tillgänglig producerbar effekt

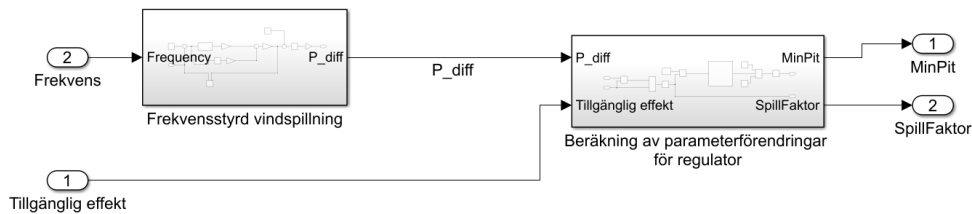
Figur 7: De två blocken inuti "Maximal tillgänglig effekt"

I blocket "Vindkraftverk och styrsystem" finns allting som simulerar själva vindkraftverket och dess funktion, vilket är uppbyggt av delarna: "Spilla vind", "DC-generator", "Dynamik", och "NREL regulator" som alla har sina egna subsystem och visas i figur 8.



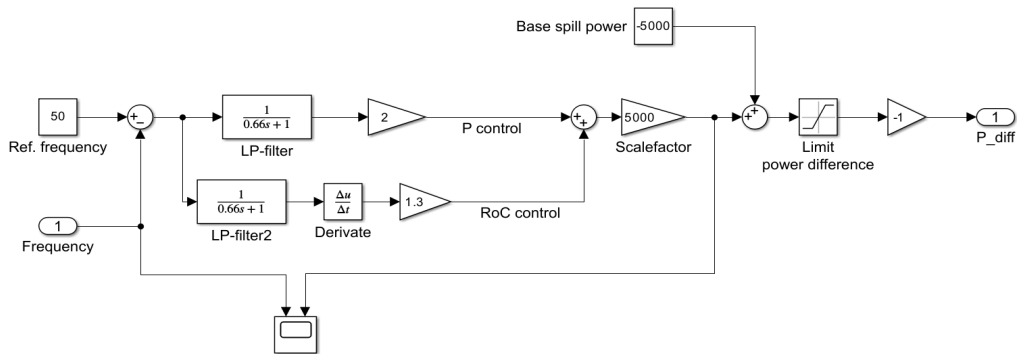
Figur 8: Inre schema för locket ”Vindkraftverk och styrsystem” som simulerar vindkraftverkets drift och beräknar producerad effekt

”Spilla vind”, vars innanmäte visas i figur 9, beräknar hur mycket vind som ska spillas utifrån frekvensen på nätet samt tar in den tillgängliga effekten som räknats ut i ”Maximal tillgänglig effekt”. Vinden spillas genom att beräkna bladvinkeln som motsvarar önskad produktion och en faktor för att reglera momentkurvan i senare del av modellen.

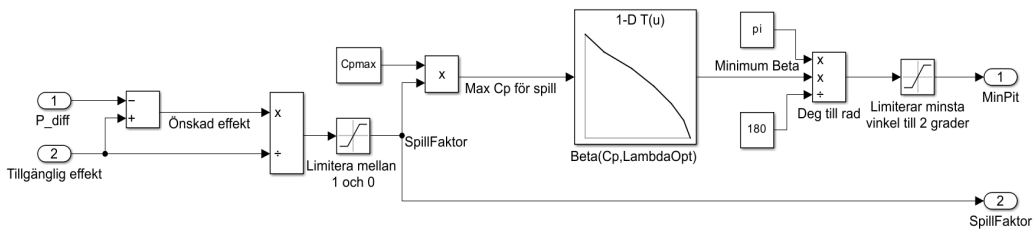


Figur 9: Inre schema för blocket ”Spilla vind”

Frekvensstyrning kommer från blocket ”Frekvensstyrd vindspilling”, figur 10a. Differensen mellan frekvensen och det önskade värdet 50 Hz matas genom ett lågpasfilter och sedan skalas signalen och dess derivata olika innan de adderas för att justera för större ändringar av signalen. Detta skalas upp till ett kW-värde och slås ihop med grundskillnaden 5 kW vilket ger hur mycket effekt vindkraftverket ska spilla. Den limiteras sist till 10 kW då det värdet valdes som maximalt spill. Det är främst detta block som har vidareutvecklats i detta arbete då [31] endast hade en generell frekvensstyrd spillmetod som inte var anpassad efter de stödtjänster som finns. Den önskade spillda effekten används sedan i en kvot med den tillgängliga effekten vilket ger en spillfaktor och vilket C_p som bör användas till att välja bladvinkel, figur 10b.



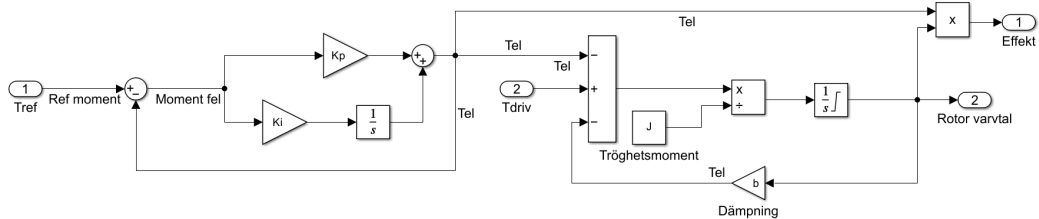
(a) Subsystemet som beräknar önskad spill effekt utifrån frekvensavvikelser från 50 Hz



(b) Blocket som beräknar bladvinkel och spillfaktor

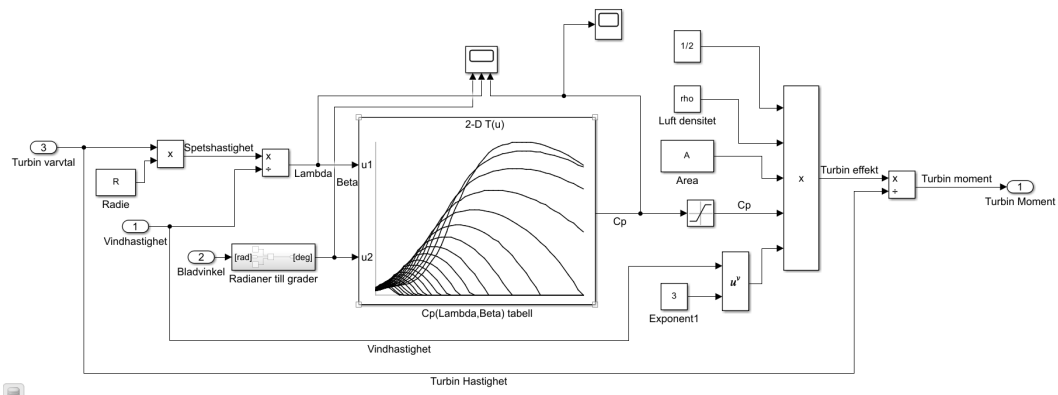
Figur 10: De två blocken inuti "Spilla vind"

Faktiska effekten som kommer ut ur turbinen simuleras fram i "DC-generator", figur 11, som med hjälp av ett referens moment och det faktiska momentet kan beräkna uteffekt samt varvtalet på rotorn.



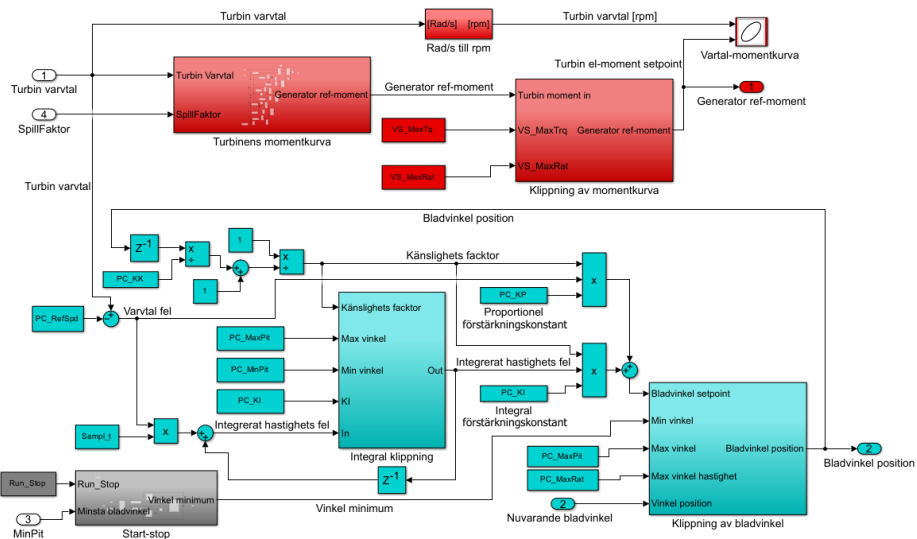
Figur 11: DC-generatorn i vindkraftverket

Det faktiska momentet i turbinen beror på sambandet mellan turbinens varvtal, vindhastigheten, och bladvinkeln vilket hanteras i "Dynamik", figur 12.



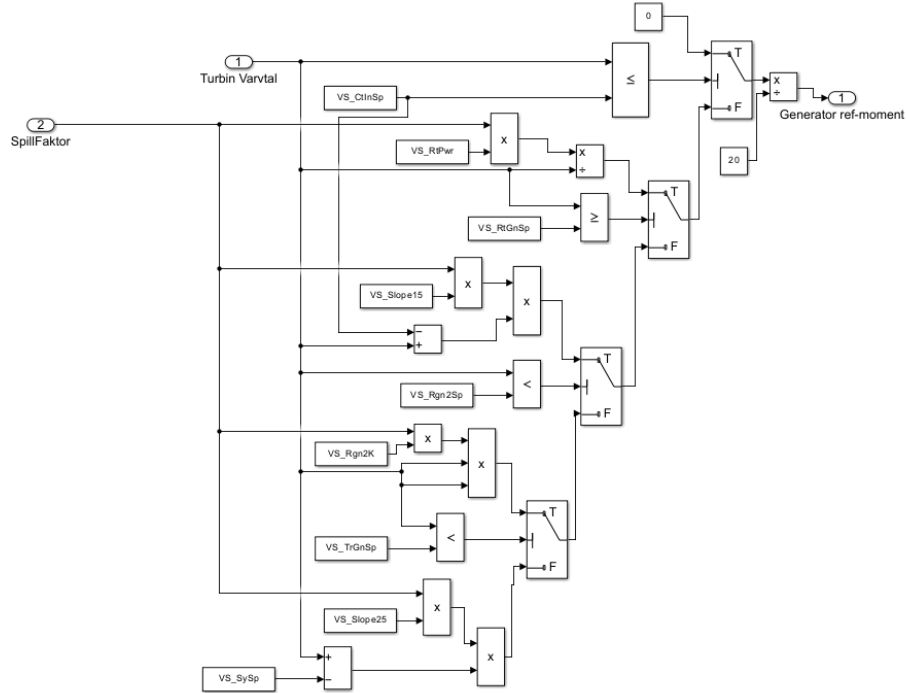
Figur 12: Subsystemet som hanterar dynamiken i simulatoren

Det största systemet är "NREL regulator":n som själv består av fem mindre system och visas i figur 13. Alla blocken som heter klippning samt blocket "Start-stop" fungerar på samma sätt, vilket är att de begränsar insignalen så denna inte går utanför tillåtna gränser eller ändras för fort. Detta görs för turbinens moment, bladvinkeln, samt bladvinkels integrerade hastighetsfel. I fallet med "Start-stop" ges minimivinkeln för att vindkraftverket ska kunna rotera, vilket används i klippningen av bladvinkeln.



Figur 13: Insidan av blocket "NREL reg"

Det sista blocket inuti "NREL reg" är turbinens momentkurva vilket motsvarar momentkurvan i figur 3 och implementeras i simuleringen enligt figur 14



Figur 14: Vindkraftverkets momentkurva

I "Turbinens momentkurva" används kvoten spillfaktor för att anpassa momentkurvans form, då den skalas ner mer desto mer vind som spills.

2.4 Aktiv och reaktiv effekt

Då spänningsregleringen styr den reaktiva effekten är det viktigt att förstå hur den bildas och på vilket sätt den är kopplad till aktiv effekt. I ett system med växelström kan strömmen och spänningen vara fasförskjutna och då bildas det reaktiv effekt [34]. Fasförskjutningen tillkommer på grund av kapacitiva och induktiva komponenter. Då kretsen har kapacitiv karaktär är strömmen fasförskjuten så den ligger före spänningen, fasskillnaden (φ) är negativ, och tvärt om då kretsen är induktiv. Effekterna beräknas som

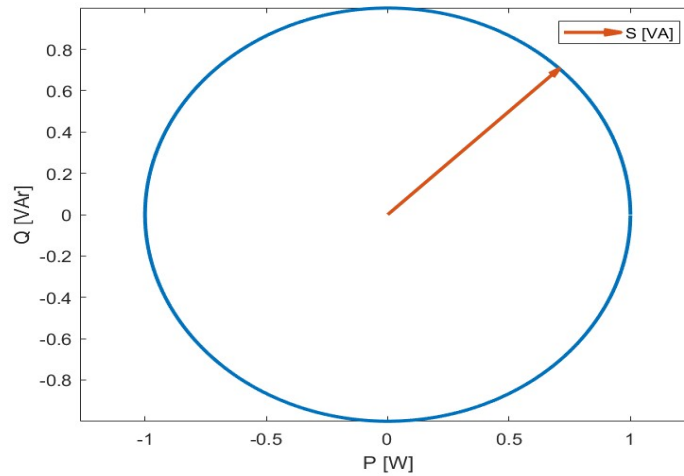
$$P = \sqrt{3}U_h I \cos(\varphi) \quad (7)$$

$$Q = \sqrt{3}U_h I \sin(\varphi) \quad (8)$$

där P och Q är aktiv respektive reaktiv effekt, U_h huvudspänningen och I strömmen. På grund av tecknet på fasskillnaden är Q alltså negativ då kretsen är kapacitiv och positiv då den är induktiv. Sambandet mellan de två olika effektformerna är den skenbara effekten (S) som begränsar de två andra typerna.

$$S = \pm \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9)$$

Detta samband leder till att då full aktiv effekt används i ett system finns det inget utrymme till någon reaktiv effekt vilket visualiseras med figur 15.



Figur 15: Den skenbara effektens relation till reaktiv och aktiv effekt

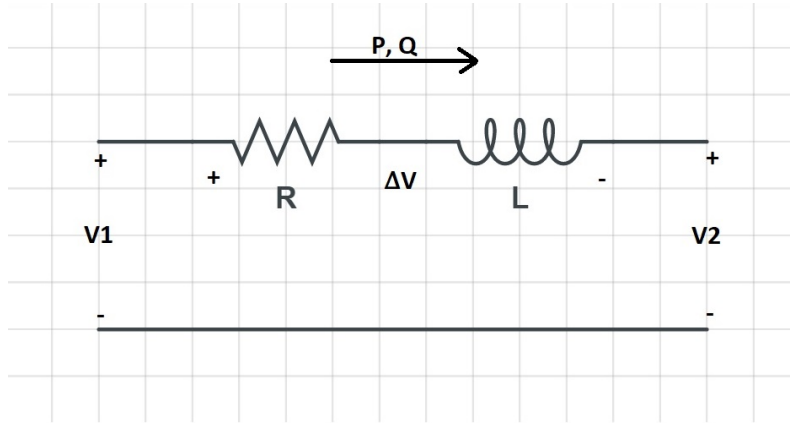
Med hjälp av effektlödena i en ledning är det även möjligt att beräkna förlusterna över denna [35].

$$P_{\text{forlust}} = R \cdot \frac{P^2 + Q^2}{U_h^2} \quad (10)$$

R motsvarar ledningens resistans.

2.5 Spänningsfall över ledare

Då nätet belastas och det går en ström blir det spänningsfall över ledningar på grund av dess impedans [22]. Ledningars impedans består av en resistans och reaktans. Resistansen bestäms av materialets resistivitet, längden samt tvärsnittsarean. Den kapacitiva delen kommer från det elektriska fält som uppstår mellan faserna samt mellan fas och jord. Elektriska laddningar samlas på ledarnas yta, på grund av det elektriska fältet, vilket leder till att dem beter sig som shuntkapacitanser. Strömen genom ledare skapar även magnetfält längs dess längd, vilket i sin tur inducerar en spänning och detta beter sig då som en serieinduktans. För kortare ledningar kan shuntkapacitansen försummas och då fås schemat i figur 16.



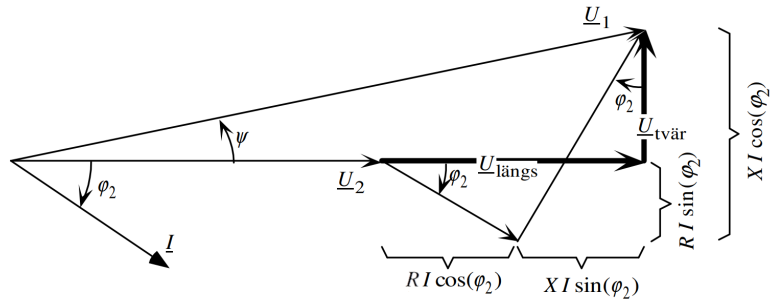
Figur 16: Ekvivalent schema för kort ledning

Impedansen (Z) i figur 16 ger upphov till ett spänningsfall (ΔV) över komponenterna [35].

$$Z = R + jX_L \quad (11)$$

$$\Delta V = RI + jX_L I \quad (12)$$

Fasläget för spänningsfallet bestäms av fasen för strömmen (I) som är induktiv, detta kan visualiseras som ett visardiagram enligt figur 17 [22]. Det längsgående spänningsfallet för



Figur 17: Spänningsfallet i form av ett visardiagram [22]

en fas kan beräknas som

$$U_{längsf} = RI \cos(\varphi) + X_L I \sin(\varphi) \quad (13)$$

Då spänningsfallet är litet i relation till den dimensionerande spänningen är det längsspänningsfallet som har en större inverkan på absolutbeloppet och tvärspänningsfallet på fasläget, vilket betyder att ΔV_f kan approximeras till $U_{längsf}$. Med ekvation 7 och 8 är det möjligt att skriva om spänningsfallet i 13 likt nedan.

$$\begin{aligned} \sqrt{3} \cdot \Delta V_f \cdot U_h &= \sqrt{3} U_h \cdot (RI \cos(\varphi) + X_L I \sin(\varphi)) \\ \Delta V \cdot U_h &= RP + XQ \end{aligned} \quad (14)$$

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{U_h} \quad (15)$$

Det är alltså möjligt att styra spänningen i punkten V_1 genom att reglera effekterna. Detta eftersom V_1 kan beräknas med hjälp av spänningsfallet enligt

$$V_1 = V_2 + \Delta V = V_2 + \frac{RP + XQ}{V_2} \quad (16)$$

2.5.1 Spänningsvariationer

Very Short Variations, även förkortat VSV, är ett mått vars uppgift är att kvantifiera spänningsvariationerna i tidsintervallet 3 sekunder till 10 minuter [36] [10]. Just 3 sekunder används eftersom det är en standard i IEC 61000-4-30 vilket är en internationell standard för elektromagnetisk kompatibilitet. En undre gräns på 3 sekunder finns det dock inga tekniska skäl för att använda i metoden. VSV jämför tiominuter och tresekunders rms-värden. Ett högre VSV-värde kan till exempel leda till försämring hos elektriska produkter och förändring i moment för elmotorer. V_{sh} , som är tiominutersvärdet, beräknas som rms-värde av tresekundersvärdena V_{vs} under den föregående tiominuters perioden.

$$V_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k V_{vs}^2(t_i)} \quad (17)$$

t_k är det sista tidssamplet under den tiominutersperioden och N är antalet tresekunderssamplar. Tresekunders VSV (ΔV_{vs}) är definierat som

$$\Delta V_{vs}(t_k) = V_{vs}(t_k) - V_{sh}(t_k) \quad (18)$$

där V_{sh} uppdateras var tredje sekund och beräknas enligt ekvation 17. Tiominuters VSV (ΔV_{sh}) beräknas utifrån värdena från ekvation 18 enligt följande

$$\Delta V_{sh}(t_k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k \Delta V_{vs}^2(t_i)} \quad (19)$$

t_k är likt tidigare slutet av tiominutersperioden.

2.6 Passning av modeller

För att kvantifiera hur väl simuleringen av en modell fungerar jämfört med verkliga mätningar finns det en del olika metoder för att ge detta ett värde. De fyra metoder som detta arbete använder sig av är Chi-squared (χ^2), mean absolute error (MAE), normalized mean absolute error (NMAE) samt normalized root mean squared error (NRMSE).

- **Chi-squared** - Chi testet beräknas enligt

$$\chi^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (20)$$

där n är antalet värden i mätserien, E de simulerade värdena och O de uppmätta [37]. I summan beräknas differensen mellan mätvärdena och simuleringen vilket betyder att en liten skillnad mellan dem ger ett lågt chi värde. Med andra ord beskriver modellen verkligheten perfekt om chi värdet är noll.

- **Mean absolute error** - Denna metod beräknar ett normaliserat medelvärde av skillnaderna mellan mätningarna och simuleringen [31, 38].

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |O_i - E_i| \quad (21)$$

En nackdel med denna metod är att den beror på storleken av värdena och inte den relativa skillnaden mellan dem.

- **Normalized mean absolute error** - Detta är samma metod som MAE förutom att summan normaliseras så att storleken på mätvärdena inte har samma inverkan.

$$NMAE = \frac{1}{n\bar{O}} \sum_{i=1}^n |O_i - E_i| \quad (22)$$

Normaliseringsfaktorn (\bar{O}) är differensen mellan det största och minsta värdet i mätserien, med andra ord är $\bar{O} = E_{max} - E_{min}$.

- **Normalized root mean squared error** - Denna metod är mycket lik NMAE och beräknas som följande [31, 38].

$$NRMSE = \frac{1}{\bar{O}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (O_i - E_i)^2}{n}} \quad (23)$$

Skillnaden är att stora avvikelser mellan simulering och mätning har en större inverkan på grund av att differensen mellan dem nu tas i kvadrat vilket betyder att resultatet blir proportionellt till detta.

En nackdel med de två senare metoderna är att de reagerar kraftigt på värden som sticker ut från mängden vilket kan göra dem mindre lämpliga.

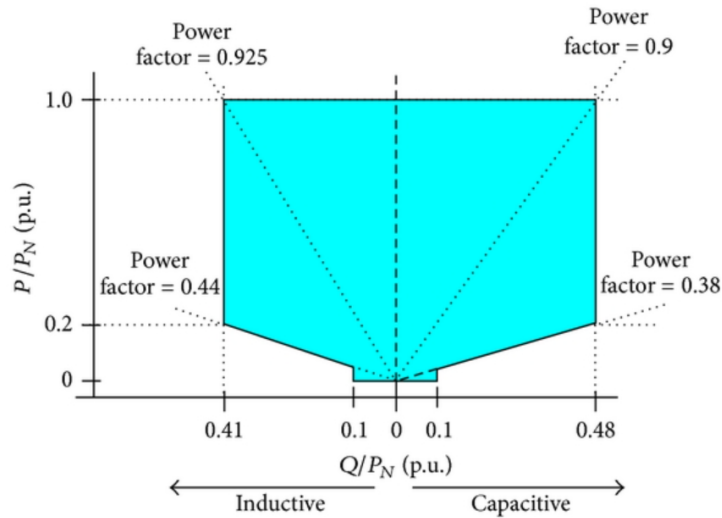
2.7 Omvärldsanalys spänning och frekvensreglering

Länder som Storbritannien, Danmark, Irland, Filippinerna, Spanien, Tyskland och Sydafrika har krav att vindkraftverk ska kunna reglera sin aktiva effekt för att hjälpa frekvensbalansen [39], [40]. Samtliga länder kräver att producerad effekt ska minska linjärt vid för höga frekvenser. Alla utom Filippinerna kräver även att vindkraftverk ska ha en effektereserv redo vid frekvensfall.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) är en sammanslutning av europeiska stamnätsföretag med uppgift att underlätta arbetet kring elnät och dess stabilitet [41]. ENTSO-E släppte 2016 krav för alla generatorer, Requirements for Generators (RfG), som ansluts till elnätet med olika detaljer för alla områden i EU [42]. Ett av kraven är att alla vindkraftsparkar ska kunna minska sin produktion linjärt vid för hög frekvens på nätet, definierat som Limited Frequency Sensitivity Mode for Over-frequencies (LFSM-O). Reglerna för LFSM-O bestäms av stamnätsföretagen men effekteregleringen måste börja verka inom 30 sekunder när frekvensen överstiger ett tröskelvärde mellan 50,2 - 50,5 Hz. Två länder vars vindkraftverk redan följer dessa nya riktlinjer är Storbritannien och Tyskland. I Storbritannien ska alla vindkraftverk minska sin aktiva effekt linjärt vid frekvenser över 50,4 Hz, och ska även kunna öka sin produktion

vid frekvenser under 49,5 Hz vilket kräver underproduktion. Utöver det ska 10 % av produktionen reserveras till att balansera frekvensen runt 50 Hz. Tyskland kräver att vindkraftverk reserverar 2 % av produktionen för att bidra med frekvensbalansering när frekvensen är utanför $50 \pm 0,2$ Hz, där effekten ska ändras linjärt [40].

I många länder är det ett krav på vindkraften att den ska kunna hjälpa till med att absorbera samt leverera reaktiv effekt för att hålla spänningen inom ett godkänt intervall [43]. Exempel på länder med detta krav är Danmark, Tyskland och Kina. Figur 18 illustrerar detta krav med en kurva som uppfyller alla Europas elnät. Kravet är i form av en relation mellan producerad aktiv och tillgänglig reaktiv effekt där vindkraftverket ska ha möjligheten att röra sig inom figuren längs den reaktiva skalan vid alla tidpunkter. Kurvan är normerad med märkeffekten (P_N) för att kunna användas på alla vindkraftverk.



Figur 18: PQ-kurva godkänd i hela EU [44]

I Kina är det även tvunget att installera en reaktiv effektkompenseringsenhet om den reaktiva effekten inte uppnår det bestämda kravet. I områden med nätkoderna National Grid (Storbritannien), Eirgrid (Irland) och TenneT (Tyskland) är det tvunget för vindfarmer att manövrera inom sin PQ-profil på tre olika arbetssätt [39]. Dessa tre arbetssätt är reaktiv effekt kontroll, effektfaktor kontroll och spännings kontroll. För reaktiv effekt kontroll är den reaktiva effekten satt till ett visst värde utan att ta hänsyn till den aktiva effekten eller spänningen. Effektfaktor kontroll betyder att effektfaktorn, som är en relation mellan aktiv och reaktiv effekt, ska hållas konstant. För spänningskontroll varieras den reaktiva effekten för att hålla spänningen stabil. I tabell 1 visas specifikationer för spänningskontroll som olika transmission system operators (*TSO*) har på vindfarmer.

Tabell 1: Spänningskontrolls specifikationer för olika TSO:er i Europa [39]

TSO	Spänningsintervall [pu]	Spänningsfall	Reglerhastighet
National Grid	0.95-1.05	2-7 %	5 s
Eirgrid	-	1-10 %	90 % på 1 s
TenneT	0.95-1.05	2-5 %	90 % på 5 s

TSO:n sätter ett spänningsintervall utifrån den nominella spänningen och sedan även ett procentuellt spänningsfall. TenneT har till exempel ett procentuellt spänningsfall på 2-5 % vilket betyder att om spänningen antingen faller eller ökar med dessa procent ska vindkraftverket kunna producera maximal reaktiv effekt enligt PQ-kurvan. För Eirgrid och TenneT ska 90 % av spänningsförändringen ske på 1 respektive 5 sekunder och för National Grid ska full förändring ske på 5 sekunder.

Vid en allmän analys av omvärldens metoder för att säkerställa det reaktiva effektbehovet framgår det att ersättning och avgifter i stor utsträckning är administrativt bestämda direkt i anslutningsavtal [26]. Danmark och Storbritannien är dock undantag, även om Storbritannien även har administrativ ersättning, där det finns marknadsbaserade modeller som tar in anbud. En del TSO:er har som krav på producenter att leverera tjänsten utan ersättning, andra har ersättning för installerad kapacitet och en del för aktivering av tjänsten. Det finns ingen prissättning som tar hänsyn till varaktighet eller responstid som det gör för frekvensreglering.

3 Metod

Projektets tillvägagångssätt bestod av tre stadier: litteraturstudie, simuleringar av modeller och slutligen styrning samt mätning på vindkraftverket. I litteraturstudien undersöktes olika strategier för att frekvens- samt spänningsreglera med vindkraftverk. Utefter denna studie utvecklades modeller för att simulera vindkraftverkets beteende då strategierna är i bruk. När simuleringarna betedde sig som önskat implementerades metoderna på Chalmers vindkraftverk för att utföra verkliga mätningar. Med hjälp av mätning och simulering analyserades modellerna och deras design förbättrades.

3.1 Litteraturstudie

Arbetet med detta projekt tog sin start i att samla in information om det aktuella ämnet och grunden till teorin lades. Arbetet behandlar det svenska elnätet och dess funktion, därför undersöktes elnätets frekvens- och spänningsbeteende samt hur vindkraft har en inverkan på detta. Då målet är att, med vindkraft, hjälpa till med frekvens- och spänningsreglering studerades hur de nuvarande stödtjänsterna är utformade för att sköta detta arbete. På spänningssidan finns det i dagsläget inga stödtjänster i Sverige vilket ledde till att litteraturstudiens fokus lades på omvärlden och hur de går till väga på denna front. Detta för att undersöka möjliga vägar framåt för Sveriges spänningsreglering och hur vindkraft kan bidra.

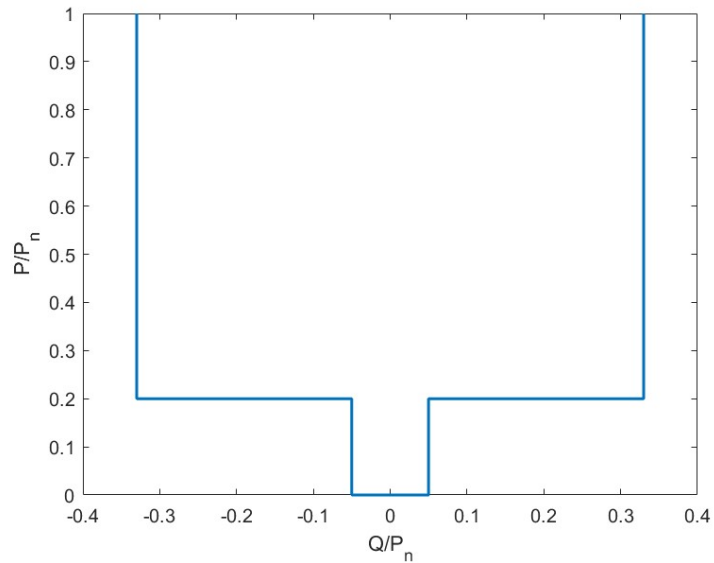
Därefter studerades olika strategier samt metoder för frekvens och spänningsreglering med vindkraft. Utifrån de olika stödtjänsterna för frekvensreglering valdes lämplig metod som projektet sedan analyserade. Som tidigare nämnts finns det, i Sverige, inga stödtjänster för spänningsreglering, vilket ledde till att egna stödtjänster utvecklades för detta arbete och utifrån dessa utgick sedan metoden.

3.2 Stödtjänster för spänningsreglering

Då det, i Sverige, inte finns någon utformad stödtjänst för spänningsregleringen och reaktiv effekt konsumtion/produktion bildas tre potentiella stödtjänster som utifrån vindkraftverkets förmåga sedan utvärderas efter. Dessa metoder är:

1. Ständigt reglera mot börvärdet 400 V med tillgänglig reaktiv effekt
2. Då spänningen är utanför intervallet 400 ± 5 V ska regleringen starta inom 5 sekunder, samtidigt som PQ-kurvan för National Grid i figur 19 implementeras
3. Då spänningen är utanför intervallet 400 ± 5 V ska regleringen starta inom 5 sekunder med tillgänglig reaktiv effekt

Nummer ett utformades för att undersöka vad som är möjligt om vindkraftverket ständigt reglerar med den tillgängliga effekten. Nummer två är utformad för att efterlikna tekniker som används i övriga Europa. Det är på grund av detta som den reaktiva effektkapaciteten ska följa nätkoden för National Grid samtidigt som full utstyrning på 5 sekunder ska eftersträvas [39].

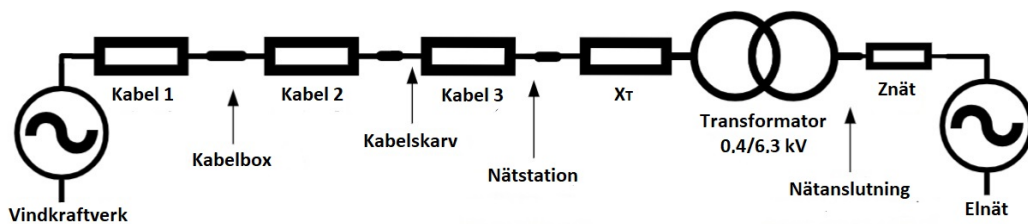


Figur 19: PQ-kurva för National Grid

Metod 3 efterliknar metod 2 där skillnaden är att den reaktiva effekten inte begränsas utan hela kapaciteten är tillåten att användas. I resterande del av rapporten kommer dessa tre stödtjänster benämnas som metod 1, 2 och 3.

3.3 Impedans mellan vindkraftverk och elnät

För att bruka de ekvationer som förklarades i teorin och används i kommande avsnitt krävs det kända värden på impedanserna mellan vindkraftverket och transformatorn. På Björkö kan dessa impedanser beskrivas enligt följande figur.



Figur 20: Impedanser mellan vindkraftverk och elnät ute på Björkö [45]

Med parametrarna, som kan ses i tabell 2, beräknas kabelimpedanserna enligt

$$Z_{kabel} = (R + j2\pi fL) \cdot längd \quad (24)$$

Tabell 2: Tabell över kabelparametrarna [46], [47]

Kabel	Ledararea [mm ²]	Längd [km]	Resistans (R) [Ω /km]	Induktans (L) [mH/km]
1	240	0,2	0,125	0,22
2	150	0,06	0,206	0,22
3	150	0,06	0,206	0,22

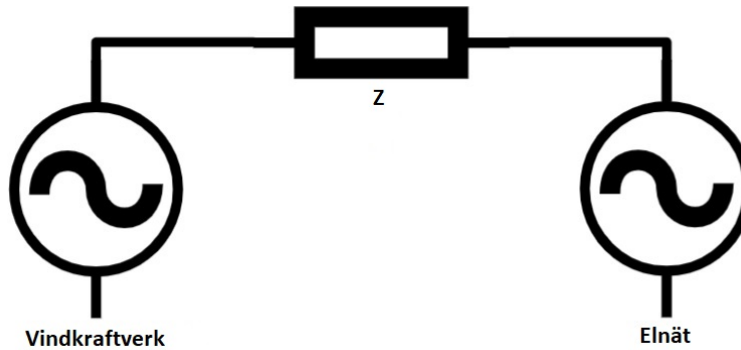
På transformatorns högspänningssida är kortslutningsströmmen $I_{KS} = 5194$ A vilket betyder att $Z_{nät}$ övertransponerat till lågspänningssidan blir

$$Z_{nät} = j \frac{V_{HS}}{\sqrt{3}I_{KS}} \cdot \left(\frac{V_{LS}}{V_{HS}}\right)^2 \quad (25)$$

Där V_{HS} och V_{LS} är spänningen på hög respektive lågspänningssidan. För nätets impedans har approximationerna gjorts att den har induktiv karaktär samt att resistansen är försumbar. Transformatorn har en märkeffekt $S_T = 315$ kVA och en relativ impedans $U_k = 4.2\%$ vilket gör att dess reaktans X_T beräknas enligt

$$X_T = j \frac{V_{LS}^2}{S_T} \cdot U_k \quad (26)$$

Samtliga impedanser adderades till ett ekvivalent schema i figur 21 där $Z = 49,7 + j46,3 m\Omega$



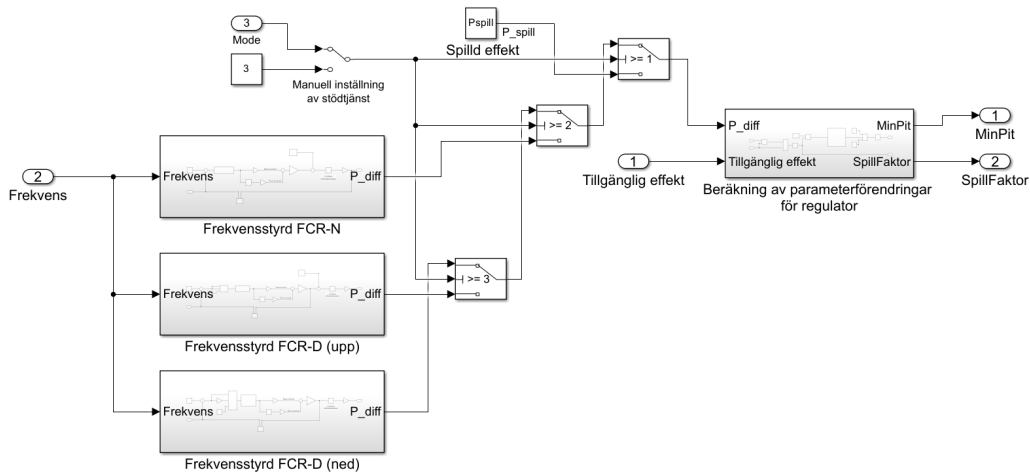
Figur 21: Ekvivalent schema för impedansen mellan vindkraftverk och elnät [45]

3.4 Modell och simulering

I följande kapitel förklaras metoderna som används för både frekvens och spänningsreglering, samt hur simuleringsmodellerna är uppbyggda.

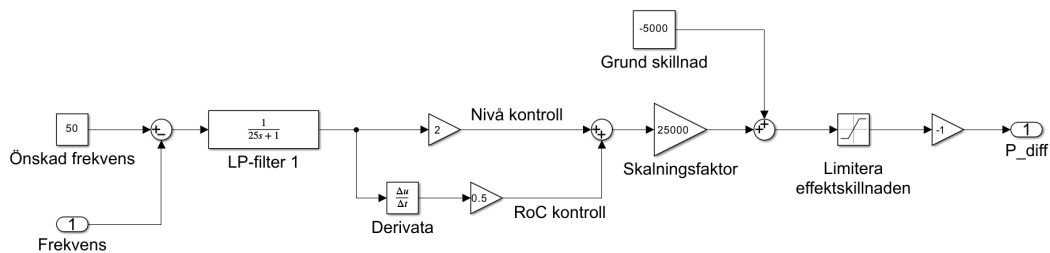
3.4.1 Modell för frekvensreglering

Målet med frekvensregleringen var att reglera den aktiva effekten från vindkraftverket i förhållande till frekvensen på elnätet genom att styra hur mycket vind som spills. Figur 22 visar en översiktsbild på modelleringen som användes för frekvensregleringen.



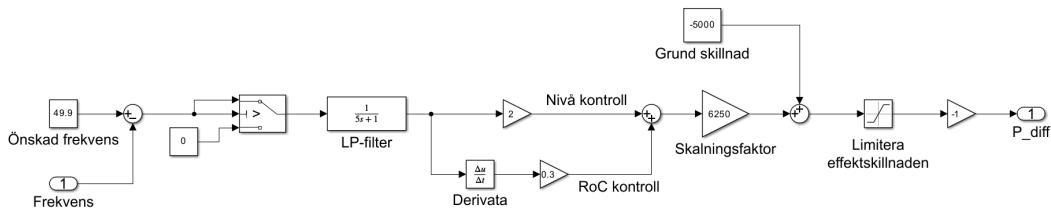
Figur 23: Reglerblocket ”Spilla vind” som styr vilken spillfaktor, samt den minsta tillåtna bladvinkeln som används i simuleringen utifrån elnätets frekvens och vindkraftverkets tillgängliga effekt

I figur 24 visas blocket för FCR-N där insignalen är frekvensen som jämförs med det önskade värdet 50 Hz. Differensen matas sedan igenom ett lågpasfilter som anpassats för att vara så trögt som möjligt utan att systemet blir för långsamt för att kunna följa kraven på FCR-N. Den filtrerade signalen blir sedan delad i två där den första skalas upp direkt och den andra blir deriverad för att kontrollera så ändringen av frekvensen inte blir för stor. Slutligen skalas signalen upp och slås ihop med grundskillnaden, det som vindkraftverket ska spilla vid 50 Hz, och limiteras sedan mellan värdena 0 och -10000 innan den byter tecken till ett positivt värde.



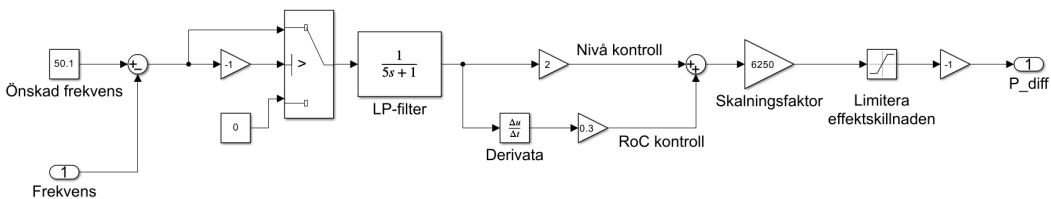
Figur 24: Reglerblocket ”Frekvensstyrd FCR-N” som styr spilld effekt anpassad efter stödtjänsten FCR-N

Styrningen för FCR-D upp visas i figur 25. Frekvensen subtraheras med den önskade frekvensen på 49,9 Hz, det övre gränsvärdet för stödtjänsten, för att sedan kontrolleras så att frekvensen inte ligger över frekvensintervallet för FCR-D upp. Differensen behandlas sedan på ett liknande vis som för FCR-N, med skillnaden att det används ett lågpasfilter som tillåter snabbare signalförändringar samt att signalen limiteras mellan värdena 0 och -5000 innan teckenbytet.



Figur 25: Reglerblocket ”Frekvensstyrd FCR-D (upp)” som styr spilld effekt anpassad efter stödtjänsten FCR-D upp

Styrningen för FCR-D ned visas i figur 26. Frekvensen subtraheras med den önskade frekvensen på 50,1 Hz, det undre gränsvärdet för stödtjänsten, för att sedan kontrolleras så att frekvensen inte ligger under frekvensintervallet för FCR-D ned. Därefter behandlas signalen likvärdigt som för FCR-D upp, då de har samma krav på responstid, med skillnaden att ingen grundskillnad subtraheras. Detta på grund av att vindkraftverket enbart ska spilla vind då frekvensen överstiger 50,1 Hz när FCR-D ned används.

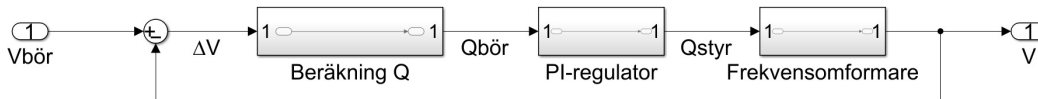


Figur 26: Reglerblocket ”Frekvensstyrd FCR-D (ned)” som styr spilld effekt anpassad efter stödtjänsten FCR-D ned

3.4.2 Modell för spänningsreglering

Chalmers vindkraftverk är friställt från elnätet med en frekvensomformare vilket innebär att det inte är direkt kopplat till elnätet. Detta betyder att det är kraftelektroniken i frekvensomformaren som styr effekten som vindkraftverket levererar. Med andra ord finns möjligheten att reglera relationen mellan aktiv och reaktiv effekt oberoende av varandra, vilket är önskvärt då spänningen vid vindkraftverket kan styras med hjälp av den reaktiva effekten enligt ekvation 16. Det är viktigt att understryka att det inte går att ha ett negativt aktivt effektlöde mellan frekvensomformaren och generatormen då det sitter dioder där som förhindrar flöde åt generatormens håll. Det är dock negativt flöde mellan elnätet och frekvensomformaren då vindkraftverket är avstängt och anläggningen konsumerar mer effekt än det producerar.

En översiktlig bild av hela systemet kan ses i bilagor figur A.3. Modellen har sin grund från metoder beskrivna i [43], [48] och är sedan anpassad efter förutsättningarna. En schematisk bild över systemets principiella uppbyggnad kan ses i figur 27.

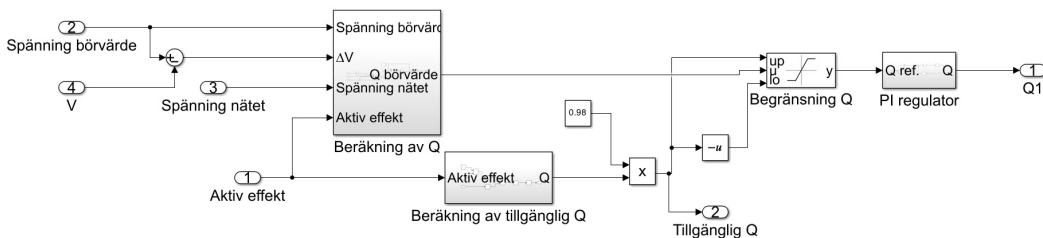


Figur 27: Principiell översikt för spänningsregleringen

Kortfattat så jämförs vindkraftverkets spänning (V) med ett önskat värde ($V_{bör}$), utifrån denna skillnad beräknas ett referensvärde för den reaktiva effekten. Detta värde går sedan genom en PI-regulator och en styrsignal skickas till frekvensomformaren som förändrar spänningen.

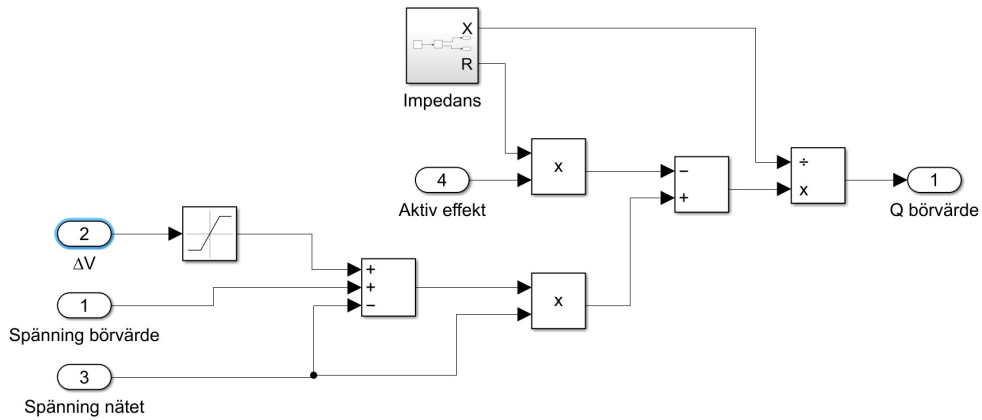
De tre reglermetoderna som projektet arbetar utifrån delas upp i två block benämnda "Metod 1" och "Metod 2/3", vilket kan ses i den översiktliga bilden i bilagor. Spänningen vid vindkraftverket bestäms av nätets spänning samt effektlödet. För att modellera detta mäts både nätspänning och den aktiva effekten och är inkommande signaler till simuleringen. Mätdata för spänningen är loggad i tolv timmars intervall, då vindkraftverket inte är i drift, medan mätdata för den aktiva effekten enbart är för en period på ungefär 4 timmar. För att få ett lika långt intervall för den aktiva effekten återanvänds samma mätperiod så många gånger så att ett tolvtimmars intervall fylldes ut. Detta görs för att få en längre översikt samt för att längre tidsperioder krävs till VSV-beräkningarna. Samplingsintervallen för de två olika mätserierna inte är den samma utan den aktiva effekten samplas fyra gånger så snabbt och då blir även denna vektor fyra gånger så stor för att täcka samma tidsperiod.

I blocket "Metod 1", som kan ses i figur 28, jämförs $V_{bör}$ med V för att få fram differensen mellan de två. Med bland annat denna differens beräknas och regleras sedan den reaktiva effekten Q . Den reaktiva effekten multipliceras dessutom med 0.98 för att frekvensomformaren inte skall gå på full drift och lösa ut säkringen.



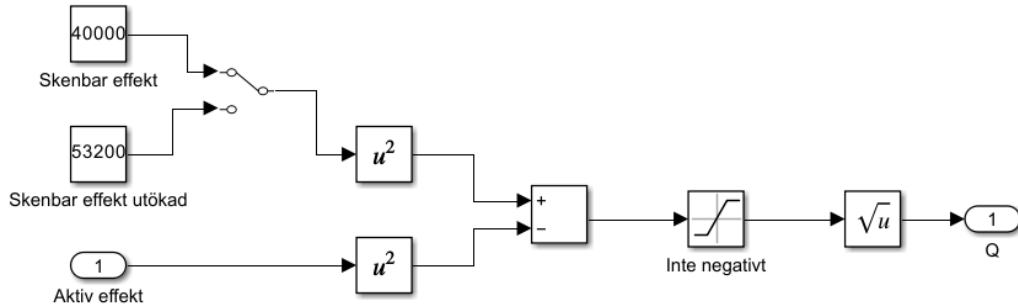
Figur 28: Inre schema för blocket "Metod 1"

$Q_{bör}$ beräknas utifrån en omskrivning av ekvation 16 där det även tas hänsyn till ΔV . Beräkningen visas i figur 29.



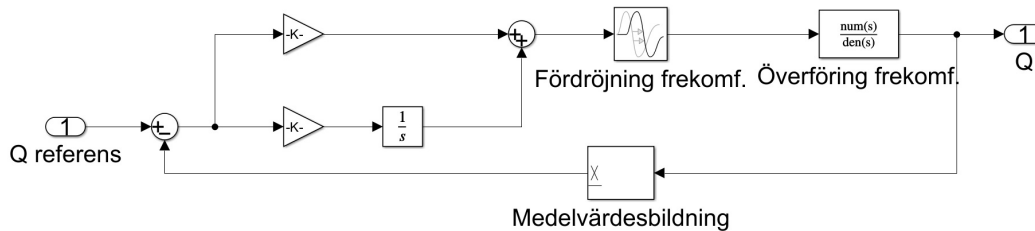
Figur 29: Inre schema för blocket ”Beräkning av Q”

Detta börvärde är tvunget att begränsas till den tillgängliga reaktiva effekten, vilket bestäms av mängden aktiv effekt vindkraftverket producerar i momentet. Sambandet mellan de två effekterna beskrivs i ekvation 9 där frekvensomformaren har den skenbara effektkapacitet 40 kVA. För att även ha möjligheten att undersöka hur en frekvensomformare med större kapacitet hade påverkat systemet finns möjligheten till det genom att ändra den skenbara effektkapaciteten i figur 30, där den tillgängliga reaktiva effekten beräknas.



Figur 30: Inre schema för blocket ”Beräkning av tillgänglig Q”

Enligt figur 28 regleras sedan det begränsade börvärdet av en PI-regulator. Det inre schemat för PI-regulator kan ses nedan i figur 31. Reglerparametrarna valdes till $K_p = 0,2$ och $K_i = 1,5$ utefter tester där systemets beteende studerades vid olika värden på konstanterna. Då mätutrustningen på vindkraftverket medelvärdesbildar över tio nätperioder, vilket motsvarar 0,2 s, och sedan uppdaterar värdena är där motsvarande fördröjning och beräkning i återkopplingsloopen. Frekvensomformarens beteende som enligt figur 31 finns med i regleringen förklaras närmare i kommande kapitel.



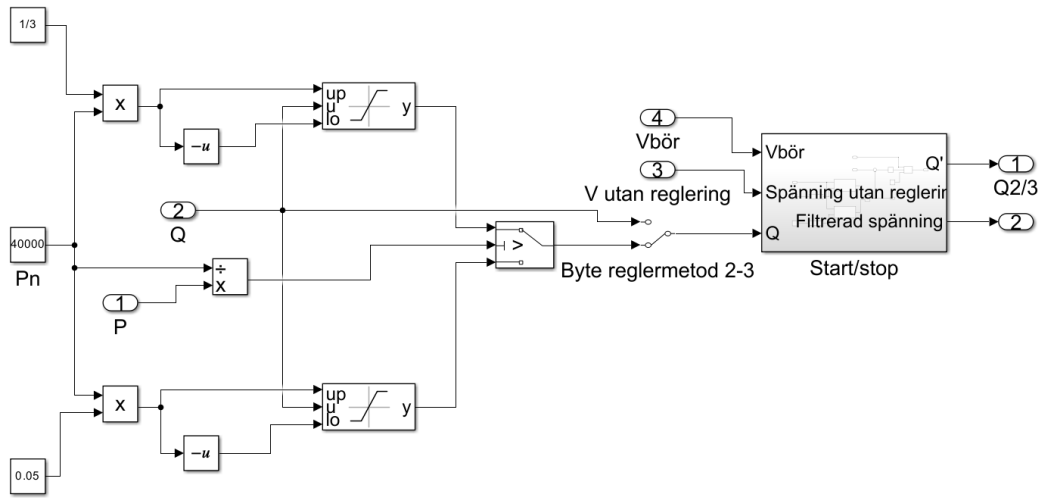
Figur 31: Inre schema för blocket "PI regulator"

Nästa steg i modellen är val av stödtjänst, vilket sker med omkopplaren efter blocket "Metod 1" som kan urskiljas i översiktsskissen. Beroende på vilken stödtjänst som är vald går antingen den reaktiva effekten direkt till blocket "V med reglering", där den nya spänningen beräknas, eller till blocket "Metod 2/3".

Som tidigare nämnt begränsas den reaktiva effekten i metod 2 av PQ-kurvan för National Grid, vilket implementeras i figur 32. Vilket område av kurvan som är aktivt styrs av en variabel omkopplare som reagerar på relationen mellan märkeffekten P_n och den aktiva effekten P . Om relationen P/P_n är över 0,2 väljes signalen där Q_{max} beräknas enligt

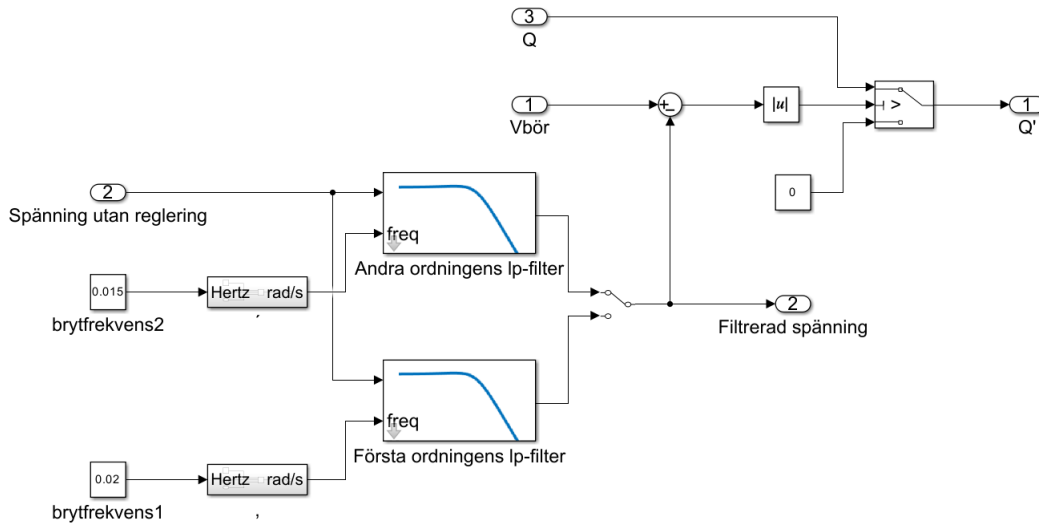
$$Q_{max} = P_n \cdot \frac{1}{3} \quad (27)$$

annars går signalen med $Q_{max} = 0,05 \cdot P_n$ genom istället.



Figur 32: Inre schema för blocket "Metod 2/3"

Det är möjligt att byta mellan metod 2 och 3 genom att ändra omkopplare nummer två. Omkopplarens övre läge, som enbart släpper igenom den reaktiva effekten utan någon begränsning, är för metod 3 och det undre för 2. Båda dessa metoder ska enbart aktiveras utanför intervallet 400 ± 5 V vilket regleras i figur 33



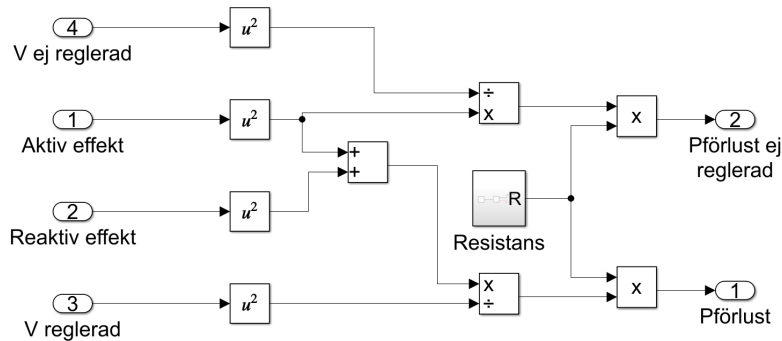
Figur 33: Inre schema för blocket "Start/stop"

För att veta om spänningen är innanför eller utanför intervallet används den icke reglerade

spänningen, vilken beräknas med ekvation 16 då den reaktiva effekten är satt till noll. Denna spänning filtreras med ett andra eller första ordningens lågpasfilter vid gränshfrekvensen 0,015 Hz respektive 0,2 Hz. Filtringen görs för att förhindra att modellen reagerar på snabba variationer kring intervallets gränser. Exempelvis är det inte önskvärt att regleringen startar om spänningen går under 395 V i en sekund och sedan upp igen. Även här används en variabel omkopplare för att antingen släppa igenom reaktiv effekt, om den absoluta skillnaden mellan filtrerad spänning och börvärde är större än 5 V, eller inte reglera alls.

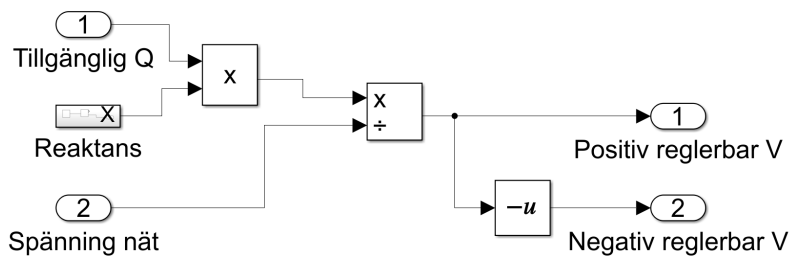
Då det är önskvärt för resultatet att undersöka hur väl regleringen fungerar beräknas även spänningen vid vindkraftverket med $Q = 0$ utefter ekvation 16 i blocket "V utan reglering". Detta för att kunna jämföra hur reglerad spänning och icke reglerad spänning skiljer sig åt.

I blocket "Beräkning förlust ledning", vars inre schema kan ses nedan i figur 34, beräknas överföringsförlusterna mellan vindkraftverk och transformator enligt ekvation 10. Blocket beräknar både förlusterna då spänningen regleras och då den inte regleras för att ha möjligheten att jämföra dem.



Figur 34: Inre schema för blocket "Beräkning förlust ledning"

För att illustrera hur mycket reglerbar spänning modellerna kan bidra med används blocket "Tillgänglig reglerbar V" som visas i figur 35. Beräkningen utgår ifrån ekvation 16 men tar enbart hänsyn till den tillgängliga reaktiva effekten. Spänningen delas upp i två signaler, en positiv och en negativ, för att visa att den reaktiva effekten även kan vara av negativ karaktär då spänningen behöver regleras ned.



Figur 35: Inre schema för blocket "Tillgänglig reglerbar V"

Samma princip används för samtliga metoder, det är enbart signalen "Tillgänglig Q" som förändras.

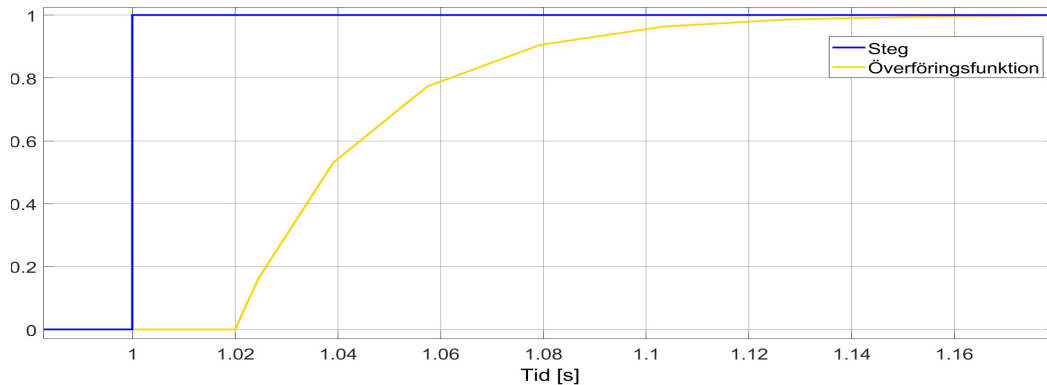
3.5 Frekvensomformarens tröghet

För att få en god likhet mellan simulering och verkligheten har även frekvensomformarens tröghet tagits i beaktning. Frekvensomformaren har en fördröjning på 20 ms och sedan en linjär stegring på ungefär 60 ms vilket kan ses i Bilagor figur A.1 och A.2. Detta stegsvar kan approximeras med först en fördröjning och sedan ett första ordningens system likt följande [49].

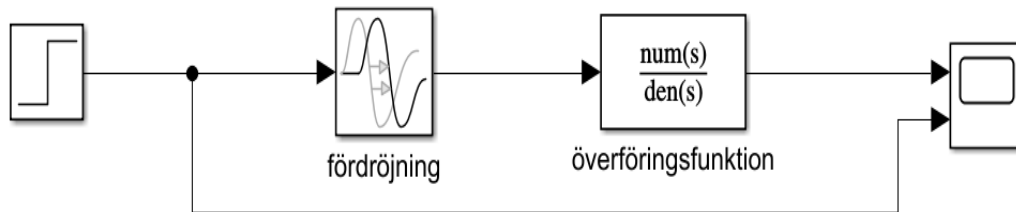
$$F(s) = \frac{1}{1 + T_f s} = \frac{1}{1 + 0.025s} \quad (28)$$

T_f är en tidskonstant som motsvarar hur lång tid det tar för systemet att uppnå 63 % av sitt slutgiltiga värde. Konstanten erhöles till $T_f = 25$ ms genom att approximera var på tidsaxeln detta skedde.

För att säkerhetsställa att frekvensomformarens simulerade tröghet efterlikna det verkliga stegsvaret plottades simuleringen i figur 36a. Det kan avläsas att stegsvaret vid 80 ms har uppnått ungefär 90 % av sitt slutvärde vilket kan anses vara godtyckligt och tillräckligt likt frekvensomformarens faktiska beteende. De första 20 ms, där stegsvaret inte reagerar, moduleras med hjälp av ett fördröjningsblock vilket kan ses i figur 36b.



(a) Simulering



(b) Blockschema

Figur 36: Blockschema samt simulering av stegsvar för frekvensomformaren

3.6 Implementering av spänningsmodell

Implementationen av modellen på vindkraftverket ser annorlunda ut jämfört med den tidigare beskrivna simuleringmetoden. Skillnaden är att i simuleringssmodellen ligger mätpunkten i nätets spänning och sedan beräknas spänningen vid vindkraftverket medan för implementationen på vindkraftverket är det på motsatt vis. I bilagor figur A.4 visas en övergripande bild av schemat på implementationen.

4 Resultat

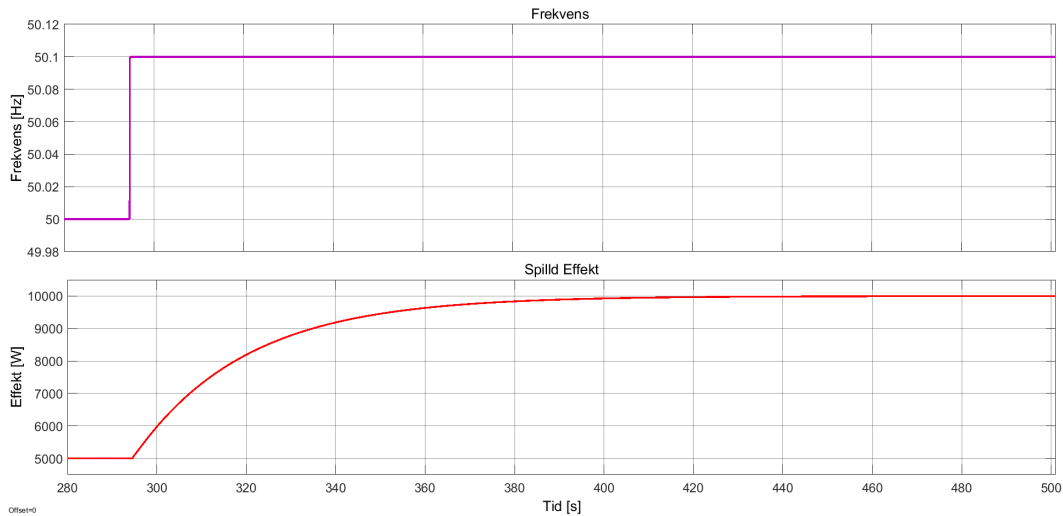
Nedan presenteras resultatet för projektets olika delar frekvens och spänningsreglering. Resultatet för frekvensreglering kommer visa vindkraftverkets förmåga att hjälpa till med stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp samt FCR-D ned medans för spänningsreglering undersöks de tre stödtjänsterna projektet föreslagit. Resultatet från mätningarna kommer att presenteras samt jämföras med modellen och även resultat från enbart simuleringar undersöks.

4.1 Simuleringar frekvensreglering

De simulerade frekvensresultaten fokuserade på att visa hur Chalmers vindkraftverk kunde bidra med stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp, samt FCR-D ned. Eftersom de stödtjänsterna verkar i olika frekvensintervall användes en frekvenssignal till FCR-N och en annan till FCR-D upp och ned. Under samtliga simuleringar användes en konstant vind på 12 m/s för att säkerställa att modellens tillgängliga effekt låg på 25000 W, vilket är vindkraftverkets märkeffekt. Detta för att enbart ha frekvensens påverkande variabeln under simuleringen.

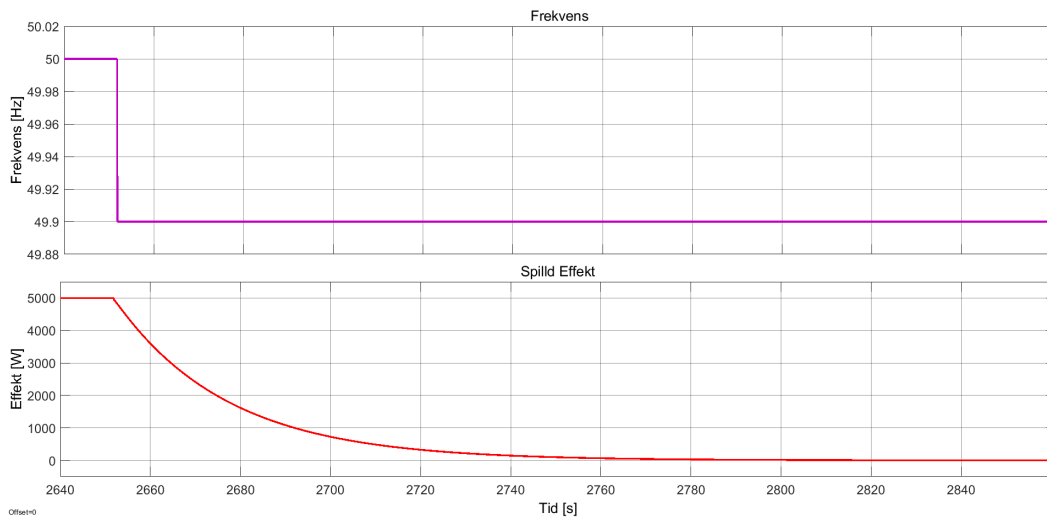
4.1.1 FCR-N

Till en början gjordes rena simuleringar där vinden antogs till ett konstant värde på 12 m/s vilket gav en konstant tillgänglig effekt på 25 kW. Detta i kombination med en stegformad frekvenssignal åskådliggjorde grundtanken med frekvensregleringen. I figur 37 visas hur mycket effekt modellen spillde med ovanstående metod. Frekvensen gjorde ett steg från 50 Hz till 50,1 Hz vilket resulterade i att den spillda effekten ändrades från 5000 W till 10000 W på mindre än 180 sekunder vilket överensstämmer med kraven för FCR-N att ge 100 % inom 3 minuter. Det går även att se att den spillda effekten överstiger 8150 W inom 30 sekunder vilket även det överstämmer med kravet att ge 63 % inom 30 sekunder.



Figur 37: Simulerad spilld effekt med stödtjänsten FCR-N i den undre grafen där frekvenssignalen, i den övre grafen, är ett steg från 50 Hz till 50,1 Hz

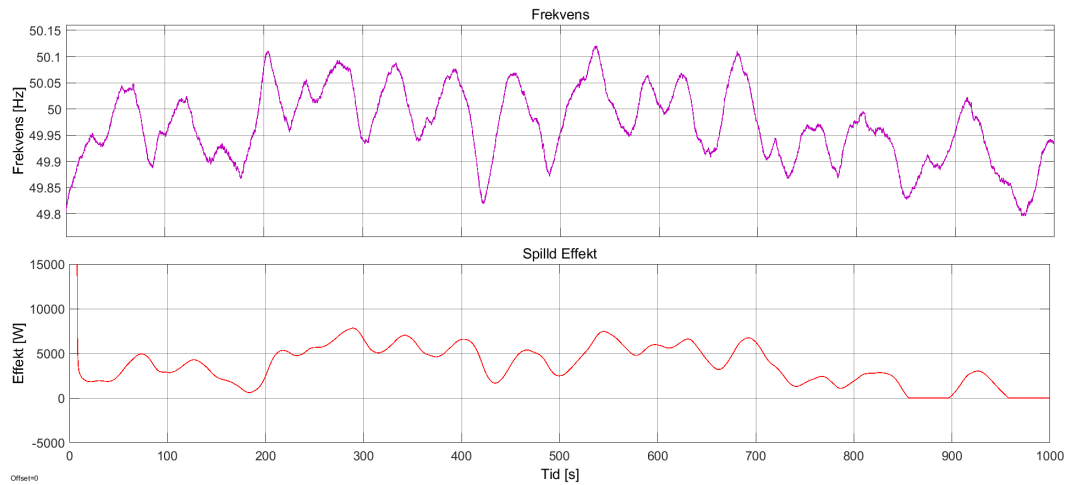
Figur 38 visar att modellen spillde mindre när frekvensen understeg 50 Hz. I denna simuleringen gjorde frekvensen en stegändring från 50 Hz till 49,9 Hz vilket gjorde att den spillda effekten ändrades från 5000 W till 0. Även här uppfyllde modellen tidskraven för FCR-N.



Figur 38: Simulerad spilld effekt med stödtjänsten FCR-N i den undre grafen när frekvenssignalen, i den övre grafen, är ett steg från 50 Hz till 49,9 Hz

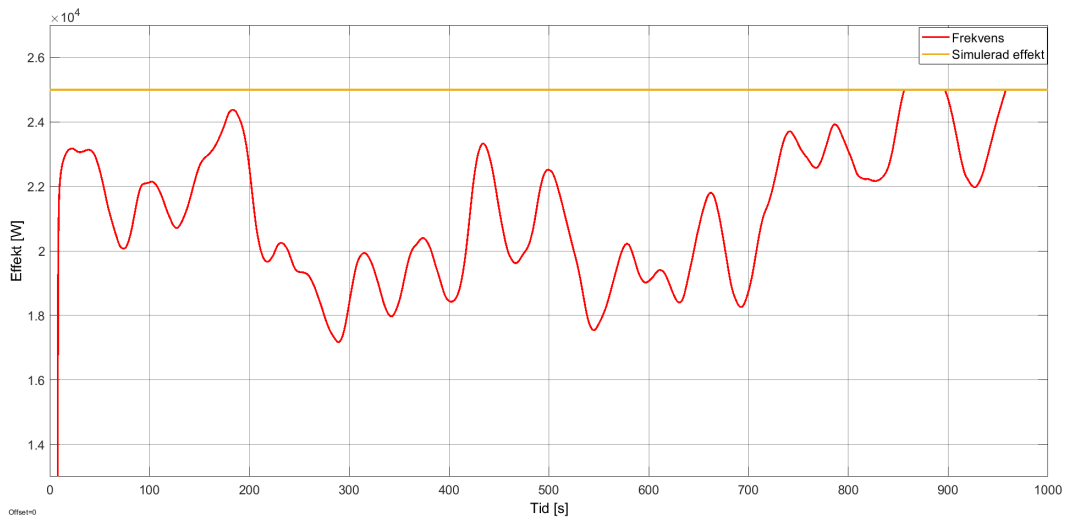
Modellen simulerades sedan med en uppmätt frekvenssignal som hade manipulerats för att ha en större variation i intervallet 49,9 - 50,1 Hz. Figur 39 visar frekvenssignalen i den

övre grafen och den spillda effekten i den undre, där de avvikande värdena i början är på grund av att modellen tar hänsyn till vindkraftverkets uppstartssekvens. Det går att se att modellen spillde mer än 5000 W de perioder som frekvensen låg över 50 Hz och att den spillde mindre än 5000 W då frekvensen låg under 50 Hz. Vid tidpunkten 900 s så var även den spillda effekten lika med 0 då frekvensen låg under 49,9 Hz en längre period. Allt detta stämmer överens med hur stödtjänsten FCR-N ska fungera.

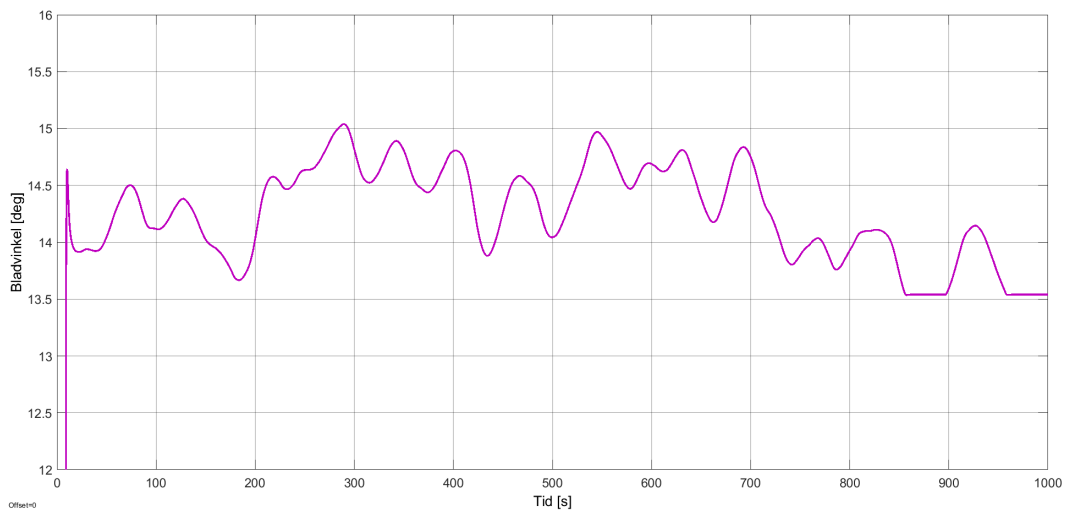


Figur 39: Simulering av Chalmers vindkraftverk med en varierande frekvens då stödtjänsten FCR-N används. Övre grafen visar frekvensen och den undre grafen visar den simulerade spillda effekten

I figur 40 visas den tillgängliga effekten och den producerade effekten från samma simulering som tidigare samt i figur 41 visas bladvinkeln där båda figurerna visar samma tidintervall som figur 39. Den producerade effekten blev mindre och bladvinkeln större då modellen spillde mer effekt.



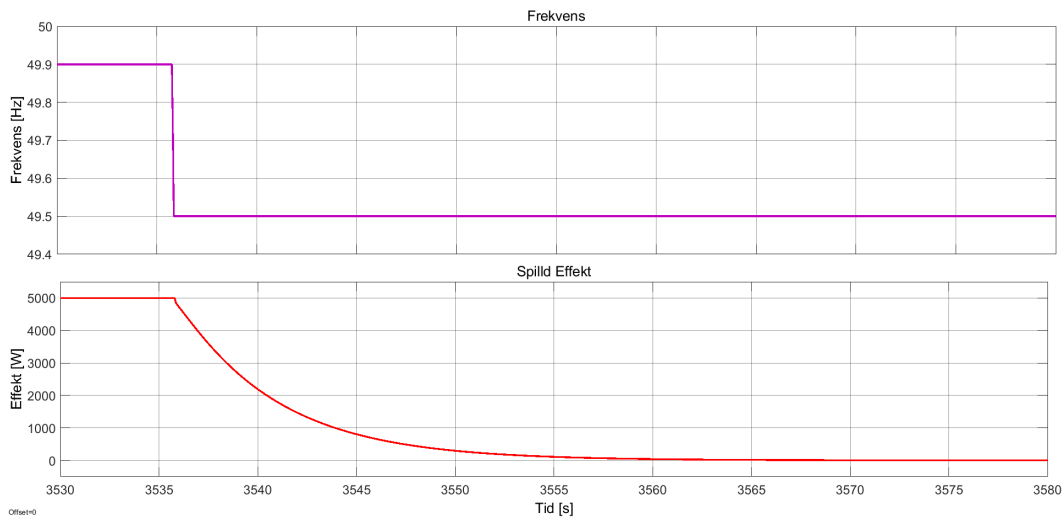
Figur 40: Simulering av Chalmers vindkraftverk med en varierande frekvens. De simulerade värden för tillgänglig effekt visas i orange och producerad effekt i röd



Figur 41: Simulering av Chalmers vindkraftverk med en varierande frekvens. Grafen visar den simulerade bladvinkeln

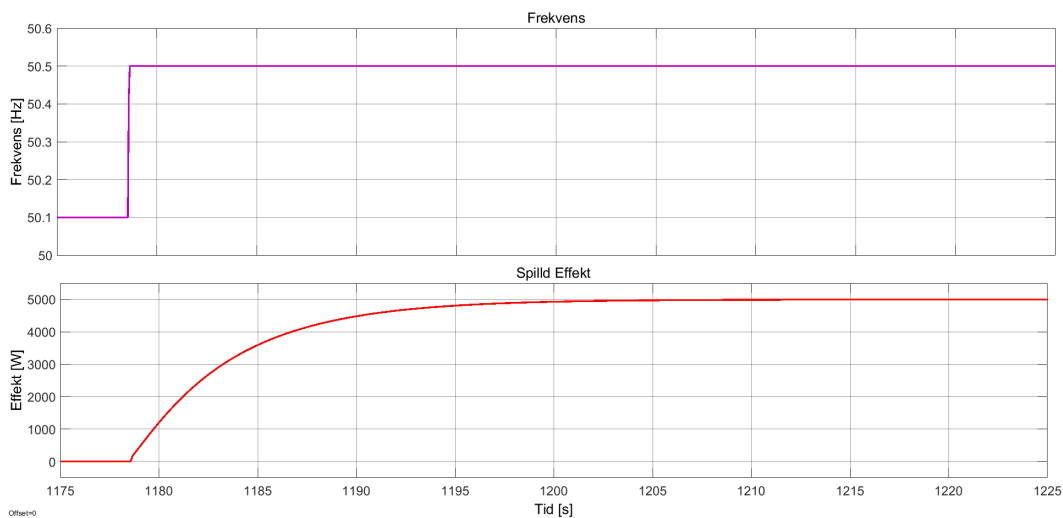
4.1.2 FCR-D

Stegsvaret från FCR-D upp går att se i figur 42. Frekvensen, som visas i den övre grafen, gjorde ett steg från 49,9 Hz till 49,5 Hz vid tidpunkten 3536 s och den spillda effekten, i den undre grafen, gick då från 5000 W till 0 W inom 30 s samt att den nådde 2500 W inom 5 s. Detta visade att modellen uppfyller kraven för FCR-D upp att ge ut 50 % och 100 % av dess effekt inom 5 s respektive 30 s.



Figur 42: Stegsvaret från modellen när FCR-D upp användes. Frekvensen visas i den övre grafen och den spillda effekten i den undre grafen

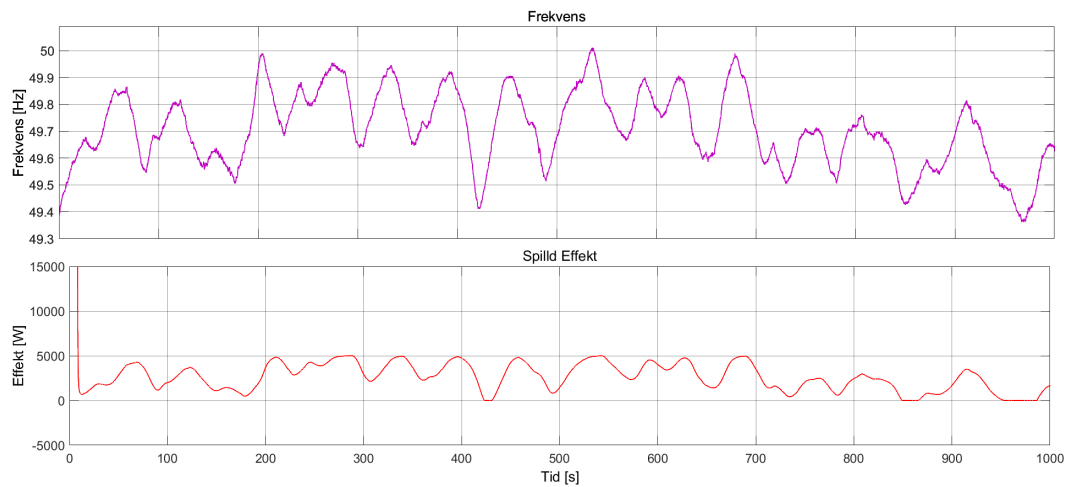
Figur 43 visar stegsvaret för FCR-D ned i den undre grafen när frekvensen gjorde ett steg från 50,1 Hz till 50,5 Hz vid tidpunkten 1178 s, den övre grafen. Den spillda effekten gick då från 0 W till 5000 W och likvärdigt som för FCR-D upp så gjorde den det inom tidskraven för FCR-D.



Figur 43: Stegsvaret från modellen när FCR-D ned användes. Frekvensen visas i den övre grafen och den spillda effekten i den undre grafen

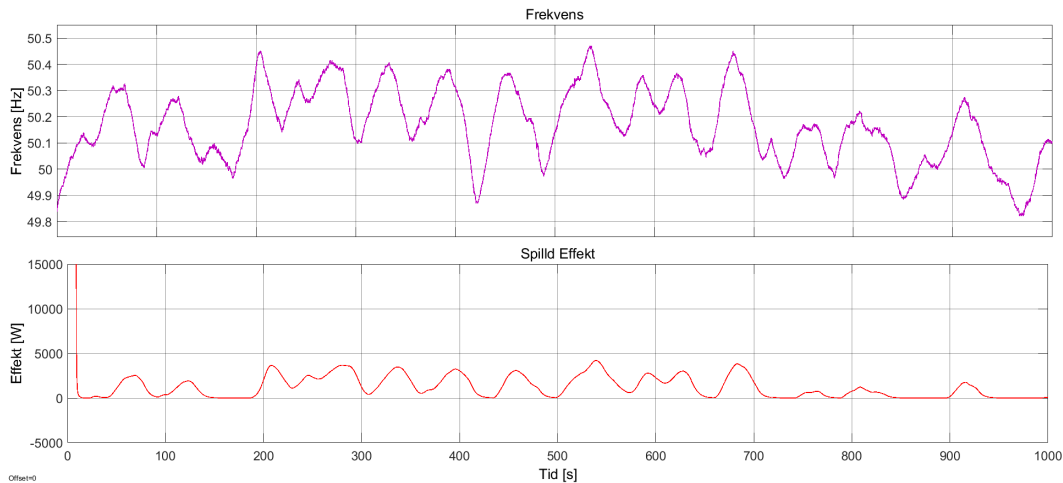
Modellen simulerades även med en uppmätt frekvenssignal som modifierades för att ge större

utslag i respektive frekvensområde för FCR-D upp och ned. Figur 44 visar den spillda effekten från modellen när FCR-D upp användes i den undre grafen och där frekvensen visas i den övre grafen. Den spillda effekten ökade med ökad frekvens men översteg inte 5000 W då frekvensen gick över 49,9 Hz samt att den spillda effekten blev 0 då frekvensen understeg 49,5 Hz. De första sekunderna i simuleringen kan bortses då modellen tar hänsyn till vindkraftets uppstartssekvens.



Figur 44: Simulering av Chalmers vindkraftverk med en varierande frekvens då stödtjänsten FCR-D upp används. Övre grafen visar frekvensen och den undre grafen visar den simulerade spillda effekten

I figur 45 visas den spillda effekten när FCR-D ned användes. Frekvensen i den övre grafen är samma frekvenssignal som från simuleringen av FCR-D upp men modifierad till att variera mellan 50,1 - 50,5 Hz. Likvärdigt som för FCR-D upp så spillde modellen mer med ökad frekvens samt att den spillda effekten var 0 då frekvensen understeg 50,1 Hz.



Figur 45: Simulering av Chalmers vindkraftverk med en varierande frekvens då stödtjänsten FCR-D ned används. Övre grafen visar frekvensen och den undre grafen visar den simulerade spillda effekten

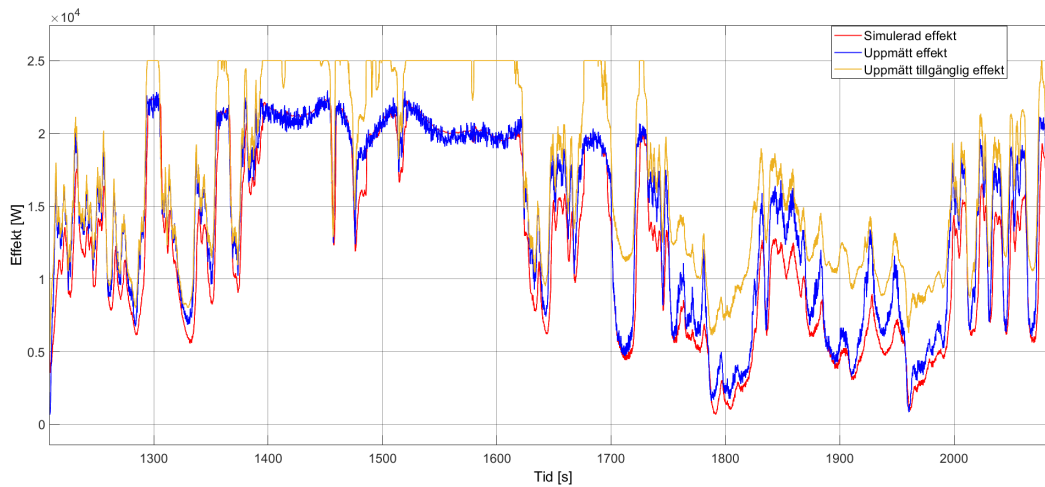
4.2 Mätningar frekvensreglering

Mätningarna är utförda på Chalmers vindkraftverk vid två separata tillfällen för att se hur lämpade vindkraftverk är för stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned. De uppmätta värdena jämfördes sedan med simulerade värden för att kontrollera modellernas passning med verkligheten. Passningen gjordes med metoderna χ^2 , MAE, NMAE och NRMSE.

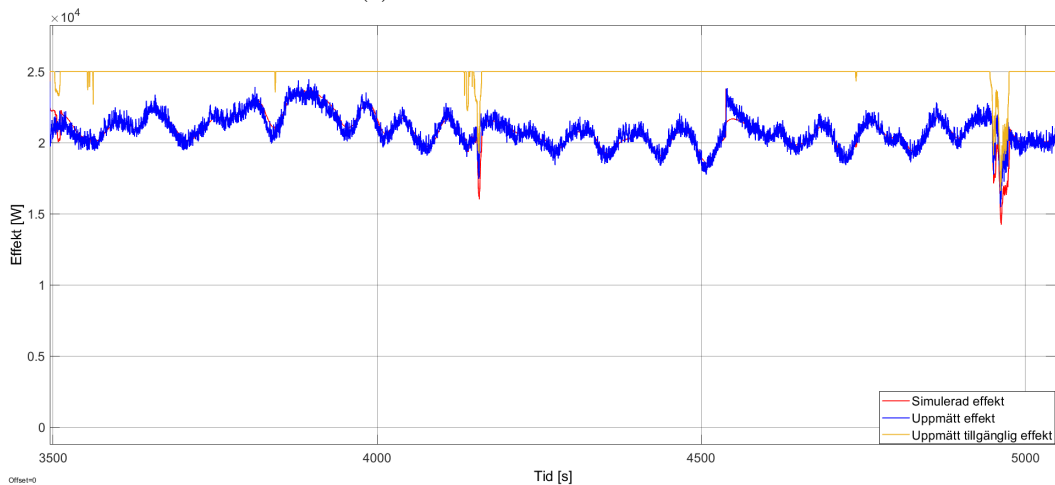
Vid det första mättillfället var vinden inte tillräckligt stark för att vindkraftverket kontinuerligt skulle producera vid dess märkeffekt, men vid det andra tillfället var vinden tillräckligt stark för att uppnå detta. Under det andra mättillfället var frekvensområdena som FCR-D upp och FCR-D ned arbetar i justerade till 49,6 - 50 Hz för FCR-D upp och 50 - 50,4 Hz för FCR-D ned, istället för 49,5 - 49,9 Hz respektive 50,1 - 50,5 Hz som stödtjänsterna vanligtvis arbetar inom. Denna justeringen användes för att få variation i den spillda effekten då frekvensen för både mättillfällena låg inom 49,9 - 50,1 Hz.

4.2.1 FCR-N

I figur 46 visas mätvärdena när stödtjänsten FCR-N används. Den uppmätta effekten visas i blått och den simulerade effekten i rött. Den orangea linjen visar den uppmätta tillgängliga effekten för vindkraftverket. Den simulerade effekten matchar bra med den uppmätta effekten så länge den tillgängliga effekten är stabil, vilket tydligt går att se i figur 46b. När den tillgängliga effekten varierar så matchar inte den simulerade och uppmätta effekten, utan den simulerade effekten var vid de tillfällena lägre än den uppmätta, vilket går att se i figur 46a.



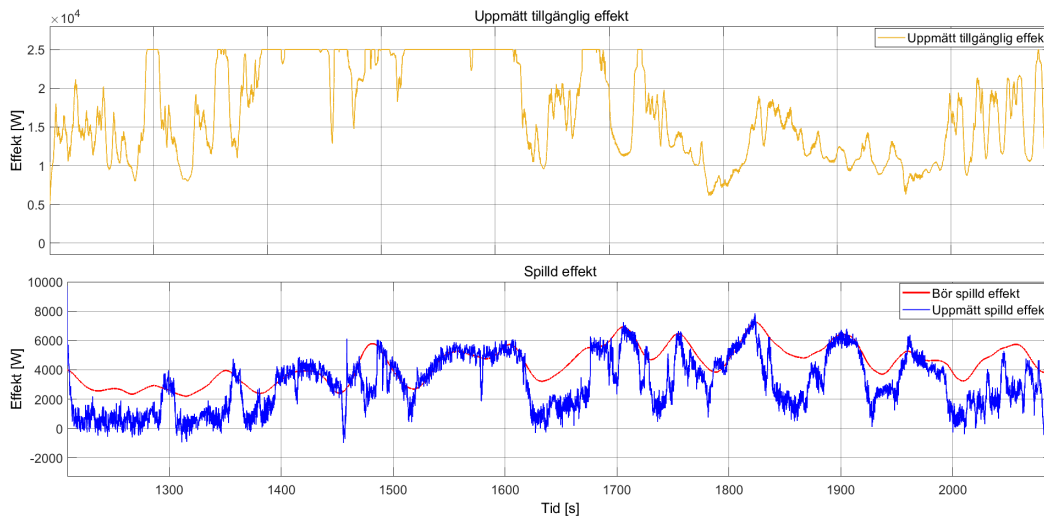
(a) Mätvärden från mättillfälle 1



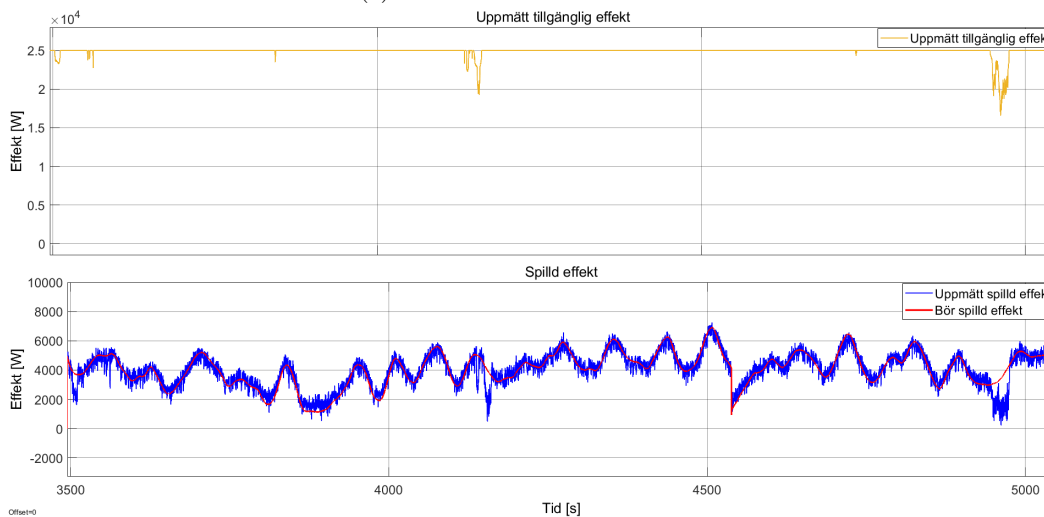
(b) Mätvärden från mättillfälle 2

Figur 46: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-N användes. Uppmätt tillgänglig i orange, uppmätt effekt i blått och simulerad effekt i rött

I figur 47 visas den uppmätta spillda effekten i blått tillsammans med den önskade spillda effekten i grönt i de undre graferna. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna. Den spillda effekten beräknades som skillnaden mellan den tillgängliga effekten och den uppmätta effekten. Likväl som för den uppmätta och simulerade effekten så matchade den spillda effekten bra med vad som är önskat så länge den tillgängliga effekten inte varierar för mycket, vilket tydligt går att se när graferna i figur 47 jämförs. Då den tillgängliga effekten varierade mycket så spillde vindkraftverket mindre än vad som var önskat, vilket går att se i figur 47a.



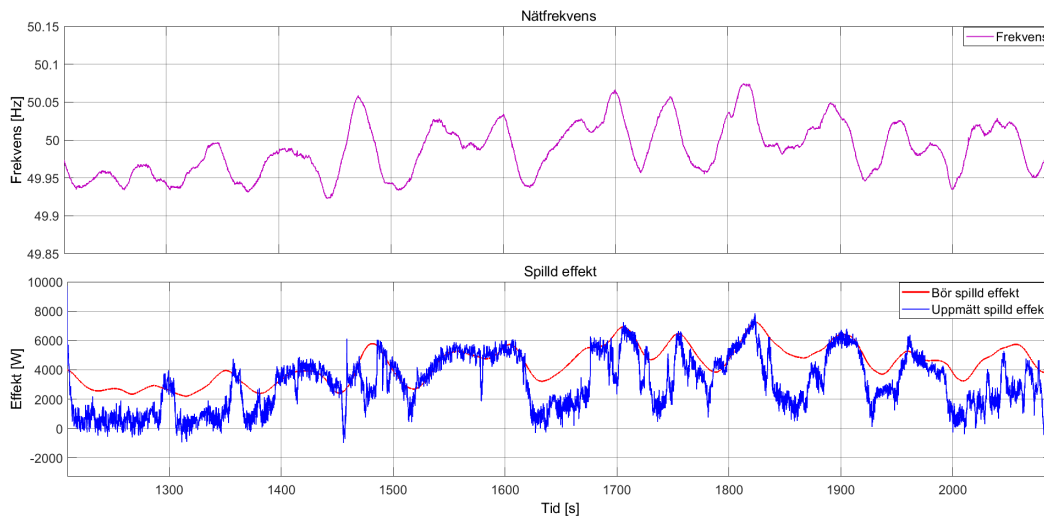
(a) Mätvärden från mättilfälle 1



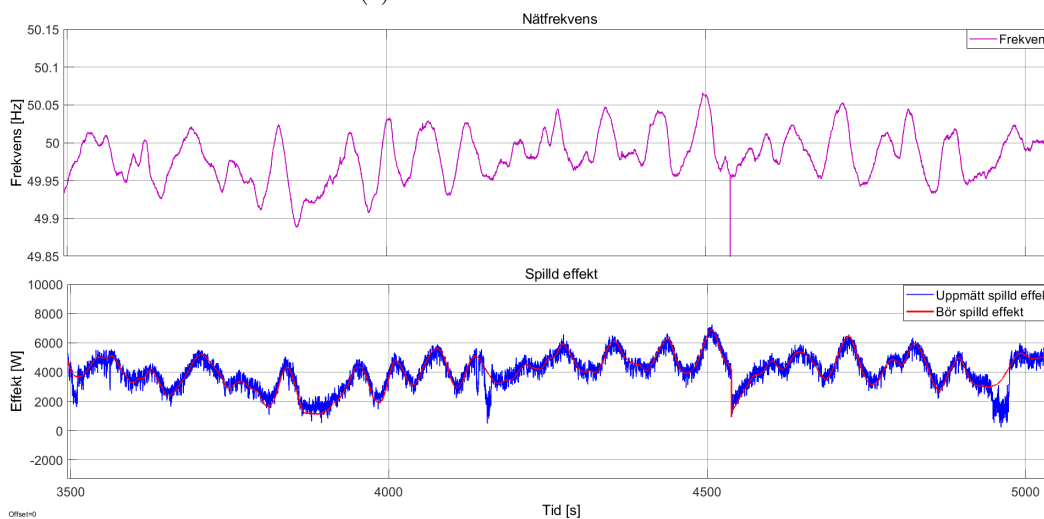
(b) Mätvärden från mättilfälle 2

Figur 47: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-N användes. Uppmätt tillgänglig effekt visas i de övre graferna och spilld effekt i de undre graferna, där den uppmätta spillda effekten visas i blått och den önskade spillda effekten i rött

Figur 48 visar nätfrekvensen i de övre graferna tillsammans med den spillda effekten och den önskade spillda effekten i de undre graferna. Vad som går att tyda från figur 48a så gick det inte att se någon korrelation mellan nätfrekvens och skillnaden mellan spilld effekt och önskat spill, vilket styrker att detta berodde på variationer i tillgänglig effekt. Figur 48b visar hur den spillda effekten följer nätfrekvensen som önskat. Den extrema dippen i frekvensen strax efter tidpunkten 4500 s i figur 48b beror troligen på ett mätfel.



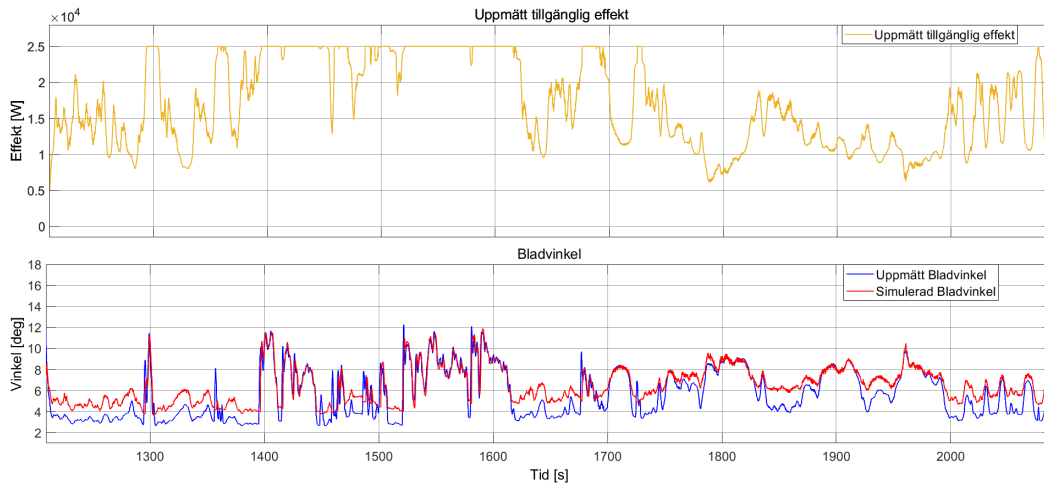
(a) Mätvärden från mättillfälle 1



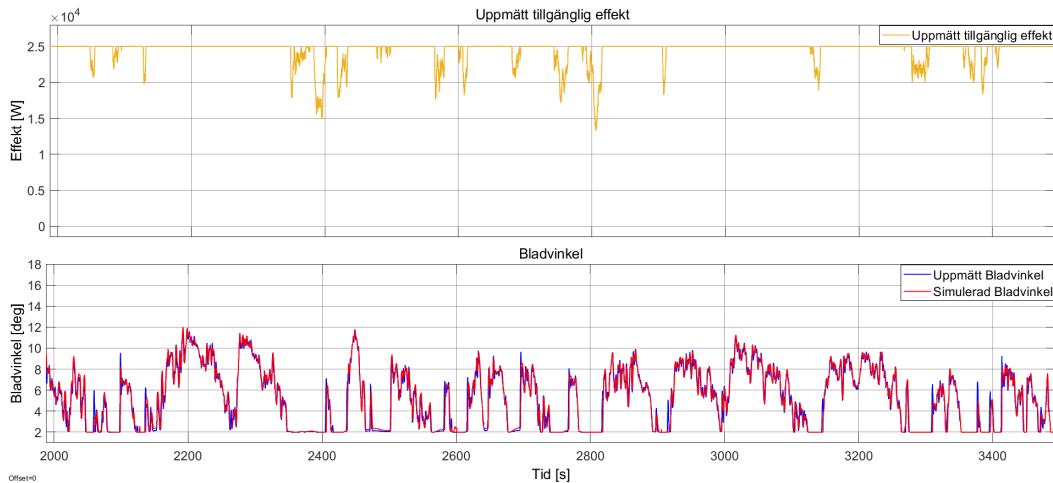
(b) Mätvärden från mättillfälle 2

Figur 48: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-N användes. Nätets frekvens visas i de övre graferna och den spillda effekten i de undre, där den uppmätta spillda effekten visas i blått och önskad spillda effekten i rött

Figur 49 visar den uppmätta bladvinkel tillsammans med den simulerade bladvinkel i de undre graferna och den uppmätta tillgängliga effekten i de övre graferna. Likvärdigt med de tidigare graferna så passar de simulerade värdena bättre med de uppmätta när den tillgängliga effekten har mindre variationer, vilket tydligt går när graferna jämförs i figur 49. Det går även att se i figur 49a att passningen är bättre då både den simulerade och uppmätta bladvinkel överstiger cirka 7 grader. Den minimala bladvinkel som vindkraftverket kan nå under drift är 2 grader och är inställt av säkerhetsskäl.



(a) Mätvärden från mättillfälle 1



(b) Mätvärden från mättillfälle 2

Figur 49: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-N användes. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna och bladvinkeln i de undre, där den uppmätta bladvinkeln visas i blått och simulerade bladvinkeln i rött

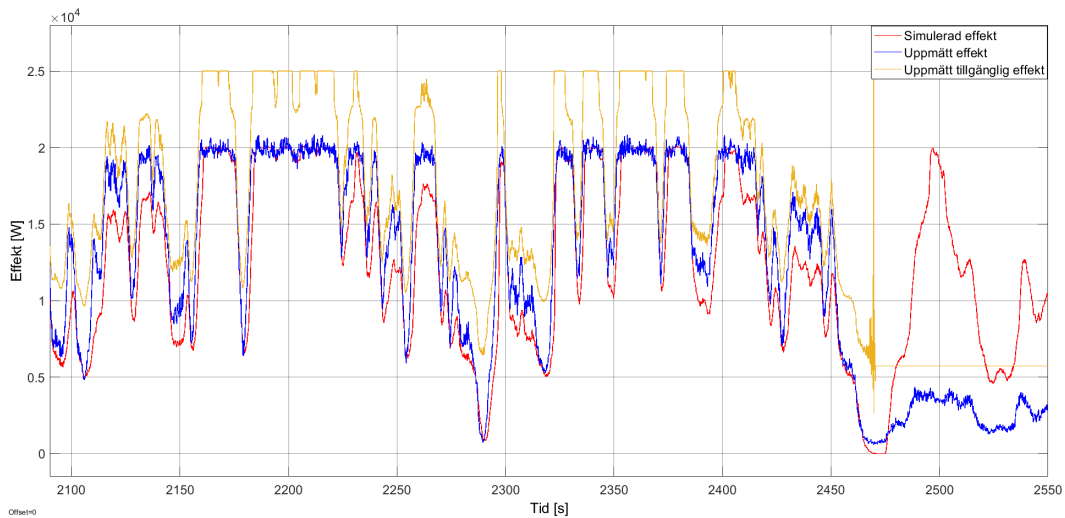
Passningen av modellen för FCR-N framgår i tabell 3. Där framgår det att för samtliga parametrar så var passningen bättre för mätning 2. Detta visar att modellen passar bättre då den tillgängliga effekten är stabil då detta var den stora skillnaden mellan de två mättillfällena.

Tabell 3: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata FCR-N

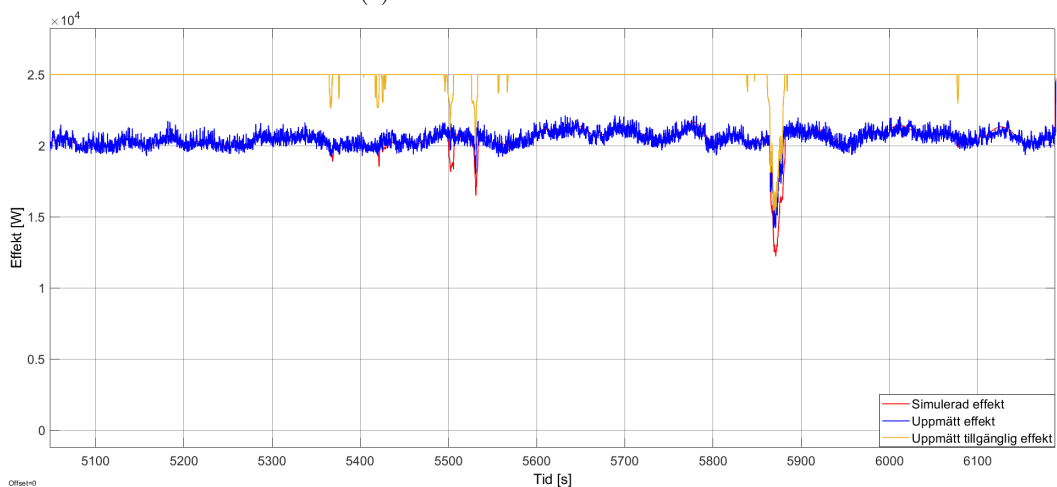
Mättillfälle	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Mätning 1	<i>Bladvinkel</i>	0,2923	0,1311	1,0	0,1061
	<i>Effekt</i>	487,0066	0,0935	1509,7	0,0683
Mätning 2	<i>Bladvinkel</i>	0,0408	0,0475	0,3390	0,0320
	<i>Effekt</i>	12,5161	0,0550	346,3371	0,0386

4.2.2 FCR-D upp

Den uppmätta effekten tillsammans med den tillgängliga och den simulerade effekten går att se i figur 50. Vid jämförelse av figur 50a och 50b går det även här att se att den simulerade effekten stämmer bättre överens med den uppmätta då den tillgängliga effekten hade mindre variationer, likvärdigt som för FCR-N.



(a) Mätvärden från mättillfälle 1



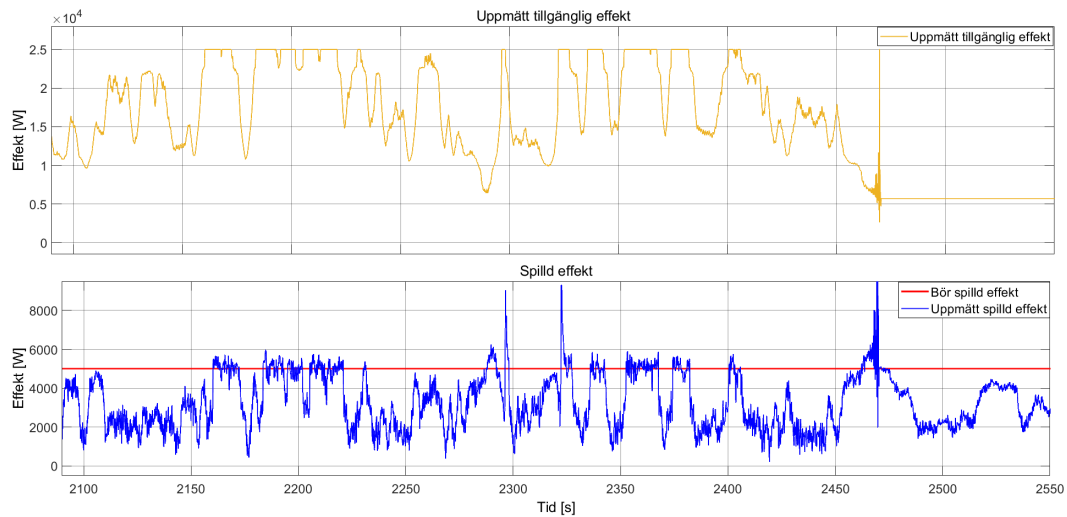
(b) Mätvärden från mättillfälle 2

Figur 50: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D upp användes. Uppmätt tillgänglig i orange, uppmätt effekt i blått och simulerad effekt i rött

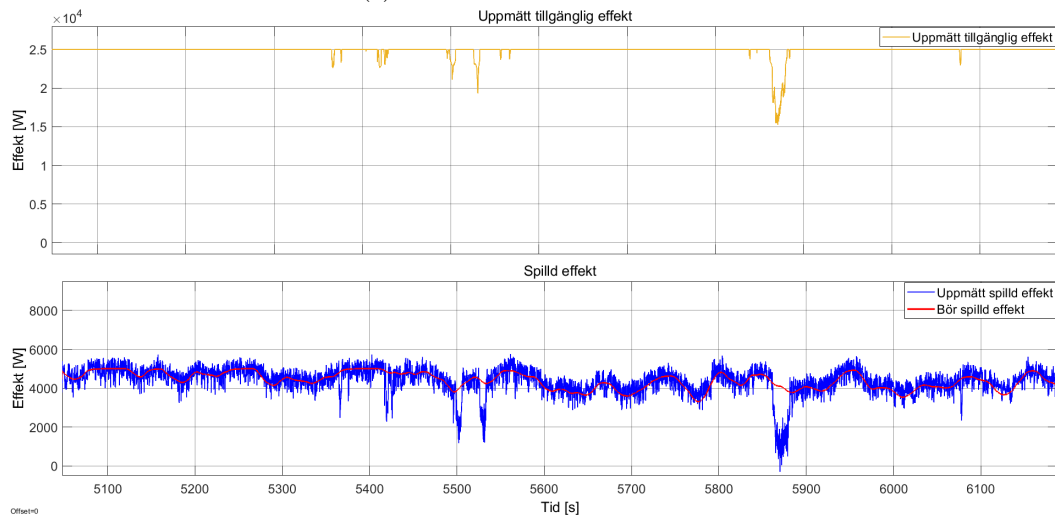
Vid tidpunkt 2468 s i figur 50a uppstod ett återkommande problem med vindkraftverket. När den tillgängliga effekten för vindkraftverket blev mindre än den önskade spillda effekten fastnade den tillgängliga effekten på ett konstant värde. Orsaken till detta är okänt men problemet ligger troligen i hur vindkraftverket beräknar den tillgängliga effekten.

I figur 51 visas den tillgängliga effekten i de övre graferna med den uppmätta spillda effekten i blått i de undre graferna tillsammans börvärdet för den spillda effekten i grönt. Återigen som för FCR-N så spillde vindkraftverket mindre än önskat då den tillgängliga effekten hade stora variationer, som går att se i figur 51a. Vid mättillfälle 1 var frekvensen

konstant över 49,9 Hz vilket är den övre gränshänsfrekvensen för FCR-D upp vilket gav ett konstant bör-spill. Till mättilfälle 2 flyttades frekvensområdet som FCR-D upp arbetar i så dess övre gränshänsfrekvens blev 50 Hz vilket gav variationer i bör-spill, dock var dessa små då storleken på frekvensområdet fortfarande var det samma. Detta innebar att en frekvens på 49,9 Hz enbart sänker bör-spill med 25 % av det maximala spillet, som motsvarar 1250 W.



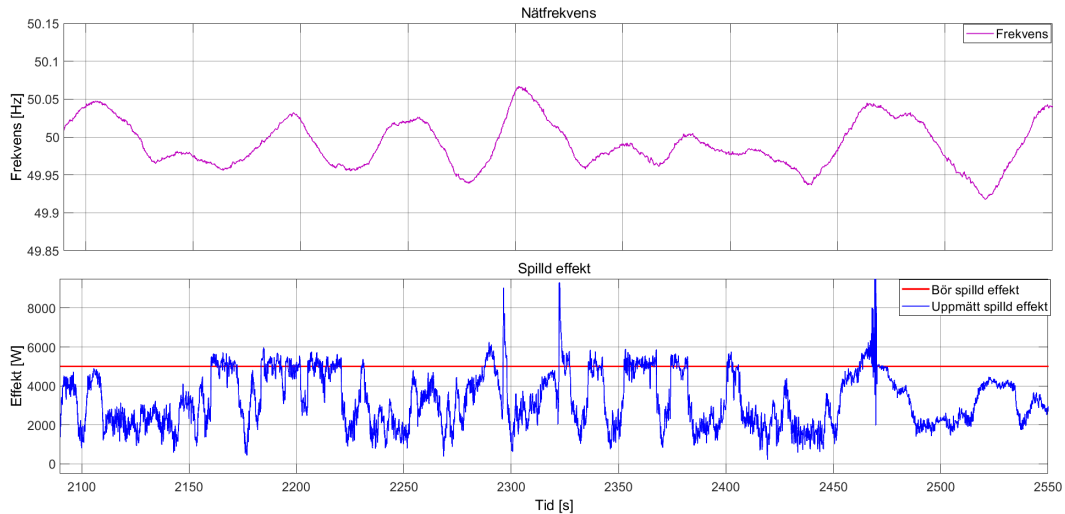
(a) Mätvärden från mättilfälle 1



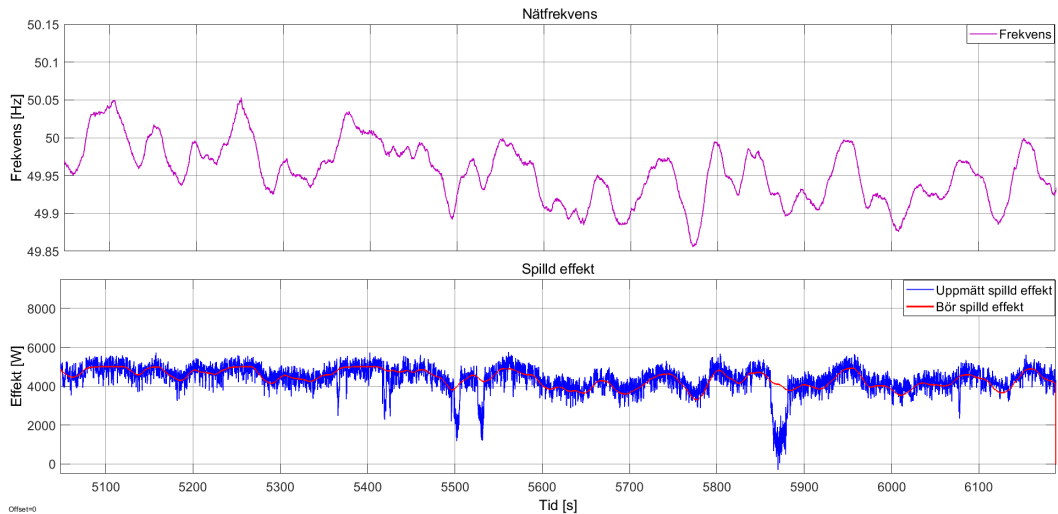
(b) Mätvärden från mättilfälle 2

Figur 51: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D upp användes. Uppmätt tillgänglig effekt visas i de övre graferna och spilld effekt i de undre graferna, där den uppmätta spillda effekten visas i blått och den önskade spillda effekten i rött

Nätfrekvensen och den spillda effekten går att se i figur 52 med frekvensen i de övre graferna och den spillda effekten i blått i de undre graferna, tillsammans med börvärdet för den spillda effekten i grönt. Även här går det att se, likvärdigt som FCR-N, att det inte finns någon direkt koppling mellan nätfrekvensen och skillnaden mellan spilld effekt och önskat spill.



(a) Mätvärden från mättillfälle 1

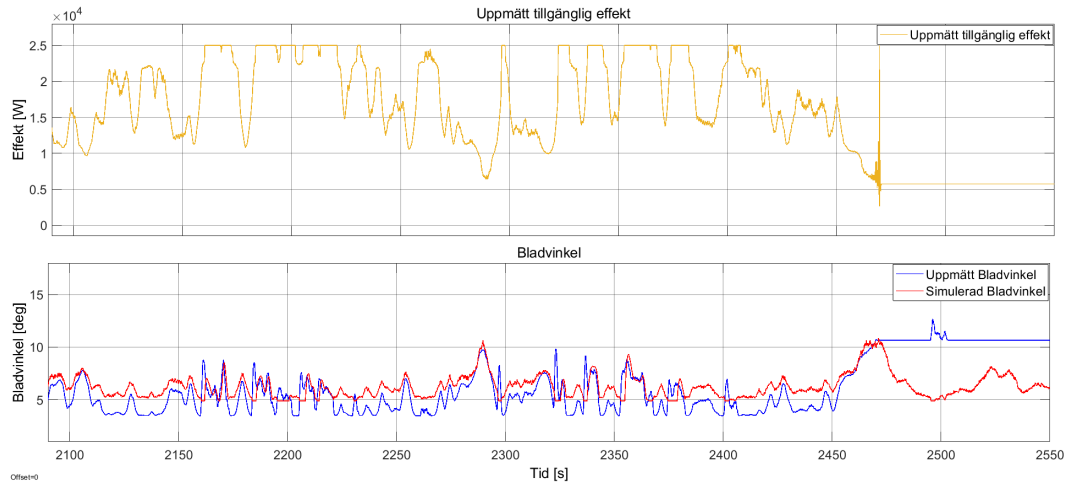


(b) Mätvärden från mättillfälle 2

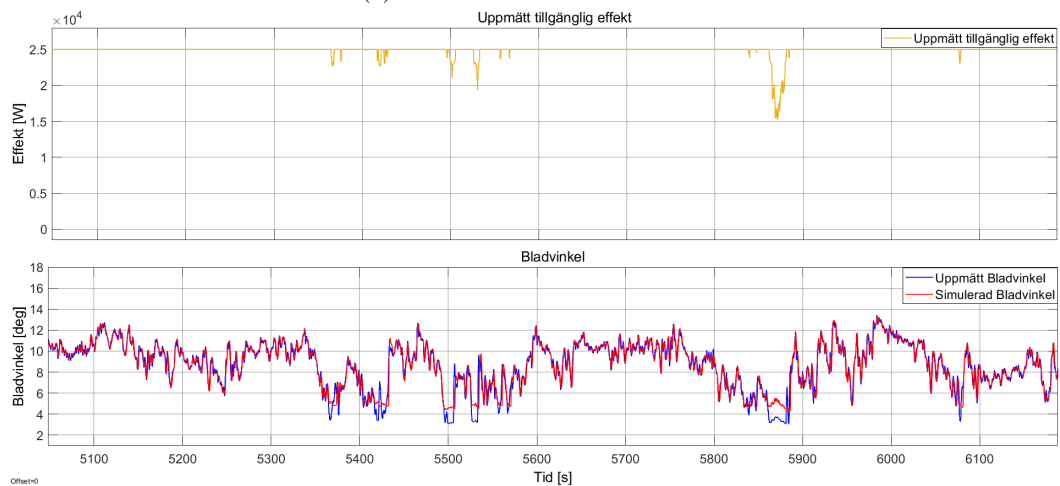
Figur 52: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D upp användes. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna och spilld effekt i de undre, där den uppmätta spillda effekten visas i blått och den önskade spillda effekten i rött

För bladvinkeln så var det, liknade som för FCR-N, den uppmätta bladvinkeln som matchade bättre med den simulerade när den tillgängliga effekten var stabil, som går att se i figur 53a

och 53b. Även här går det att se samma förhållande att passningen är bättre när bladvinkeln överstiger cirka 7 grader.



(a) Mätvärden från mättilfälle 1



(b) Mätvärden från mättilfälle 2

Figur 53: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D upp användes. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna och bladvinkeln i de undre, där den uppmätta bladvinkeln visas i blått och simulerade bladvinkeln i rött

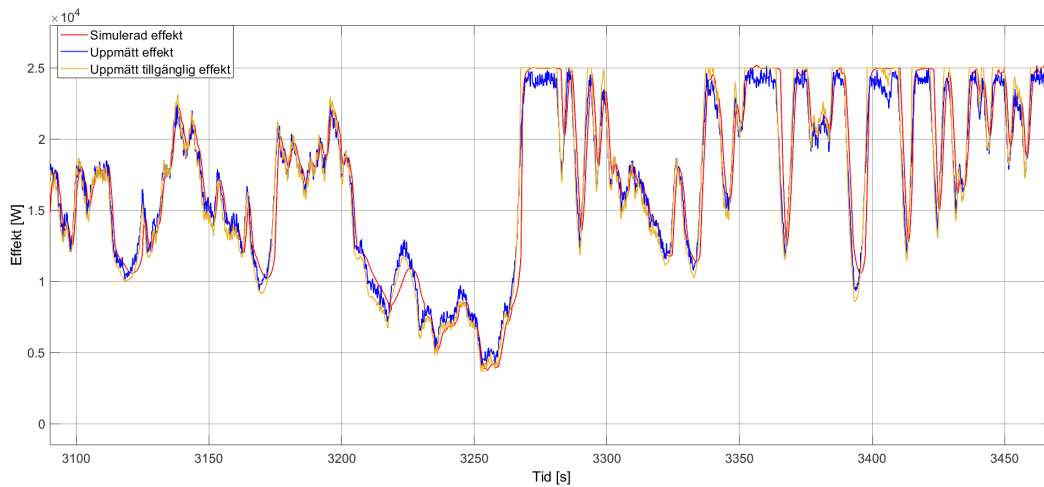
Tabell 4 visar passningen av modellen för FCR-D upp. Likvärdigt som för FCR-N så är passningen bättre mätning 2. Det är också tydligt att passningen av modellen är bättre för mätning 1 när störningen i den tillgängliga effekten utesluts. För passningen utan störning så uteslöts samtliga mätvärden efter tidpunkten 2468 s.

Tabell 4: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata FCR-D upp

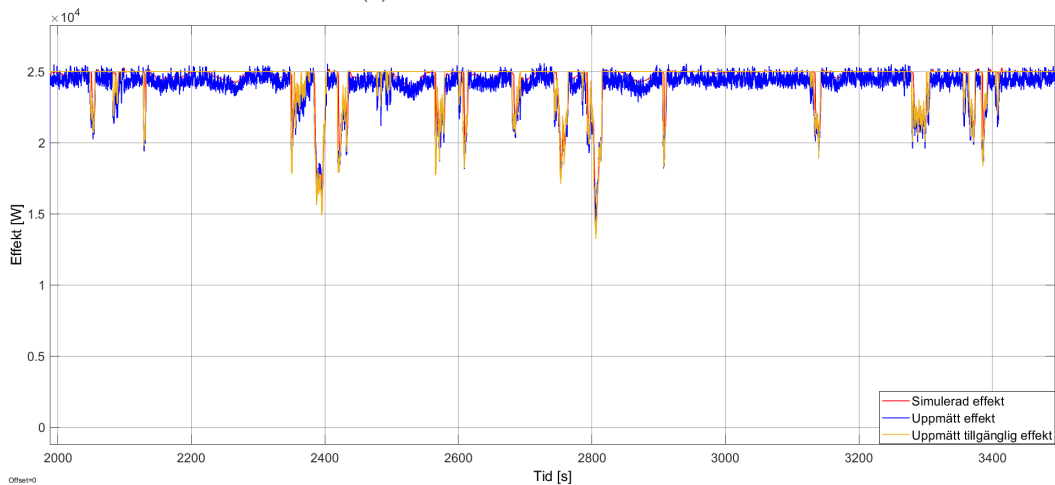
Mättillfälle	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Mätning 1 (utan störning)	<i>Bladvinkel</i>	0,3485	0,2149	1,2260	0,1884
	<i>Effekt</i>	519,4334	0,1124	1631,4	0,0807
Mätning 1 (med störning)	<i>Bladvinkel</i>	1	0,2581	1,9	0,2014
	<i>Effekt</i>	78659	0,2099	2778,5	0,1370
Mätning 2	<i>Bladvinkel</i>	0,0709	0,0642	0,4652	0,0448
	<i>Effekt</i>	42,8524	0,1105	670,9531	0,0844

4.2.3 FCR-D ned

Den uppmätta effekten för FCR-D ned visas i blått i figur 54 tillsammans med tillgänglig effekt i orange och simulerad effekt i rött. Passningen mellan uppmätt effekt och simulerad effekt är bättre än för både FCR-N och FCR-D upp trots variationer i den tillgängliga effekten.



(a) Mätvärden från mättillfälle 1

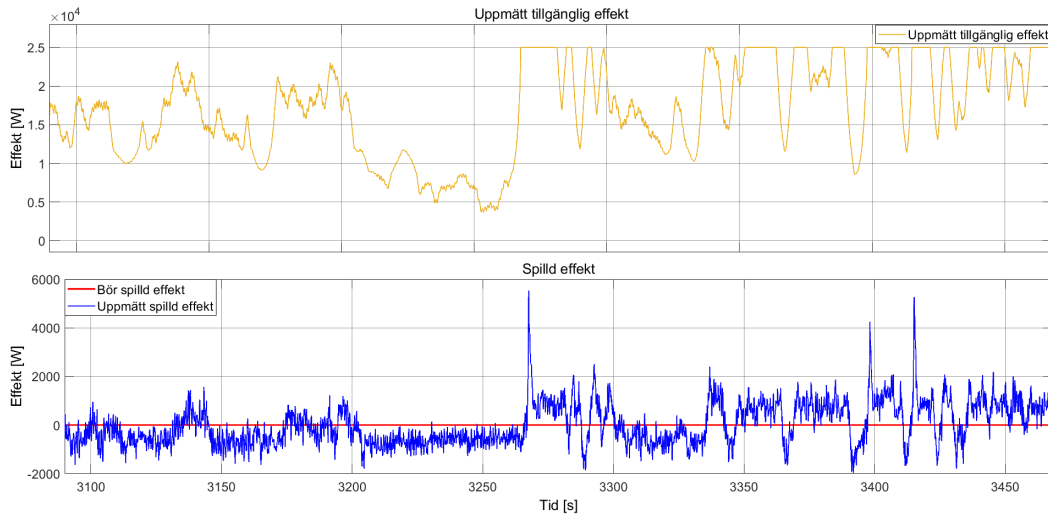


(b) Mätvärden från mättillfälle 2

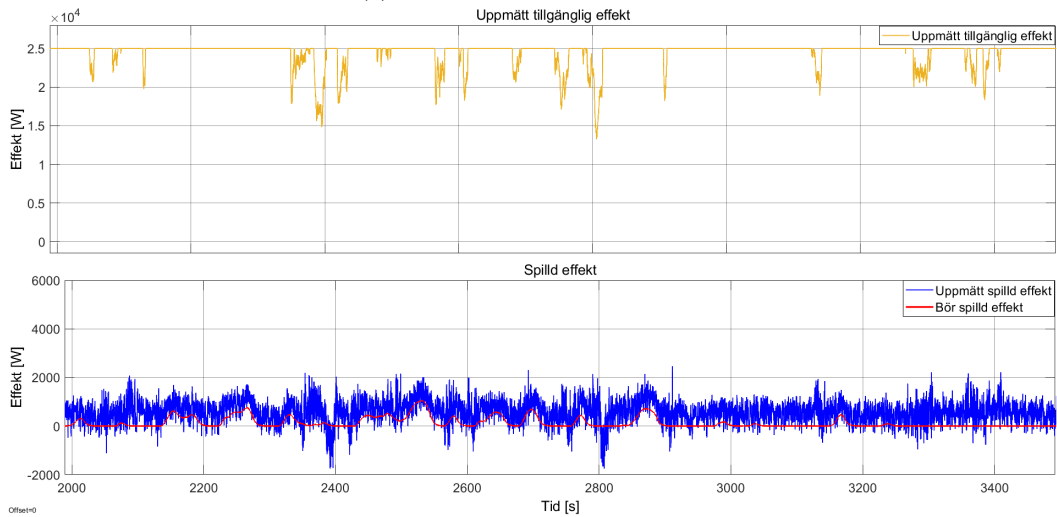
Figur 54: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D ned användes. Uppmätt tillgänglig i orange, uppmätt effekt i blått och simulerad effekt i rött

I figur 55 visas den tillgängliga effekten i de övre graferna och den spillda effekten i blått i de undre graferna tillsammans med börvärdet för den spillda effekten i grönt. Skillnaden mellan spilld effekt och önskat spill var mindre under mättillfälle 1 för FCR-D ned, i jämförelse med de andra stödtjänsterna, trots stora variationer i tillgänglig effekt. Detta kan bero på att den spillda effekten var 0 eller nära 0 vilket gjorde liten påverkan på vindkraftverkets vanliga drift. Under mättillfälle 1 låg frekvensen konstant under 50,1 Hz, den undre gränshänsyn för FCR-D ned, vilket gjorde att bör-spill aldrig ändrades under mätningen. Vid mättillfälle 2 flyttades därför frekvensområdet som FCR-D ned arbetar inom så dess undre gränshänsyn var 50 Hz. Detta gav variationer i bör-spill med dock små, då storleken på frekvensområdet fortfarande var det samma. Detta medförde att en frekvens på 50,1 Hz enbart höjde bör-spill

med 25 % av det maximala spillet, som motsvarar 1250 W.



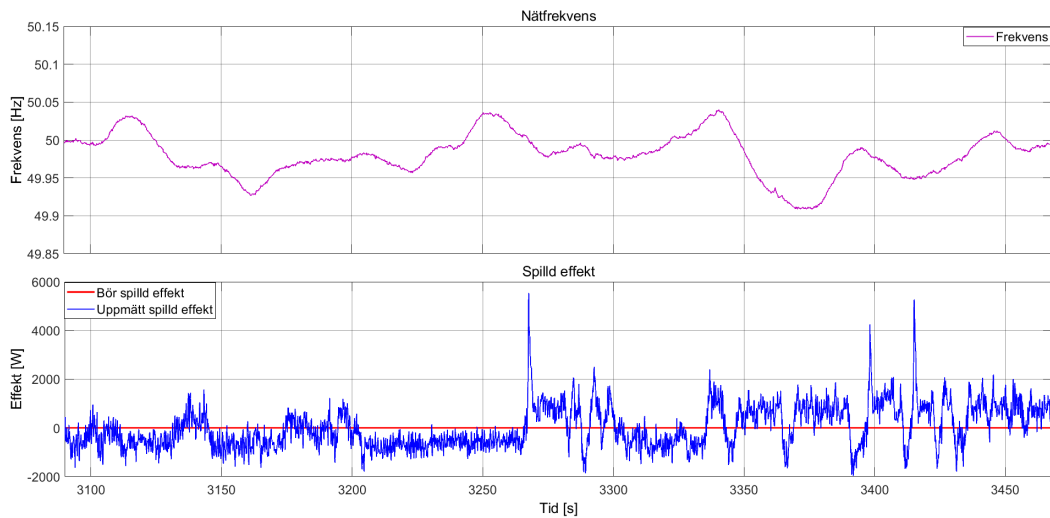
(a) Mätvärden från mättilfälle 1



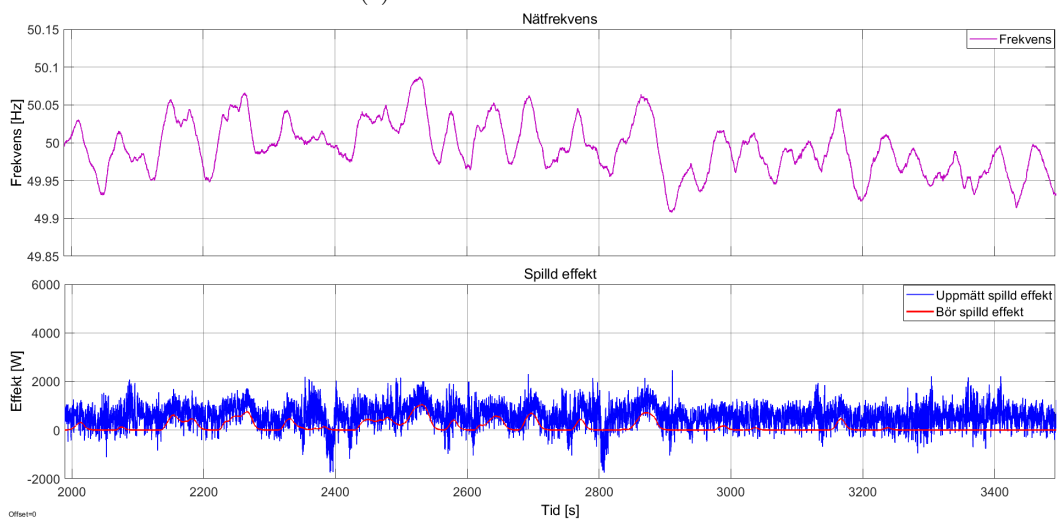
(b) Mätvärden från mättilfälle 2

Figur 55: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D ned användes. Uppmätt tillgänglig effekt visas i de övre graferna och spilld effekt i de undre, där den uppmätta spilda effekten visas i blått och den önskade spilda effekten i rött

Den spilda effekten visas tillsammans med nätfrekvensen i figur 56 med frekvensen i de övre graferna och den spilda effekten i blått i de undre graferna tillsammans med börvärdet för den spilda effekten i grönt. Likvärdigt här, som för FCR-N och FCR-D upp, så går det inte att se någon direkt korrelation mellan nätfrekvensen och skillnaden mellan spilld effekt och önskat spill.



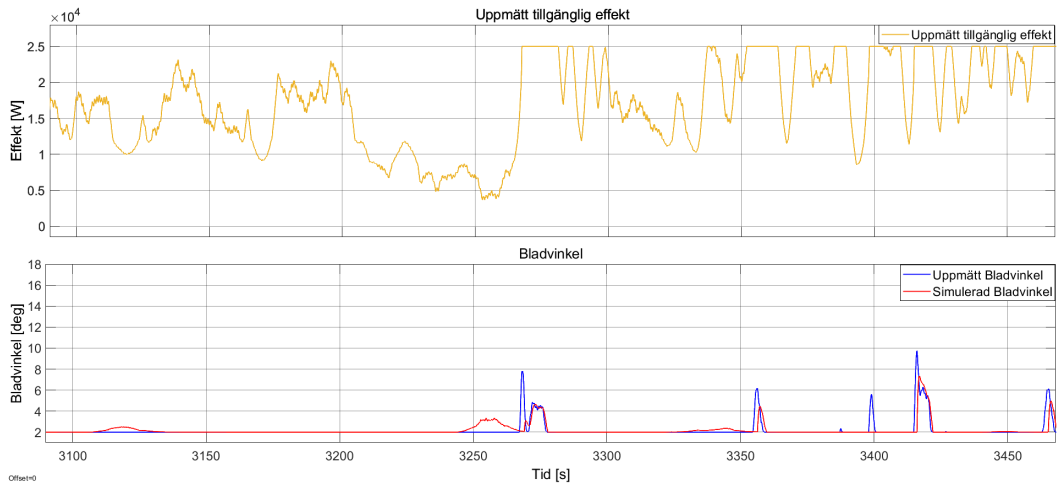
(a) Mätvärden från mättillfälle 1



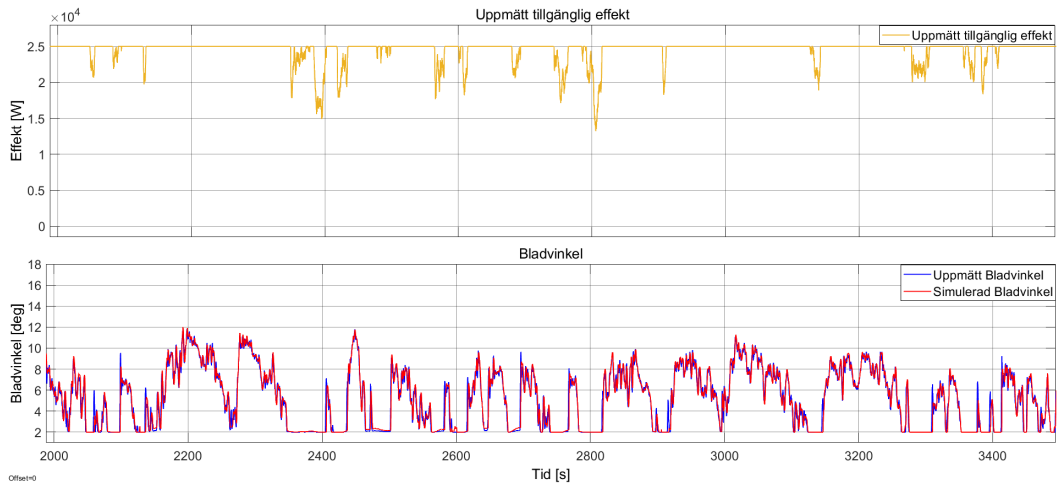
(b) Mätvärden från mättillfälle 2

Figur 56: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D ned användes. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna och spilld effekt i de undre, där den uppmätta spillda effekten visas i blått och den önskade spillda effekten i rött

Figur 57 visar den tillgängliga effekten i de övre graferna och den uppmätta bladvinkeln i blått i de undre graferna tillsammans med den simulerade bladvinkeln i rött. Skillnaden mellan uppmätt och simulerad bladvinkel var även här liten.



(a) Mätvärden från mättilfälle 1



(b) Mätvärden från mättilfälle 2

Figur 57: Mätvärden från Björköns vindkraftverk när FCR-D ned användes. Den uppmätta tillgängliga effekten visas i de övre graferna och bladvinkeln i de undre, där den uppmätta bladvinkeln visas i blått och simulerade bladvinkeln i rött

Passningen av modellen för FCR-D ned visas i tabell 5. Från parametern χ^2 så framgår det att mätning 2 hade en bättre passning med modellen men med de andra parametrarna är det inte lika tydligt. Detta kan bero på att under både mätningarna spillde vindkraftverket förhållandevis lite eller ingenting alls då frekvensen inte översteg 50,1 Hz.

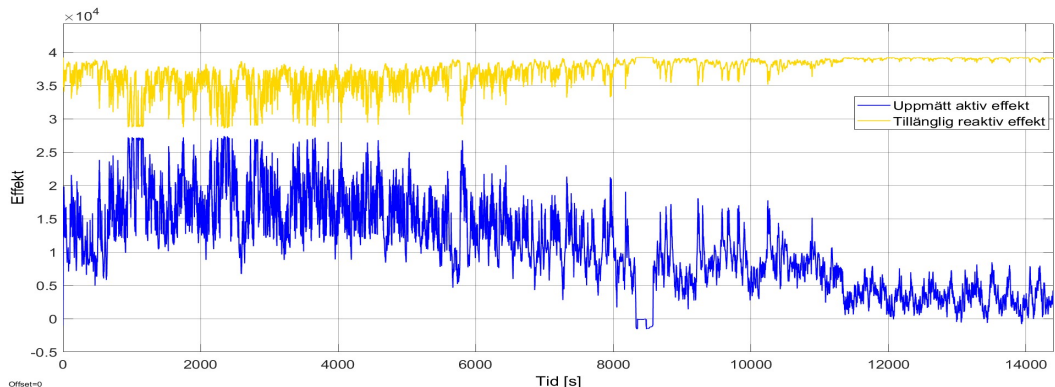
Tabell 5: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata FCR-D ned.

Mättillfälle	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Mätning 1	<i>Bladvinkel</i>	0,2268	0,0906	0,2	0,0197
	<i>Effekt</i>	181,6441	0,0804	1224,3	0,0581
Mätning 2	<i>Bladvinkel</i>	0,1519	0,0671	0,3499	0,0354
	<i>Effekt</i>	42,1439	0,0864	753,1855	0,0641

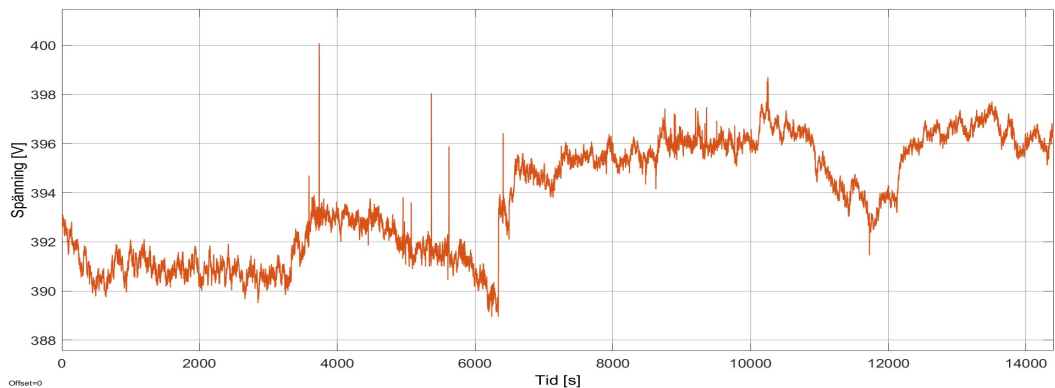
4.3 Mätningar spänningsreglering

I detta kapitel presenteras mätningarna av implementationen på vindkraftverket för de tre stödtjänsterna som tidigare föreslagits för spänningsreglering. Mätningarna jämförs med simuleringsmodellen för att undersöka hur väl de två stämmer överens. Kvantifiering av passningen mellan modell och mätning görs med metoderna χ^2 , MAE, NMAE samt NRMSE.

Hur mycket aktiv effekt vindkraftverket levererar, tillsammans med den tillgängliga reaktiva effekten, samt den beräknade spänningen vid transformatorn kan ses i figur 58a respektive 58b. Då den aktiva effekten minskar ökar den tillgängliga reaktiva effekten, vilket är önskvärt enligt ekvation 9. Figuren visar enbart absolut beloppet av den reaktiva effekten vilket betyder att den även kan ha negativ karaktär. Mellan 8000 och 10000 s framgår det att den aktiva effekten blir negativ. Anledningen till detta är att vindkraftverket stängdes av och då anläggningens utrustning drar effekt byter effektlödet riktning och då även dess tecken. Dem plötsliga topparna i spänningen uppkom vid skifte av metod samt vid stora förändringar av reaktiv effekt. Topparna analyseras närmare i kommande kapitel som behandlar metod 2 och 3.



(a) Uppmätt aktiv och tillgänglig reaktiv effekt



(b) Beräknad spänning vid transformatorn

Figur 58: Effekt och spänning vid mätningar

Det är vindkraftverkets aktiva effekt och den beräknade spänningen vid transformatorn som är indata till simuleringarna.

Period i figur 58 innehåller mätresultat från samtliga tre metoder som nedan presenteras var för sig. Dock innehåller den inte mätningarna för första ordningens filter metod 2 och 3 utan det är en separat mätperiod.

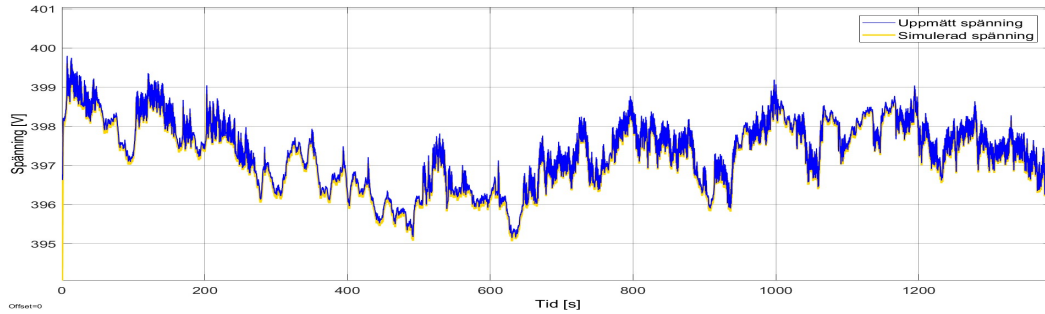
4.3.1 Metod 1

För att undersöka hur väl mätning och simulering stämmer överens för metod 1 tas det hänsyn till två fall.

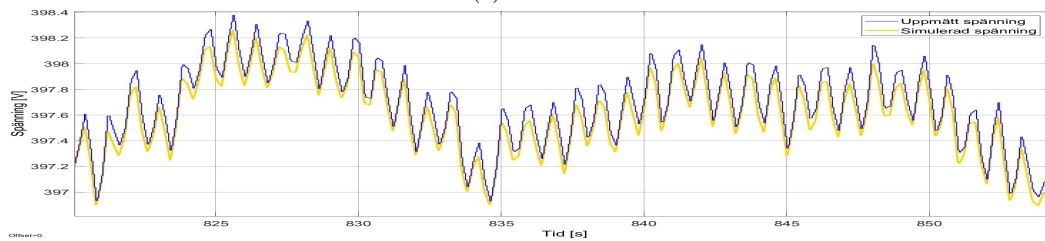
- **Fall 1:** Regleringen når inte det valda spänningsbörvärdet, sker i intervallet 0-1300 s från mätserien i figur 58
- **Fall 2:** Regleringen når det valda spänningsbörvärdet, sker i intervallet 3900-4300 s från mätserien i figur 58

Att börvärdet inte nås beror på att kapaciteten hos frekvensomformaren inte är tillräckligt stor för att tillföra nödvändig mängd reaktiv effekt. Med andra ord lägger frekvensomfor-

maren ut Q_{max} utan att spänningen förändras tillräckligt för att nå börvärdet. I figur 59, där börvärdet är satt till 400 V, visas en översiktlig bild samt närbild då det första fallet äger rum.



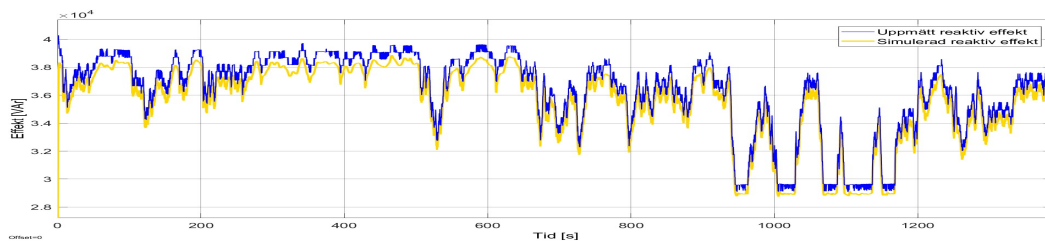
(a) Översikt



(b) Närbild

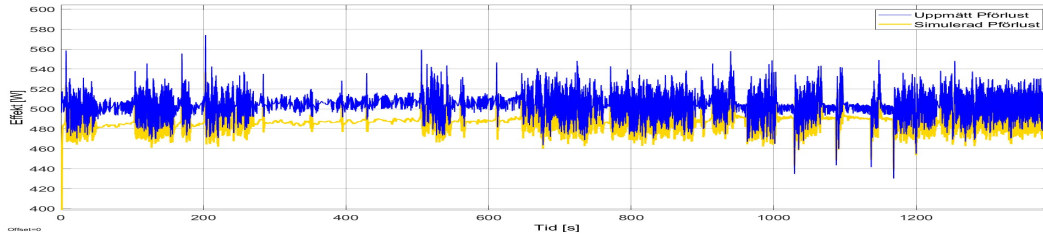
Figur 59: Jämförelse då regleringen inte når den önskade spänningen

Simulationen efterliknar mätvärdena väl där de även överlappar vid flertalet tillfällen. Den simulerade spänningen har dock en tendens till att ligga nedanför den uppmätta vilket kan förklaras med figur 60. För simuleringen är den reaktiva effekten hela tiden mindre än uppmätt effekt vilket i sin tur speglas i spänningen.



Figur 60: Jämförelse mellan simulerad och uppmätt reaktiva effekt då börvärdet inte nås

Denna skillnad i reaktiv effekt är även anledningen till att de simulerade förlusterna betar sig på liknande vis, vilket kan ses i figur 61. Detta eftersom förlusterna beräknas med ekvation 10 och den enda skillnaden mellan simulering och implementering är den reaktiva effekten samt skillnaden i spänning.

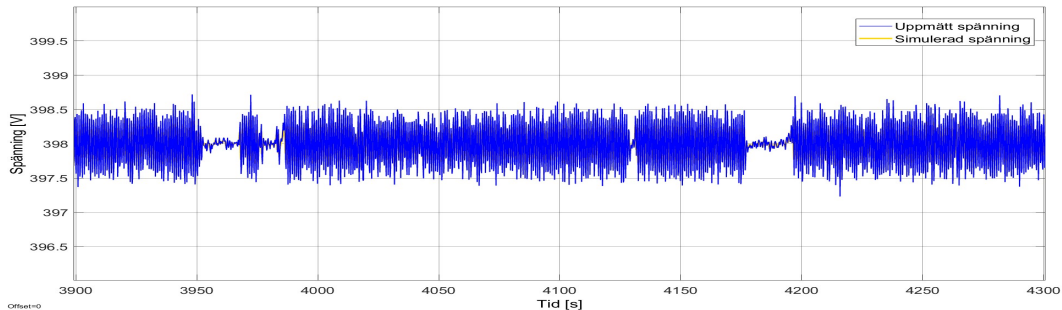


Figur 61: Jämförelse mellan simulering och mätning av förlusterna i kabeln då börvärdet inte nås

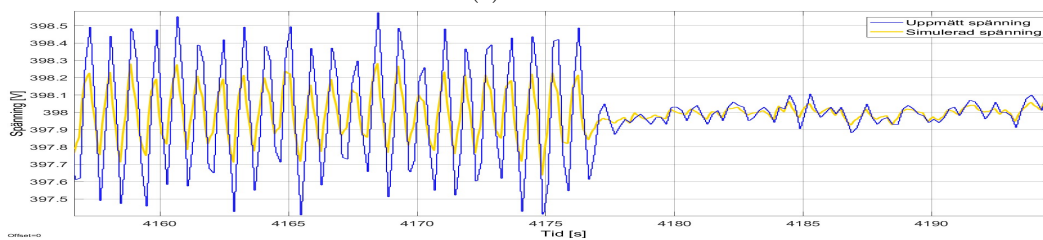
Nedan i figur 62 presenteras fall 2, då regleringen når börvärdet, vilket under denna period är satt till 398 V. En intressant observation är skillnaderna i ripples storlek kring den önskade spänningsnivån. De olika beteendena är kopplade till vindkraftverkets moment/varvtales kurva, som kan ses i figur 3. Då ripplet är litet ligger varvtalet i område 2 medan då det är stort är varvtalet i område 2,5. Skillnaderna mellan områdena är lutningen på kurvan och därför även förändringshastigheten på momentet. Momentet (T) är kopplat till effekten (P) genom varvtalet (ω) enligt

$$P = T \cdot \omega \quad (29)$$

som fås från ekvation 4 och 5. Detta betyder att en liten förändring i vind, och därmed varvtal, inom område 2,5 leder till en stor förändring i effekt jämfört med motsvarande vindförändring i område 2. Spänningen, som i sin tur är en funktion av effekten, varierar därmed mer och hastigare vilket leder till att den blir betydligt svårare att reglera till en jämn nivå.



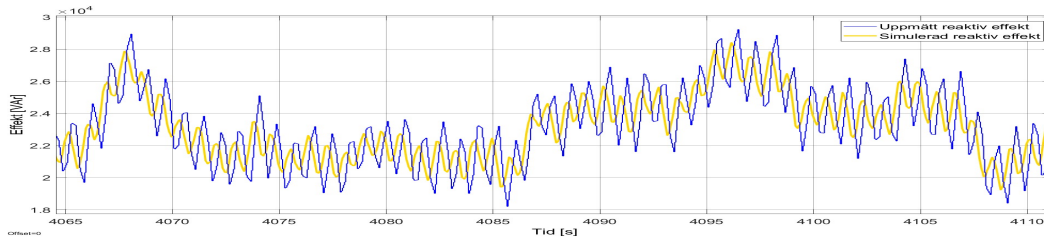
(a) Översikt



(b) Närbild

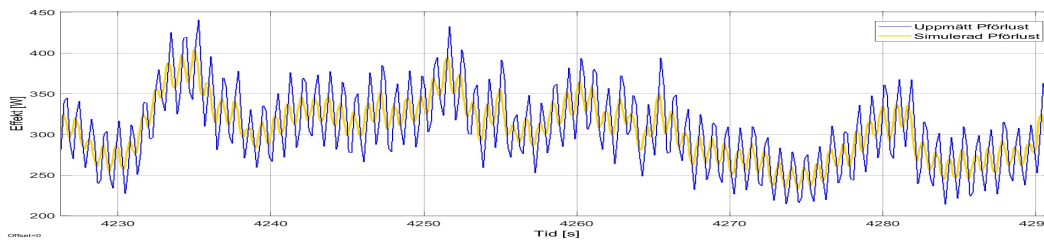
Figur 62: Jämförelse då regleringen når börvärdet som är satt till 398 V

Försvårandet i reglering leder även till större skillnader mellan simulering och mätning jämfört med fall 1, vilket kan ses i figur 62b. För den reaktiva effekten i figur 63 ligger simuleringen nära mätningarna vilket möjligtvis beror på att detta system kan vara något snabbare. Följden av detta är att topparna inte är lika utmärkande för den simulerade spänningen.



Figur 63: Jämförelse mellan simulering och mätning av reaktiv effekt då börvärdet nås

Vid jämförelse av förlusterna för de två fallen, vilka kan ses i figur 61 respektive 64, framgår det två saker. Dels uppstår inte det tidigare problemet att simuleringen ständigt ligger nedanför mätningarna då börvärdet nås och dels är förlusterna mindre. Det senare beror på att frekvensomformaren inte lägger ut lika mycket reaktiv effekt och då minskar förlusterna, då de enligt ekvation 10 är starkt korrelerade.



Figur 64: Jämförelse mellan simulering och mätning av förlusterna i kabeln då börvärdet nås

I tabell 6 presenteras värdena för de olika passningsmetoderna för att kvantifiera hur väl olika storheter i simuleringarna stämmer överens med mätningarna. Vid jämförelse av de två situationerna framgår det att fallet då börvärdet nås är skillnaderna mellan mätning och simulering något större. Detta beror på att den andra situationen hela tiden levererar max reaktiv effekt och då är det lättare för simuleringen att efterlikna mätningarna.

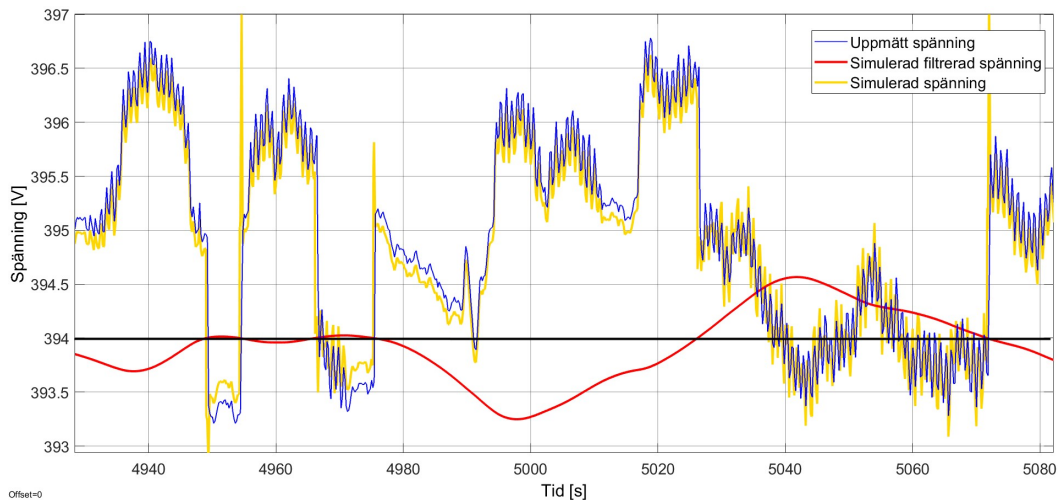
Tabell 6: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata för metod 1

Situation	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Fall 1	V_{reg}	$1,9051 \cdot 10^{-5}$	0,0187	0,0838	0,0180
	Q	15,7986	0,0704	723,3760	0,0678
	$P_{forlust}$	0,5921	0,1184	16,3013	0,1133
Fall 2	V_{reg}	$6,4014 \cdot 10^{-5}$	0,1101	0,1358	0,0937
	Q	77,8890	0,0490	$1,1776 \cdot 10^3$	0,0417
	$P_{forlust}$	1,5779	0,0672	18,4020	0,0568

4.3.2 Metod 2 och 3

Härefter presenteras en jämförelse mellan simulering och mätning samt anmärkningsvärda betende för först metod 2 och därefter metod 3.

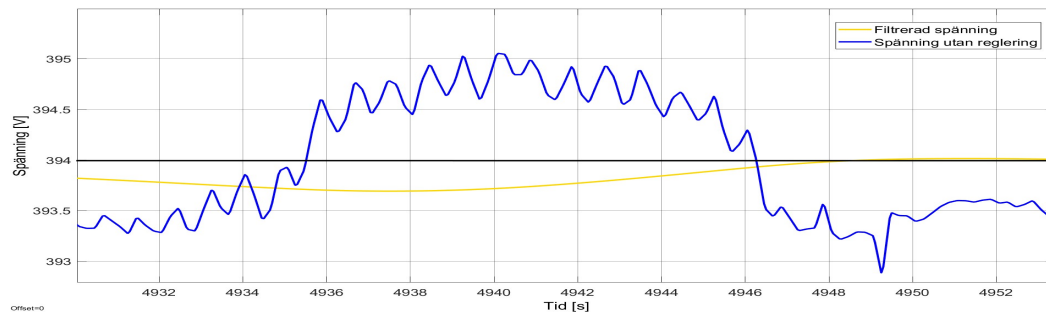
Figur 65 illustrerar skillnaden för metod 2 när spänningsmodellen ute på Björkö körs jämfört med simulering i Simulink. Anledningen till att tiden tar sin start vid 4900 s är på grund av att spänningsmodell metod 2 påbörjades i mätserien vid denna tidpunkt. Likt tidigare är den blå kurvan mätvärden, den gula simulering och den röda är den simulerade icke reglerade spänningen som blivit lågpasfilterrad, vars uppgift är att styra start och stopp för regleringen. Den icke reglerade spänningen beräknas likt den reglerade gula kurvan med ekvation 16 där skillnaden är att reaktiv effekt är satt till noll. Det är värt att nämna att börvärdet spänningen skulle regleras mot var 399 V istället för 400 V. Anledningen bakom detta var en önskan om att se när metod 2 börjar och slutar reglera vilket, enligt stödtjänsten, ska ske vid ± 5 V från börvärdet. Eftersom spänningen ute på Björkö vid detta tillfälle fluktuerade kring 394 V valdes 399 V som ett lämpligt börvärde.



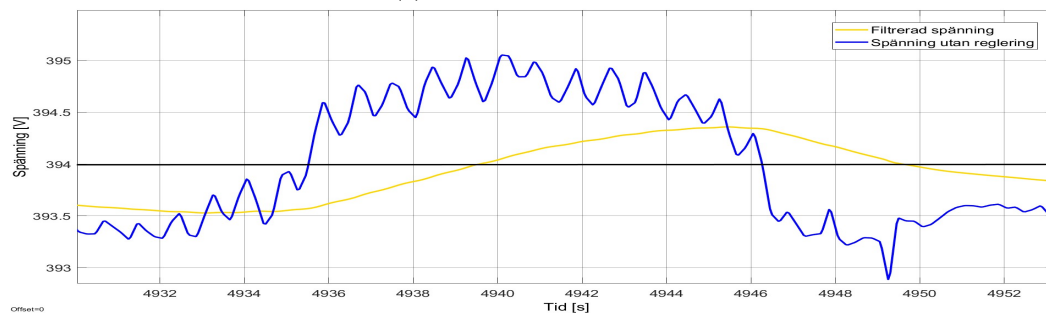
Figur 65: Jämförelse mellan reglerade spänningar för metod 2

Den simulerande spänningen överensstämmer väl med den uppmätta, med anmärkningen att simuleringen, likt metod 1, ligger lite lägre än mätvärdena. Regleringen startar och

stoppar vid rätt tillfällen, vilket är då den röda kurvan under respektive över den svarta horisontella linjen. För att uppfylla den tilltänkta stödtjänsten ska regleringen starta inom 5 s från det att den icke reglerade spänningen går under gränsen. Detta uppfylls inte vilket kan ses i figur 66a. För att uppfylla detta krav ändrades lågpasfiltret till ett första ordningens filter med gränshfrekvensen 0,2 Hz. Detta ledde till att metod 2 reagerade snabbare och enligt figur 66b uppfyllde kravet.



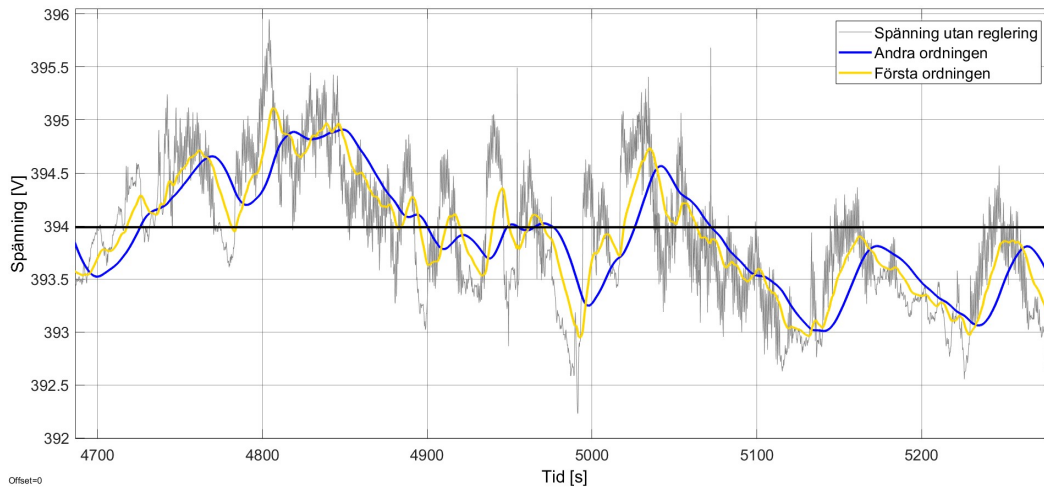
(a) Andra ordningens filter



(b) Första ordningens filter

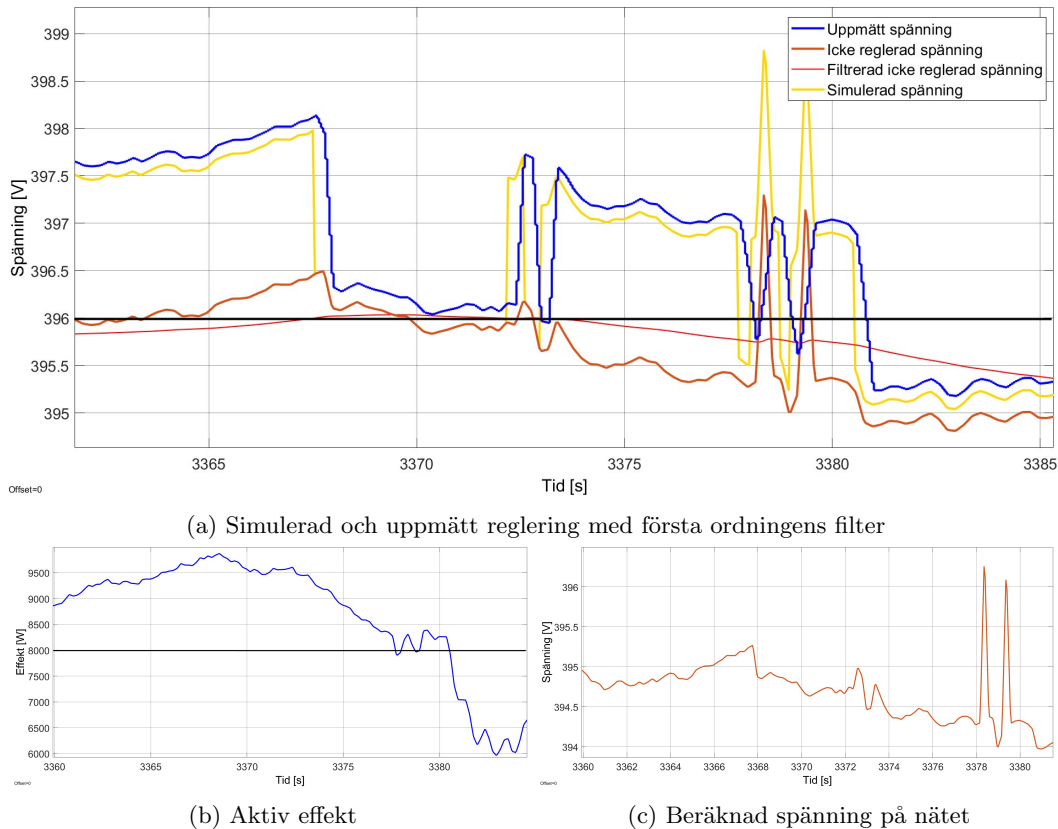
Figur 66: Närbild på filtrerad och icke filtrerad simulerad spänning med första och andra ordningens filter

För att förtydliga skillnaden mellan de två olika filtertyperna har det i figur 67 simulerats utefter den grå spänningen. Det är tydligt att den gula kurvan, som representerar första ordningens filter, är mer känslig för förändringar. Gränsen som är vid 394 V korsas oftare och snabbare, vilket betyder att med detta filter startar och stoppar regleringen både snabbare och vid fler tillfällen. Likväl undviker regleringen fortfarande att starta och stoppa på de snabba ripplerna kring gränsen.



Figur 67: Jämförelse mellan första och andra ordningens filter med gränshfrekvens 0,2 respektive 0,15 Hz

Vid jämförelse mellan mätning och simulering med ett första ordningens filter fås resultatet i figur 68 som visar spänningar, effekt samt den bakomliggande beräknade nätspänningen. Börvärdet är här satt till 401 V vilket betyder att den nedre styrgränsen ligger på 396 V. Figur 68a visar både simulering och mätning tillsammans med icke reglerad spänning som presenteras i både filtrerad och icke filtrerad form.



Figur 68: Resultat av mätningar med första ordningens lågpasfilter

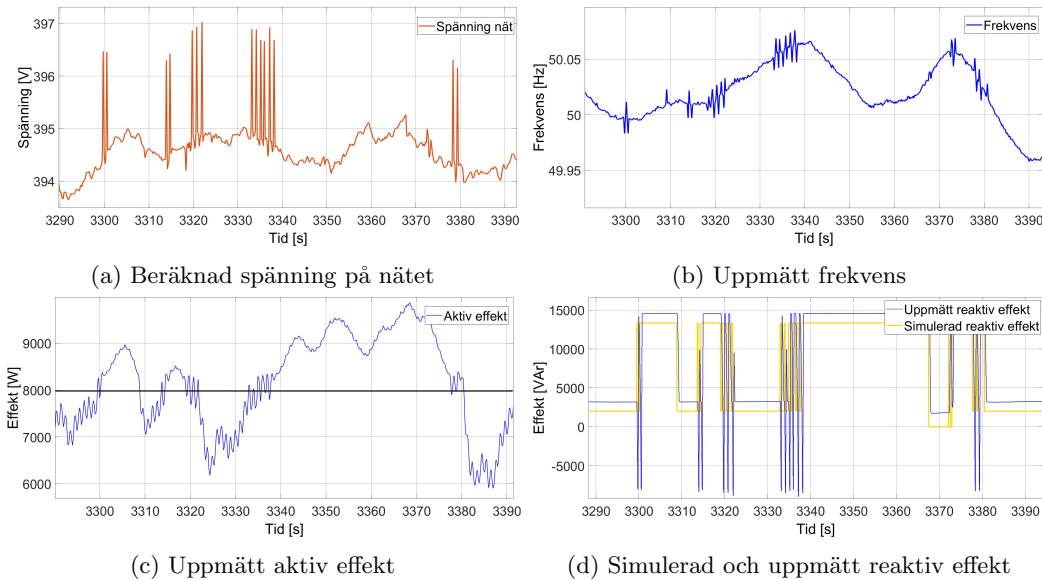
Regleringen startar och stoppar vid de förväntade tillfällena, dock är simuleringen lite före mätningarna. Det är möjligt att se skillnaden då de olika områdena i PQ-kurvan som denna stödtjänst utgår ifrån är aktiva. Denna skillnad är särskilt påtaglig efter 3380 s då den reglerade spänningen drastiskt minskar utan att sluta reglera helt. I det området går den reaktiva effekten från 33% till 5% av märkeffekten 40 kW, detta görs enligt PQ-kurvan då $P < 0,2 \cdot P_n$ vilket motsvarar 8 kW. I figur 68b är det möjligt att se effekten gå ned under just 8 kW vid samma tidpunkt. Det sker även två snabba förändringar kring 8 kW gränsen kort innan. Dessa påverkar även den beräknade spänningen på nätet, vilket kan ses i figur 68c. Topparna i den beräknade spänningen på nätet har dock ingen inverkan på mätningarna utan endast på simuleringarna, mätningarna har enbart den förväntade förändringen vid byte av område i PQ-kurvan.

Detta oväntade resultat vid snabba effektförändringar undersöks i figur 69, med närmare analys av beräknad spänning på nätet, uppmätt nätfrekvens, aktiv effekt och reaktiv effekt. Vid jämförelse av figur 69c och 69d framgår det att den reaktiva effekten minskar eller hastigt ökar då gränsen 8 kW korsas. Det oväntade är att dem uppmätta värdena blir negativa och inte enbart mindre vid byte av område i PQ-kurvan. Följden av detta är att den beräknade spänningen (V_2) i figur 69a får toppar, vilket kan kopplas till följande

omskrivning av ekvation 16 som beräkningen utgår ifrån

$$V_2 = \frac{V_1}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_1}{2}\right)^2 - (RP + XQ)} \quad (30)$$

Positiva värden på Q i ekvation 30 leder till ett mindre V_2 medan ett negativt Q har motsatt effekt ifall motsvarande förändring i spänning inte sker vid vindkraftverket (V_1). Det ska påpekas att det beskrivna beteende inträffar vid många hastiga korsningar av 8 kW gränsen och inte vid enkelkorsningar vilket kan ses vid ungefär 3310 s. De hastiga förändringarna påverkar även, enligt figur 69b, den uppmätta nätfrekvensen.



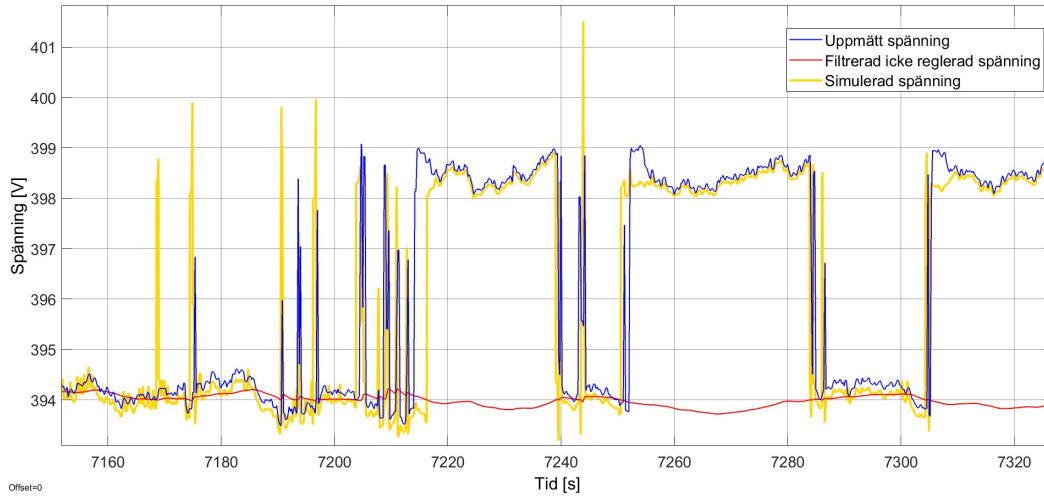
Figur 69: Bemärkelser vid ändring av område i PQ-kurvan

I tabell 7 är det möjligt att jämföra passning av simulering till mätvärden med de olika filtertyperna för metod 2. Då de olika filtren jämförs är det viktigt att ta i beaktning att de inte är tagna på samma mätserier. För andra ordningens filter sker det många fler start och stop medan för det andra filtret sker det flera övergångar mellan de olika områdena i PQ-kurvan.

Tabell 7: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata för metod 2

Typ av filter	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Första ordningen	V_{reg}	$1,6186 \cdot 10^{-4}$	0.0554	0.1793	0.0393
Andra ordningen	V_{reg}	$5,7715 \cdot 10^{-4}$	0.0931	0.2555	0.0497

Nedan presenteras resultatet för metod 3 med jämförelse mellan simulering och mätning. Endast första ordningens filter med brytfrekvensen 0,2 Hz undersöks.



Figur 70: Jämförelse mellan reglerade spänningar för metod 3

Anledningen bakom startpunkten är densamma som för metod 2, det vill säga spänningsmodell 3 påbörjades vid denna tidpunkt. Det som går att tyda utifrån en första anblick från figur 78b är att metod 3 fungerar relativt bra över intervallet. Start och stopp sker vid de förväntade tillfällena. Den delar dock likheten med metod 1 och 2 att simulerade spänningen ligger något under den uppmätta spänningen. Den simulerade spänningen får dessutom, precis som metod 2, anmärkningsvärt större toppar.

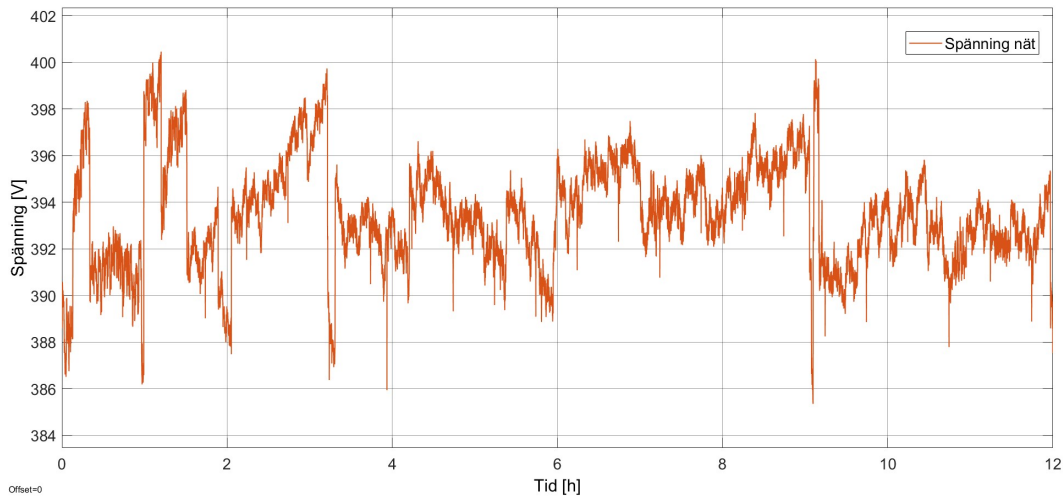
Tabell 8 presenterar hur väl simulering och mätvärden stämmer överens för metod 3.

Tabell 8: Kvantifiering av passning mellan simulering och mätdata för metod 3

Typ av filter	Storhet	χ^2	NRMSE	MAE	NMAE
Första ordningen	V_{reg}	0,0058	0,2569	0,6840	0,1156

4.4 Simuleringar spänningsreglering

I de två kommande kapitlen utförs längre simuleringar av de olika stödtjänsterna för spänning. Detta för att få en överblick hur en längre period kan se ut och för att undersöka VSV-värdena. Spänningen på nätet vid kommande simuleringar är mätdata från en tolvtimmarsperiod vid vindkraftverket på Björkö och visas i figur 71.

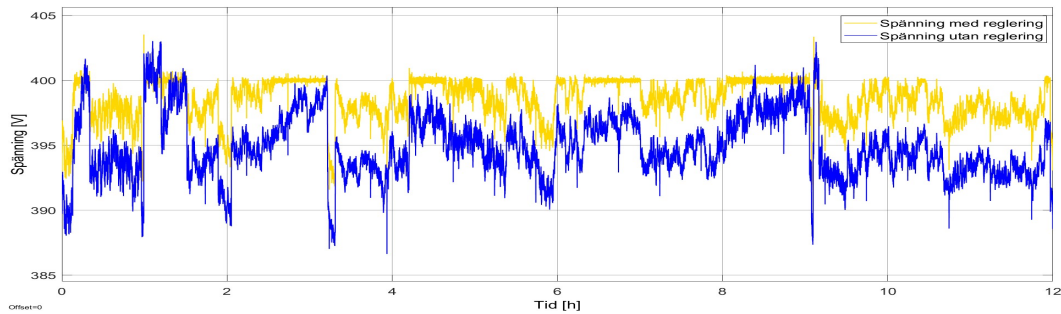


Figur 71: Spänning på nätet vid simuleringarna

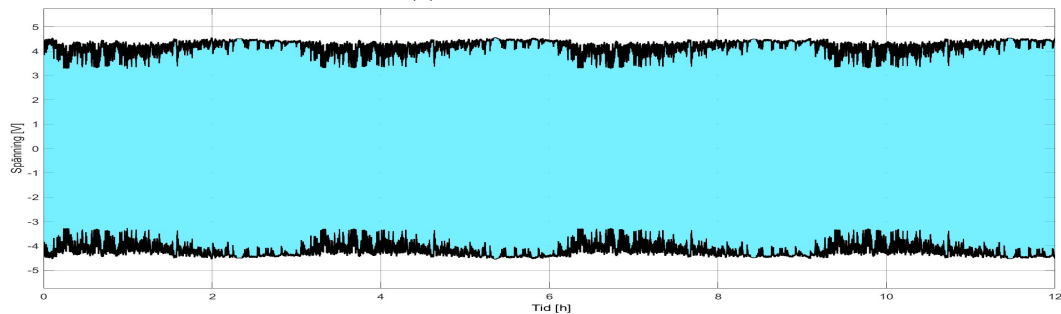
I figur 58a visualiseras sambandet mellan aktiv och reaktiv effekt då testerna på vindkraftverket utfördes. Då det enbart finns ungefär 4 timmars mätdata av den aktiva effekten återanvänds denna generella mätperiod för att fylla ut den fulla tolvtimmars perioden och på så sätt ha möjligheten att utföra de längre simuleringarna.

4.4.1 Metod 1

Resultatet av simuleringen för metod 1 visas i figur 72a, där både den reglerade och icke reglerade spänningen är med. Det är tydligt att regleringen inte fungerar på önskvärt vis under delar av tidsperioden, exempelvis nås inte börvärdet 400 V i början eller slutet av intervallet. Vid analys av figur 71 framgår det att nätets spänningen är ovanligt låg under dessa perioder vilket resulterar i att den tillförda reaktiva effekten enbart förflyttar kurvan mot 400 V.



(a) Simulering spänning

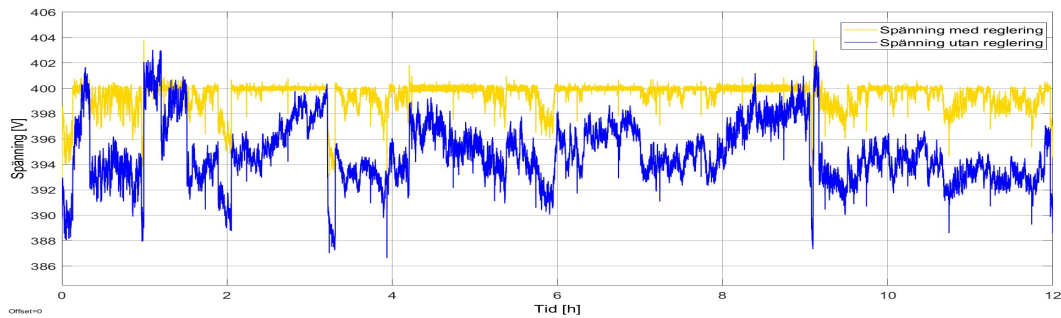


(b) Tillgänglig mängd reglerbar spänning

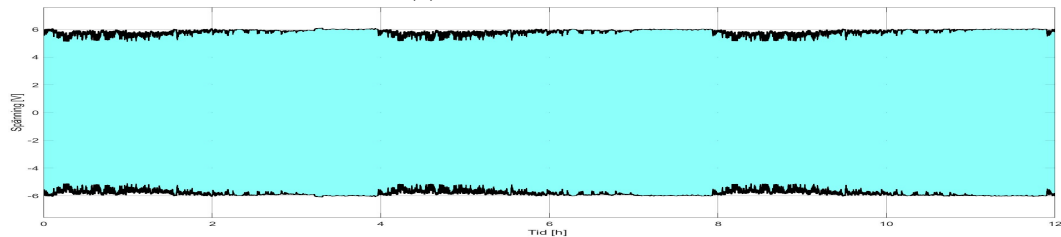
Figur 72: Simulerad reglerad och icke reglerad spänning samt tillgänglig reglerbar spänning med hjälp av den reaktiva effekten

Figur 72b visar hur stor reglerbar spänning frekvensomformarens tillgängliga reaktiva effekt kan bidra med. De två svarta kurvorna representerar hur mycket maximal positiv respektive negativ spänning som är möjlig att reglera med. Vid närmare granskning framgår det att frekvensomformaren har möjlighet att reglera som mest med ungefär $\pm 4,5$ V och överlag ungefär ± 4 V. Detta betyder att då regleringen fungerar sämre ligger nätetsspänning utanför det blå området. Under de tidsperioder då spänningen är inom ett reglerbart intervall, från börvärdet 400 V, blir kurvan inte lika volatil men en del variationer kring börvärdet förekommer.

Då frekvensomformarens skenbara effektkapaciteten utökas med 33 % från 40 till 53,2 kVA, fås spänningen i figur 73a. En jämförelse mellan figur 72a och 73a uppenbarar att regleringen fungerar bättre under stora delar av tidsintervallet då kapaciteten är utökad. Detta beror på att det reglerbara intervallet ökat med ungefär 2 V jämfört med tidigare, vilket kan ses då figur 73b och 72b studeras. Perioderna då spänningen förut gick utanför den reglerbara gränsen blir nu färre samt kortare och regleringen blir bättre över de tolv timmarna.



(a) Simulering spänning

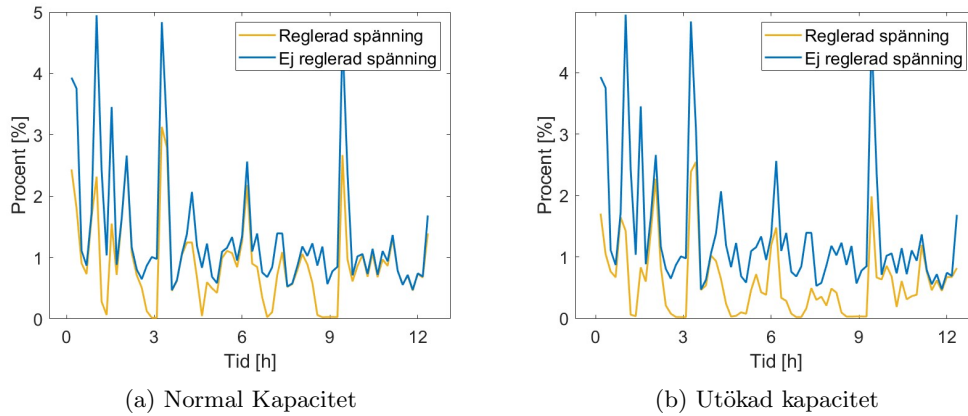


(b) Tillgänglig mängd reglerbar spänning

Figur 73: Simulerad reglerad och icke reglerad spänning samt tillgänglig reglerbar spänning med utökad kapacitet på frekvensomformaren

I de reglerade spänningarna, figur 72a och 73a, framgår det en del divergenser, till exempel vid tidpunkterna 1 och 9 timmar. Anledningen bakom dessa toppar är snabba och relativt stora förändringar i den bakomliggande nätspänningen tillsammans med frekvensomformarens och systemets tröghet. Resultatet av dessa blir att då nätspänningen hastigt ökar hinner systemet inte anpassa utskickad reaktiv effekt och den reglerade spänningen följer initialt efter den bakomliggande. Att försöka åtgärda detta problem genom att exempelvis reformera PI-regulatorn går inte utan att systemet blir trögt eller instabilt.

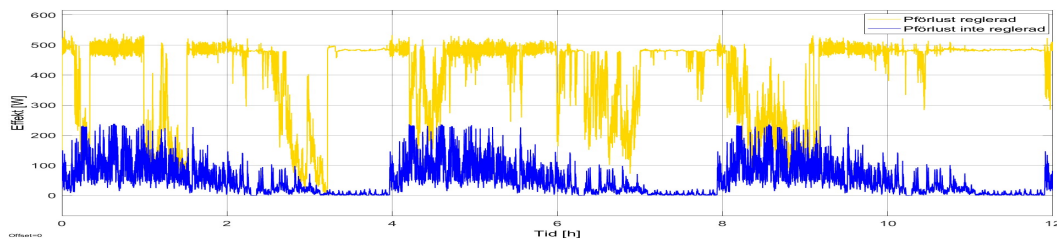
Figur 74 presenterar VSV-värden för spänningen då frekvensomformaren har normal respektive utökad kapacitet. Kapaciteten är utökad med tidigare nämnd mängd.



Figur 74: VSV värde för den reglerade samt icke reglerade spänningen vid normal och utökad kapacitet på frekvensomformaren

Det är tydligt från de båda figurerna att VSV kurvorna, med metod 1, minskar eller hålls på samma nivå som den icke reglerade över hela tidsintervallet. Med andra ord reduceras många av de snabba spänningsvariationerna. En jämförelse mellan de två visar att med större kapacitet på frekvensomformaren blir VSV värdena lägre. Detta går hand i hand med figur 73a där området med god reglering blivit större jämfört med figur 72a.

Effektförlusterna över ledningen mellan vindkraftverket och transformatorn kan ses i figur 75. Det framstår att regleringen leder till större förluster under stora delar av tidsintervallet, detta eftersom även den reaktiva effekten bidrar till överföringsförluster enligt ekvation 10. Förlusterna blir dock inte lika varierande under de perioder då regleringen fungerar väl och spänningen ligger kring börvärdet. Detta bygger på att den aktiva och reaktiva effekten samspelar under dessa tillfällen och om exempelvis den aktiva effekten ökar minskar den reaktiva vilket resulterar i både jämn spänning samt effektförlost.

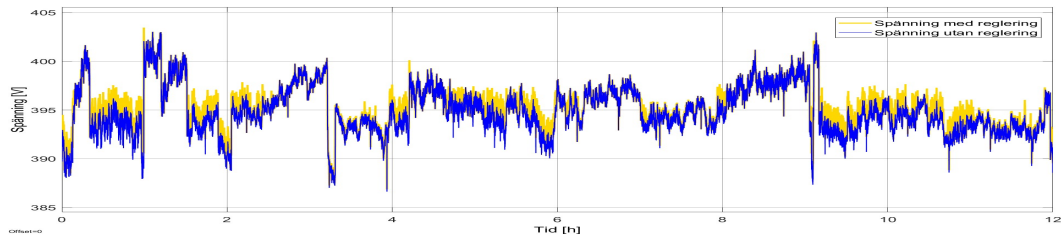


Figur 75: Effektförlost på ledningen då spänningen regleras och inte regleras

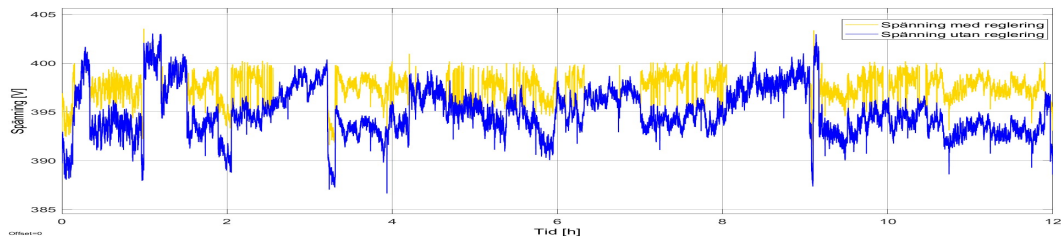
4.4.2 Metod 2 och 3

För de kommande simuleringarna av metod 2 och 3 används första ordningens låpassfilter med brytfrekvensen 0,2 Hz eftersom det enbart var detta filter som uppfyller kravet med att starta regleringen inom 5 s. Börvärdet som det regleras mot är 400 V, vilket betyder att övre och undre gräns är 405 V respektive 395 V för start och stop.

Resultatet för dessa regleringsmetoder över tolvtimmarsperioden kan ses i figur 76. Båda metoderna förflyttar spänningen närmare börvärdet vid de önskade tillfällena, men metod 3 har större inverkan även om den inte når hela vägen. Detta beror på skillnaden mellan definitionerna där den reaktiva effekten inte är begränsad för metod 3 och då är det möjligt att förändra spänningen mer.



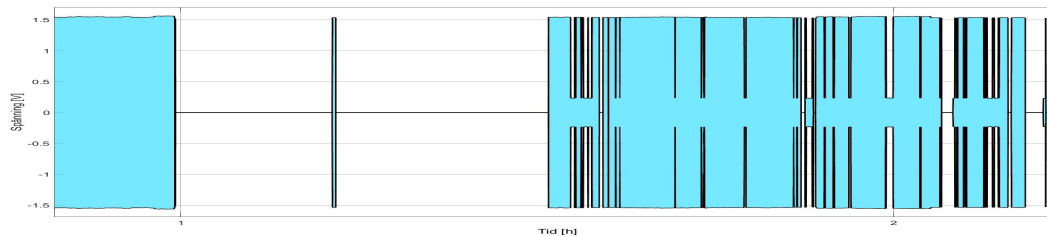
(a) Metod 2



(b) Metod 3

Figur 76: Simulering för både reglerad samt icke reglerad spänning med verklig mätdata på nätetspänning för både regleringsmetod 2 och 3

I figur 77, som visar den tillgängliga reglerbara spänningen för metod 2, är det tydligt att reglerbarheten inte är lika stor som metod 3 vars kurva kan ses i figur 72b då den är identisk med metod 1. Detta är förväntat då den reaktiva effekten i metod 2 är begränsad av PQ-kurvan.

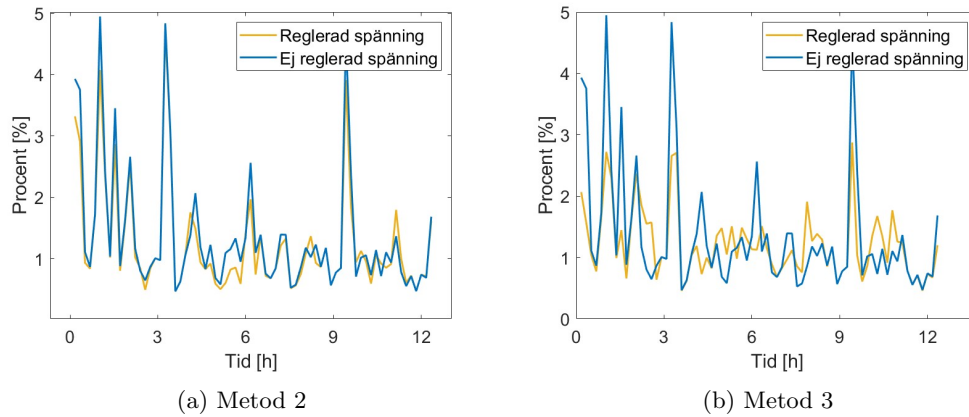


Figur 77: Närbild på tillgänglig reglerbar spänning för metod 2

För metod 2 framgår det tre olika spänningsnivåer som regleringen bidrar med. Dessa är 0 V, strax under 0,5 V och maximalt ungefär 1,5 V. 0 V nivån inträder då spänningen är inom 400 ± 5 V och regleringen är avstängd, under 0,5 V är det mindre området i PQ-kurva och 1,5 V är det större området, dessa inträder då spänningen är utom 400 ± 5 V. Vilket område i PQ-kurvan som är i drift bestäms likt tidigare av den aktiva effekten.

Anledningen till att det fulla 12 timmar tidsintervallet inte presenteras är att en sådan bild påvisar samma beteende men på ett otydligare vis.

VSV-värdena kan ses i figur 78 där det, för metod 2, framgår att det inte är någon större skillnad mellan den reglerade och icke reglerade spänningen. Detta eftersom kurvan i stort sett bara förskjuts mot börvärdet vilket leder till att variationerna är detsamma. För metod 3 är VSV-värdena sämre för den reglerade spänningen under en del av tidsintervallet. Detta beror på att med en större mängd reaktiv effekt blir stegen mellan start och stop större vilket påverkar VSV-värdena negativt.



Figur 78: VSV värde för den reglerade samt icke reglerade spänningen för metod 2 samt 3

5 Diskussion

I detta kapitel diskuteras de presenterade resultaten. Diskussionen tar ståndpunkt i arbetets syfte, vilket är att undersöka vindkraftverks förmåga att bidra med frekvens- och spänningsreglering av det svenska elnätet. Vilket görs dels för de aktiva stödtjänsterna för frekvensreglering och även de potentiella tjänsterna denna rapport tagit fram för spänningsreglering.

Kapitlet är uppdelat i frekvens och spänning för att få en tydligare struktur, men båda delarna behandlar liknande områden. Skillnaderna mellan de uppmätta resultaten ute på Björkö och de simulerade diskuteras för att se om de två systemen överensstämmer. Detta för att potentiellt kunna använda simuleringmodellerna för att undersöka olika förhållanden och förändringar istället för att invänta rätta förhållanden ute på Björkö. Det minimerar även slitaget på vindkraftverket att utföra simuleringar istället för mätningar. Modellernas reglerförmåga samt hur väl vindkraftverket klarar av att använda de föreslagna reglerstrategierna analyseras också. Slutligen diskuteras tänkbara förändringar i de potentiella stödtjänsterna för spänning samt möjliga förbättringar och begränsningar för både frekvens och spänningsmetoderna.

5.1 Frekvens

Diskussionen kring resultaten för frekvensdelen börjar med att undersöka hur väl simuleringarna uppfyller kraven ställda av SvK:s stödtjänster FCR-N, FCR-D ned, samt FCR-D upp. Därefter jämförs simuleringarna med mätningar och diskussioner varför dessa inte överensstämmer fullständigt med varandra. Slutligen undersöks vilka förbättringar som kan göras för bättre passning mellan modell och verklighet.

5.1.1 Simuleringar

Samtliga simuleringar använde sig av den grova förenklingen konstant vindhastighet, vilket i praktiken är omöjligt att uppnå. Syftet med detta var att tydligare visa hur modellen hanterade frekvensreglering. Med konstant vindhastighet påverkas den producerade effekten endast av frekvensen som annars har betydligt mindre påverkan på uteffekten jämfört med vindhastigheten. Även bladvinkeln ändras utifrån vindhastigheten så med konstant vind blir alla ändringar i bladvinkel ett resultat av frekvensändringar.

Hur väl simuleringarna uppfyller kraven för stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned syns tydligast när signalen är ett stegsvar så som visas i figurerna 37-38 för FCR-N och 42 samt 43 för FCR-D upp respektive FCR-D ned. Samtliga stödtjänster uppfyllde även kraven att spilla max då frekvensen överstiger dess frekvensområde samt att inte spilla alls när frekvensen understiger den.

Som visat i resultaten är alla tre stödtjänsterna tillräckligt snabba för de tidskrav som ställs av respektive stödtjänst vilket förväntades då modellen designades med detta i åtanke. Vindkraftverket är kapabelt att ändra sin effekt mycket snabbare än designat så hastigheten skulle kunna höjas, vilket skulle vara fördelaktigt för att motverka större korta störningar men det hanteras huvudsakligen av andra stödtjänster. Nackdelen med ökad hastighet är att modellen blir känsligare för störningar och mindre frekvensändringar. Ökad tröghet resulterar i att vindkraftverket ändrar bladvinkel mindre vilket minskar

slitaget över längre tid. Trögheten är tydlig i figur 39 där skarpa ändringar i frekvensen svaras med en rundare kurva i spilld effekt.

5.1.2 Mätningar

Huvudsakliga syftet med mätningarna var att se hur väl simulerade värden stämde överens med den implementerade modellen på vindkraftverket. Att se hur stödtjänsternas krav uppfylls vid mätningar undersöktes inte då detta inte tydligt kunde visualiseras. Passningen mellan simulering och mätning är väldigt beroende på den tillgängliga effekten. När tillgänglig effekt är på en stabil nivå överensstämmer uppmätta och simulerade effekterna men när tillgänglig effekt varierar är den uppmätta effekten generellt högre än den simulerade, ibland upp till 5 kW.

Då frekvensen aldrig ligger på en stabil avvikelse från 50 Hz är hastighetskraven svåra att observera men något som går att se är hur vindkraftverkets effekt ändras fortare än simuleringen vilket indikerar att vindkraftverket är snabbt nog. Något mätningarna tyder på är att frekvensreglering med vindkraftverk fungerar, exempelvis i figur 48b där spillda effekten tydligt följer frekvensändringarna.

5.1.3 Förbättringar frekvensmodell och vidare arbete

Att de simulerade och uppmätta värdena inte alltid överensstämmer innebär att modellen behöver vidareutvecklas. Vart skillnaderna härstammar från är okänt men det finns ett samband mellan avvikelser och instabil tillgänglig effekt vilket bör granskas. Den tillgängliga effektmätningen hakade även upp sig vid flera tillfällen under mätningarna och verkade vara kopplat till när styrningen ville spilla mer effekt än vad som fanns tillgängligt. Det var sedan tidigare ett känt problem att beräkningen av den tillgängliga effekten i vindkraftverket brukar kunna visa felaktiga värden vid kortare tillfällen, men inte under längre perioder. Orsaken till dess felberäkningar är fortfarande okända. Det maximala effektpillet valdes till 10 kW vilket motsvarar 40 % av märkeffekten, som ett antagande. Vidare arbeten kan behandla hur stor effektkvot som bör spillas.

Ett problem med metodens uppbyggnad är kvoten med spillfaktorn. För att platta till momentkurvan användes en kvot mellan tillgänglig effekt och den önskade producerade effekten vilket gav goda resultat när den tillgängliga effekten var märkeffekten. Något som noterades i simuleringar var att när tillgängliga effekten var under märkeffekt så spilldes mindre effekt än vad stödtjänsten borde spilla vid den frekvensen. En vidareutveckling av modellen vore att designa bort kvoten och endast ha spilld effekt som ett önskat värde, men då krävs en annan metod för att justera momentkurvan.

Detta arbete behandlade endast stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp, och FCR-D ned men vidare arbete skulle kunna undersöka fler stödtjänster. Något som inte undersöktes är hur snabbt uteffekten kan ändras med ändring av bladvinkel. Stödtjänsten FFR har en responstid på 1,3 sekunder, därmed skulle det kunna undersökas ifall vindkraftverket hinner reagera på så kort tid. Slitageanalys av att ändra bladvinkeln för att reglera frekvensen behövs också göras.

5.2 Spänning

Nedan behandlar delen av detta arbete som fokuserar på spänningsreglering. Som tidigare nämnts diskuteras simuleringsmodellen och dess jämförelse med mätningarna, vindkraftverkets förmåga att bidra med stödtjänster, samt möjliga förändringar i dessa, och sist resoneras det kring framtida arbeten såväl som modellens begränsningar.

5.2.1 Simuleringar och modell spänning

Utifrån de resultat som framgår i avsnitt 4.3 överensstämmer simuleringarna väl med de uppmätta värdena för samtliga metoder. Det är dock svårt att tillverka modeller som beskriver verkligheten in i minsta detalj. Många parametrar påverkar vindkraftverkets beteende och alla dessa tas inte i beaktning utan modellen tar enbart hänsyn till de som anses mest vitala.

Med detta sagt är det möjligt att skilja resultaten åt i alla tre metoder där de simulerade värdena ligger överlag på en något mindre spänningsnivå jämfört med de uppmätta. Detta kan dels bero på att ledningens impedans är felbestämd och då blir den beräknade spänningen i simuleringarna felaktig. Det är även så att ekvationen som spänningsberäkningen utgår ifrån enbart är en approximation för induktiva ledare och kan därför vara något bristfällig. En annan förklaring bakom olikheten i spänning framgår i figur 60 där den reaktiva effekten innehar en lägre nivå i simulationerna, vilket gäller för samtliga metoder. Varför den reaktiva effekten är lägre kan grunda sig i att det inte tas någon hänsyn till övrig elektrisk utrustning på vindkraftverkets anläggning. Exempelvis är den aktiva effekten negativ under en period av mätintervallet, då vindkraftverket inte är i drift. Detta indikerar att effektlödet är åt motsatt håll, med andra ord konsumerar anläggningen aktiv effekt. Utrustning kan då även dra reaktiv effekt och på så vis påverka det uppmätta värdet. Då den simulerade reaktiva effekten är lägre än den uppmätta blir även spänningen det eftersom de enligt ekvation 16 är starkt beroende av varandra. Detta beroende gäller även för överföringsförlusterna, vilket kan ses i ekvation 10, vilka visar på ett liknande beteende.

Trots de tidigare diskuterade bristerna i känslighet för felaktigt bestämd impedans och den approximativa ekvationen blir skillnaderna mellan simulering och mätning små då börvärdet nås i figur 62. Detta beror på att felet dessa brister leder till i beräkning av Q_{bor} arbetas bort av PI-regulatorn. Q_{bor} pekar i en ungefärlig riktning för att få den önskade spänningen, sedan arbetar regulatorn för att minska skillnaden mellan sann och önskad spänning. På så sätt är bristernas inverkan inte stora i arbetet kring den reaktiva effekten, dock påverkar dem som sagt mer då spänningen ska beräknas i simulationerna.

En annan bemärkelse, som är särskilt tydlig för metoderna 2 och 3 är skillnaden i de toppar som uppkommer vid stora hastiga förändringar i reaktiv effekt. I simuleringarna är dessa både fler och även större. Skillnaden i antalet kan bero på att filtret som används ute på Björkö och i Matlab inte fungerar på exakt samma vis och då blir det skillnader i styrsignalen för start och stopp. Denna skillnad kan även vara anledningen till avvikelserna vid jämförelse av startpunkterna. Storleken på simuleringens toppar kan dels bero på skillnader i reaktiv effekt men den största anledningen är de avvikelser som går att urskilja från den beräknade nätspänningen V_2 i både figur 68c och 58b. Dessa plötsliga toppar i V_2 , som uppkommer vid hastiga upprepade förändringar i reaktiv effekt, beror på att de

negativa värdena i reaktiv effekt inträffar samtidigt som den reglerade spänningen inte förändras. En möjlig orsak till de negativa värdena är att frekvensomformaren, av oklar anledning, inte klarar av flera upprepade snabba förändringar. Det ska påpekas att de negativa värdena inte speglas i den uppmätta spänningen, den går inte under den icke reglerade spänningen vilket borde vara fallet vid ett negativt värde. Med detta i åtanke tillsammans med de tydliga oscillationerna i nätfrekvens som noteras vid samma tidpunkter är det önskvärt att, vid fortsatt arbete, undersöka om detta är ett typ av mätfel. Det är möjligt att mätningarna blir störda av de hastiga och relativt stora förändringarna.

Att dessa toppar i V_2 inte har en lika stor inverkan på de uppmätta värdena beror på att det finns en skillnad mellan hur simulering och implementering använder sig av parametern. I båda systemen används den till att bestämma ett Q_{bor} men i simuleringarna används den även till att beräkna spänningen vid vindkraftverket. Om det då är en topp i den bakomliggande spänningen följer simuleringarna efter. I implementeringen ändrar systemet den reaktiva effekten och då förändras spänningen vid vindkraftverket där det inte finns samma beroende av V_2 .

Trots brister och olikheter är det möjligt att använda modellen för att undersöka olika reglerstrategier då den ger en antydning till hur vindkraftverket hade reagerat. Simuleringar bör dock utvärderas tillsammans med verkliga mätningar för att fullt ut undersöka möjligheterna att bidra med stödtjänster till elnätet.

5.2.2 Spänningsreglering med vindkraftverk

Då det i dagsläget inte finns några allmänna stödtjänster för spänningsreglering på den svenska elmarknaden tog detta arbete fram tre stycken som tänktes lämpliga för vindkraftverk. Dessa tre metoder användes för att undersöka vindkraftverks möjligheter till att bidra med spänningsreglering. Vidare analyserades hur de olika metoderna förändrade snabba spänningsvariationer vilket kvantifierades med måttet *very short variations* förkortat VSV.

För den första metoden eller stödtjänsten, som är utformad att ständigt reglera mot börvärdet 400 V, undersöktes två olika kapaciteter på frekvensomformaren, 40 respektive 53,2 kVA. Skillnaden mellan de två är att med utökad kapacitet finns det en större mängd reaktiv effekt och då även större reglerbar spänning till förfogande. Det är inte ovanligt att spänningen vid vindkraftverket ligger kring och även under 394 V, vilket leder till problem för frekvensomformaren med 40 kVA eftersom börvärdet 400 V inte nås. Spänningskurvan flyttas enbart mot börvärdet vilket i sig är önskvärt men den jämna spänningen kring 400 V uppnås inte. Med den större kapaciteten åstadkommes den jämna kurvan över större perioder på det undersökta tolvtimmars intervallet. Skillnad mellan resultaten för de olika kapaciteterna tar även tydlig form i VSV-värdena där kurvorna minskar för båda fallen men för den utökade frekvensomformaren är värdena ytterligare något lägre. Resultatet då börvärdet nås efterliknar det i [48], från vilken metoden tagit inspiration av, med skillnaden att deras spänning inte ser ut att fluktuera lika mycket kring börvärdet. Detta kan bland annat bero på att den bakomliggande spänningen de använder inte har samma hastiga förändringar eller att deras PI-regulator är utformad på ett annat vis.

För att gå över till stödtjänst/metod 2 och 3 har de båda ett inbyggt dödband på 400 ± 5 V och reglerar därför inte inom detta intervall. Båda metoderna klarar av detta

krav vilket visar att vindkraftverket kan svara på en yttre signal eller situation och därifrån börja eller sluta reglera. Eftersom Svenska kraftnäts stödtjänster för frekvensreglering startar då frekvensen går utanför förbestämda intervall, från 50 Hz, är detta en god indikation på vindkraftverks förmåga att bidra till liknande stödtjänster för spänningsreglering om sådana skapas. Det ska påpekas att dessa två metoder utgår från en icke reglerad spänning, där den reaktiva effekten $Q = 0$, som bestämmer start och stopp. Att en stödtjänst från Svenska kraftnät skulle utgå från en beräknad spänning är inte troligt, men det påvisar fortfarande att regleringen kan styras av en yttre situation. Ett mer troligt scenario hade möjligtvis varit en tidsbestämd regleringsperiod som då styrs av den uppmätta spänningen vid vindkraftverket.

I metod 2 är den reaktiva effekten begränsad av PQ-kurvan som National Grid har som nätkrav för vindfarmar. Samma restriktion görs även i [43] men med ett nätkrav som uppfyller samtliga europeiska nätkoder. Begränsningen gör stödtjänsten mer verklighetstrogen eftersom märkeffekten på vindkraftverket är 30 kW medan frekvensomformarens kapacitet är på 40 kVA, vilket är en överdimensionering med 60 %. Det är inte troligt att en sådan överdimensionering hade gjorts på ett kommersiellt vindkraftverk då det i dagsläget inte finns några finansiella incitament för det. Ingen av stödtjänsterna 2 eller 3 når börvärdet, med de förflyttar spänningen mot en nivå som är närmare den önskade spänningen och bidrar på detta vis likt resultatet i [43]. Även här kan paralleller dras till frekvensregleringen där en budad mängd effekt aktiveras och bidrar till förändring i frekvens medan för spänning hade denna mängd kunnat vara den maximala reaktiva effekten enligt nätkravet. Att kurvorna endast förflyttas leder till att VSV-värdena inte förbättras utan de blir lite sämre, detta eftersom spänningsvariationen blir större vid start och stopp av stödtjänsterna. Då stödtjänsten startar eller stoppar blir det ett steg i spänningsnivå antingen upp eller ned, eftersom det blir en tillförsel av reaktiv effekt, vilket påverkar VSV negativt.

De metoder för spänningsreglering som tagits fram i detta arbete kan även appliceras på andra energiproduktioner som använder sig av frekvensomformare. Om detta görs på mindre produktionsanläggningar i lågspänningsnätet kan det öppna upp för utökad produktion i flera områden [7]. Ofta är det nämligen spänningshöjningen som begränsar produktionskapaciteten i elnät med distribuerad produktion.

5.2.3 Begränsningar spänningsmodell och vidare arbete

Spänningsregleringen och dess metod har en del begränsningar och svårigheter som behöver undersökas för att ytterligare utveckla vindkraftverks förmåga att medverka på marknaden. En av dessa är att stora delar utgår ifrån ekvation 16 och därför även en beräknad spänning V_2 vid transformatorn. Utifrån V_2 styrs sedan systemet både genom att beräkna ett börvärde för den reaktiva effekten men även för att styra start och stopp för metod 2 samt 3. Ett av problemen med detta tillvägagångssätt är att utgångsekvationen är en approximation för induktiva ledare, dock verkar denna approximation fungera väl. Trots detta hade ett uppmätt värde varit att föredra men det är sällan tillgängligt. Systemet blir även beroende av att impedansen mellan vindkraftverk och transformator är noggrant bestämd.

För att komma ifrån ett lika stort beroende av V_2 hade arbete kring möjligheterna

att använda en förbestämd kurva för fastställandet av Q_{bor} behövt utföras. Det tillvägagångssättet används i både [48] och [43] som modellen har tagit en del annan inspiration ifrån. Med denna föreslagna metod hade $\Delta V = V_{bor} - V_{mat}$ översätts till ett Q_{bor} och sedan arbetar PI-regulatorn för att minska skillnaden mellan börvärde och uppmättvärde. Trots detta nya tillvägagångssätt är simuleringarna fortsatt beroende av V_2 och ekvation 16 för att beräkna spänningen vid vindkraftverket. Även styrningen av metod 2 och 3 är fortsatt beroende av V_2 , vilket dock hade kunnat undvikas om den tidigare nämnda förändringen med tidsbestämd reglering implementeras.

PI-regulatorn denna spänningsmodell bygger på är inte optimerad utan de konstanter som brukas är framtagna efter olika tester, först genom simuleringen och sedan är de efterkorrigerade ute på Björkö så att en godtycklig reglering inträffar. Det finns därför eventuellt mer lämpade konstanter, både för proportionalitetskonstanten K_p och integralförstärkningen K_i som reglerar bättre. Arbetet har dock kort undersökt möjligheten att reglera med en PID-regulator. Detta resulterade i snabbare regleringar men även icke önskvärda oscillationer och resultaten med PI-regulator ansågs därmed bättre. Då det enbart utfördes en kortare undersökning kan det vara av intresse att fortsatt undersöka denna alternativa typ av regulator. I rapporterna [50] och [51] undersöks de två olika regulatorerna och de visar på att PID-regulatorer besitter snabbare stegsvar och bättre stabilitetsmarginer i både amplitud och fas, vilket hade gynnat reglermetoderna.

Ytterligare en utvecklingsmöjlighet är att uppdatera mätvärdena med en snabbare frekvens. I dagsläget sker det en medelvärdesbildning över 10 nätperioder, vilket motsvarar 200 ms, innan mätvärdena uppdateras, men mätutrustningen kan även mäta över halvperioder. Detta hade istället lett till uppdatering vart 100 ms och då hade systemet haft möjligheten att jobba snabbare. Tanken är att den reglerade spänningen då hade legat inom ett snävare område från börvärdet, detta eftersom mindre förändringar i spänning hinner regleras snabbare. Den snabbare mätuppdateringen kan dock leda till högre störningsnivåer och det kan även hända att frekvensomformaren inte hinner med den hastigare regleringen.

6 Slutsats

Resultatet från projektet tyder på att vindkraftverk är väl lämpade att bidra till frekvensreglering med stödtjänsterna FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned. Detta genom att justera momentet i generatoren samt bladvinkeln så ger det vindkraftverket möjlighet att spilla vind och på så vis öka eller minska produktion i förhållande till elnätets frekvens. Resultaten visar även att en stabil tillgänglig effekt ger en bättre styrning av produktionen och att det optimala förhållandet är när vinden är tillräckligt stark för att vindkraftverket ska kunna producera vid märkeffekt. Då styrningen av hur mycket effekt vindkraftverket spillar är beräknat som en kvot av den tillgängliga effekten leder det till svårigheter att styra exakt hur mycket effekt som ska spillas. Här har systemet förbättringsmöjligheter till att kunna spilla en bestämd effekt oavsett den tillgängliga effekten för vindkraftverket. Nuvarande modell skiljer även sig från mätningar så modellen behöver vidareutvecklas.

Utifrån resultatet av detta arbete framgår det även att vindkraftverk besitter förmågan att bidra till regleringen av elnätets spänning. Hur mycket spänning vindkraftverk kan bidra med beror främst på dess märkeffekt samt frekvensomformarens kapacitet. Större vindkraftverk och frekvensomformare kan bidra med mer reglering. De tre stödtjänster som undersökts är att ständigt reglera mot en önskad spänning, endast reglera utanför ett dödband med begränsad och icke begränsad reaktiv effekt. Metoden med konstant reglering har möjligheten att hålla spänningen på en jämn nivå kring börvärdet om den bakomliggande spänningen inte är för låg. Om den är för låg blir det enbart en förskjutning av kurvan mot börvärdet. Då denna metod håller spänningen på en jämn nivå minskar VSV-värdena (*very short variations*) medan då det enbart blir en spänningsförskjutning blir värdena desamma. De två andra stödtjänsterna påvisar att regleringen kan styras av spänningsnivån. Spänningsnivån kan alltså bestämma när vindkraftverket ska börja och sluta reglera. Båda dessa metoder förskjuter enbart spänningen mot ett önskat värde. Då den reaktiva effekten är begränsad för en av stödtjänsterna, av en nätkod för National Grids vindfarmar, blir dess regleringen inte lika stor som metoden utan någon begränsning. Med nätkoden undersöks vindkraftverks förmåga till regleringen med en förankring i elnätets föreskrifter. För båda stödtjänsterna med dödband blir VSV-värdena något sämre.

För att fullt ut undersöka vindkraftverks förmåga till att bidra med att hålla en stabil spänning på elnätet måste SvK forma stödtjänster för spänningsreglering. Detta arbete har själv utformat potentiella stödtjänster och vindkraftverk har god förmåga att bidra till dessa. Från SvK:s sida kommer det även att krävas mycket mätning av spänningen ute i elnätet, då den inte är konstant i hela systemet. Detta för att en stödtjänst ska kunna utformas och bidragare få betalt.

Referenser

- [1] Svenska Kraftnät, “Frekvensstabilitet,” 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/> (hämtad: 2023-02-03).
- [2] —, “Balansering av kraftsystemet,” 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/balansering-av-kraftsystemet/> (hämtad: 2022-01-28).
- [3] —, “Systemutvecklingsplan 2022-2031,” Svenska Kraftnät, Sundbyberg, Sverige, 2021. [Online]. Tillgänglig: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk.systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf, Hämtad: 2023-02-16.
- [4] “*Statistics and forecast - Q2 2022*,” Stockholm, Sverige: Svensk Vindenergi, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2022/07/Statistics-and-forecast-wind-power-Sweden-Q2-2022-1.pdf>, Hämtad: 2023-01-27.
- [5] “*Statistics and forecast - Q3 2022*,” Stockholm, Sverige: Svensk Vindenergi, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2023/01/Statistics-and-forecast-wind-power-Sweden-Q3-2022-Final.pdf>, Hämtad: 2023-01-27.
- [6] E. Rydegran, “Dramatik och rekord sammanfattar elåret 2022,” *Energiföretagen*, [Online], Dec. 31, 2022, Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2022/Dramatik-och-rekord-sammanfattar-Elaret-2022/> (hämtad: 2023-02-01).
- [7] A. Svensson, D. Madjidian och DNV Sweden, “Koordinerad spänningsreglering i nät med distribuerad produktion,” Energiforsk AB, Stockholm, Sverige, 2021. [Online], Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/31176/koordinerad-spänningsreglering-i-nat-med-distribuerad-produktion-energiforskrapport-2021-808.pdf>, Hämtad: 2023-02-01.
- [8] F. Juthe, E. Håkansson, S. Rutfjäll och L. Johansson, “En möjlig framtid för gotlands elnät; smarta vindkraftverk med frekvensreglering,” kandidatuppsats, Institutionen för Elektroteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://odr.chalmers.se/server/api/core/bitstreams/b8902552-9c60-4f3e-9eba-482a011bcd10/content>.
- [9] M. Eriksson, L. Fröling och G. Mamoush, “Frekvensstyrning med Chalmers vindkraftverk,” kandidatuppsats, Institutionen för Elektroteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2022. [Online]. Tillgänglig: <https://odr.chalmers.se/server/api/core/bitstreams/b86a529e-53d8-4bb4-91b2-0f4bf2fbaa61/content>.
- [10] “*Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*,” EN50160, CENELEC, Bryssel, Belgien, 2005. Tillgänglig: https://www.se.com/ww/library/SCHNEIDER_ELECTRIC/SE_LOCAL/APS/204836_1312/DraftStandard0026rev2-DraftEN501602005-05.pdf.
- [11] Svenska kraftnät, “Spänningsstabilitet,” 2021. [Online], Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spänningsstabilitet/> (hämtad: 2023-01-28).

- [12] Å. Almqvist, *El från nya anläggningar*, Stockholm, Sverige: Energiforsk, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/30735/el-fran-nya-anlaggningar-energiforskrappport-2021-714.pdf>, (hämtad: 2023-01-28).
- [13] Naturskyddsföreningen, “Vanliga frågor om vindkraft,” 2023. [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/vanliga-fragor-om-vindkraft/> (Hämtad: 2023-01-30).
- [14] “Fåglar och vindkraft - olika arter olika risker,” Stockholm, Sverige: Naturvårdsverket, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/contentassets/3b2d5b1a1eca466e9841275cf9e6f0c2/faktablad-vindval-faglar-arter.pdf>, Hämtad: 2023-02-02.
- [15] “Fladdermöss och vindkraft,” Stockholm, Sverige: Naturvårdsverket, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/4a5969/contentassets/3b2d5b1a1eca466e9841275cf9e6f0c2/faktablad-vindval-fladdermus.pdf>, Hämtad: 2023-02-02.
- [16] “Vindkraft till havs - vad händer under ytan?” Stockholm, Sverige: Naturvårdsverket, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/4a3a79/contentassets/21f1fee32dd74090b7ae09f1e0ff1391/anvandarblad-havsbaserat-2.pdf>, Hämtad: 2023-02-02.
- [17] E. Jönsson, ”Vindkraftsopinionen i skuggan av ett vindkraftverk” i *Du sköra nya värld*, U. Andersson, H. Oscarsson, B. Rönnerstand och N. Theorin, Red. Göteborg: SOM-Institutet, Göteborgs Universitet, 2022, ss. 215-230.
- [18] Svenska kraftnät, “Svenska kraftnäts ansvar i kraftsystemet,” 2022, [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/svenska-kraftnats-ansvar-i-kraftsystemet/> (hämtad: 2023-01-28).
- [19] D. Karlsson och A. Nordling, “Svängmassa i elsystemet: En underlagsstudie,” Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, Stockholm, Sverige, IVA-R 495, 2016. [Online]. Tillgänglig: <https://www.iva.se/contentassets/9166af7147f842cdb832dd5cb2f8f2b8/201606-iva-vagvael-svangmassa.pdf>, Hämtad: 2023-03-06.
- [20] Svenska kraftnät, “Stödtjänster och avhjälpande åtgärder,” 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/> (hämtad: 2023-01-28).
- [21] Göteborgenergi, “Så funkar svenska elnätet,” 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.goteborgenergi.se/om-oss/vad-vi-gor/vart-energisystem/sa-funkar-elnatet> (hämtad: 2023-01-28).
- [22] Institutionen för Energi och miljö, *Elteknik*. Göteborg, Sverige: Chalmers tekniska högskola, 2010.
- [23] O. Alizadeh Mousavi, M. Bozorg och R. Cherkaoui, “Preventive reactive power management for improving voltage stability margin,” *Electric Power Systems Research*, vol. 96, ss. 36-46, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2012.10.005.

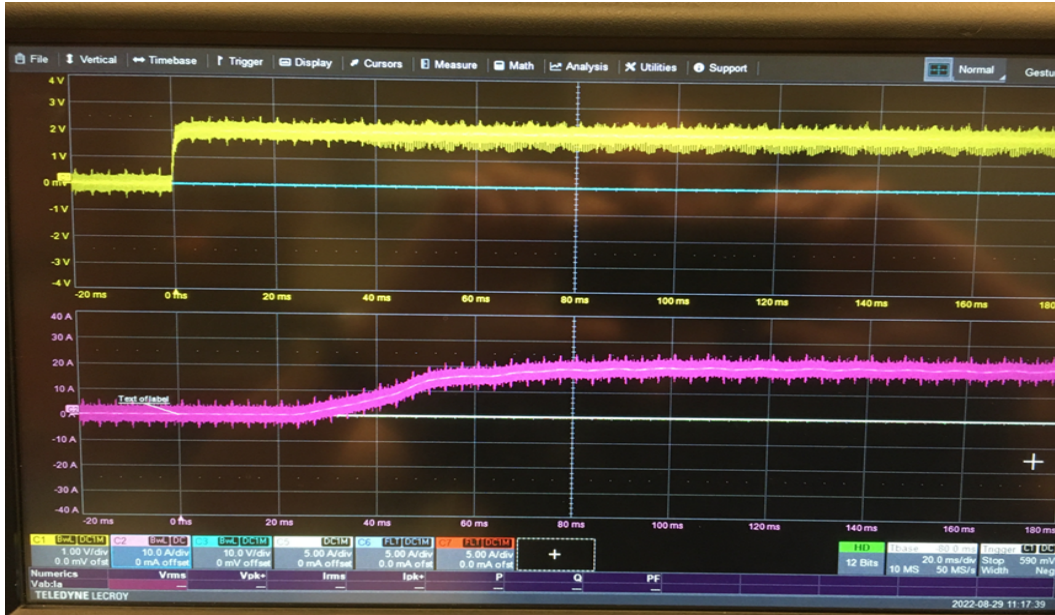
- [24] M. Lenasson och S. Rohlen, “Effective voltage control and operational coordination of regional reactive power resources,” Energiforsk AB, Stockholm, Sverige, 2020:692, 2020, [Online]. Tillgänglig: <https://energiforsk.se/media/28395/effective-voltage-control-and-operational-coordination-energiforskrappport-2020-692.pdf>, Hämtad: 2023-02-01.
- [25] Svenska kraftnät, “Om olika reserver,” 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/> (hämtad: 2023-01-28).
- [26] —, “Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring,” Svenska kraftnät, Sundbyberg, Sverige, Svk 2020/4162, 2021. [Online]. Tillgänglig: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/rapport-regeringsuppdrag-avseende-stodtjanster_211018_.pdf, Hämtad: 2023-01-28.
- [27] F. Krönert, C. Holtz, L. Dyab, G. Yeomans Rundqvist, K. Sahlén, K. Pettersson, K. Yuen Lasson, A. Badano och M. Xylia, “Lösningar för det svenska kraftsystemets utveckling,” Sweco Energy AB, Stockholm, Sverige, 2020. [Online]. Tillgänglig: <https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Sweco-Det-svenska-kraftsystemets-utveckling.pdf>, Hämtad: 2023-05-06.
- [28] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Stockholm, Sverige: John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [29] “*Hur fungerar vindkraft,*” Stockholm, Sverige: Naturskyddsförningen, 2021. [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/hur-fungerar-vindkraft/>, Hämtad: 2023-02-02.
- [30] A.D. Wright and L.J. Fingersh, “Advanced Control Design for Wind Turbines, Part I: Control Design, Implementation, and Initial Tests,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, NREL/TP-500-42437, 2005. [Online]. Tillgänglig: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42437.pdf>, Hämtad: 2023-02-15.
- [31] M. Eriksson, “Frekvensstyrning med vindkraft,” kandidatuppsats, Institutionen för Elektroteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2022. [Online]. Tillgänglig: https://research.chalmers.se/publication/533836/file/533836_Fulltext.pdf.
- [32] J. Morren, S.W.H. de Haan, W.L. Kling och J.A. Ferreira, “Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nr. 1, ss. 433-434, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.861956.
- [33] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake och N. Jenkins, “Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines,” *Wind Energy*, vol. 7, nr. 1, ss. 21-35, Jan. 2004, doi: 10.1002/we.105.
- [34] G. Sundström, “Analys av reaktiv effektinmatning till överliggande nät samt optimal kondensatordrift,” masteruppsats, Umeå universitet, Umeå, Sverige, 2017. [Online]. Tillgänglig: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1113051/FULLTEXT01.pdf>.
- [35] B. Karlström, “Kretsanalys,” 2. uppl., Stockholm, Sverige: Studentlitteratur AB, 2018.

- [36] O. Lennerhag, M. Bollen, S. Ackerby och S. Rönnberg, "Spänningsvariationer och intermittent produktion," *Elforsk AB*, Stockholm, Sverige, 14:42, 2014. [Online]. Tillgänglig: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:997225/FULLTEXT01.pdf>, Hämtad: 2023-02-15.
- [37] Institutionen för rymd-, geo- och miljövetenskap, *Mätteknik*. Göteborg, Sverige: Chalmers Tekniska Högskola, 2021.
- [38] G. Saha och N. Chauhan, "Numerical weather prediction using nonlinear auto regressive network for the manaus region, brazil," i *Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, Vellore, Indien, 2017, ss. 1-4. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8245061>, Hämtad: 2023-02-13.
- [39] E. Nycander och L. Söder, "Review of European Grid Codes for Wind Farms and Their Implications for Wind Power Curtailments," i *17th International Wind Integration Workshop*, Stockholm, Sverige, 2018, ss. 1-7. [Online]. Tillgänglig: <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1257541/FULLTEXT01.pdf>, Hämtad: 2023-02-25.
- [40] P. Sonkar och O.P. Rahi, "Contribution of wind power plants in grid frequency regulation: Current perspective and future challenges," *Wind Engineering*, vol. 45, nr. 2, ss. 442-456, Apr. 2021, doi: 10.1177/0309524X19892899.
- [41] ENTSO-E, "About ENTSO-E," 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.entsoe.eu/about/> (hämtad: 2023-02-25). [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about/>
- [42] Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer (2016), EUT L112. [Online]. Tillgänglig: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2016.112.01.0001.01.SWE&toc=OJ%3AL%3A2016%3A112%3ATOC, Hämtad: 2023-02-25.
- [43] A. Belfqih, J. Boukherouaa, N. Cherkaoui, M. N. Dazahra och F. E. Mariami, "Voltage regulation in the electrical network using reactive power control strategy of wpp based dfig wind turbine," i *2017 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*, Rabat, Marocco, 2017, ss. 1-5. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8255300>, Hämtad: 2023-02-09.
- [44] C. Sourkounis och P. Tourou, "Grid code requirements for wind power integration in europe," i *Power Options for the Eastern Mediterranean Region*, Bochum, Tyskland, 2013, ss. 1-9. [Online]. Tillgänglig: <https://www.hindawi.com/journals/cpis/2013/437674/>, Hämtad: 2023-02-09.
- [45] S. Fogelström, "Wind Turbine Lab at Björkö," opublicerad.
- [46] *SE-NIXE-SE*, Viden, Österrike: SCHWECHATER KABELWERKE GMBH. [Online]. Tillgänglig: <https://www.prakab.cz/upload/bilder/Produkte/images-pdfs-EN/energy-cables-kV/SEN1XEAS.pdf>, Hämtad: 2023-01-15.
- [47] *Kraftkabel handboken*, Falun, Sverige: nkt cables AB, 2015.
- [48] C. Ning, W. Songyan, Y. Weidong och Z. Xia, "Layered var control strategy of dfig-based wind farm," i *IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*,

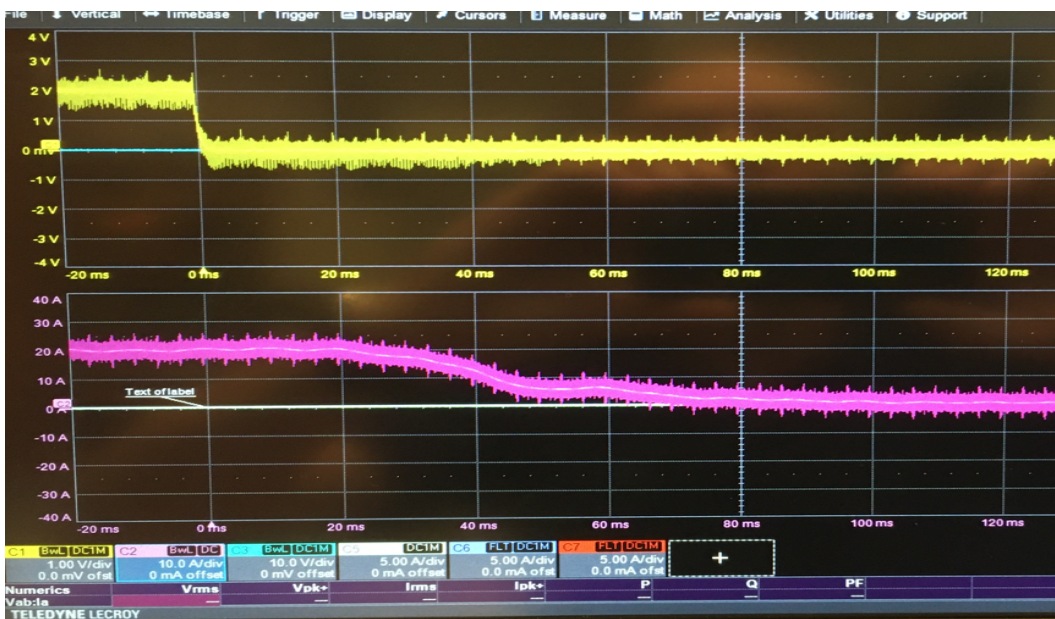
Lincoln, NE, USA, 2009, ss. 1-4. [Online]. Tillgänglig: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5208397>, Hämtad: 2023-02-27.

- [49] B. Lennartsson, *Reglerteknikens grunder*, 4. uppl., Göteborg, Sverige: Studentlitteratur, 2002.
- [50] S. Alqahtani, S. Ganesan, and M. A. Zohdy, "The comparison between pi and pid controllers in engine speed control model," in *2020 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)*, 2020, pp. 629–634.
- [51] J. A. Jaleel and N. Thanvy, "A comparative study between pi,pd,pid and lead-lag controllers for power system stabilizer," in *2013 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 2013, pp. 456–460.

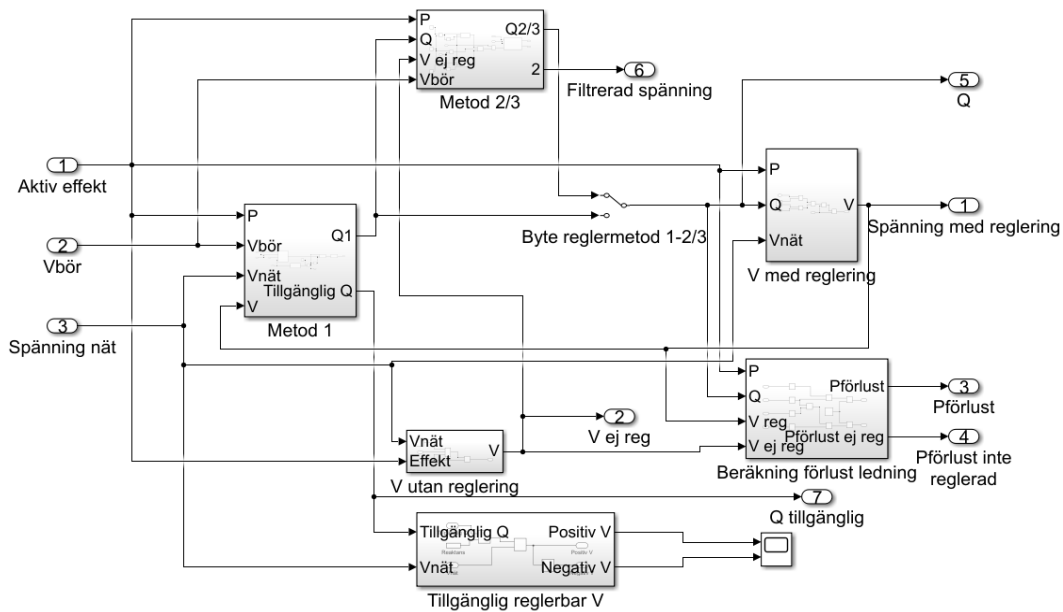
A Bilagor



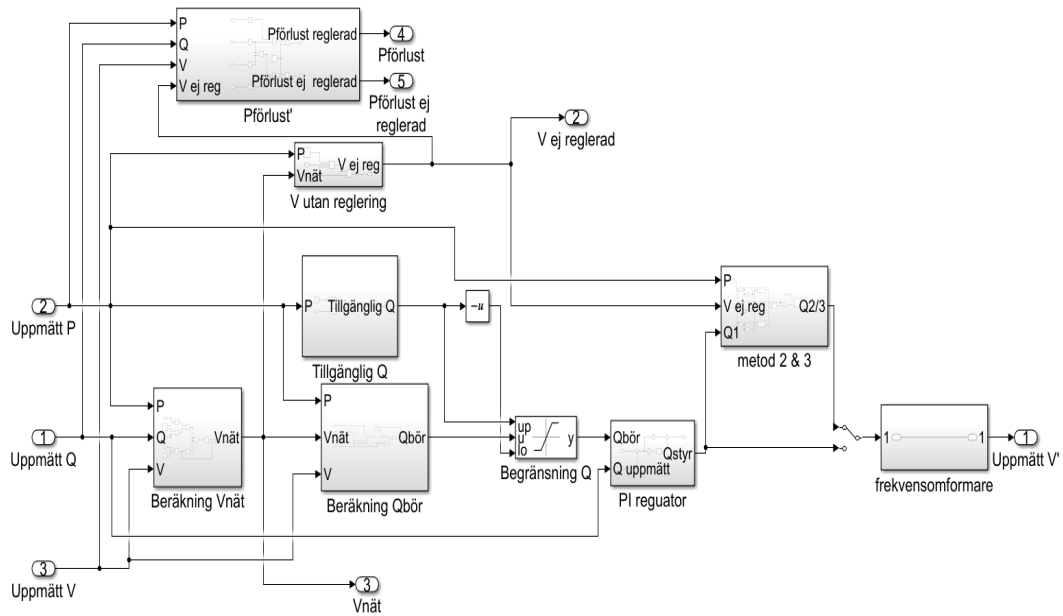
Figur A.1: Omriktarens stegsvar för uppdrampning av reaktiv effekt



Figur A.2: Omriktarens stegsvar för neddrampning av reaktiv effekt



Figur A.3: Översiktligt blockschema för spänningsreglering



Figur A.4: Övergripande schema för implementationen på vindkraftverket

B Matlabkod frekvensreglering

```

1
2 clear
3
4 %===== Inlasning av matdata
   =====
5 delimiterIn = '\t';
6
7 filename1 = ['B1_CL4_20_230419_12_46_45.txt'];
8 measurements1 = importdata(filename1,delimiterIn);
9 filename2 = ['B1_CL4_20_230419_13_16_49.txt'];
10 measurements2 = importdata(filename2,delimiterIn);
11 filename3 = ['B1_CL4_20_230419_13_46_53.txt'];
12 measurements3 = importdata(filename3,delimiterIn);
13 filename4 = ['B1_CL4_20_230419_14_16_57.txt'];
14 measurements4 = importdata(filename4,delimiterIn);
15
16 measurements = [measurements1; measurements2; measurements3;
   measurements4];
17
18 %Inkludera foljande ifall CL3 matfil studeras:
19 %measurements(:,67:69) = zeros(length(measurements(:,1)),3);
20
21 input = measurements;
22
23 kanaluppdelning20230424; % Matdatan delas up i effekt,
   vindhastighet, mm.
24
25
26 % ===== DC-generator komponenter:
   =====
27 J          = 2600/(20^2);          % Troghetsmoment [kgm^2]
28 b          = 0.1;                  % Dampning
29 Kp         = 3;                     % PI-reg
30 Ki         = 5;                     % PI-reg
31
32 % ===== NREL-reg:
   =====
33 Sampl_t    = 0.05;                 % [s]           Sampling time
   of the controller
34 CornerFrequency = 10;               % [rad/s]      Corner
   frequency of the generator speed low pass filter
35 VS_CtInSp  = 5.7;                  % [rad/s]      Cut-in
   generator speed
36 VS_RtPwr   = 25000;                % [W]          Rated generator
   power
37 VS_RtGnSp  = 7.45;                 % [rad/s]      Rated generator
   speed
38 VS_Rgn3MP  = 1.6;                  % [rad]        Pitch angle to

```

```

    stay in Region 3
39 VS_Slope15      = 2600;          % [W/(rad/s)] Slope of torque
    curve in Region 1.5
40 VS_Rgn2Sp      = 6.2;          % [rad/s] Lower generator
    speed limit for Region 2.
41 VS_Rgn2K       = 35;          % [W/(rad/s)2] Region 2
    generator torque constant.
42 VS_TrGnSp     = 7;           % [rad/s] Lower generator
    speed limit for Region 2.5.
43 VS_Slope25    = 3500;        % [W/(rad/s)] Slope of torque
    curve in Region 2.5
44 VS_SySp       = 6.5;          % [rad/s] Generator speed
    where torque would be zero if in Region 2.5. (Construction
    help point.)
45 VS_MaxTq      = 225;          % [Nm] Maximum
    generator torque
46 VS_MaxRat     = 500;          % [Nm/s] Maximum generator
    torque rate
47 PC_MaxPit     = 1.5708;       % [rad] Maximum
    allowed pitch angle (Fully feathered position)
48 PC_MinPit     = 0.0349;       % [rad] Minimum
    allowed pitch angle (Fully fine position)
49 PC_KP         = 0.35;         % [rad/(rad/s)] Pitch
    controller Proportional gain
50 PC_KI         = 0.22;         % [rad/(rad/s)] Pitch
    controller Integral gain
51 PC_KK         = 0.4;          % [rad] The pitch angle
    at which the pitch sensitivity is double the pitch
    sensitivity at pitch = 0 rad.
52 PC_MaxRat     = 0.2;          % [rad/s] Maximum allowed
    pitch rate
53 VS_SlPc       = 10;
54 StoppingPitchSpeed = 0.0349;   % Pitch rate when stopping
    the turbine
55 StartingPitchSpeed = -0.0249;  % [rad/s] Pitch rate when
    starting the turbine
56 PC_RefSpd    = 7.85;          % [rad/s] Reference generator
    speed
57 Run_Stop     = 1;
58
59
60 %===== Vindkraftverk parametrar
    =====
61 Lambda_opt=8.75; % Optimal lambda
62 rho=1.225; % [kg/m^3] Air density
63 d=16; % [m] Turbine diameter
64 R = d/2; % [m] Turbine radius
65 Cpmax=0.418; % Maximum Power Coefficient of the turbine

```

```

        with MinPit at 2 deg.
66 A=pi*R.^2;           % [m^2]Turbine area.
67
68
69 %=== Stopping and Starting Pitch Speed Adjustment Near
        Feathered     ===
70 SaS =    [PC_MinPit 1;
71           PC_MaxPit*0.85 1;
72           PC_MaxPit*0.98 0.15;
73           PC_MaxPit*1.2 0.15];
74
75 SaS_table = SaS(1:end,2:end);
76 SaS_BP = SaS(1:end,1)'; % Rad index for tabell
77
78
79 % ===== Cp(lambda, Beta) tabell
        =====
80 load('CP_data.mat');           % Data for Cp tabell
81 breakpoints1 = data(2:end,1)'; % Rad index for tabell
82 breakpoints2 = data(1,2:end); % Kolumn index for tabell
83 table_data = data(2:end,2:end); % Output varden for tabell
84
85 % ===== Max Cp for alla vinklar over 2 grader
        =====
86 Cp_B0 = table_data;
87 Cp_B0(:,1) = 0;
88 Max_Cp = [breakpoints1' max(Cp_B0)'];
89 Vector_data = max(Cp_B0)';
90
91 %===== Spill metod antal
        =====
92 breakpoints3 = flip(table_data(32,1:7)); % Rad index for
        bladvinkel tabel
93 Beta = flip(breakpoints2(1:7)); %Varden for
        bladvinkel
94 Pspill = 0; %Antal watt som
        spills
95
96 %===== Tid och effekt=====
97 time1=linspace(0,length(time)*Sampl_t,length(time))'; % [s]
        For att matningarna
98 % ska borja pa t = 0
99 Pel=(DCV.* DCC)./1000; % [kW] Berakna elektrisk effekt (Pel
        ) med
100 % DC-link spanning (DCV) and strom (
        DCC)
101 Eleff=0.89; % Generator varkningsgrad.
102 Pmec=Pel/Eleff; % [kW] Mekanisk effekt

```

```

103
104
105 %===== Bearbetning av frekvens data
      =====
106 load('FrekvensData.mat');           %Las in frekvens data
107 freq = Frekvens.freq_vector;       %Hamta frekvens vektor
108
109 %Leta efter position med minsta frekvens
110 min_freq = min(min(freq));
111 size_freq = size(freq);
112 for i = 1:size_freq(1)
113     for j = 1:size_freq(2)
114         if freq(i,j) == min_freq
115             index=[i j];
116         end
117     end
118 end
119
120 %Skapa en 15 min lang frekvens och tid vektor runt minsta vardet
121 freq15 = freq(index(1),index(2)-4500:index(2)+3499);
122 time_freq=linspace(0,length(freq15)/10,length(freq15))'; %Div
      10 pga 10 Hz sampling av frekvens
123
124 % ===== Konstruktion av frekvensfil f r tester =====
125
126 % L ngden p  vektorn beh ver anpassas efter m tfilens
      l ngd d "length(Mode)/x"
127 % m ste bli en skal r
128 ettor = ones(length(Mode)/20,1);
129
130 Test_frek = [ettor*50; ettor*50.1; ettor*50; ettor*50.1
131             ettor*50.5; ettor*50.06; ettor*50.08; ettor*50.04
132             ettor*50; ettor*49.9; ettor*50; ettor*49.9
133             ettor*49.5; ettor*49.94; ettor*49.92; ettor*49.9
134             ettor*50; ettor*50; ettor*50; ettor*50];
135
136
137 % ===== Input till Simulink =====
138
139 % Generator hastighet
140 GenSpeed = timetable(seconds(time1),TurbSpeed2);
141
142 % Vind hastighet
143 Wind = timetable(seconds(time1), WS30);
144
145 % Spets hastighet
146 V_tip = timetable(seconds(time1), (2*pi*TurbSpeed2)/60*R);
147

```

```

148 % Elektrisk effekt
149 P_mec = timetable(seconds(time1), Pmec*1000);
150
151 % Mekanisk effekt
152 P_el = timetable(seconds(time1), Pel*1000);
153
154 % Bladvinkel grader
155 Vinkel = timetable(seconds(time1), PAB1);
156
157 % Tillganglig effekt fran vindkraftverk
158 MPE = timetable(seconds(time1), MaxPwrEst);
159
160 % Frekvens data
161 Frekvens = timetable(seconds(time_freq), freq15');
162
163 %P_Wasted
164 P_waste = timetable(seconds(time1), Pwaste);
165
166 % Nat frekvens
167 Fgrid = timetable(seconds(time1), Fgrid);
168
169 % Test frekvens
170 Test_frek = timetable(seconds(time1), Test_frek);
171
172 % Estimerad effekt fr n vkv
173 Mode = timetable(seconds(time1), Mode);
174
175 %===== Hamta parametrar fran modell
    =====
176 out = sim('Fullstandigt_system_modell.slx'); %Kor modellen
177 open ('Fullstandigt_system_modell.slx'); %Oppna modellen
178
179 time_out = get(out,"tout"); %Hamta tid
    vektor
180 Bladvinkel = get(out, 'Bladvinkel'); %Hamta uppmatt
    bladvinkel
181 Bladvinkel_sim = get(out, 'Bladvinkel_sim'); %Hamta
    simulerad bladvinkel
182 Varvtal = get(out, 'Vinkelhastighet'); %Hamta uppmatt
    varvtal
183 Varvtal_sim = get(out, 'Vinkelhastighet_sim'); %Hamta
    simulerat varvtal
184 Effekt = get(out, 'Effekt'); %Hamta uppmatt
    effekt
185 Effekt_sim = get(out, 'Effekt_sim'); %Hamta
    simulerad effekt
186 Tillganglig = get(out, "Tillganglig_sim"); %Hamta
    simulerad tillganglig effekt

```

```

187
188 %===== Passning av modell =====
189 remove_t = 90*(1/Sampl_t); %Ta bort de forsta 90 sekunder for
    att undvika upprampning av modellen
190 time_out(1:remove_t) = [];
191 Varvtal(1:remove_t) = [];
192 Bladvinkel(1:remove_t) = [];
193 Effekt(1:remove_t) = [];
194 Varvtal_sim(1:remove_t) = [];
195 Bladvinkel_sim(1:remove_t) = [];
196 Effekt_sim(1:remove_t) = [];
197 Tillganglig(1:remove_t) = [];
198
199 y_bar(1) = max(Varvtal)-min(Varvtal);
200 y_bar(2) = max(Bladvinkel)-min(Bladvinkel);
201 y_bar(3) = max(Effekt)-min(Effekt);
202 % y_bar(4) = max(Tillganglig)-min(Tillganglig);
203
204 %Chi 2
205 Chi2(1) = 1./length(Varvtal)*sum((Varvtal-Varvtal_sim).^2./
    Varvtal_sim); %berakna chi^2 for varvtal
206 Chi2(2) = 1./length(Bladvinkel)*sum((Bladvinkel-Bladvinkel_sim)
    .^2./Bladvinkel_sim); %berakna chi^2 for bladvinkel
207 Chi2(3) = 1./length(Effekt)*sum((Effekt-Effekt_sim).^2./
    Effekt_sim);
208 Chi2(4) = 1./length(Effekt)*sum((Effekt-Tillganglig).^2./
    Tillganglig); %berakna chi^2 for
    effekt
209
210 %MAE
211 MAE(1) = 1./length(Varvtal)*sum(abs(Varvtal-Varvtal_sim));
    %berakna chi^2 for varvtal
212 MAE(2) = 1./length(Bladvinkel)*sum(abs(Bladvinkel-
    Bladvinkel_sim)); %berakna chi^2 for bladvinkel
213 MAE(3) = 1./length(Effekt)*sum(abs(Effekt-Effekt_sim));
    %berakna chi^2 for effekt
214 MAE(4) = 1./length(Effekt)*sum(abs(Effekt-Tillganglig));
215
216 %NMAE
217 NMAE(1) = 1./(length(Varvtal)*y_bar(1))*sum(abs(Varvtal-
    Varvtal_sim)); %berakna chi^2 for varvtal
218 NMAE(2) = 1./(length(Bladvinkel)*y_bar(2))*sum(abs(Bladvinkel-
    Bladvinkel_sim)); %berakna chi^2 for bladvinkel
219 NMAE(3) = 1./(length(Effekt)*y_bar(3))*sum(abs(Effekt-
    Effekt_sim)); %berakna chi^2 for effekt
220 NMAE(4) = 1./(length(Effekt)*y_bar(3))*sum(abs(Effekt-
    Tillganglig));
221

```

```

222 %NRMSE
223 NRMSE(1) = 1/y_bar(1)*sqrt(sum((Varvtal-Varvtal_sim).^2)/length
      (Varvtal)); %berakna chi^2 for varvtal
224 NRMSE(2) = 1/y_bar(2)*sqrt(sum((Bladvinkel-Bladvinkel_sim).^2)/
      length(Bladvinkel)); %berakna chi^2 for bladvinkel
225 NRMSE(3) = 1/y_bar(3)*sqrt(sum((Effekt-Effekt_sim).^2)/length(
      Effekt)); %berakna chi^2 for effekt
226 NRMSE(4) = 1/y_bar(3)*sqrt(sum((Effekt-Tillganglig).^2)/length(
      Effekt));
227
228 %===== pitchaktivitet =====
229
230 aktivitet=[0; abs(diff(Bladvinkel))]; %lagger till 0 for
      att aktivitet skall ha samma langd som tid
231 medelaktivitet=sum(aktivitet) / (time_out(end)-time_out(1));
      % medelvarde av grader / sekund for uppmatt signal
232
233 aktivitet_sim=[0; abs(diff(Bladvinkel_sim))];
234 medelaktivitet_sim=sum(aktivitet_sim) / (time_out(end)-time_out
      (1)); % medelvarde av grader / sekund for simulerad signal

```

De mätfiler som används för frekvensreglering i arbetet är:

- "B1_CL4.20_230419.12_46_45.txt"
- "B1_CL4.20_230419.13_16_49.txt"
- "B1_CL4.20_230419.13_46_53.txt"
- "B1_CL4.20_230419.14_16_57.txt"
- "B1_CL4.20_230427.08_19_16.txt"
- "B1_CL4.20_230427.08_49_20.txt2"
- "B1_CL4.20_230427.09_19_24.txt"
- "B1_CL4.20_230427.09_49_27.txt"
- "B1_CL4.20_230427.10_19_31.txt"

C Matlabkod spänningsreglering

```

1 clear
2
3 %===== Inlasning av matdata
      =====
4 delimiterIn = '\t';
5
6 % Matdata for spanningsreglering

```

```

7 filename_Vmat = ['B1_EP_CL1_5_230329_00_00_00.txt'];
8
9 measurements_Vmat = importdata(filename_Vmat,delimiterIn);
10
11 % Inkludera foljande ifall matfil fran innan 230330 studeras:
12 measurements_Vmat = [measurements_Vmat zeros(length(
    measurements_Vmat(:,1)), 1)];
13
14 input_1 = measurements_Vmat;
15
16 % Anvand foljande for att klippa i matfil
17 %input_1(1:(25000+650)*5,:) = []; % klipp i borjan
18 %input_1(end-(9961)*5:end,:) = []; % klipp i slutet
19
20 kanaluppdelning_B1_EP_CL1
21
22 % foljande ar for langre simulering av spanningsreglering
23 filename_long = ['B1_EP_CL0_5_230223_11_59_59.txt'];
24 measurements_long = importdata(filename_long,delimiterIn);
25
26 input_2 = measurements_long;
27 kanaluppdelning_B1_EP_CL0;
28
29 % ===== Impedans ledning =====
30 L_cable = 0.22/1000; R1 = 0.125; R23 = 0.206;
31 X_cable = 2*pi*50*L_cable;
32 V_HV = 6300; V_LV = 400;
33 I_SC = 5194; U_k = 4.2/100;
34 S_T = 315000;
35
36 Z1 = 200/1000*(R1+1j*X_cable);
37 Z23 = 60/1000*(R23+1j*X_cable);
38 Z_cable = Z1 + 2*Z23;
39
40 X_T = U_k*V_LV^2/S_T;
41 Z_T = 1j*X_T;
42 X_grid = V_HV/sqrt(3)/I_SC*(V_LV/V_HV)^2;
43 Z_grid = 1j*X_grid;
44
45 Z_tot = Rgrid_1(1)+1j*Xgrid_1(1); %(Z_cable + Z_T + Z_grid);
46
47 % ===== Tid och konstanter for spanningsreglering
    =====
48
49 Kp_sp = 0.2;
50 Ki_sp = 1.5;
51
52 V_bor = 400;

```

```

53
54 Sampl_t = round(time_1(5) - time_1(4), 1);
55 time1=linspace(0,length(time_1)*Sampl_t,length(time_1))';
56
57 %===== Andring av langd pa matdata for
    langre tid simulering =====
58
59 % Inkludera foljande for langre simulering
60 Sampl_t = round(time_2(2)-time_2(1), 1);
61 time1 = linspace(0,length(time_2)*Sampl_t,length(time_2))';
62 V2calc_1 = extend(V2calc_1, time1, Sampl_t);
63 V1meas_1 = extend(V1meas_1, time1, Sampl_t);
64 V_ej_reg_1 = extend(V_ej_reg_1, time1, Sampl_t);
65 Pforl_reg_1 = extend(Pforl_reg_1, time1, Sampl_t);
66 Pmeas_1 = extend(Pmeas_1, time1, Sampl_t);
67 Vset_1 = extend(Vset_1, time1, Sampl_t);
68 Qmeas_1 = extend(Qmeas_1, time1, Sampl_t);
69
70 U1_2 = extend(U1_2, time1, Sampl_t);
71
72 %===== Input till Simulink =====
73
74 % Spanning pa natet till simulering
75 Vnat_sim = timetable(seconds(time1), U1_2*sqrt(3));
76
77 % Spanning pa natet vid matning
78 Vgrid = timetable(seconds(time1), V2calc_1);
79
80 % Spanningsreglering matning
81 V_reg = timetable(seconds(time1), V1meas_1);
82
83 % Spanning ej reglerad matning
84 V_ejreg = timetable(seconds(time1), V_ej_reg_1);
85
86 % Forlust matning
87 P_loss_reg = timetable(seconds(time1), Pforl_reg_1);
88
89 % Aktiv effekt matning
90 Pmeas = timetable(seconds(time1), Pmeas_1);
91
92 % Borvarde for spanningen
93 Vset = timetable(seconds(time1), Vset_1);
94
95 % Uppmatt reaktiv effekt
96 Qmeas = timetable(seconds(time1), Qmeas_1);
97
98 %===== Hamta parametrar fran modell
    =====

```

```

99 out = sim('VKV_spanningmodell.slx'); %Kor modellen
100 open ('VKV_spanningmodell.slx'); %oppna modellen
101
102 time_out = get(out,"tout"); %Hamta tid
    vektor
103 Vreg_sim = get(out, "Vreg_sim"); %Hamta
    simulerad reglerad spanning
104 Vejreg_sim = get(out, "Vejreg_sim"); %Hamta
    simulerad ej reglerad spanning
105 Vreg = get(out,"Vreg"); %Hamta reglerad
    spanning
106 Vejreg = get(out, "Vejreg"); %Hamta ej
    reglerad spanning
107 Pforlust_sim = get(out, "Pforlust_sim"); %Hamta
    simulerad forlust
108 Pforlust = get(out, "Pforlust"); %Hamta forlust
109 Q_sim = get(out, "Q_sim"); %Hamta
    simulerad reaktiv effekt
110 Q_mat = get(out, "Q_mat"); %Hamta uppmatt
    reaktiv effekt
111
112 %===== Passning av modell =====
113
114 remove_t_sp = 10*(1/(time_out(2)-time_out(1))); % 10 s for
    metod 1, 100 s for metod 2 och 3
115
116 time_out(1:remove_t_sp) = [];
117 Vreg_sim(1:remove_t_sp) = [];
118 Vejreg_sim(1:remove_t_sp) = [];
119 Vreg(1:remove_t_sp) = [];
120 Vejreg(1:remove_t_sp) = [];
121 Pforlust_sim(1:remove_t_sp) = [];
122 Pforlust(1:remove_t_sp) = [];
123 Q_sim(1:remove_t_sp) = [];
124 Q_mat(1:remove_t_sp) = [];
125
126 y_bar(1) = max(Vreg)-min(Vreg);
127 y_bar(2) = max(Pforlust)-min(Pforlust);
128 y_bar(3) = max(Q_mat)-min(Q_mat);
129
130 %Chi 2
131 Chi2(1) = 1./length(Vreg)*sum((Vreg-Vreg_sim).^2./Vreg_sim);
    %berakna chi^2 for reglerad spanning
132 Chi2(2) = 1./length(Pforlust)*sum((Pforlust-Pforlust_sim).^2./
    Pforlust_sim); %berakna chi^2 for forlusterna
133 Chi2(3) = 1./length(Q_mat)*sum((Q_mat-Q_sim).^2./Q_sim);
    %berakna chi^2 for reaktiv
    effekt

```

```

134
135 %MAE
136 MAE(1) = 1./length(Vreg)*sum(abs(Vreg-Vreg_sim));
137 MAE(2) = 1./length(Pforlust)*sum(abs(Pforlust-Pforlust_sim));
138 MAE(3) = 1./length(Q_mat)*sum(abs(Q_mat-Q_sim));
139
140 %NMAE
141 NMAE(1) = 1./(length(Vreg)*y_bar(1))*sum(abs(Vreg-Vreg_sim));
142                                     %berakna NMAE for reglerad spanning
143 NMAE(2) = 1./(length(Pforlust)*y_bar(2))*sum(abs(Pforlust-
144                                     Pforlust_sim));
145                                     %berakna NMAE for forlusterna
146 NMAE(3) = 1./(length(Q_mat)*y_bar(3))*sum(abs(Q_mat-Q_sim));
147                                     %berakna NMAE for reaktiv effekt
148
149
150 %NRMSE
151 NRMSE(1) = 1/(y_bar(1))*sqrt(sum((Vreg-Vreg_sim).^2)/length(
152     Vreg));
153                                     %berakna NRMSE for reglerad
154     spanning
155 NRMSE(2) = 1/(y_bar(2))*sqrt(sum((Pforlust-Pforlust_sim).^2)/
156     length(Pforlust));
157                                     %berakna NRMSE for forlusterna
158 NRMSE(3) = 1/(y_bar(3))*sqrt(sum((Q_mat-Q_sim).^2)/length(Q_mat
159     ));
160                                     %berakna NRMSE for reaktiv effekt
161
162 %===== VSV =====
163
164 % reglerad
165 sample_3s = floor(3/(time_out(2)-time_out(1)));
166 sample_10min = 10*60/3;
167 N_vs = floor(length(time_out)/sample_3s);
168
169 V_vs = calcV_vs(Vreg_sim, N_vs, sample_3s);
170 V_sh = calcV_sh(V_vs, length(V_vs)-sample_10min, sample_10min);
171 VSV_3s = calcVSV_3s(V_vs, V_sh, length(V_sh), sample_10min);
172 VSV_10min = calcVSV_10min(VSV_3s, length(VSV_3s)/sample_10min,
173     sample_10min);
174
175 % plotta
176 VSV_time = linspace(1, length(VSV_10min), length(VSV_10min));
177 plot(VSV_time, VSV_10min, 'LineWidth', 1.5, 'Color', '#EDB120')
178     , hold on
179
180 % ej reglerad
181 V_vs = calcV_vs(Vejreg_sim, N_vs, sample_3s);
182 V_sh = calcV_sh(V_vs, (length(V_vs)-sample_10min), sample_10min
183     );
184 VSV_3s = calcVSV_3s(V_vs, V_sh, length(V_sh), sample_10min);
185 VSV_10min = calcVSV_10min(VSV_3s, length(VSV_3s)/sample_10min,
186     sample_10min);

```

```

171
172 % plotta
173 VSV_time = linspace(1, length(VSV_10min), length(VSV_10min));
174 plot(VSV_time, VSV_10min, 'LineWidth', 1.5, 'Color', '#0072BD')
175 xlabel('Tid [h]'), ylabel('Procent [%]')
176
177 %axis([0 65.9 0 6])
178 legend('Reglerad spanning', 'Ej reglerad spanning')
179 xticks([0 16.25 32.5 48.75 65])
180 xticklabels({'0', '3', '6', '9', '12'})
181
182 %===== funktioner for att forlanga vektorer
    =====
183
184 function extended = extend(vector, template, Sampl_t)
185     % undvika upprampning
186     remove_t = 90*(1/Sampl_t);
187     vector(1:remove_t) = [];
188
189     % undvika nedrampning
190     remove_t = 32*(1/Sampl_t);
191     vector(end-remove_t:end) = [];
192
193     while length(vector) < length(template)*round(0.2/Sampl_t)
194         vector = [vector; vector];
195     end
196     extended = vector(1:length(template)*round(0.2/Sampl_t));
197 end
198
199 %%===== funktioner for att berakna VSV
    =====
200
201 function RMS = calcRMS(N, val)
202     RMS = sqrt(1/N * sum(val.^2));
203 end
204
205 function V_vs = calcV_vs(val, runs, sample)
206     result = [];
207     for i = 1:runs
208         result(i) = calcRMS(sample, val((i-1)*sample+1:i*sample
209         ));
210     end
211     V_vs = result;
212 end
213
214 function V_sh = calcV_sh(val, runs, sample)
215     result = [];
216     for i = 1:runs

```

```

216         result(i) = calcRMS(sample, val(i:sample+i-1));
217     end
218     V_sh = result;
219 end
220
221 function VSV3 = calcVSV_3s(val1, val2, runs, sample)
222     result = [];
223     for i = 1:runs
224         result(i) = val1(sample+i-1)-val2(i);
225     end
226     VSV3 = result;
227 end
228
229 function VSV10 = calcVSV_10min(val, runs, sample)
230     result = [];
231     for i = 1:runs
232         result(i) = calcRMS(sample, val((i-1)*sample+1:i*sample
233         ));
234     end
235     VSV10 = result;
236 end

```

De mätfiler som används för spänningsreglering i arbetet är:

- "B1_EP_CL1.5.230329_00.00.00.txt"
- "B1_EP_CL1.5.230403_12.00.00.txt"
- "B1_EP_CL0.5.230223_11.59.59.txt"

D $C_P(\lambda, \beta)$ tabell

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	2	4	6	8	10	12	14	16
2	1	0.0130	0.0130	0.0140	0.0140	0.0140	0.0140	0.0140	0.0150	0.0150
3	1.2500	0.0170	0.0170	0.0170	0.0170	0.0180	0.0180	0.0180	0.0190	0.0190
4	1.5000	0.0200	0.0200	0.0210	0.0210	0.0220	0.0220	0.0230	0.0240	0.0250
5	1.7500	0.0230	0.0230	0.0240	0.0250	0.0260	0.0280	0.0290	0.0310	0.0330
6	2	0.0250	0.0270	0.0280	0.0300	0.0310	0.0340	0.0370	0.0410	0.0450
7	2.2500	0.0280	0.0300	0.0320	0.0350	0.0390	0.0440	0.0490	0.0550	0.0600
8	2.5000	0.0310	0.0340	0.0380	0.0440	0.0510	0.0580	0.0650	0.0730	0.0810
9	2.7500	0.0340	0.0400	0.0480	0.0580	0.0670	0.0750	0.0860	0.0960	0.0980
10	3	0.0400	0.0500	0.0630	0.0750	0.0850	0.0990	0.1100	0.1130	0.1090
11	3.2500	0.0490	0.0650	0.0800	0.0930	0.1100	0.1250	0.1300	0.1260	0.1170
12	3.5000	0.0630	0.0820	0.0980	0.1180	0.1390	0.1470	0.1450	0.1340	0.1200
13	3.7500	0.0810	0.1020	0.1230	0.1510	0.1640	0.1640	0.1550	0.1400	0.1200
14	4	0.1010	0.1240	0.1570	0.1800	0.1850	0.1770	0.1620	0.1420	0.1170
15	4.2500	0.1210	0.1560	0.1900	0.2050	0.2010	0.1870	0.1670	0.1420	0.1120
16	4.5000	0.1470	0.1920	0.2200	0.2260	0.2140	0.1950	0.1690	0.1390	0.1040
17	4.7500	0.1850	0.2250	0.2460	0.2420	0.2240	0.2000	0.1690	0.1340	0.0940
18	5	0.2220	0.2570	0.2680	0.2560	0.2320	0.2030	0.1680	0.1260	0.0810
19	5.2500	0.2540	0.2840	0.2860	0.2680	0.2390	0.2040	0.1640	0.1180	0.0670
20	5.5000	0.2840	0.3070	0.3020	0.2770	0.2440	0.2050	0.1580	0.1070	0.0490
21	5.7500	0.3130	0.3290	0.3150	0.2850	0.2460	0.2020	0.1520	0.0930	0.0300
22	6	0.3380	0.3470	0.3260	0.2920	0.2490	0.1990	0.1430	0.0780	0.0090
23	6.2500	0.3610	0.3620	0.3360	0.2970	0.2490	0.1950	0.1320	0.0610	1.4000e-12
24	6.5000	0.3810	0.3750	0.3440	0.3000	0.2480	0.1890	0.1200	0.0420	3.9000e-12
25	6.7500	0.3990	0.3850	0.3500	0.3030	0.2460	0.1820	0.1070	0.0220	6.7000e-12
26	7	0.4130	0.3940	0.3550	0.3040	0.2430	0.1740	0.0920	1.0000e-13	9.9000e-12
27	7.2500	0.4230	0.4010	0.3590	0.3050	0.2390	0.1640	0.0750	2.6000e-12	1.3100e-11
28	7.5000	0.4310	0.4060	0.3620	0.3040	0.2340	0.1550	0.0560	4.9000e-12	1.6400e-11
29	7.7500	0.4360	0.4110	0.3650	0.3030	0.2290	0.1420	0.0360	7.7000e-12	1.9800e-11
30	8	0.4400	0.4140	0.3670	0.3020	0.2220	0.1280	0.0150	1.0600e-11	2.4200e-11
31	8.2500	0.4430	0.4160	0.3680	0.2990	0.2150	0.1140	9.0000e-13	1.3700e-11	2.8600e-11
32	8.5000	0.4440	0.4180	0.3680	0.2960	0.2060	0.0970	3.1000e-12	1.6800e-11	3.3400e-11
33	8.7500	0.4450	0.4180	0.3670	0.2920	0.1980	0.0800	5.6000e-12	2.0500e-11	3.8500e-11
34	9	0.4450	0.4180	0.3660	0.2870	0.1880	0.0630	8.3000e-12	2.4700e-11	4.3800e-11
35	9.2500	0.4430	0.4180	0.3650	0.2820	0.1780	0.0430	1.1400e-11	2.9300e-11	4.9400e-11
36	9.5000	0.4410	0.4170	0.3630	0.2760	0.1660	0.0240	1.4000e-11	3.4000e-11	5.5300e-11
37	9.7500	0.4380	0.4150	0.3600	0.2690	0.1530	1.0000e-03	1.6800e-11	3.9000e-11	6.1400e-11
38	10	0.4350	0.4120	0.3560	0.2620	0.1400	2.0000e-12	2.0000e-11	4.4200e-11	6.7900e-11
39	10.2500	0.4300	0.4090	0.3520	0.2540	0.1250	4.6000e-12	2.4200e-11	4.9600e-11	7.4600e-11
40	10.5000	0.4250	0.4060	0.3480	0.2460	0.1130	7.0000e-12	2.8600e-11	5.5200e-11	8.1600e-11
41	10.7500	0.4190	0.4020	0.3420	0.2380	0.0950	9.8000e-12	3.3200e-11	6.1100e-11	8.8900e-11
42	11.2500	0.4050	0.3920	0.3300	0.2180	0.0600	1.5800e-11	4.2900e-11	7.3600e-11	1.0420e-10
43	11.5000	0.3970	0.3860	0.3240	0.2100	0.0380	1.9000e-11	4.8100e-11	8.0200e-11	1.1230e-10
44	11.7500	0.3880	0.3790	0.3160	0.1970	0.0160	2.1800e-11	5.3500e-11	8.7100e-11	1.2060e-10
45	12	0.3780	0.3730	0.3080	0.1840	2.0000e-13	2.4600e-11	5.9000e-11	9.4200e-11	1.2910e-10

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38
2	0.0150	0.0160	0.0160	0.0170	0.0170	0.0180	0.0190	0.0200	0.0210	0.0220
3	0.0210	0.0210	0.0220	0.0240	0.0250	0.0270	0.0280	0.0290	0.0300	0.0300
4	0.0280	0.0300	0.0320	0.0340	0.0360	0.0380	0.0380	0.0380	0.0360	0.0330
5	0.0390	0.0410	0.0440	0.0470	0.0470	0.0460	0.0430	0.0390	0.0340	0.0280
6	0.0530	0.0560	0.0580	0.0570	0.0540	0.0480	0.0420	0.0340	0.0260	0.0170
7	0.0700	0.0700	0.0660	0.0600	0.0530	0.0440	0.0340	0.0240	0.0140	0.0040
8	0.0810	0.0760	0.0680	0.0580	0.0470	0.0350	0.0220	0.0100	1.0000e-13	1.1000e-12
9	0.0880	0.0770	0.0650	0.0510	0.0370	0.0220	0.0070	7.0000e-13	1.8000e-12	2.9000e-12
10	0.0880	0.0740	0.0580	0.0410	0.0230	0.0050	1.1000e-12	2.5000e-12	3.7000e-12	4.9000e-12
11	0.0860	0.0670	0.0480	0.0270	0.0060	1.4000e-12	3.1000e-12	4.4000e-12	5.9000e-12	7.3000e-12
12	0.0800	0.0570	0.0330	0.0090	1.4000e-12	3.5000e-12	5.2000e-12	6.8000e-12	8.4000e-12	9.6000e-12
13	0.0710	0.0440	0.0160	1.2000e-12	3.7000e-12	5.8000e-12	7.5000e-12	9.4000e-12	1.0900e-11	1.2000e-11
14	0.0600	0.0280	5.0000e-13	3.5000e-12	6.1000e-12	8.1000e-12	1.0200e-11	1.2200e-11	1.3500e-11	1.4400e-11
15	0.0440	0.0090	2.8000e-12	6.1000e-12	8.8000e-12	1.0900e-11	1.3200e-11	1.5000e-11	1.6100e-11	1.6800e-11
16	0.0260	1.5000e-12	5.3000e-12	8.8000e-12	1.1400e-11	1.4000e-11	1.6300e-11	1.7800e-11	1.8700e-11	1.9200e-11
17	0.0060	3.9000e-12	8.2000e-12	1.1700e-11	1.4500e-11	1.7300e-11	1.9500e-11	2.0700e-11	2.1400e-11	2.1600e-11
18	1.7000e-12	6.7000e-12	1.1300e-11	1.4700e-11	1.7900e-11	2.0800e-11	2.2600e-11	2.3500e-11	2.4000e-11	2.3900e-11
19	4.4000e-12	9.8000e-12	1.4500e-11	1.8100e-11	2.1600e-11	2.4300e-11	2.5700e-11	2.6400e-11	2.6500e-11	2.6300e-11
20	7.2000e-12	1.3000e-11	1.7900e-11	2.1700e-11	2.5400e-11	2.7700e-11	2.8800e-11	2.9300e-11	2.9100e-11	2.8900e-11
21	1.0300e-11	1.6600e-11	2.1500e-11	2.5700e-11	2.9400e-11	3.1100e-11	3.2000e-11	3.2100e-11	3.1800e-11	3.1500e-11
22	1.3600e-11	2.0300e-11	2.5400e-11	2.9900e-11	3.3200e-11	3.4600e-11	3.5200e-11	3.4900e-11	3.4600e-11	3.4300e-11
23	1.7300e-11	2.4400e-11	2.9500e-11	3.4200e-11	3.7100e-11	3.8200e-11	3.8300e-11	3.7900e-11	3.7600e-11	3.7200e-11
24	2.1100e-11	2.8600e-11	3.3900e-11	3.8700e-11	4.1000e-11	4.1700e-11	4.1400e-11	4.1100e-11	4.0700e-11	4.0300e-11
25	2.5500e-11	3.3000e-11	3.8500e-11	4.3100e-11	4.4900e-11	4.5100e-11	4.4700e-11	4.4300e-11	4.3900e-11	4.3500e-11
26	3.0200e-11	3.7500e-11	4.3400e-11	4.7600e-11	4.8800e-11	4.8600e-11	4.8200e-11	4.7800e-11	4.7300e-11	4.6900e-11
27	3.5100e-11	4.2300e-11	4.8400e-11	5.2100e-11	5.2700e-11	5.2200e-11	5.1800e-11	5.1300e-11	5.0900e-11	5.0400e-11
28	4.0100e-11	4.7200e-11	5.3600e-11	5.6500e-11	5.6500e-11	5.6000e-11	5.5600e-11	5.5100e-11	5.4600e-11	5.4100e-11
29	4.5200e-11	5.2500e-11	5.8900e-11	6.0900e-11	6.0500e-11	6.0000e-11	5.9500e-11	5.8900e-11	5.8400e-11	5.7900e-11
30	5.0500e-11	5.7900e-11	6.4200e-11	6.5200e-11	6.4600e-11	6.4100e-11	6.3500e-11	6.3000e-11	6.2400e-11	6.1900e-11
31	5.5800e-11	6.3700e-11	6.9500e-11	6.9600e-11	6.8900e-11	6.8400e-11	6.7800e-11	6.7200e-11	6.6600e-11	6.6000e-11
32	6.1400e-11	6.9700e-11	7.4600e-11	7.4000e-11	7.3400e-11	7.2800e-11	7.2200e-11	7.1600e-11	7.0900e-11	7.0300e-11
33	6.7100e-11	7.5900e-11	7.9600e-11	7.8600e-11	7.8100e-11	7.7400e-11	7.6800e-11	7.6100e-11	7.5400e-11	7.4800e-11
34	7.3100e-11	8.2200e-11	8.4600e-11	8.3500e-11	8.2900e-11	8.2200e-11	8.1500e-11	8.0800e-11	8.0100e-11	7.9400e-11
35	7.9300e-11	8.8600e-11	8.9500e-11	8.8500e-11	8.7900e-11	8.7100e-11	8.6400e-11	8.5700e-11	8.4900e-11	8.4200e-11
36	8.5900e-11	9.4800e-11	9.4600e-11	9.3800e-11	9.3000e-11	9.2200e-11	9.1500e-11	9.0700e-11	8.9900e-11	8.9200e-11
37	9.2700e-11	1.0100e-10	9.9900e-11	9.9200e-11	9.8300e-11	9.7500e-11	9.6700e-11	9.5900e-11	9.5100e-11	9.4300e-11
38	9.9800e-11	1.0700e-10	1.0540e-10	1.0470e-10	1.0380e-10	1.0300e-10	1.0220e-10	1.0130e-10	1.0050e-10	9.9700e-11
39	1.0700e-10	1.1300e-10	1.1110e-10	1.1050e-10	1.0950e-10	1.0870e-10	1.0780e-10	1.0690e-10	1.0600e-10	1.0520e-10
40	1.1440e-10	1.1900e-10	1.1700e-10	1.1640e-10	1.1540e-10	1.1450e-10	1.1360e-10	1.1270e-10	1.1180e-10	1.1090e-10
41	1.2190e-10	1.2510e-10	1.2320e-10	1.2250e-10	1.2150e-10	1.2050e-10	1.1960e-10	1.1860e-10	1.1770e-10	1.1670e-10
42	1.3710e-10	1.3760e-10	1.3620e-10	1.3530e-10	1.3420e-10	1.3320e-10	1.3210e-10	1.3110e-10	1.3010e-10	1.2900e-10
43	1.4480e-10	1.4410e-10	1.4300e-10	1.4190e-10	1.4080e-10	1.3980e-10	1.3870e-10	1.3760e-10	1.3650e-10	1.3550e-10
44	1.5250e-10	1.5090e-10	1.4990e-10	1.4880e-10	1.4770e-10	1.4650e-10	1.4540e-10	1.4430e-10	1.4320e-10	1.4210e-10
45	1.6030e-10	1.5790e-10	1.5710e-10	1.5590e-10	1.5470e-10	1.5350e-10	1.5240e-10	1.5120e-10	1.5010e-10	1.4890e-10

	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	38	40								
2	0.0220	0.0230								
3	0.0300	0.0290								
4	0.0330	0.0280								
5	0.0280	0.0210								
6	0.0170	0.0100								
7	0.0040	4.0000e-13								
8	1.1000e-12	2.1000e-12								
9	2.9000e-12	4.0000e-12								
10	4.9000e-12	6.1000e-12								
11	7.3000e-12	8.3000e-12								
12	9.6000e-12	1.0500e-11								
13	1.2000e-11	1.2800e-11								
14	1.4400e-11	1.5000e-11								
15	1.6800e-11	1.7200e-11								
16	1.9200e-11	1.9300e-11								
17	2.1600e-11	2.1500e-11								
18	2.3900e-11	2.3700e-11								
19	2.6300e-11	2.6100e-11								
20	2.8900e-11	2.8600e-11								
21	3.1500e-11	3.1200e-11								
22	3.4300e-11	3.4000e-11								
23	3.7200e-11	3.6900e-11								
24	4.0300e-11	3.9900e-11								
25	4.3500e-11	4.3100e-11								
26	4.6900e-11	4.6400e-11								
27	5.0400e-11	4.9900e-11								
28	5.4100e-11	5.3600e-11								
29	5.7900e-11	5.7400e-11								
30	6.1900e-11	6.1300e-11								
31	6.6000e-11	6.5400e-11								
32	7.0300e-11	6.9700e-11								
33	7.4800e-11	7.4100e-11								
34	7.9400e-11	7.8700e-11								
35	8.4200e-11	8.3500e-11								
36	8.9200e-11	8.8400e-11								
37	9.4300e-11	9.3500e-11								
38	9.9700e-11	9.8800e-11								
39	1.0520e-10	1.0430e-10								
40	1.1090e-10	1.1000e-10								
41	1.1670e-10	1.1580e-10								
42	1.2900e-10	1.2800e-10								
43	1.3550e-10	1.3440e-10								
44	1.4210e-10	1.4100e-10								
45	1.4890e-10	1.4780e-10								

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2023
www.chalmers.se



CHALMERS