



CHALMERS
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



Frekvensstyrning med vindkraft

Markus Eriksson

Report 2023:3

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Division of Electric Power Engineering

CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Gothenburg, Sweden, 2022

www.chalmers.se

Frekvensstyrning med vindkraft

© Markus Eriksson, 2022.

Technical report 2023:3
Department of Electrical Engineering
Division of Electric Power Engineering
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
SE-412 96 Gothenburg
Sweden,

Omslag: Chalmers vindkraftverk placerat på Björkö

Innehåll

1	Sammanfattning av stödtjänster	1
2	Vindkraft teori	3
2.1	Metoder för frekvensreglering med vindkraft	3
3	Genomförande	5
3.1	Modell avvikelse	5
3.2	Bladvinkelaktivitet	6
4	Simulink modell	7
4.1	Tillgänglig effekt uppskattning	7
4.2	Vindkraftverk	9
4.2.1	Dynamik	10
4.2.2	Generator	10
4.2.3	NREL-regulator	11
4.2.4	Syntetiskt tröghetsmoment	17
4.2.5	Spilla vind	18
4.2.6	Analys av medförd energi från effektsteg	20
5	Resultat	22
5.1	Modell	22
5.2	Syntetiskt tröghetsmoment	24
5.3	Spilla vind	28
5.3.1	Bladvinkelaktivitet	32
6	Diskussion	34
A	Matlabkod	i
B	$C_p(\lambda, \beta)$ tabell	viii

1 Sammanfattning av stödtjänster

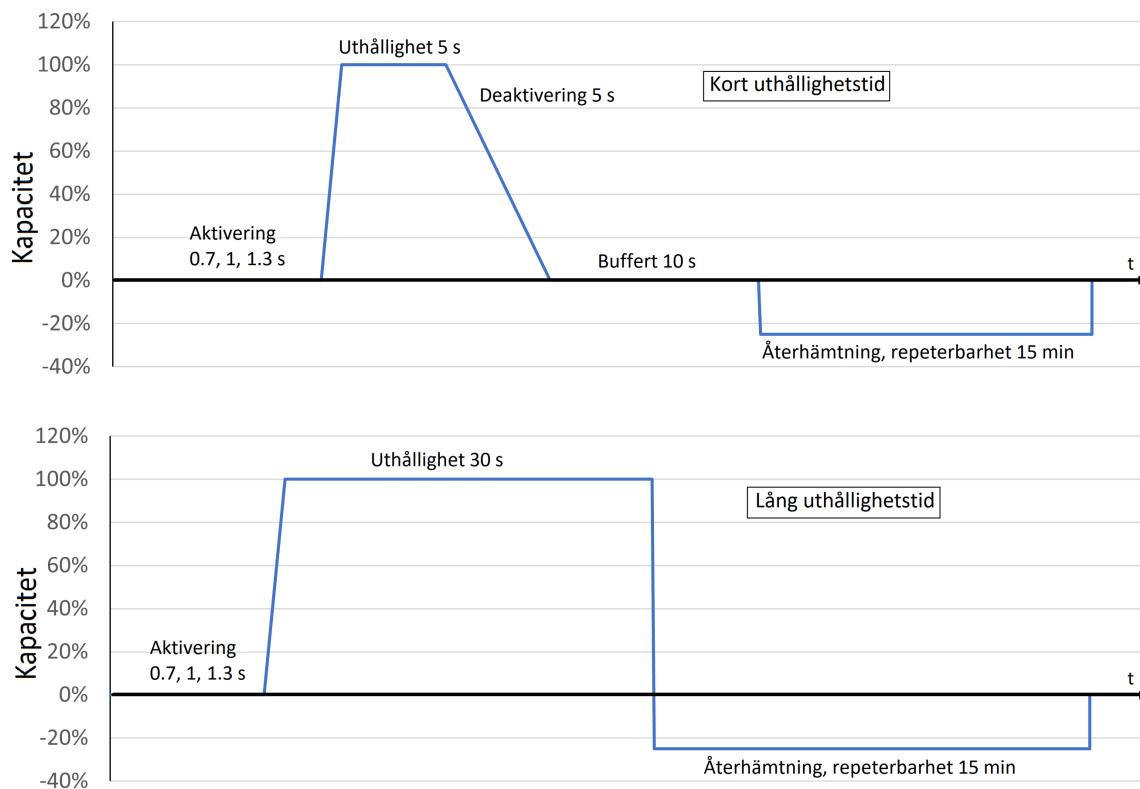
Svenska kraftnät (SvK) använder sig sex olika stödtjänster för att realtid balansera produktionen och konsumtionen för att styra frekvensen i elnätet. Dessa stödtjänster levereras av företag från vilket SvK köper tjänsterna. Upphandlingen av tjänsterna sker genom budgivning på balansmarknaden. De stödtjänster som SvK använder sig av för att styra frekvensen är Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR), Frekvenshållningsreserv normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal, FCR-N), frekvenshållningsreserv störd drift uppreglering (upwards Frequency Containment Reserve - Disturbance, FCR-D upp), frekvenshållningsreserv störd drift nedreglering (downwards Frequency Containment Reserve - Disturbance, FCR-D ned), automatisk Frekvensåterställningsreserv (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) och manuell Frekvensåterställningsreserv (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR).

I tabell 1 presenteras en sammanfattningen av kraven för de olika stödtjänsterna gällande aktivering och uthållighet för vilken informationen är sammanställd från [1] [2] [3] [4]. Angående aktiveringen av FCR alternativen ska storleken av den levererade kapaciteten vara proportionell till avvikelserna från 50 Hz inom stödtjänstens frekvensområde. Till exempel för FCR-N ska hela den upphandlade kapaciteten levereras vid 49.9 Hz medan 50 procent ska levereras vid 49.95 Hz. För FRR alternativen bestäms istället hur stor kapacitet som leverantörerna ska bidra med utifrån ett börvärde i effekt.

Stödtjänst	Typ	Aktivering	Uthållighet	Frekvensområde	Minsta budstorlek
FCR-N	Symmetrisk	63 % efter 60 s och 100 % efter 180 s	1 tim	49.90 – 50.10 Hz	0.1 MW
FCR-D upp	Upp reglering	50 % efter 5 s och 100 % efter 30 s	20 min	49.50 – 49.90 Hz	0.1 MW
FCR-D ned	Ned reglering	50 % efter 5 s och 100 % efter 30 s	20 min	50.10 – 50.50 Hz	0.1 MW
aFRR	Upp och ned reglering	100 % efter 120 s och 30 s maximal försening innan aktivering	1 tim		1 MW
mFRR	Upp och ned reglering	100 % efter 15 min 100 % efter 180 s	1 tim		10 MW (5 MW i SE4)
FFR	Upp reglering	100 % efter 0.7, 1.0 eller 1.3 s för aktivering vid 49.5, 49.6 respektive 49.7 Hz	5 s eller 30 s		0.1 MW kW

Tabell 1: Caption

För FFR finns det även ytterligare krav på deaktiveringen för stödtjänsten [4]. Gällande den korta uthålligheten på 5 sekunder får deaktiveringen inte gå fortare än 20 procent av kapaciteten per sekund. Utöver detta får återhämtningen av den använda energin inte påbörjas innan aktiveringstiden (0.7, 1.0 eller 1.3 s) plus uthålligheten (5 s) plus minsta deaktiveringstiden (5 s) plus en bufferttid på 10 sekunder har passerat. Gällande den långa uthålligheten på 30 sekunder finns det inga krav på deaktivering eller bufferttid utan återhämtningen kan påbörjas direkt efter uthållighetstiden har passerat. Slutligen för båda uthållighet tiderna får återhämtningen inte överstiga 25 procent av kapaciteten samt ska stödtjänsten ha en repeterbarhet på 15 minuter. Kraven för både den korta och den långa uthållighetstiden av FFR beskrivs i figur ??.



Figur 1: Krav gällande stödtjänsten FFR både för kort uthållighetstid och lång uthållighetstid

2 Vindkraft teori

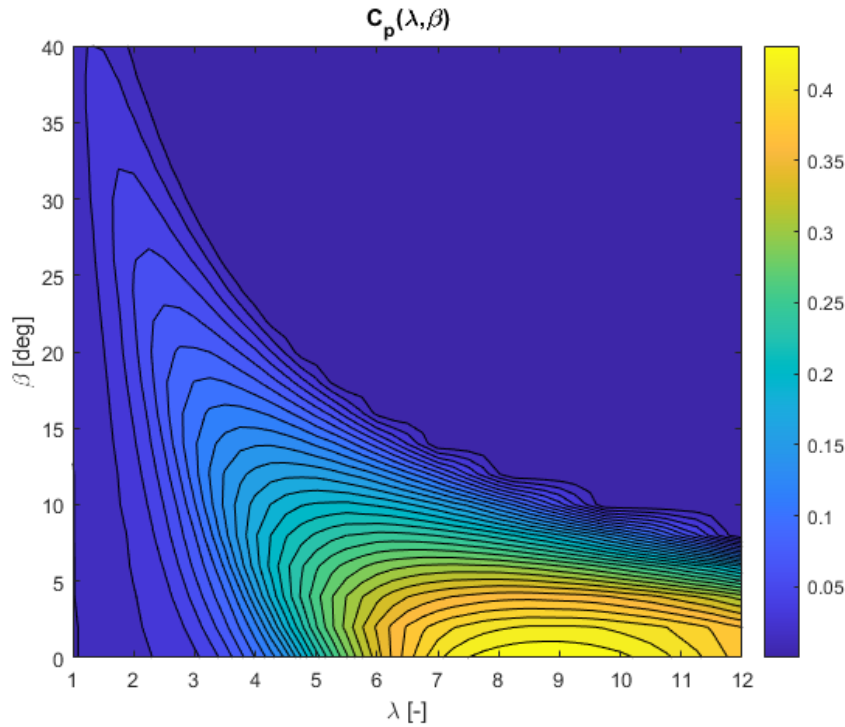
Vindkraftverk utvinnet den kinetiska energin i vinden genom att omvandla den till mekanisk energi som i sin tur driver en generator som genererar elektricitet. Hur mycket kraft som kan hämtas från vinden beror på luftens densitet (ρ), arean som vindkraftverkens blad sveper över (A), vindens hastighet (v) samt en effektkoefficient (C_p) och denna kraft beräknas enligt formeln nedan [5].

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

C_p anger hur stor andel av kraften i vinden som kan utvinnas. Värdet på C_p uppstår från att vindkraftverket inte kan ta upp all energi som finns i vinden eftersom detta skulle resultera i att vinden bakom kraftverket skulle stå helt stilla [5]. Ett väl optimerat vindkraftverk kan uppnå ett C_p på ungefär 0.45 och den teoretiska maximala C_p ligger enligt Betz lag på cirka 0.59. C_p för ett vindkraftverk är inte konstant och beror på ett förhållande λ mellan hastigheten av bladens spets samt vindhastigheten enligt

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

där v_{spets} är hastigheten av bladens spetsar. Utöver detta beror C_p också på bladvinkeln, β , och karakteristiken för C_p beskrivs i figur 2.



Figur 2: Konturdiagram över värdet på C_p för Chalmers vindkraftverk beroende på λ och β

2.1 Metoder för frekvensreglering med vindkraft

För att ett vindkraftverk ska vara med och bidra med frekvensreglering av elnätet kan kraftverket styras efter en av två metoder. Dessa två metoder är syntetiskt tröghetsmoment och spilla vind. Syntetiskt tröghetsmoment bygger på att använda rotationsenergin från vindkraftverkets turbin för att tillfälligt ge mer effekt ut på elnätet [6]. Att använda turbinens rotationsenergi medför dock att turbinens varvtal, ω_T , minskar, vilket resulterar i en återhämtningsperiod efter effekt ökningen. Detta eftersom arbete som vanligtvis leder till elproduktion istället används för att accelerera turbinen tillbaka till dess önskade hastighet. Att styra ett vindkraftverk för syntetiskt tröghetsmoment utförs framförallt då det ska bidra med stödtjänsten FFR. Anledningen till detta är eftersom denna

metod är tillfällig och klara inte av de långa uthållighet kraven de övriga stödtjänsterna kräver. Ytterligare kräver metoden en återhämtningsperiod vilket endast FFR tillåter.

Den andra metoden ett vindkraftverk kan styras efter för att bidra med reglering av frekvensen är spilla vind. Att spilla vind innebär att vindkraftverket inte utvinner all energi som finns i vinden [7]. Detta kan göras genom att vindkraftverkets minsta tillåtna bladvinkel justeras så att C_p inte når C_{pMax} under normal drift vilket innebär att en del av energin från vinden spillas. Delen av energin som spillas under normal drift av vindkraftverket kan då vid behov utvinnas för att ge mer effekt ut på elnätet. Denna metod används för att ett vindkraftverk ska bidra med FCR och FRR stödtjänsterna eftersom den går att använda under långa perioder för både upp och ned reglering utan att behöva någon återhämtning.

3 Genomförande

Arbetet har syftat på att visa hur vindkraftverk kan bidra med frekvensreglering av elnätet igenom att bidra med stödtjänster till Svenska kraftnät. Detta har utförts igenom att utföra mätningar och simuleringar på Chalmers vindkraftverk monterat på Björkö, vilket har en märkeffekt på 25 kW. För att styra vindkraftverket utgick det ifrån en regulator beskriven av NREL i [5] [8] och förklaras i mer detalj under 4.2.3. Denna regulator kompletterades sedan med olika styrsystem för att utveckla styrningen av vindkraftverket till att bidra med frekvensreglering.

Utvecklingen av styrsystemen för frekvensreglering skedde inledningsvis i en modell av vindkraftverket konstruerad i Simulink. Målet med modellen var att på ett noggrant sätt beskriva vindkraftverkets beteende som möjliggör att styrsystem för frekvensreglering med vindkraftverket kan utvecklas i en kontrollerad miljö. När önskad funktion av dessa uppnåts i modellen implementerades de på det verkliga vindkraftverket och deras funktion verifierades igenom mätningar.

För att undersöka vindkraftverkets möjlighet till frekvensreglering studerades vindkraftverkets förmåga att bidra med FCR stödtjänsterna (FCR-N, FCR-D upp, FCR-D ned) samt med aFRR och FFR. Gällande FCR stödtjänsterna reglerades frekvensen igenom att vindkraftverket styrdes för att spilla vind i vilket frekvenssignaler användes för att styra effektproduktionen. Frekvenssignalerna vilka användes bygger på SvKs testprogram [9] [10] [11] men uthållighet kraven testades ej. Angående aFRR styrdes kraftverket också för att spilla vind, dock användes en referens effekt för att styra effektproduktionen vilket går från normaldrift till att spilla 5 kW. Ytterligare studerades snabbheten med vilket vindkraftverket kan ställa om sin effektproduktion samt vindkraftverkets förmåga att styra snabbheten för aktivering av stödtjänster.

Slutligen studeras även vindkraftverkets möjlighet med att bidra med FFR. Vindkraftverket styrs för att öka effekten under en tid i ett effektsteg, vilket följer SvK krav för det kortvariga alternativet för FFR tjänsten beskriven i figur 1. Kapaciteten på stegen är 2.5 kW och har en aktiveringstid på 1 sekund. Detta utförs dock endast i modellen och inga fullständiga mätningarna av detta har utförts. För simuleringarna används en konstant vindhastighet på 8 m/s eftersom denna vindhastighet ger ett högt ω_T utan att vindkraftverket helt uppnår sin märkeffekt. För att ytterligare analysera vindkraftverkets förmåga att bidra med stödtjänsten FFR beräknas också den totala energin vilket effektstegen medför.

3.1 Modell avvikelse

För att uppskatta hur väl modellen för vindkraftverket passar jämfört med utförda mätningar av det används fyra olika metoder vilka uppskattar passningen med ett värde. Dessa metoder är χ^2 testet, MAE (Mean Absolut Error), NMAE (normalized Mean Absolut Error) och NRMSE (normalized Mean Absolut Error). Angående χ^2 testet utförs detta genom beräkningen

$$\chi^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (3)$$

i vilket O är de observerade uppmätta värdena, E är de modellerade värdena och n är antalet värden vilka studeras. Resultatet av χ^2 testet ska vara så nära noll som möjlig då mindre värden medför en bättre passning.

Gällande MAE beräknas medelvärde av avvikelserna mellan modellen och mätningen över tidsperioden vilket studeras. Detta utförs igenom

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |O_i - E_i|. \quad (4)$$

Resultatet vilket denna metod medför är enkelt att tyda och förstå, men det är dock beroende på storleken av de värden vilka studeras. Det är därför problematiskt att använda denna metod för att jämföra uppskattningar av passning mellan modell och mätningar för dataset av olika storleksordningar. För att undgå denna problematik gällande storleks beroendet kan metoden normaliseras och NMAE användas igenom

$$NMAE = \frac{1}{n\bar{O}} \sum_{i=1}^n |O_i - E_i| \quad (5)$$

där \bar{O} är skillnaden mellan mätningarnas största och minsta värde. Resultatet av detta blir en faktor över hur stort modellens medelvärdes fel är relativt storleken på området vilket mätningarna upptar. Utöver detta kan även metoden NRMSE användas igenom

$$NRMSE = \frac{1}{\bar{O}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (O_i - E_i)^2}{n}} \quad (6)$$

vilket fungerar likt NMAE dock med den skillnaden att avvikelsernas påverkan på resultatet är proportionellt till kvadraten av avvikelsen. Detta medför att större avvikelser har en större påverkan jämfört med NMAE. Både NRMSE och NMAE är dock känsliga till utstickande värden vilka försämrar dessa metoders möjlighet att uppskatta passningen mellan modellen och mätningarna.

3.2 Bladvinkelaktivitet

En annan egenskap av styrningen av vindkraftverket vilket bör undersökas är hur mekaniskt slit-sam den är på vindkraftverket. Eftersom ett sätt som slitage kan åstadkommas på vindkraftverket är igenom många och snabba förändringar av vindkraftverkens bladvinklar används måttet bladvinkelaktivitet, $\bar{\beta}_a$, för att uttrycka slitsamheten av styrningen för vindkraftverket. $\bar{\beta}_a$ beskriver medelförändringen av β i grader per sekund och beräknas igenom

$$\bar{\beta}_a = \frac{\sum_{i=1}^n |\beta_{i+1} - \beta_i|}{t} \quad (7)$$

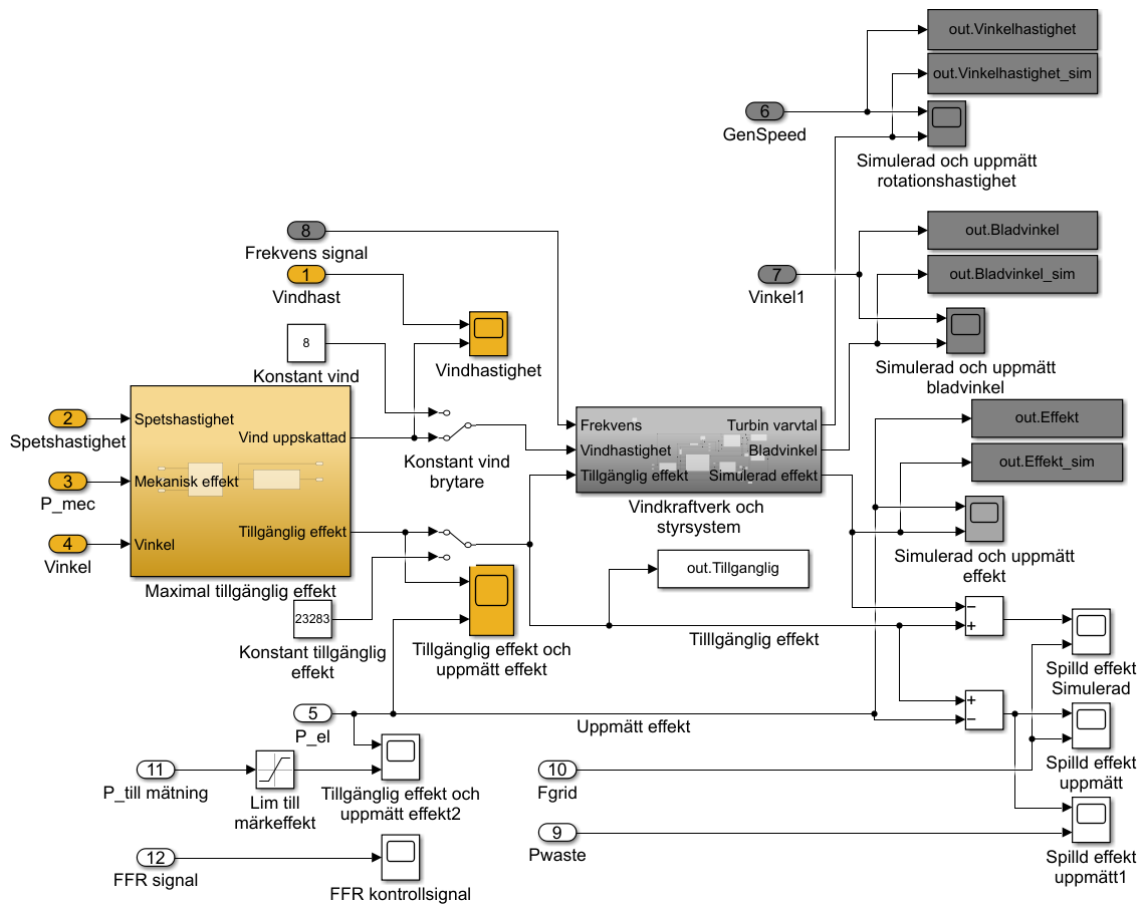
där t är tidsintervallet under vilket mätningarna av β utfördes.

Eftersom styrningen för att spilla vind medför en omfattande styrning av β jämförs $\bar{\beta}_a$ mellan denna styrning och normaldrift. Detta utförs igenom att med hjälp av modellen beräkna $\bar{\beta}_a$ för normaldrift samt för att spilla vind i tre olika vindförhållanden, låg vind, medelhög vind och hög vind. Låg vind anses som ett vindförhållanden under vilket vindkraftverket inte uppnår sin märk effekt medan för medelhög vind uppnår vindkraftverket sin märkeffekt för ungefär hälften av av det studerade tidsintervallet och för hög vindhastighet arbetar vindkraftverket på sin märkeffekt under en stor majoritet av tidsintervallet.

4 Simulink modell

För att utveckla vindkraftverkets styrning för att visa på dess förmåga att bidra till frekvensregleringen byggdes en modell av vinkrafverket och dess kontrollsystem. Modellen konstruerades i Simulink och en översiktlig bild av denna visas i figur 3. Modellen innehåller två huvudsakliga system där det första utför en uppskattning angående vad den tillgängliga effekten från vinden för tillfället är, vilket sedan används som referensvärde för vindkraftverkets olika styrsystem. Det andra huvudsakliga systemet beskriver vindkraftverket tillsammans med de system vilka används för att styra detta.

För att skapa modellen utgick det inledningsvis utifrån modeller och metoder förslagna i tidigare arbeten [12][13][14][15] till dess att modellen var funktionsduglig. Därefter gick konstruktionsarbetet in i en iterativ process där modellen justerades efter utförda mätningar för att bättre beskriva det verkliga vindkraftverket. Denna process fortgick tills dess att modellen betedde sig på ett önskvärdt sätt i jämförelser med vindkraftverket.

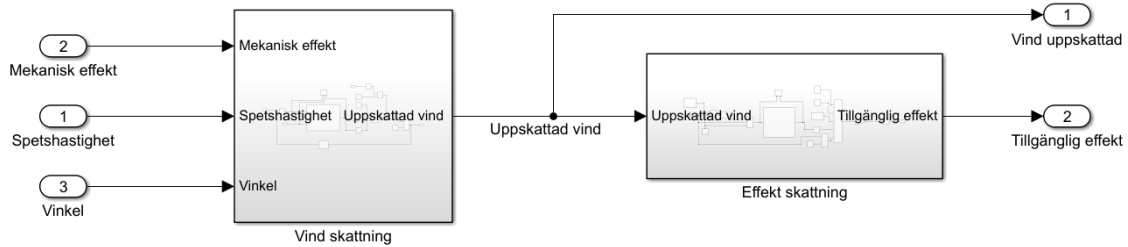


Figur 3: Blockschema över system som består av en modell av vindkraftverket samt system för uppskattning av tillgänglig effekt och frekvensberäkning

4.1 Tillgänglig effekt uppskattning

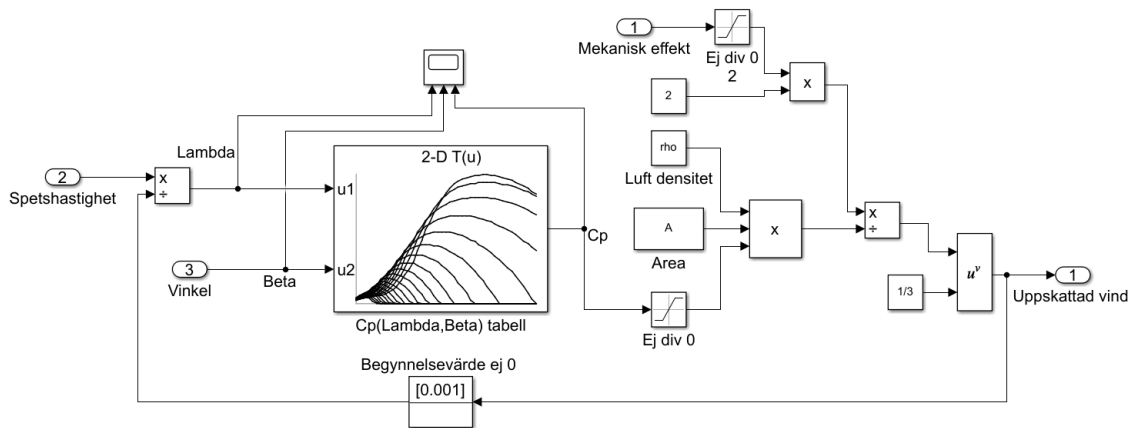
För att ett vindkraftverk ska kunna bidra med frekvensreglering genom att spilla vind och producera under den maximala effekten förutsätts det att man på ett pålitligt sätt ska kunna uppskatta den tillgängliga effekten för vindkraftverket vilket vinden bidrar med. Detta är på grund av att leverantören av tjänsten såväl som SvK ska veta hur mycket av den möjliga effekten som inte produceras och därefter kunna bekräfta hur mycket tjänsten är värd. Utöver detta är den tillgängliga effekten en referenssignal vilka de olika reglerssystemen styr vindkraftverket efter. Metoden vilket används för att uppskatta den tillgängliga effekten utgår ifrån metoden beskriven i [12]. Denna

metod uppskattar den tillgängliga effekten i två steg vilket framgår av figur 4. Inledningsvis uppskattas en vindhastighet utifrån vindkraftverkets parametrar gällande β , ω_T och mekanisk effekt. Därefter utgås det ifrån denna uppskattade vindhastighet för att ta fram den tillgängliga effekten.



Figur 4: Schema över tillvägagångsättet för att uppskatta tillgänglig effekt

Varför vindhastigheten uppskattas istället för att en uppmätt vindhastighet används är eftersom den uppskattade vindhastighet ska ge en mer korrekt bild över vilken vindhastighet kraftverket känner av. Detta beror på att arean och tröghetsmomentet för en vindhastighet mätare är mindre jämfört med vindkraftverket vilket medför att snabba variationer i vindhastigheten påverkar vindmätaren i en större utsträckning. För att undvika att dessa snabba variationer påverkar resultatet av den tillgängliga effekten uppskattas därför vindhastigheten med hjälp av flera parametrar från vindkraftverket. Hur denna vindhastighet uppskattas visas i figur 5 där inledningsvis förhållandet λ tas fram i enlighet med ekvation (2). Den vindhastighet som används för beräkningen är den uppskattade vindhastighet som återkopplas för att erhålla λ . Detta λ används tillsammans med β för att slå upp vindkraftverkets $C_p(\lambda, \beta)$ ur en tabell. För att slutligen ta fram den uppskattade vinden från detta stoppas C_p parametern och den utgivna effekten in i en omskrivning av ekvation (1), där vindhastigheten löses ut.



Figur 5: Blockschema över processen för att uppskatta vind

Vidare beskrivs det i [12] hur den uppskattade vindhastigheten används för att skatta den tillgängliga effekten. Hur detta utförs visas i figur 6 och är baserat på ekvation (1). För kunna använda ekvation (1) för att uppskatta den tillgängliga effekten behövs först det optimala värdet på C_p för vindhastigheterna. Detta erhålls igenom att beräkna den optimala rotationshastigheten för en viss vindhastighet enligt

$$\omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} * v}{R} \quad (8)$$

där λ_{opt} är vindkraftverkets totalt optimala λ , v är vindhastigheten och R är radien av arean som bladen sveper. ω_{opt} limiteras sedan eftersom den inte ska stiga över den tillåtna rotationshastigheten

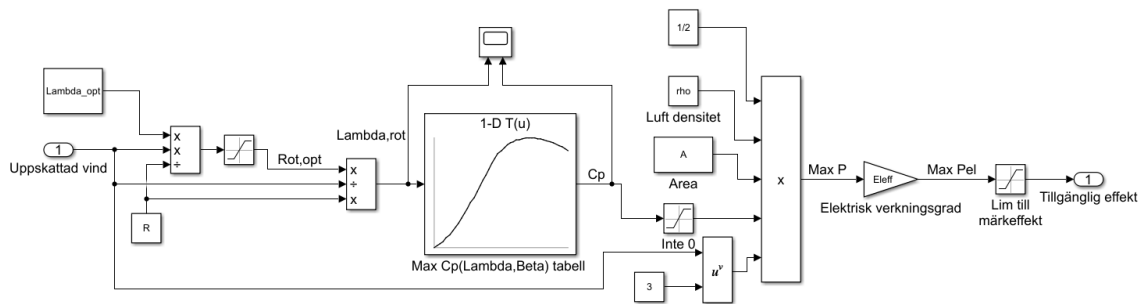
för vindkraftverket. Därefter beräknas värdet på λ för just denna rotationshastighet genom

$$\lambda_{rot} = \frac{v_{rot,opt} * R}{v} \quad (9)$$

där denna ekvation är baserad på förhållandet beskrivit i ekvation (2). Detta λ_{rot} används sedan för att ta fram $C_p(\lambda, \beta)$ där det β som används är det som tillåter det största värdet på C_p . Med detta kan slutligen effektekvation (1) användas för att ta fram den maximala tillgängliga mekaniska effekten från vinden. Slutligen multipliceras turbinens mekaniska effekt med verkningsgraden $\eta_{el} = 0.89$ för konverteringen till elektrisk effekt enligt

$$P_{el} = P * \eta_{el} \quad (10)$$

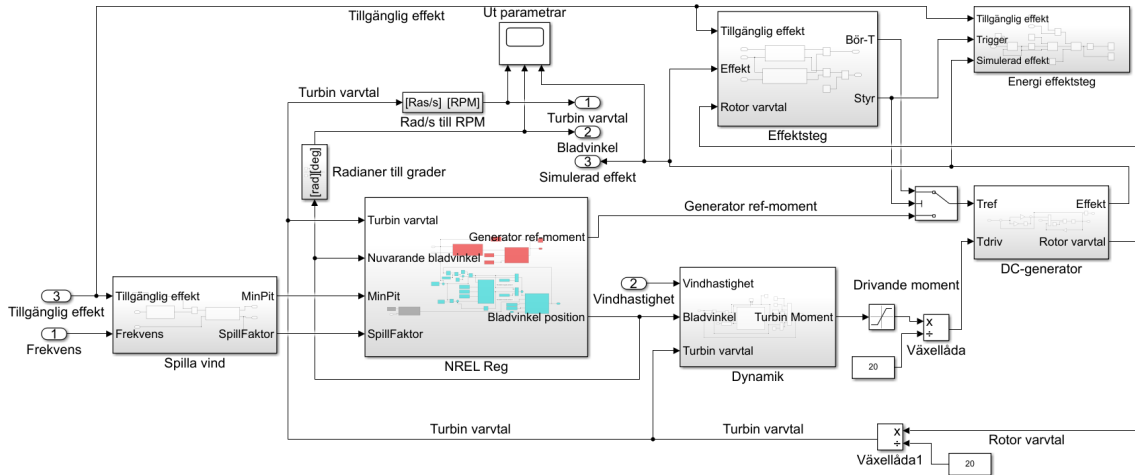
samt limiteras P_{el} till vindkraftverkets märkeffekt på 25 kW för att den tillgängliga effekten inte skall överstiga detta värde.



Figur 6: Blockschema över processen för att uppskatta maximalt tillgänglig effekt från en vindhastighet

4.2 Vindkraftverk

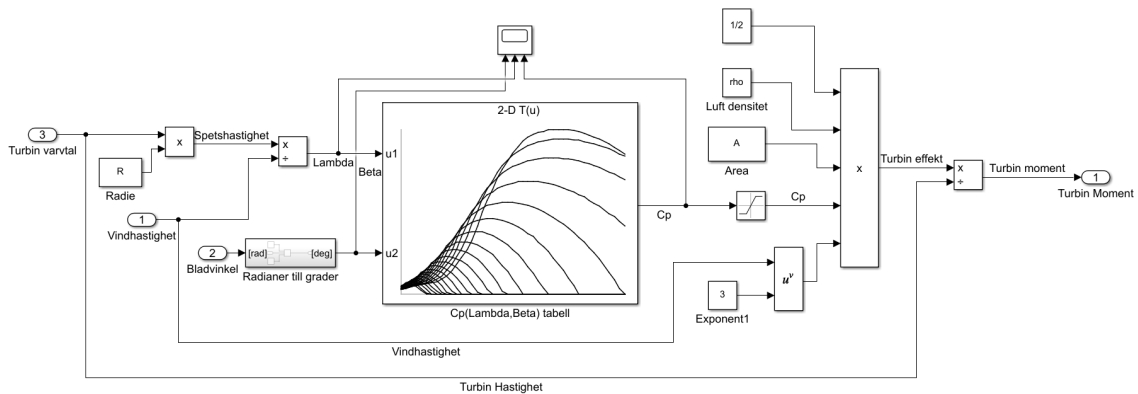
Gällande delen av modellen vilket simulerar vindkraftverket med dess olika styrsystem beskrivs i figur 7. För att beskriva vindkraftverket används ett dynamiskt block som beräknar det moment vilket vinden driver turbinen med samt ett generator block vilket används för att approximera kraftverkets generator. För att styra vindkraftverket används i första hand en NREL-regulator vilket ansvarar för att styra vindkraftverket för normal drift, det vill säga när vindkraftverket inte används för att bidra med frekvensreglering. De andra två blocken för styrningen av vindkraftverket ansvarar istället för att det ska bidra med frekvensreglering igenom att spilla vind samt igenom syntetiskt tröghetmoment i form av effektsteg. Utöver detta visar figur 7 ett block för att beräkna den totala energin vilket det syntetiska tröghetsmomentet medför. Hela systemet används sig av tre insignaler vilka är vindhastigheten, den tillgängliga effekten samt en signal vilket beskriver elnätets frekvens. Både den tillgängliga effekten och frekvenssignalen används endast då vindkraftverket styrs för att bidra med frekvensreglering. När detta inte är faller påverkar endast vindhastigheten systemet. Vindhastigheten som används som insignal är den tidigare uppskattade vindhastigheten eftersom den bättre beskriver vad kraftverket uppfattar. Ytterligare består vindkraftverket också av en växellåda med ett växlingsförhållande på 20:1 positionerande mellan DC-generatorn och turbinen vilket också beskrivs i modellen.



Figur 7: Översiktlig bild av modellen för att simulera vindkraftverket

4.2.1 Dynamik

Dynamikblocket som modellerar påverkan från vinden visas i figur 8. I figuren visas hur effektförhållandet från ekvation (1) används för att ta fram turbinens mekaniska effekt från vinden. För att kunna utföra denna beräkning behövs C_p och därutav beräknas först förhållandet λ i enlighet med ekvation (2). λ tillsammans med β given från NREL-regulatorn används sedan för att slå upp $C_p(\lambda, \beta)$ som då kan användas i ekvation (1). Effekten divideras sedan med generatorns rotationshastighet får att erhålla momentet T_{driv} som vinden driver turbinen med.



Figur 8: Inre schema för blocket ”Dynamik”

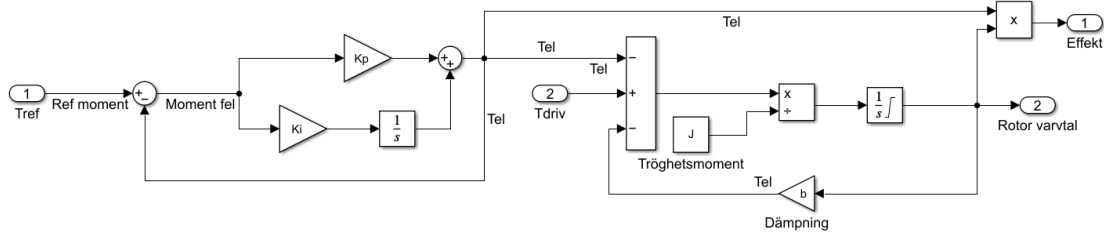
4.2.2 Generator

Angående blocket vilket approximerar vindkraftverkets generator visas detta i figur 9 och bock bygger på momentjämvikt mellan T_{driv} från vinden samt det belastande elektriska momentet, T_{el} , vilket egenrgiproduktionen medför. För att beskriva hur balansen mellan dessa moment påverkar generatormen används ekvationen

$$\omega_r = \frac{1}{J} \int (T_{last} - T_{el} - b * \omega) dt \quad (11)$$

i vilket ω_r är rotorns varvtal, J är den roterande massans tröghetsmoment och $b * \omega$ är ett dämpande moment vilket uppstår på grund av friktion. Detta samband för momentbalansen härstammar från Newtons andra lag applicerad på roterande system [16]. Förutom momentbalansen består blocket också av en reglerande del för att styra generatormen igenom att styra det belastande momentet T_{el} .

För att utföra detta används en PI-regulator i vilket T_{el} styrs efter att följa ett referensmoment T_{ref} vilket ges från NREL-regulatorn. För att i generatorblocket slutligen även ta fram kraftverkets producerade effekt erhålls denna genom produkten av T_{el} och ω_r . Parametrarna använda i modellen beskrivs i tabell 2



Figur 9: Inre schema för DC-generatorblocket

Tabell 2: Parameterlista för DC-generatorblocket

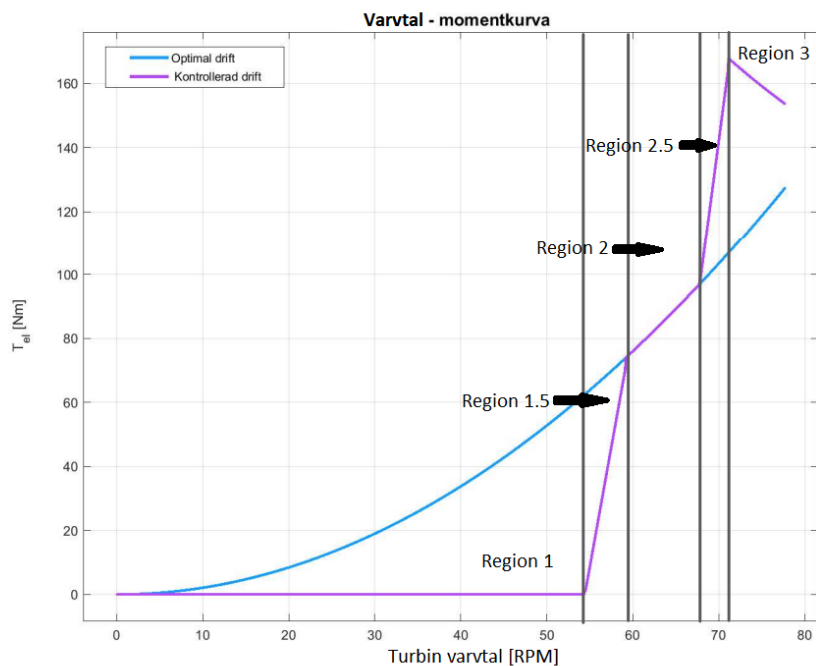
Namn	Värde	Enhet	Förklaring
Kp	3		Proportionell förstärkning konstant
Ki	5		Integrerad förstärkning konstant
J	4.25	kgm ²	Tröghetsmoment
b	0.1	Nm/(rad/s)	Dämpning

4.2.3 NREL-regulator

För att styra vindkraftverket för normal drift utan några frekvensreglerande system styrs kraftverket med hjälp av en NREL-regulator. Denna regulator styr vindkraftverket igenom att driften av vindkraftverket delas in i tre huvudsakliga regioner[5] [8]. För dessa regioner styrs vindkraftverkets ω_T och effekt igenom att justera T_{ref} och β . Dessa tre regioner visas i figur 10 där T_{ref} till generatorn bestäms vid olika ω_T . När vindkraftverket befinner sig i region 1 är T_{ref} noll och därför produceras ingen effekt i denna region utan effekten från vinden används för att ω_T ska öka. Under region 2 har kraftverket gått upp tillräckligt i varv för att börja producera effekt och T_{ref} styrs därför för att maximera verkningsgraden. Detta utförs igenom att låta λ ligga på sitt optimala värde, λ_{opt} , vilket maximerar C_p enligt figur 2. Detta utförs genom att generatorns referens moment T_{ref} styrs i enlighet med

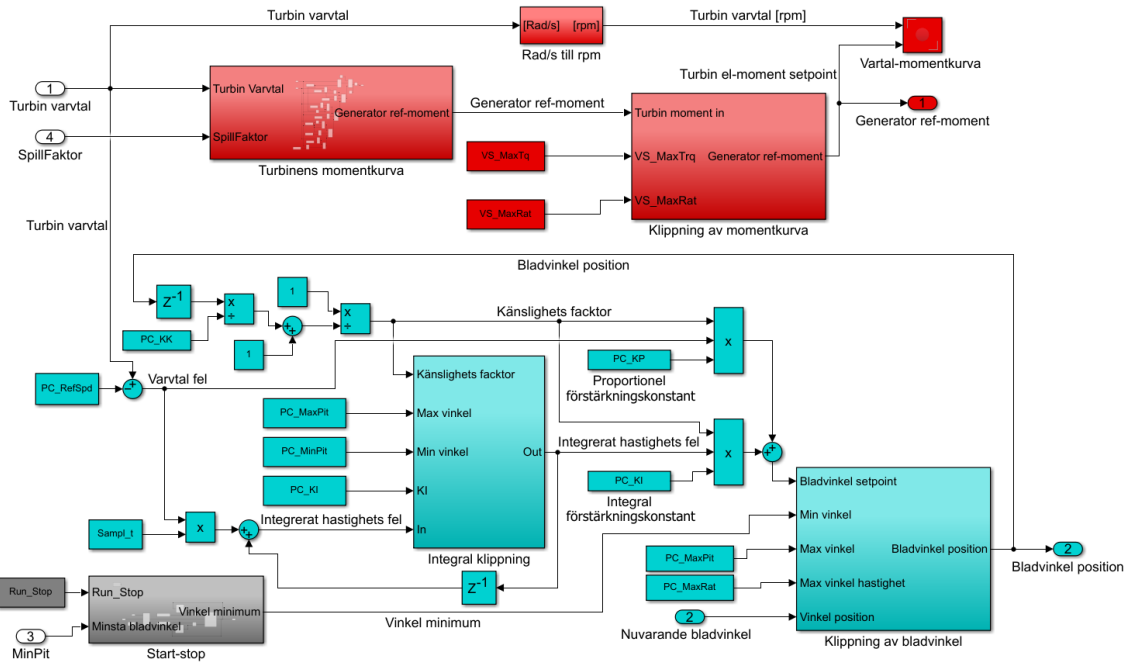
$$T_{el} = \frac{1}{2N} \frac{\rho A R^3 C_{pMax}}{\lambda_{opt}^3} \omega_r^2 \quad (12)$$

I region 3 är den tillgängliga effekten från vinden tillräcklig för att låta kraftverket arbeta på maximal effekt och i denna region handlar styrningen om att minska C_p genom att styra β för vidhålla märkeffekt och märkvarvtal. I figur 10 visas även övergångsregionerna 1.5 och 2.5 där region 1.5 är en övergång mellan att inte producera effekt och optimal drift medan region 2.5 är en övergång mellan optimal drift och märkdrift. Region 2.5 behövs för att ω_T inte ska bli för högt när märkeffekt produceras.



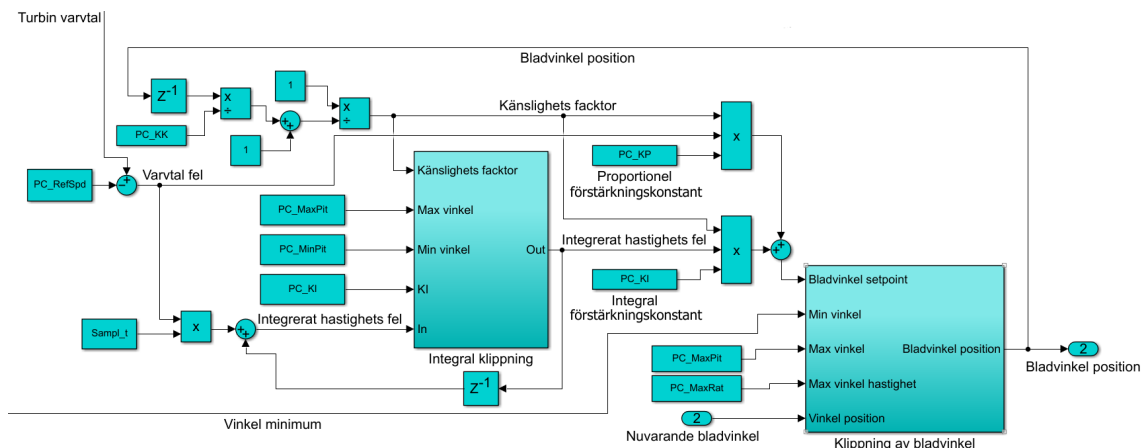
Figur 10: Varvtal-momentkurva för Chalmers vindkraftverk (lila) i de olika driftregionerna tillsammans med kurvan för optimal drift (blå)

Hur denna regulator konstrueras beskrivs i [13] och i figur 11 visas en översiktlig bild av denna. Insignalerna till regulatorn då kraftverket styrs för normal drift är ω_T och det nuvarande värdet på β . Ytterligare visas det i figur 11 två insignaler, *SpillFaktor* och *MinPit*. Dessa används dock inte för normal drift utan de används när vindkraftverket styrs för att spilla vind och deras funktion beskrivs i mer detalj under kapitel 4.2.5. Dessa går in i en PI-regulator för att ta fram ett nytt värde på β som kraftverket bör använda. Ytterligare används ω_T för att ta fram T_{ref} till generatorn. Dessa två parametrar skickas sedan till vindkraftverket i vilket en ny generatorhastighet erhålls utifrån kraftverkets dynamik vilket då används som insignal till regulatorn. Ytterligare har regulatorn en start-stop signal som styr om vindkraftverket ska startas eller stoppas igenom att minska eller öka β .



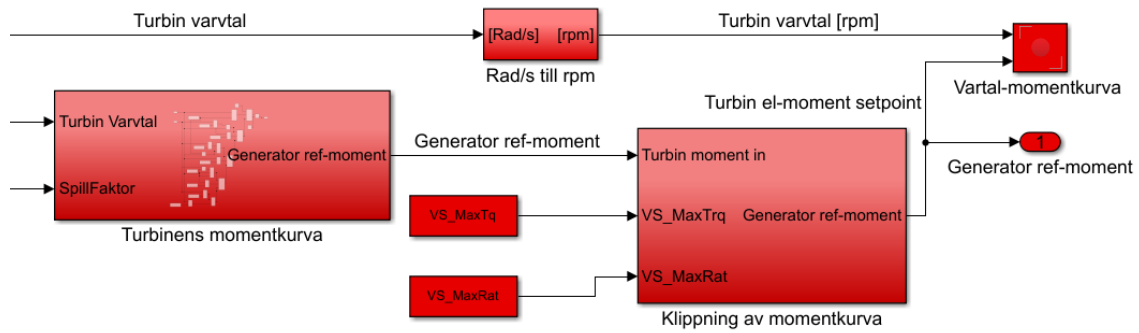
Figur 11: Övergripande bild av NREL-regulatorn med bladvinkelregleringen i blått, framtagning av börmoment i rött och start-stop system i grått

Figur 12 visar hur β styrs genom en PI-regulator. Inledningsvis jämförs ω_T med ett referensvarvtal och ett fel uppstår som motsvarar skillnaden mellan ω_T och referensen. Detta fel matas sedan till PI-regulatorn för att ta fram β . Gällande den proportionella delen av PI-regulatorn multipliceras felet med den proportionella förstärkningskonstanten och en känslighetsfaktor. Känslighetsfaktorn behövs eftersom vindkraftverkets känslighet för förändringar av β varierar beroende på vilket värde det har, exempelvis så är känsligheten vid $\beta 0.4 rad$ dubbelt så stor som vid $0 rad$. När det handlar om den integrerande delen tas det integrerade hastighetsfelet fram för att sedan klippas så att det hamnar inom dess giltiga spann ifall det skulle ligga utanför. Detta spann beror på det tillåtna spannet för β . Det klippta integrerade hastighetsfelet multipliceras sedan med den integrala förstärkningskonstanten och med känslighetsfaktorn på ett liknade sätt som för den proportionella delen. Det resulterade β från PI-regulatorn samt dess förändringshastigheten klippas slutligen för att de tre bladen ska få en position korrigerat till inom deras tillåtna område om den erhållna β inte skulle vara möjlig. För att få fram förändringshastigheterna av β för de olika bladen används deras nuvarande värde som subtraheras från den nya positionen givet av PI-regulatorn.

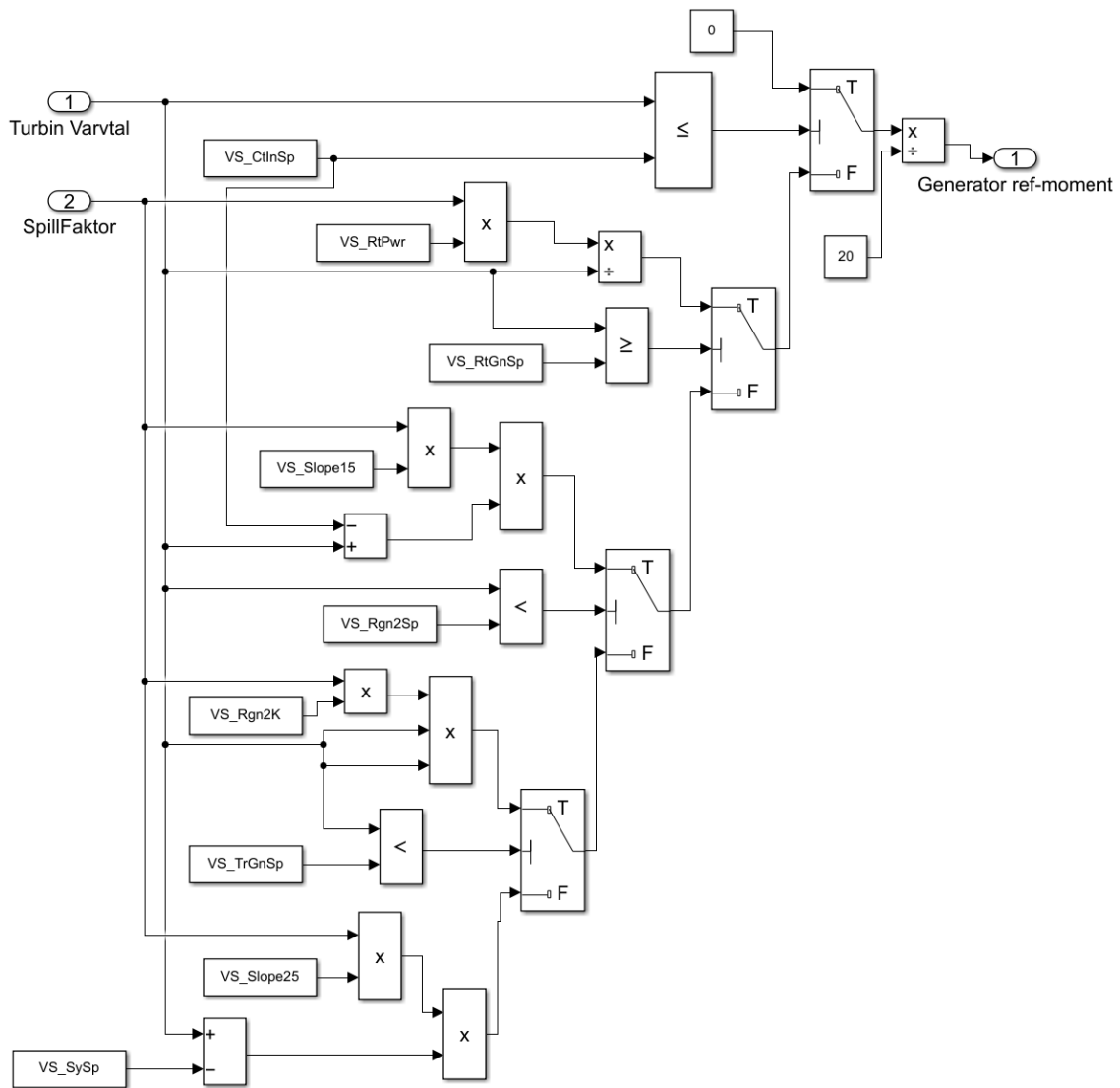


Figur 12: Blockschema över regleringen av β

I figur 13 används ω_T för att ta fram T_{ref} för generatorns belastande moment. Detta utförs igenom att skapa en varvtal-momentkurva mellan ω_T och T_{ref} likt figur 10. Skapandet av denna kurva visas i figur 14 där logiska grindar används för att upptäcka i vilken region av kurvan från figur 10 som ω_T befinner sig i. Sedan beräknas T_{ref} utifrån kurvans samband mellan varvtal och moment för denna region. Det erhållna T_{ref} samt förändringshastigheten för T_{ref} behöver sedan klippas ifall det skulle uppstå värden på dessa utanför deras tillåtna intervall. Ytterligare visas det i figur 14 hur *SpillFaktor* påverkar skapandet av varvtal-momentkurvan vilket används för att spilla vind och behandlas i kapitel 4.2.5

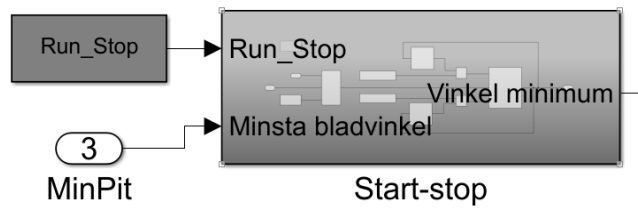


Figur 13: Blockschema för att skapa börmoment till generatorn och klippa detta till dess tillåtna område

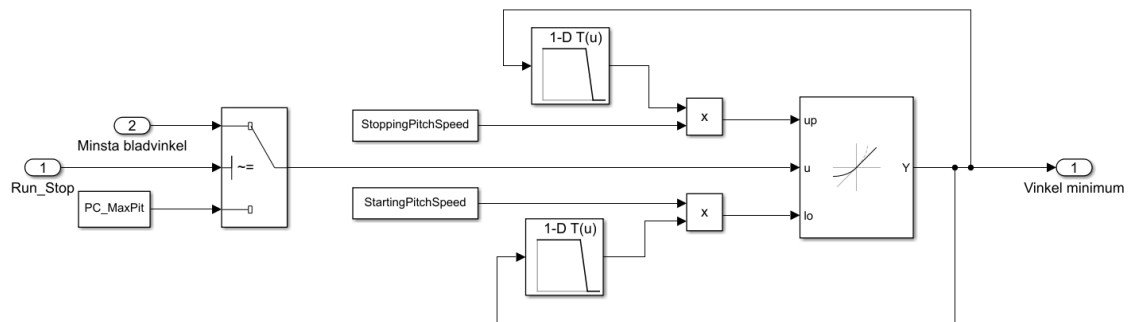


Figur 14: Inre schema för blocket ”Turbinens momentkurva”

Slutligen för NREL-regulatorn visas i figur 15 och 16 systemet för att starta och stanna vindkraftverket genom att minska eller öka β . Detta utförs igenom att den undre gränsen för klippning av β minskas eller ökas till dess att den kan arbeta i hela det tillåtna spannet och kraftverket är verksamt eller tills dess att β är låst i sitt maximala värde och kraftverket har stoppats. Det minsta tillåtna värdet för β kan även förändras igenom signalen *MinPit*. Hastigheten för vilket den undre gränsen för β förflyttas tonas ner till 15 procent under intervallet när gränsen befinner sig mellan 85 procent och 98 procent av den maximala vinkeln. Detta medför att förändringshastigheten för vinkeln saktar in då den närmar sig sin maximala vinkel.



Figur 15: System för att kunna stoppa och starta vindkraftverket



Figur 16: Inre schema för blocket "Start-stop"

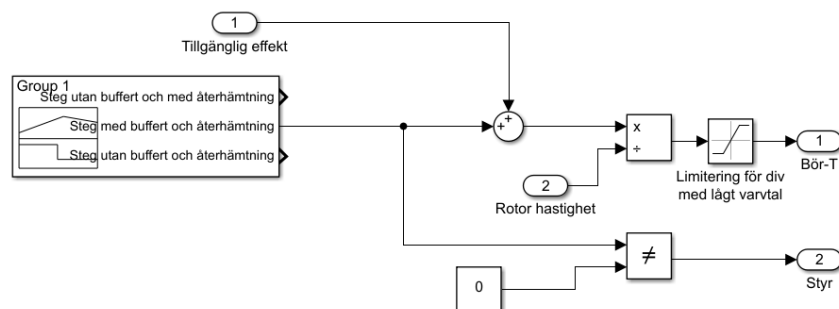
Tabell 3 visar värdena på parametrarna för NREL-regulatorn som används i normaldrift för att styra Chalmers vindkraftverk på Björkö. Utöver detta finns det också en medföljande förklaring för vad parametrarna gör. Parametern som beskriver det minsta tillåtna β är inte 0 rad utan istället 0.0349 rad eller 2° vilket medför en något försämrade effektivitet. Detta val av parametern har gjorts av säkerhetsskäl för att vindkraftverket snabbare ska kunna sakta in om något skulle gå fel eller om vinden är mycket byig.

Tabell 3: Parameterlista för NREL-regulatorn i normal drift

Namn	Värde	Enhet	Förklaring
Sampl_t	0.02	s	Samplingstid för regulatorn
VS_CtInSp	5.7	rad/s	Inkopplad generatorhastighet
VS_RtPwr	25000	W	Nominell generatoreffekt
VS_RtGnSp	7.45	rad/s	Nominell turbinhastighet
VS_Slope15	2600	W/(rad/s)	Lutningen på momentkurvan i region 1,5
VS_Rgn2Sp	6.2	rad/s	Lägre turbinhastighets gräns för region 2
VS_Rgn2K	35	W/(rad/s) ²	Område 2 moment konstant.
VS_TrGnSp	7	rad/s	Lägre turbinhastighets gräns för region 2.5
VS_Slope25	3500	W/(rad/s)	Lutningen på momentkurvan i region 2.5
VS_SySp	6.5	rad/s	Turbinhastighet där momentet är noll om i region 2.5
VS_MaxTq	4500	Nm	Maximalt turbinmoment
VS_MaxRat	10000	Nm/s	Maximal turbinmoment förändringshastighet
PC_MaxPit	1.5708	rad	Maximal tillåten β
PC_MinPit	0.0349	rad	Minsta tillåtna β
PC_KP	0.35	rad/(rad/s)	Vinkelregulator proportionell förstärkning konstant
PC_KI	0.22	rad/(rad/s)	Vinkelregulator integrerad förstärkning konstant
PC_KK	0.4	rad	β vid vilken känsligheten är dubbelt så stor jämfört med känsligheten vid β noll
PC_MaxRat	0.2	rad/s	Högsta tillåtna β förändringshastighet
VS_SlPc	10		
StoppingPitchSpeed	0.0349	rad/s	Stigningshastighet av PC_MinPit vid stopp av turbinen
StartingPitchSpeed	-0.0249	rad/s	Stigningshastighet av PC_MinPit vid start av turbinen
PC_RefSpd	7.85	rad/s	Referensturbinhastighet

4.2.4 Syntetiskt tröghetsmoment

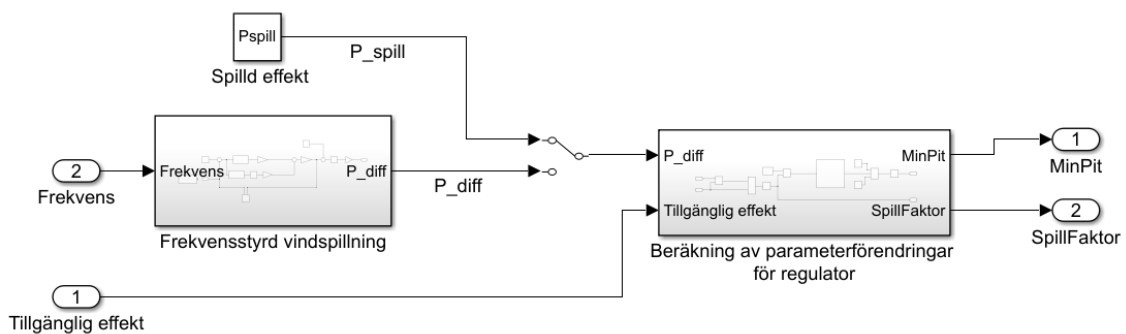
Gällande att styra vindkraftverket för att bidra med syntetiskt tröghetsmoment igenom att utföra effektsteg används styrsystemet vilket visas i figur 17. Styrsystemet bygger på principen att ett nytt referensmoment till generatoren, T_{ref} , skapas för att producera den önskade effekten. En styr-signal skapas också för att bestämma när vindkraftverket ska styras efter det T_{ref} som effektsteget behöver istället för det T_{ref} som NREL-regulatorn ger. För att skapa dessa signaler bestäms det inledningsvis i en signalgenerator hur stegets önskade effektförändringen jämfört med normaldrift är formad. Denna effektförändring adderas på den uppskattade tillgängliga effekten för att erhålla den önskade effekten under steget, vilket sedan divideras med ω_r för att beräkna T_{ref} . Ytterligare limiteras T_{ref} för att denna inte ska bli orimligt hög ifall ω_r är lågt. För styrsignalen går denna från noll till ett under tiden som effektförändringen jämfört med normaldrift avviker från noll.



Figur 17: Schema för att skapa ett additivt effektsteg

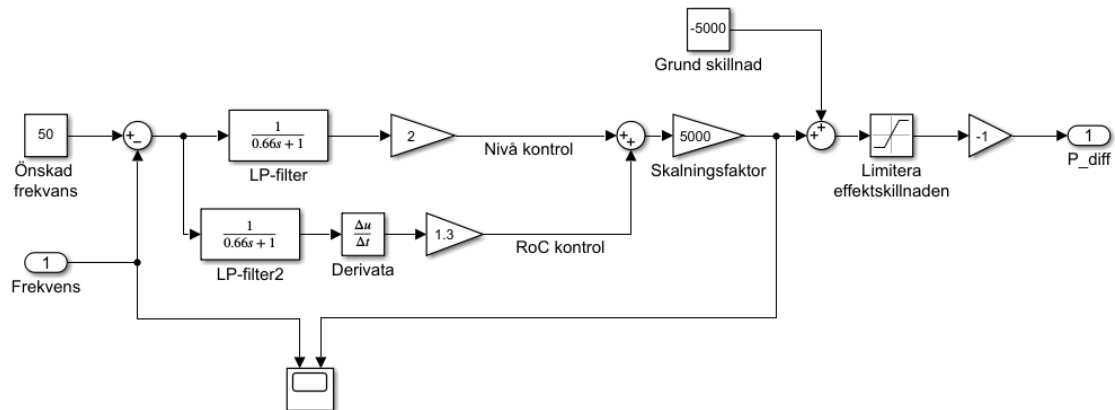
4.2.5 Spilla vind

Angående att spilla vind med vindkraftverket bygger detta på att styra flera parametrar i NREL-regulatorn och därav justera hur denna reglerar vindkraftverket för att producera mindre effekt. Systemet vilket används för att utföra denna justering av NREL-regulatorn beskrivs översiktligt i figur 18. Systemet kan tillämpa antingen en effektsignal, P_{spill} , eller en frekvenssignal för att styra hur mycket vind som ska spillas, vilket det med en brytare går att övergå emellan. Signalen P_{spill} beskriver antalet watt vilket vindkraftverket önskas att spilla medan frekvenssignalen representerar elnätets frekvens. För att styra vindspillingen efter frekvensen behövs frekvenssignalen först omvandlas till en effektskillnad, P_{diff} , mellan den tillgängliga effekten och den önskade effekten, det vill säga det antal watt som ska spillas. Det andra delsystemet vilket visas i figur 18 tar emot denna P_{diff} eller P_{spill} och tillsammans med den tillgängliga effekten. Dessa används för att bestämma hur NREL-regulatorns minsta tillåtna β samt varvtal-momentkurva ska justeras för att spilla den önskade mängden vind.



Figur 18: Övergripande shema för frekvensstyrd vindspilling

I 19 visas metoden beskriven i [15], vilket används för att beräkna P_{diff} beroende på vad frekvensen är. Inledningsvis beräknas differensen mellan den önskade frekvensen och frekvenssignalen. Denna differens lågpas filteras och används sedan i två kanaler. Den översta kanalen ansvarar för att styra effekten utifrån nivån på frekvensen medan den undre kanalen istället ansvarar för att styra effekten efter att motverka frekvensens förändringshastighet. De två olika kanalerna multipliceras även med en faktor för att vikta hur mycket dessa bidrar till effektstyrningen. Sedan summeras kanalerna och summan skalas upp för att få samma storleksordning som effekten. Detta resulterar i en signal som specificerar hur mycket effekten ska ökas eller minska utefter frekvensen. Skalningsfaktorn kan justeras för att ändra hur känslig effektstyrningen är. Vidare specificeras ett grundvärde för hur mycket lägre effekten ska vara jämfört med den tillgängliga för att ha viss marginal till att kunna öka effekten. Slutligen negeras signalen igenom att multipliceras med -1 för att erhålla P_{diff} samt begränsas signalen mellan 0 och 10 kW för att inte spilla mer än 10 kW eller begära en effekt som är större än som finns tillgänglig.



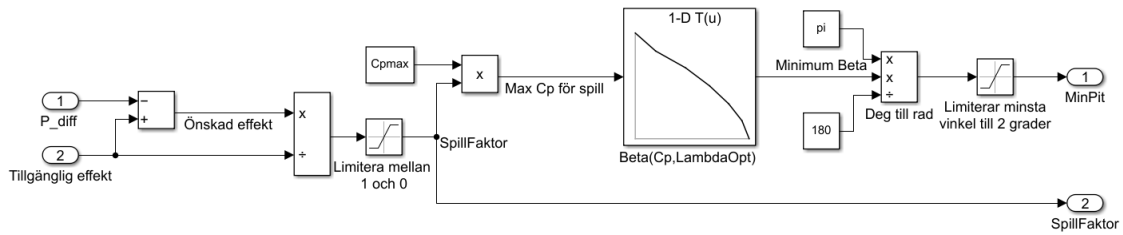
Figur 19: Shema för att beräkna effektskillnaden mellan tillgänglig och önskad effekt beroende på frekvensen

I det andra delsystemet styrs, utifrån signalen P_{diff} , vindkraftverkets effektivitet för att minska hur mycket effekt det producerar. Detta utförs genom att öka den minsta tillåtna β för att minska parametern C_p proportionellt med hur mycket effekt som ska spillas, där C_p beskriver hur effektivt vindkraftverket tar vara på vinden vilket påverkar det. Hur detta delsystem styr den minsta tillåtna β för att minska C_p beskrivs i figur 20 där först kvoten

$$SpillFaktor = \frac{P_{Tillg} + P_{diff}}{P_{Tillg}} \quad (13)$$

beräknas i vilket P_{Tillg} är den uppskattade tillgängliga effekten. Denna kvot beräknas för att ta reda på vilken faktor som ska spillas beroende på vad den tillgänglig effekten är för tillfället. $SpillFaktor$ används sedan för att ta fram det önskade värdet på C_p igenom att multipliceras med värdet för vindkraftverkets C_{pmax} . Eftersom C_p beror på β och λ kan, för ett konstant λ på sitt optimala belopp, det önskade värde på C_p omvandlas till en β . Det erhållna värdet på β begränsas slutligen för att inte falla under vindkraftverkets satta minsta tillåtna β på 2° .

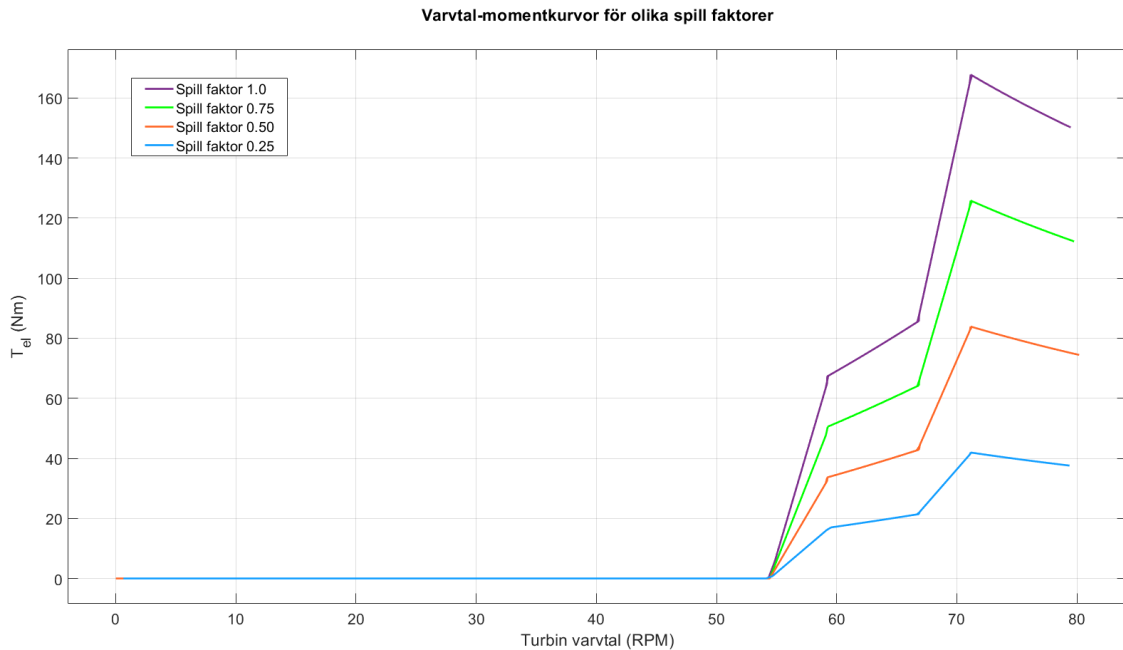
Att bara styra den minsta tillåtna β är dock inte tillräckligt för att spilla vind och fungerar endast ifall vindkraftverket inte uppnått sin märkeffekt. Detta är eftersom i de fall vindkraftverket har uppnått sin märkeffekt använder det sig redan av styrning av β . Att minska den undre begränsningen för β har då endast en liten påverkan på vindkraftverkets beteende eftersom denna ofta ligger under vad β är. Utöver detta kommer en minskning av C_p i de övriga fallen resultera i att T_{driv} från vinden minskar vilket medför att ω_T också minskar tills det att jämvikt mellan T_{driv} och T_{ref} uppnås, se figur 10. Resultatet av att minska C_p blir då att både effekten och ω_T minskar. För att anpassa för märkeffekt tillståndet samt undvika att ω_T faller behövs även varvtal-momentkurvan justeras. Denna kurva justeras på ett sådant sätt att kraftverkets generator blir givet ett mindre T_{ref} för ett givet ω_T . Ett mindre T_{ref} kompenserar för det minskade T_{driv} och medför därför ω_T blir oförändrat samtidigt som effekten minskar. Samtidigt medför en minskad varvtal-momentkurva även att den maximala effekten som vindkraftverket kan uppnå minskas. Gällande hur mycket varvtal-momentkurvan ska justeras för att en bra vind spillning ska uppnås är att denna ska minskas proportionellt med hur mycket vind som ska spillas. För att utföra detta multipliceras $SpillFaktor$ med flera parametrar för framtagningen av varvtal-momentkurvan vilket visas i figur 14. Dessa parametrar vilka ändras sammanställs även i tabell 4 tillsammans med en beskrivning av deras funktion. Resultatet av att multiplicera varvtal momentkurvan med en $SpillFaktor$ beskrivs i figur 21, i vilket den ursprungliga kurvan visas tillsammans med de kurvor som har skalats med en $SpillFaktor$ på 0.75, 0.50, samt 0.25.



Figur 20: System för att styra minsta tillåtna β och varvtal-momentkurvan

Tabell 4: Parametrar i NREL-regulatorn vilka justeras för att spilla vind

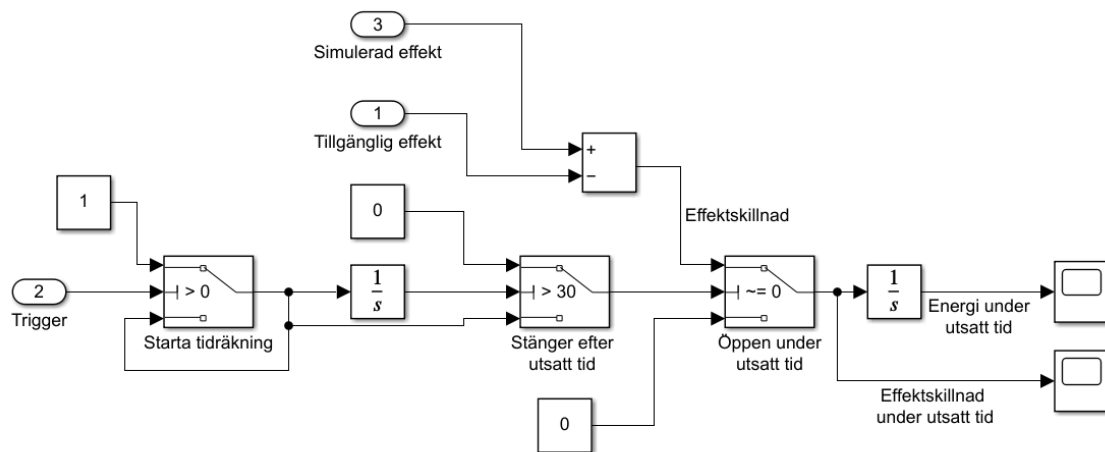
Namn	Förklaring
VS_RtPwr	Nominell generatoreffekt
VS_Slope15	Lutningen på varvtal-momentkurvan i region 1,5
VS_Rgn2K	Område 2 momentkonstant.
VS_Slope25	Lutningen på momentkurvan i region 2.5



Figur 21: Vartal-momentkurvor för olika värden på *SpillFaktor*

4.2.6 Analys av medförd energi från effektsteg

Slutligen består modellen även av ett system för att bestämma den totala energi som effektstegen vilka bidrar med syntetiskt tröghetsmoment medför. Detta system beskrivs i figur 22 och visar denna energi igenom att studera hur energin förändras under en specificerad tidperiod från det att ett steg initieras. I figur 22 visas den utsatta tiden som 30 sekunder men detta kan ändras. För att utföra detta har systemet som insignal en *trigger* vilket är en positiv flank för när ett effektsteg initieras. Denna flank startar en klocka, samt öppnar för att släppa igenom effektskillnaden mellan simulerad och tillgängliga effekt. Effektskillnaden integreras sedan för att skapa den medförda energin. När klockan har uppnått den utsatta tiden stängs brytaren vilket släpper igenom effektskillnaden och där utav uppnås energin vilket FFR steget medförde under den utsatta tiden.



Figur 22: Schema för Energianalys av effektsteg

Hej!

Bifogat kommer rapporten vilket nu ska vara korrekturläst. Och bestämde vi någon tid för ett nytt möte i fredags? I så fall mins jag inte vad vi bestämde.

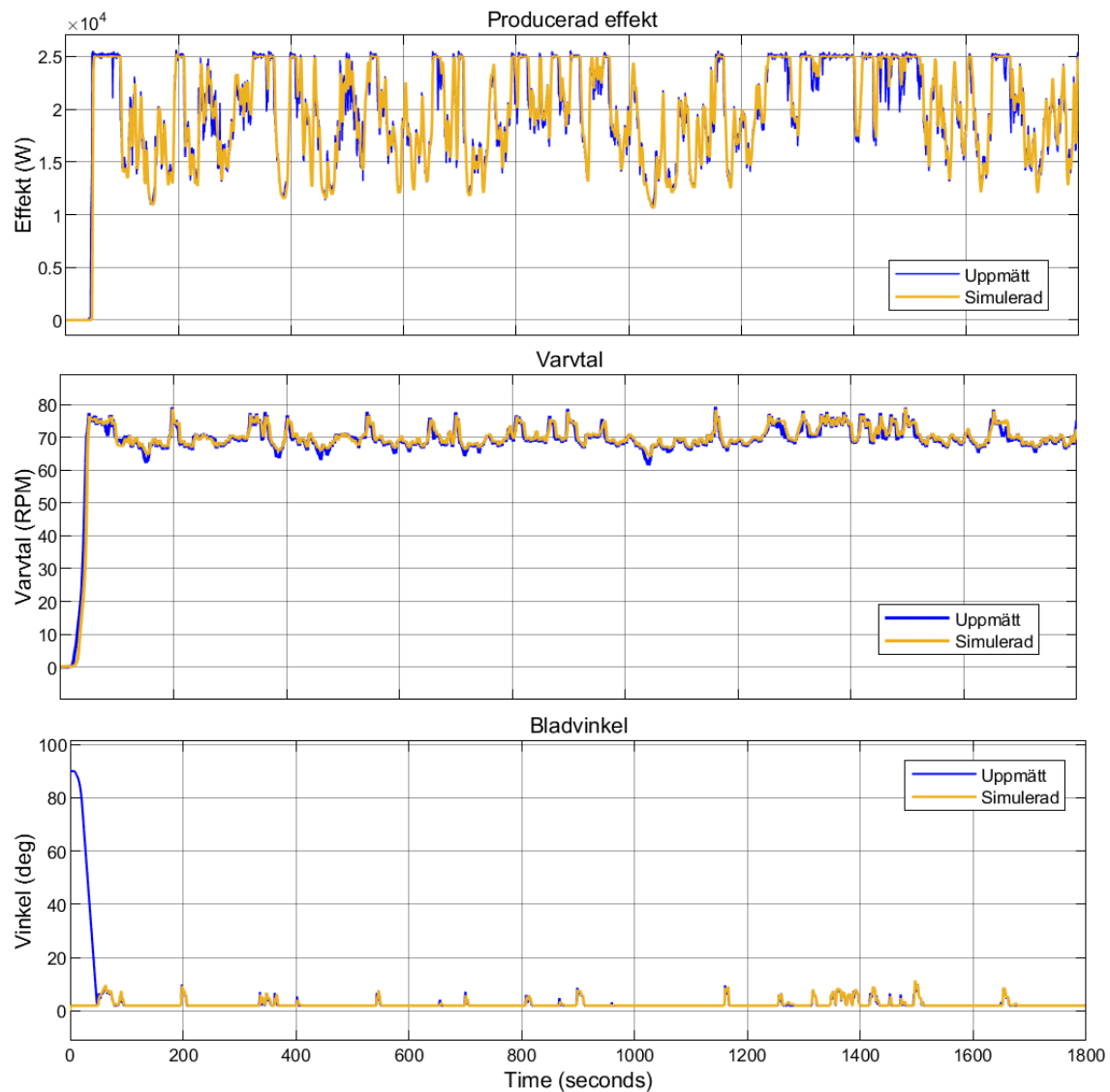
Ytterligare gällande tid för mätning skulle jag föredra torsdagen den 11. Fredag den 12 blir lite svårt för mig.

MVH Markus

5 Resultat

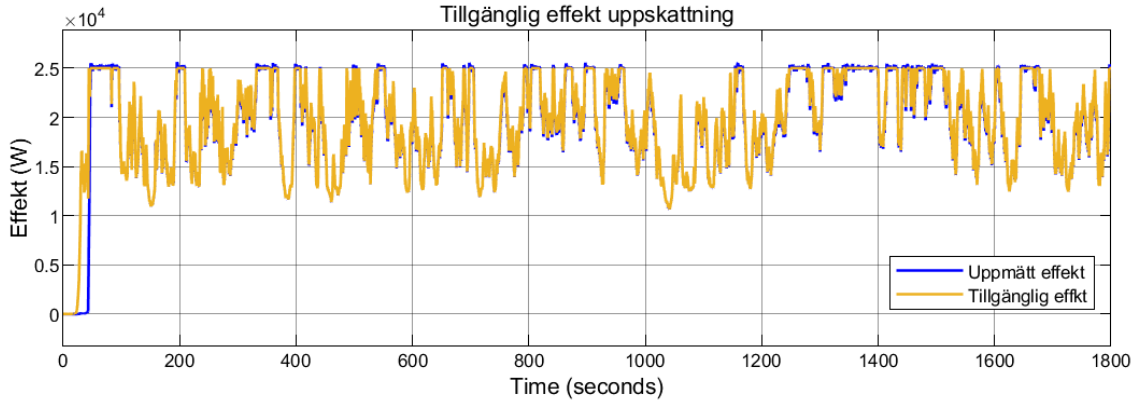
5.1 Modell

Figuren 23 visar hur den simulerade effekten, ω_T och β beter sig relativt deras uppmätta värden. Simuleringen har utförts efter samma förhållanden och parameterlista för NREL-regulatorn som gällde under mätningarna. Den datan vilket presenteras och användes för simuleringen är en 30 minuter lång sekvens från mätfilen "B1_CL3_20_220124_11_00_44.txt" under vilket vindförhållandet var 6-9 m/s. Figuren visar på att modellen väl följer det uppmätta beteendet av vindkraftverket, dock kan vissa avvikelser uppstå på grund av att modellen reagerar något långsammare på snabba förändringar. Detta kan bero på att trögheten i modellen inte helt överstämmer verkligheten. Ytterligare ska det påpekas att inledningsvis för mätningarna är vindkraftverket avstängt och det startas upp över de första cirka 90 sekunderna, något vilket modellen inte är byggd för att klara av. Detta kan leda till stora skillnader inledningsvis, vilket tydligast beskrivs av β . Varför den simulerade effekten och ω_T väntar på att vindkraftverket ska starta innan dessa kan simuleras är för att dessa bygger på den uppskattade vindhastigheten. Den uppskattade vindhastigheten kan dock inte beräknas när kraftverket står still.



Figur 23: Jämförelse mellan uppmätt beteende för vindkraftverket och simulerat beteende

I figur 24 visas hur den tillgängliga effekten förhåller sig till den uppmätta. Även i detta fall visas det att modellen väl följer mätdata då den tillgängliga effekten ofta överlappar den uppmätta. Dock kan den tillgängliga effekten inte uppskattas innan vindkraftverket har startat för att denna, på samma vis som för den simulerade effekten och ω_T , bygger på att vindhastigheten ska vara möjlig att uppskatta.



Figur 24: Jämförelsen mellan uppmätt effekt och tillgänglig effekt

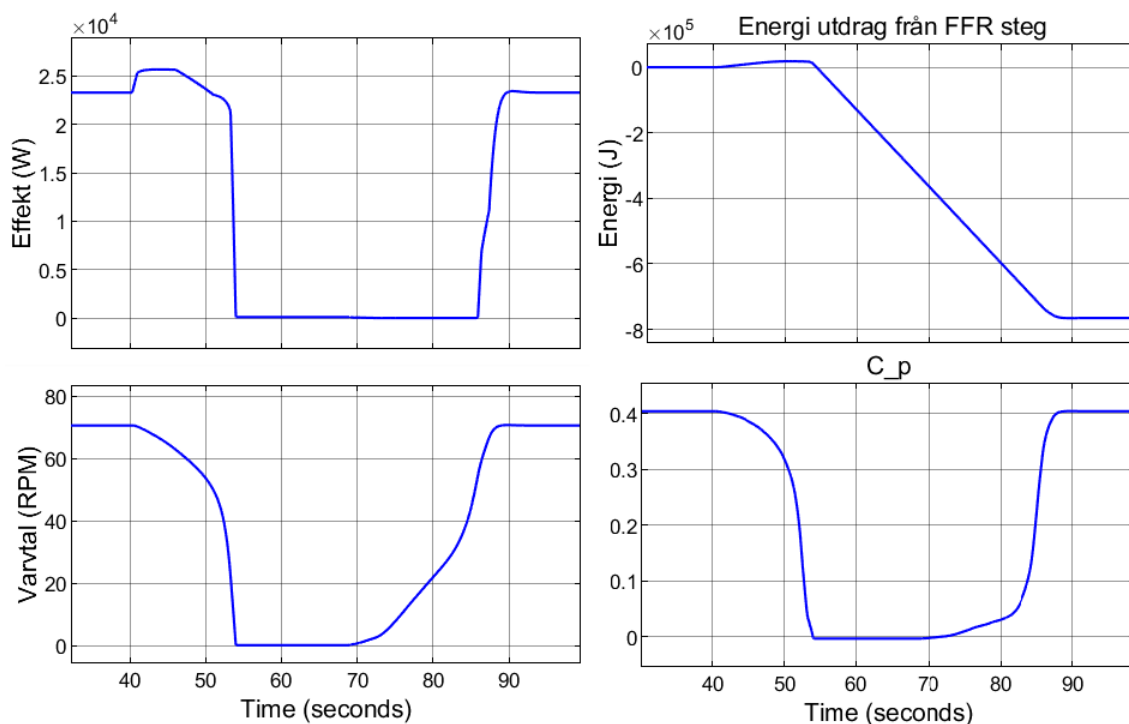
För att mer kvalitativt bestämma hur väl modellen förhåller sig till mätningarna beräknas χ^2 , MAE, NMAE och NRMSE för graferna i figur 23 och 24 enligt ekvation 3, 4, 5 respektive 6. Resultatet som dessa ekvationer erhåller presenteras i tabell 5. För beräkningarna används dock inte de första 90 sekunderna av graferna under vilket vindkraftverket startar. Detta eftersom denna period inte ansågs visa på hur modellen och mätningarna överensstämmer.

Tabell 5: χ^2 , MAE, NMAE och NRMSE för passningen av simulerat ω_T , β , effekt samt tillgänglig effekt till mätdata

Storhet	χ^2	MAE	NMAE	NRMSE
ω_T	0.0193	0.7900	0.0443	0.0662
β	0.0891	0.1595	0.0168	0.0551
Producerad effekt	61.853	737.05	0.0491	0.0758
Tillgänglig effekt	4.0454	241.62	0.0161	0.0196

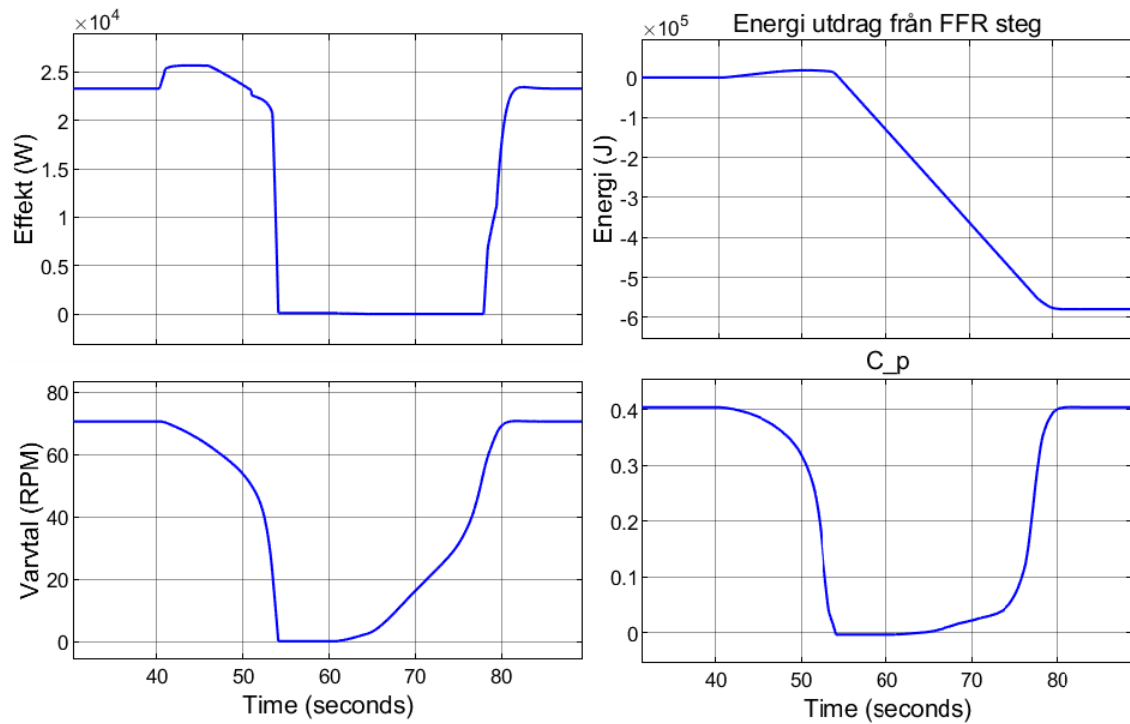
5.2 Syntetiskt tröghetsmoment

I figur 25, 26, 27 och 28 visar resultatet av fyra olika utförda effektsteg utförda i modellen. Stegen utfördes med en konstant vindhastighet på 8 m/s vilket medför att vindkraftverket har en tillgänglig effekt på cirka 23,3 kW, strax under märkeffekten. Graferna presenterade i figurerna beskriver den producerade effekten, ω_T , C_p samt även den totala energin vilket steget medför relativt om vinkraftverket endast styrs för normaldrift. Angående figur 25 är steget vilket utförs specificerat helt enligt SvKs regler för kortvarigt steg, se figur 1, med en kapacitet på 2.5 kW. Vad som visas är att detta steg fungerar dåligt eftersom ω_T och C_p sjunker mycket under steget. På grund av detta arbetar vinkraftverket med en dålig effektivitet och med lite energi lagrad i rotationen av turbinen efter steget. Detta medför att vinkraftverket inte klarar av att upprätthålla sin effekt under den 10 sekunder långa buffertperioden utan vindkraftverket stannar. Detta får en stor negativ påverkan på elnätet då steget kostar en stor mängd energi jämfört om steget inte skulle ha utförts.



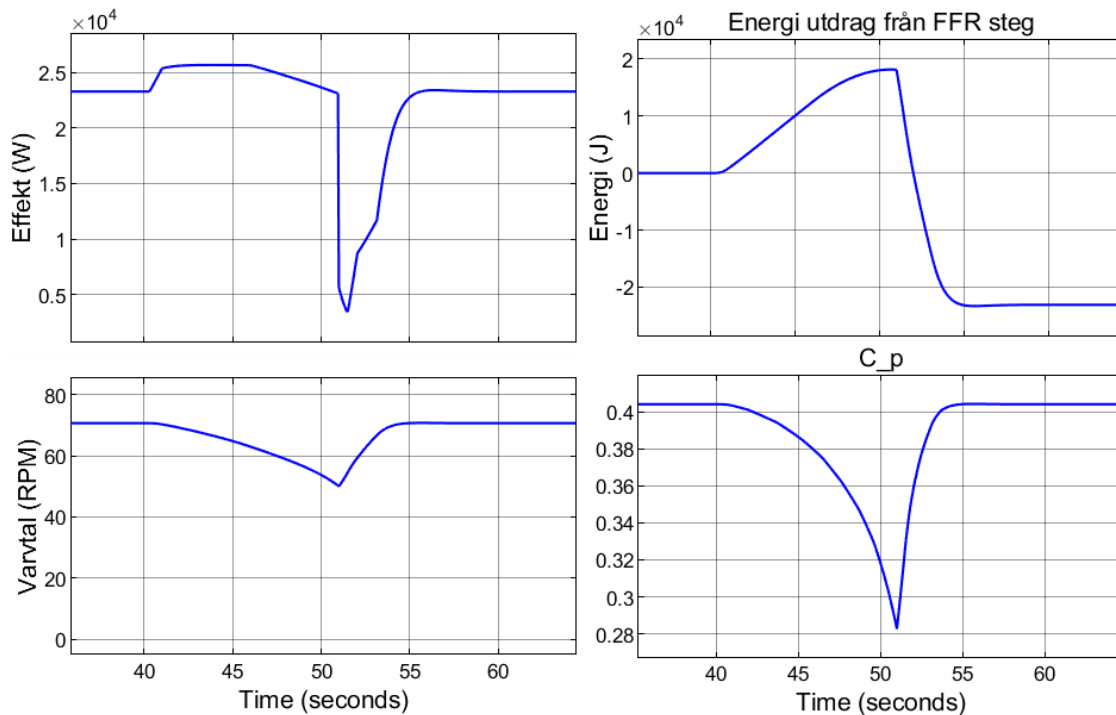
Figur 25: Simulerat beteende för effektsteg på 2.5 kW i 8 m/s vindhastighet utfört enligt SvKs specifikationer

Eftersom buffert tiden var problemet i ovan utförda steget visas i figur 26 istället resultatet ett steg i vilket buffert perioden har tagits bort och återhämtning påbörjas direkt efter steget. Figuren visar dock att detta inte har en påverkan på resultatet. Anledningen till detta är att C_p har sjunkit med 30 procent under steget, från 0.40 till 0.28, och vindkraftverkets tillgängliga effekt har därför också sjunkit med 30 procent eller cirka 7 kW. Gränsen på en maximal återhämtning av 25 procent av stegets kapacitet eller 0.625 kW är därför för låg för att någon återhämtning är möjlig. Konsekvensen är därför att vartalet fortsätter att sjunka och vinkraftverket stannar.



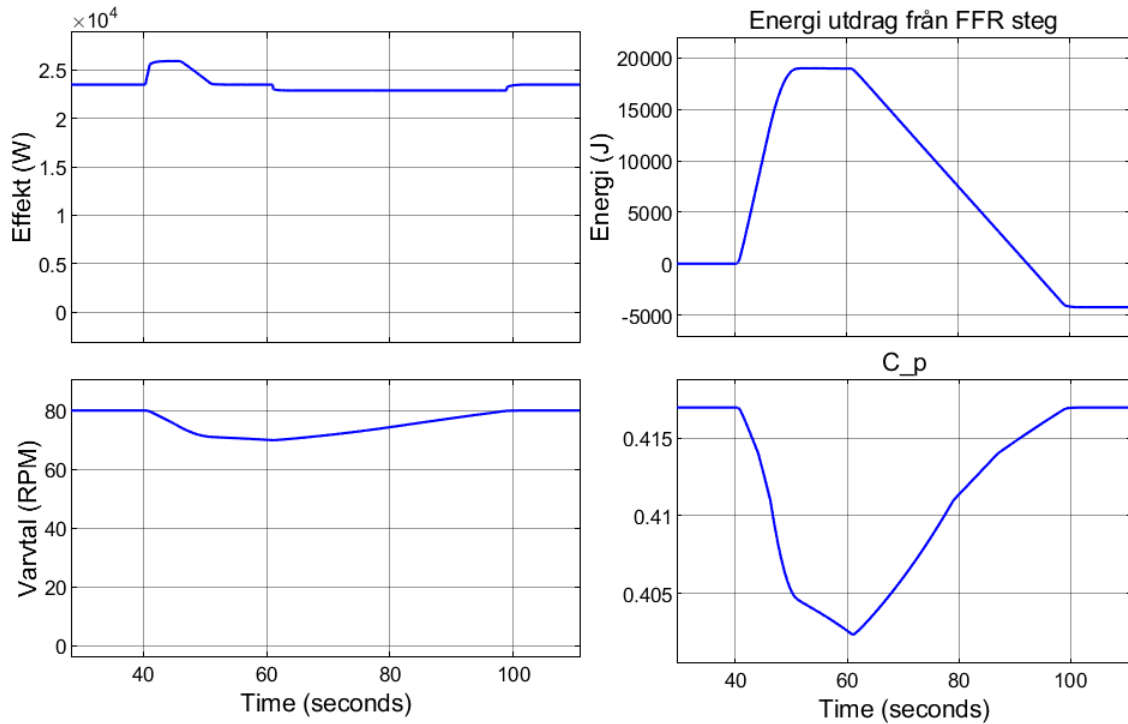
Figur 26: Simulerat beteende för effektsteg på 2.5 kW i 8 m/s vindhastighet utfört utan 10 s buffert period

Då både buffert perioden och kraven på maximal återhämtning leder till att vinkraftverket stannar studeras i figur 27 resultatet om båda av dessa krav tas bort. I detta fall klarar vindkraftverket av steget utan att stanna. Dock för att utföra sin återhämtning minskas den producerade effekten snabbt och kraftigt och återhämtningen kostar mer än den dubbla energin vilket steget ger. Varför återhämtningen blir såpass dyr bygger på minskningen av C_p under steget vilket medför att vinkraftverket ger en dålig effektivitet innan C_p återhämtar sig.



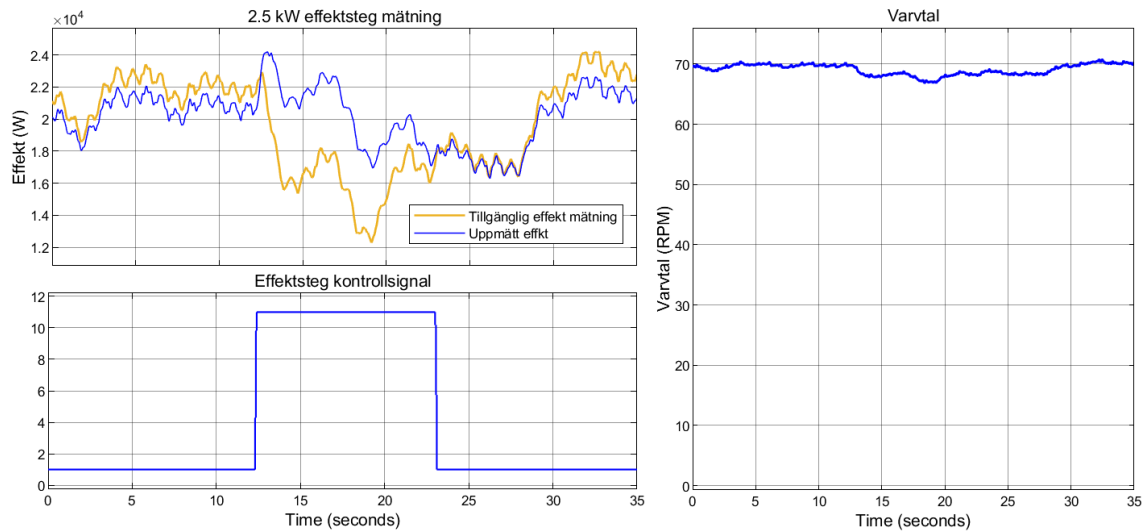
Figur 27: Simulerat beteende för effektsteg på 2.5 kW i 8 m/s vindhastighet utfört utan 10 s buffert period och gränser för återhämtningen

Slutligen för att försöka frångå problematiken med att C_p kraftigt minskar tillåts, i figur 28, ω_T att följa varvtal-momentkurvan för optimal drift, vilket maximerar C_p . Detta är till skillnad från det vanliga fallet vilket begränsar ω_T för att inte överstiga märkvarvtalet, se figur 10. Det vill säga att i figur 28 utförs ett effektsteg på 2.5 kW enligt SvKs specifikationer med en utgångspunkt av ett högre C_p värde samt en högre rotationsenergi i turbinen, dock även med ett ω_T vilket är högre än vad det verkliga vinkraftverket klarar av. Resultatet visar på ett fint steg med en kontrollerad återhämtning och en total energi produktion vilket endast är lite mindre jämför med vad inget steg skulle leverera. Att energiproduktionen blir lägre är förväntat eftersom ω_T sjunker vilket medför mindre C_p och en mindre effektivitet från vindkraftverket under återhämtningen. Anledningen till varför effektsteget utförs väl bygger på det förbättrade utgångsläget då steget utförs med högre rotationsenergin och C_p värde, samt är också grafen för $C_p(\lambda, \beta)$ visad i figur 2 är plan på toppen. Eftersom C_p är plan påverkas det, och därutav även effektiviteten, mindre av det minskande ω_T vilket effektsteget medför.



Figur 28: Simulerat beteende för effektsteg på 2.5 kW i 8 m/s vindhastighet utfört enligt SvKs specifikationer med ökad varvtal och maximalt C_p

Utöver att endast utföra effektstegen i modellen gjordes ett försök att även testa dessa på vindkraftverket under verkliga förhållanden. Resultatet av detta försök visas i figur 29 i vilket den övre grafen visar den uppmätta effekten tillsammans med den tillgängliga effekten som beräknas i vindkraftverket under mätningen och används som referens till steget. Den undre grafen visar istället en kontrolsignal över när steget är aktivt medans den högra grafen visar ω_T . Resultatet som presenteras i figuren kommer ifrån mätfilen "B1_CL4.20.220705.13.37.41.txt" och vindhastigheten var mellan 7 och 8 m/s. Vad resultatet visar är att under steget avviker den uppmätta effekten från den tillgängliga effekten med 2.5 kW likt vad som önskas. Dock krävs det ingen återhämtning efter steget vilket resultaten från modellen menar på att det ska göra. Ytterligare förändras inte ω_T för turbinen betydligt under steget vilket gör det oklart vart den ytterligare energin som steget medför kommer ifrån. Detta antyder på att istället för att den producerade effekten ökar under steget minskar den tillgängliga effekten. Varför den tillgängliga effekten sjunker är oklart, men en möjlig anledning är en felaktig implementation av beräkningen för denna i styrningen av vindkraftverket eller att metoden vilket används för beräkningen inte fungerar för detta ändamål. På grund av problematiken med uppskattningen av den tillgängliga effekten erhålls ingen meningsfull information gällande påverkan av ett effektsteg på vindkraftverket.

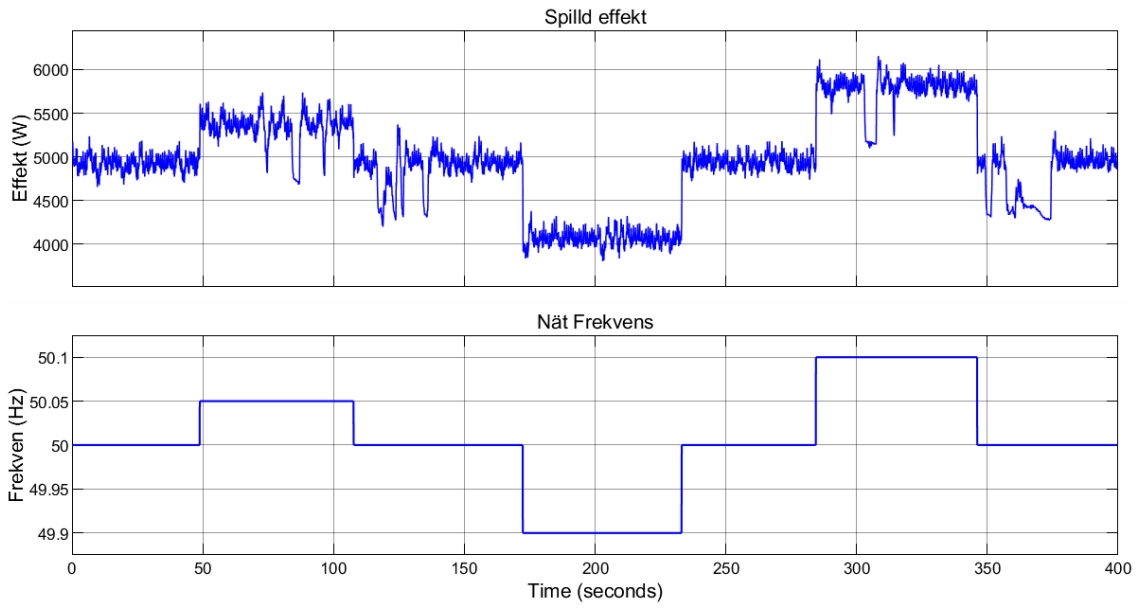


Figur 29: Uppmätt beteende för effektsteg på 2.5 kW i 7 - 8 m/s vindhastighet. Steget fungerar inte eftersom vartalet inte sjunker betydligt under steget.

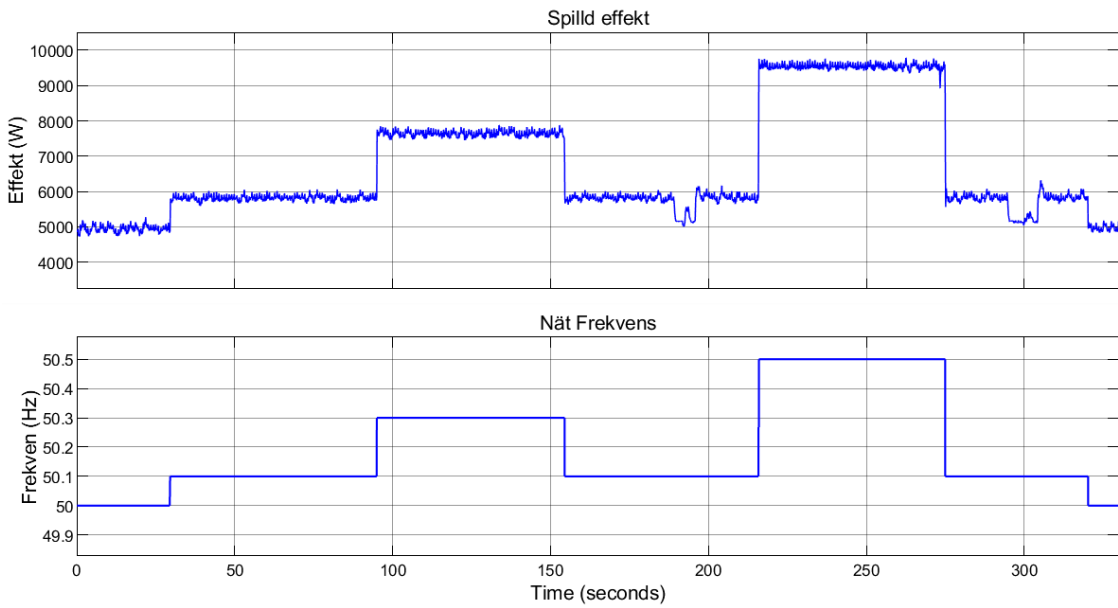
5.3 Spilla vind

I figur 30, 31 och 32 visas mätningar av vindkraftverket vilka beskriver hur väl det kan styras för att bidra med stödtjänsterna FCR-N, FCR-D ned respektive FCR-D upp. Resultatet vilket presenteras kommer ifrån mätfilen "B1_CL4_20_220705_13_07_31.txt" och vindhastigheten var 8 - 11 m/s vilket är tillräckligt för vindkraftverket att uppnå märkeffekt. För dessa tre typer av stödtjänster styrs vindkraftverket för att spilla vind där mängden effekt som spillas beror på vad elnätets frekvens är. Den spilda effekten vilket visas i figurerna är skillnaden mellan producerad effekt och tillgänglig effekt. Frekvensen vilket användes under mätningarna då vindkraftverket testades för dessa stödtjänster kommer från svenska kraftnäts testprogram [9] [10] [11]. Frekvensen under mätningarna låg under cirka en minut på varje nivå och uthållighetskraven för stödtjänsterna testades inte. Resultaten som presenteras visar på att den spilda effekten justeras i takt med att frekvensen förändras där en frekvensförändring på 0.1 Hz medför en justering av den spilda effekten på 1 kW.

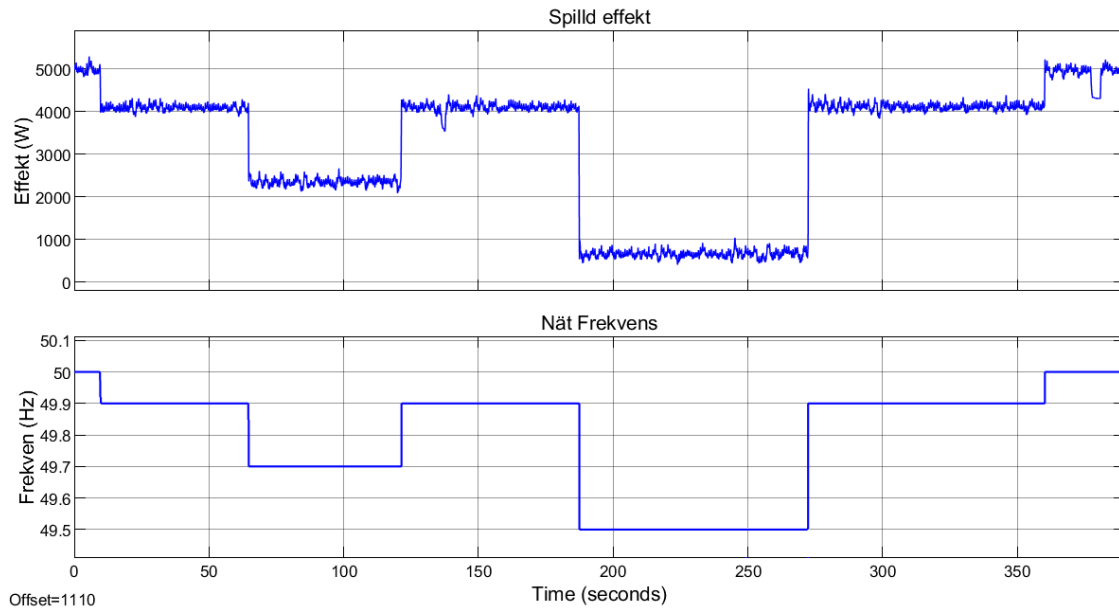
Gällande FCR-N styrningen i figur 30 justeras effekten på ett önskvärt vis efter hur frekvensen förändras och med de använda inställningarna erhålls en FCR-N kapacitet på 1 kW. Den spilda effekten är dock brusig vilket beror på storleken på justeringen av effekten i förhållande till storleken på bruset i effekt signalen. Om istället styrsystemet inställningar justeras för att vara känsligare till förändringar av frekvensen vilket medför att FCR-N kapaciteten ökar kommer bruset att vara mindre betydelse fullt. Detta är fallet för mätningarna av FCR-D ned/upp vilka presenteras i figur 31 och 32 vilka har en kapacitet på 5 kW. Dock erhålls en effektjustering inom frekvensintervallet 49.9 - 50.1 Hz vilket inte är inom reglerna för dessa stödtjänster då dessa endast ska arbeta inom intervallen 50.1 - 50.5 Hz respektive 49.9 - 49.5 Hz. Att effekten justeras inom områden runt 50 Hz beror på felaktig konstruktion av styrsystemet men är något vilket går att korrigera.



Figur 30: Spilld effekt som resultat av förändringar nätfrekvensen enligt testpogram [9].

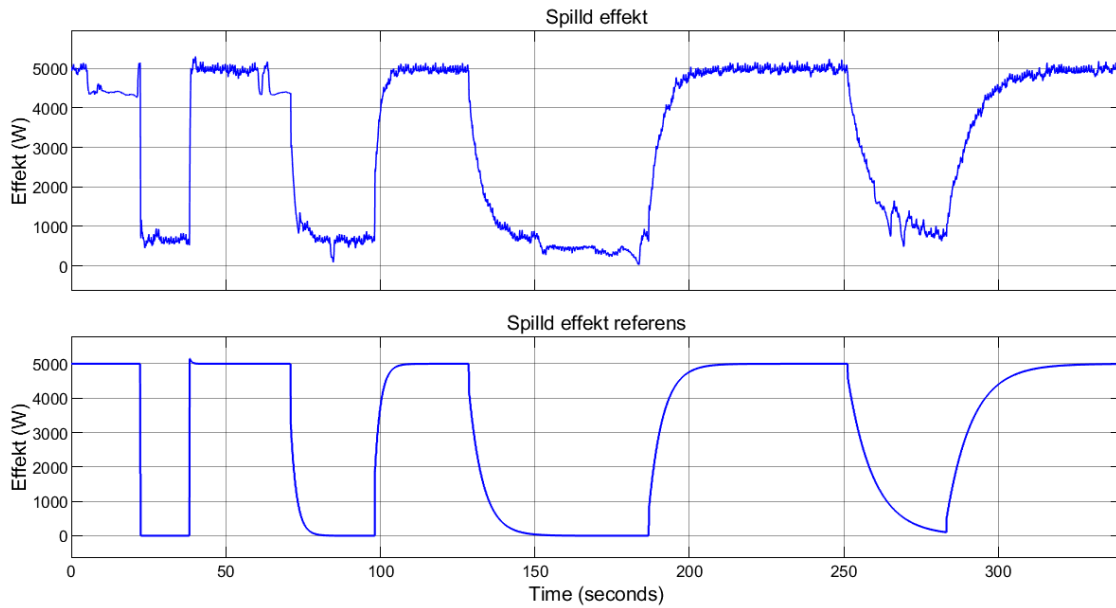


Figur 31: Spilld effekt som resultat av förändringar nätfrekvensen enligt testpogram [10].

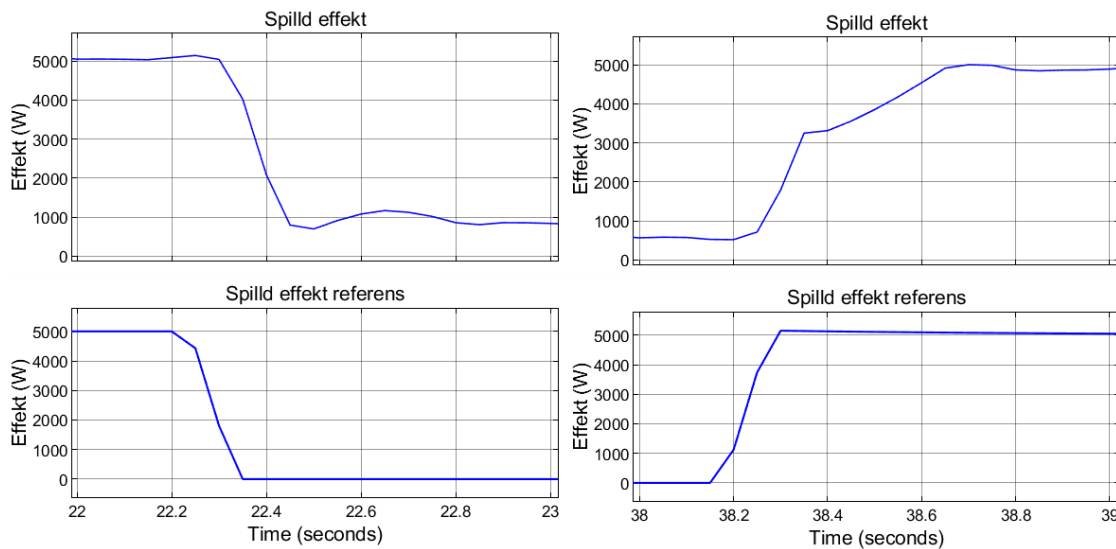


Figur 32: Spilld effekt som resultat av förändringar nätfrekvensen enligt testpogram [11].

Gällande att styra effektproduktionen efter en referens effekt samt snabbheten med vilket vindkraftverket kan aktivera stödtjänster presenteras i mätningar av detta i figur 33. Mätningen som presenteras ligger i övergången mellan filerna “B1_CL4_20_220705_13_07_31.txt” och “B1_CL4_20_220705_13_37_34.txt”. Referens effekten styr vindkraftverket för att fyra gånger övergå från att spilla 5 kW till normaldrift och sedan tillbaka till att spilla 5 kW. Den första gången utförs detta med den största möjliga snabbheten och en inzoomad bild över övergångarna visas i figur 34. Figur 34 visar att kraftverket kan övergå mellan effektniverna på mindre än 1 sekund. De senare fallen i figur 33 visar på att vindkraftverket kan även styras för att utföra denna övergång långsammare ifall detta skulle önskas igenom att lågpas filtrera effekt referensen. Lågpasfiltreringen vilket används i figuren har en gränshäns på 0.5, 0.2 samt 0.1 rad/s. Något som figuren ytterligare visar är att vindkraftverket inte uppnår sitt normaldrift läge utan spiller åtminstone 500 W och anledningen till detta är oklart.

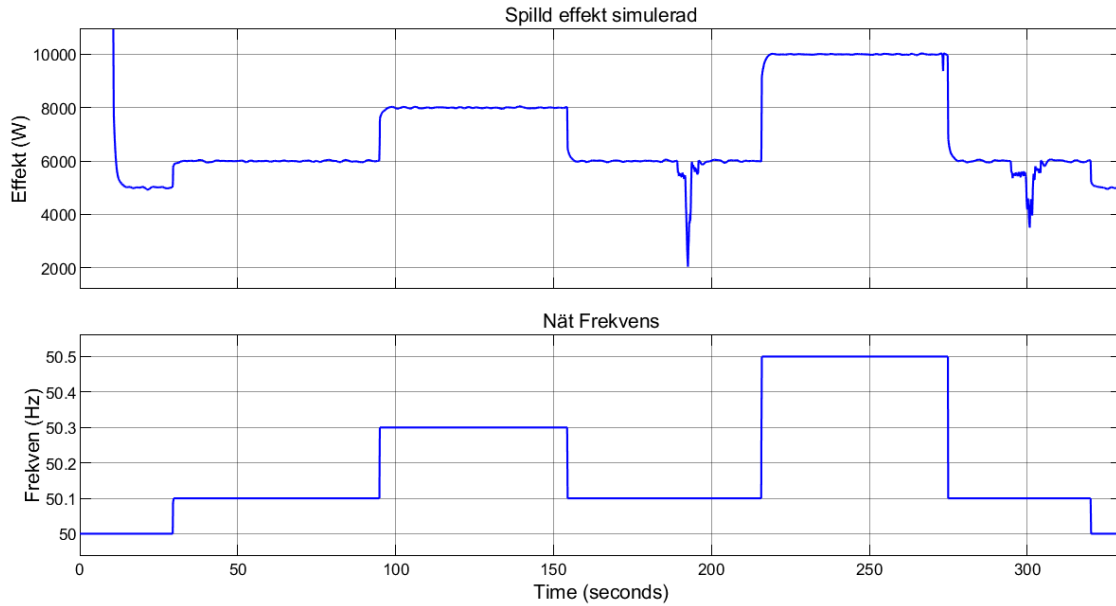


Figur 33: Uppmät spilld effekt som resultat av en referens effekt vilket beskriver hur mycket som ska spillas. Aktiveringstiden för en effektförändring på 5 kW beskrivs vilket går att utföra med varierande snabbhet.



Figur 34: Inzoomad bild över den snabbaste övergången mellan att spilla vind och normaldrift.

För att också visa på hur det ser ut för modellen att simulera spilla vind styrningen beskrivs detta i figur 35. I figuren simulerats fallet för FCR-D ned där modellen styrs efter samma frekvenssignal som i figur 31. Vad som visas är att den spilla effekten stegas upp med ökad frekvens i elnätet likt mätningarna i figur 31. En skillnad mellan modellen och mätningen är dock att modellen visar på vissa spikar i den spilla effekten samt förändras effekten långsammare i modellen. Orsaken till spikarna är antagligen också modellens långsammare effektförändringen då en snabb förändring av den tillgängliga effekten skulle med detta kunna medföra dessa spikar. Att modellen är långsammare att reagera på snabba förändringar är också något vilket poängterades i samband med figur 23



Figur 35: Simulerad spilld effekt som resultat av förändringar nätfrekvensen enligt testprogram [10].

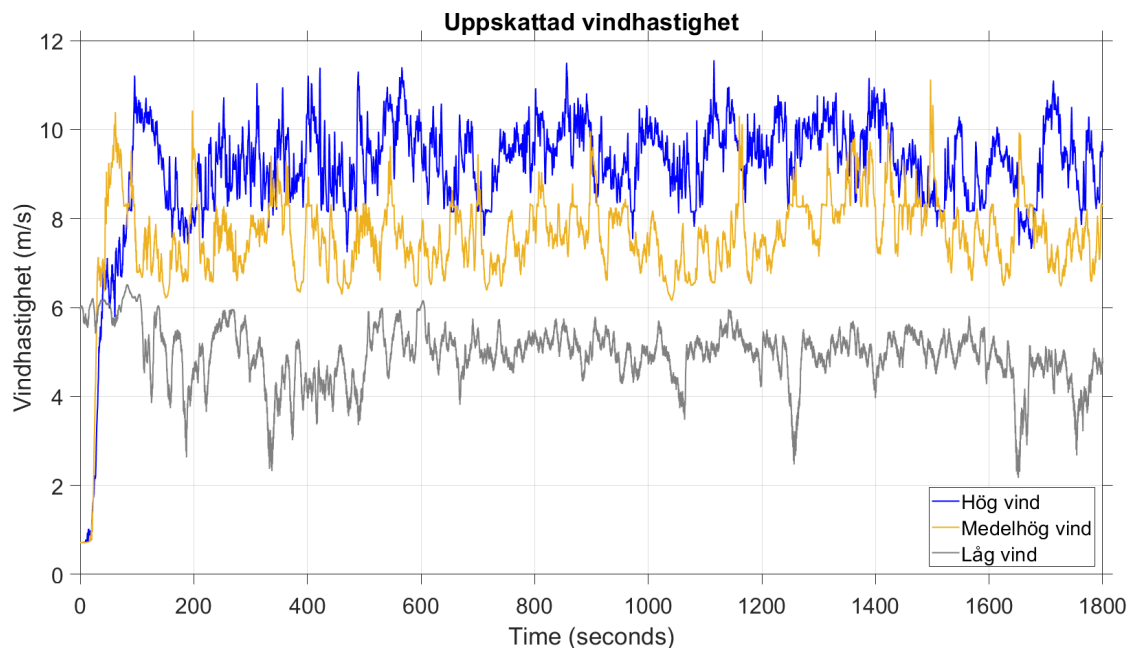
5.3.1 Bladvinkelaktivitet

För att beskriva hur styrningen av vindkraftverket för att spilla vind kan vara slitsamt används måttet $\bar{\beta}_a$, vilket beräknad genom ekvation (7). I tabell 6 presenteras en jämförelse av $\bar{\beta}_a$ för vindkraftverket när det styrs för att spilla 5 kW respektive normaldrift. För de tre vindförhållandena som studerades kommer låg vind från mätfilen “B1.CL3.20.220604.09.-57.13.txt” med en vindhastighet < 6 m/s, medelhög vind från “B1.CL3.20.220124.11.00.44.txt” med en vindhastighet mellan 6 - 9 m/s och hög vind från “B1.CL4.20.220705.13.07.31.txt” med en vindhastighet > 8 m/s. Dessa tre vindförhållanden visas i figur 36. Eftersom det är den simulerade bladvinkelaktiviteten vilket jämförs bygger resultatet på den uppskattade vindhastigheten och därför används inte de första 90 sekunderna av mätfilerna eftersom vindhastigheten inte korrekt uppskattas under detta interval.

Utifrån resultatet av $\bar{\beta}_a$ märks det att för låga och medelhöga vindhastigheter medför att spilla vind en högre $\bar{\beta}_a$, vilket dock inte är fallet för höga vindhastigheter. Höga vindhastigheter medför till och med en minskad $\bar{\beta}_a$ för att spilla vind men om detta är ett generellt resultat eller ett resultat av den mättdatan vilket användes är oklart. En möjlig förklaring till varför vind spillning skulle kunna medföra en lägre $\bar{\beta}_a$ för höga vindhastigheter är på grund av att vindkraftverkets känslighet för förändringar av β är större för större vinklar. Detta resulterar i att vindkraftverket inte kräver lika stora förändringar av β för att styra vindkraftverket. Något att ytterligare påpeka från tabell 6 är att storleken av $\bar{\beta}_a$ för spilla vind vid låg vindhastighet är jämförbar med storleken för normaldrift vid hög vindhastighet. Slutligen är också spilla vinds $\bar{\beta}_a$ lägst för medelhöga vindhastigheter.

Tabell 6: Beräknad $\bar{\beta}_a$ för normaldrift och för att spilla 5 kW i låg, medelhög och hög vind. $\bar{\beta}_a$ beräknas från den simulerade β under dessa förhållanden

	Låg vind (< 6 m/s)	Medel hög vind (6 - 9 m/s)	Hög vind (> 8 m/s)
Normaldrift	0.000 $^{\circ}/s$	0.178 $^{\circ}/s$	0.861 $^{\circ}/s$
Spilla 5 kW	0.802 $^{\circ}/s$	0.474 $^{\circ}/s$	0.725 $^{\circ}/s$



Figur 36: Vindhastighetsförhållanden använda för att jämföra bladvinkelaktiviteten i låg vind (<6 m/s), medel hög vind (6 - 9 m/s), hög vind (>8 m/s). Den uppskattade vindhastigheten används eftersom denna bättre representerar vad vindkraftverket känner av

6 Diskussion

I detta arbete har en modell konstruerats över ett vindkraftverk och dess styrsystem. Detta för att möjliggöra att i modellen kunna utveckla system för att styra vindkraftverket till att bidra med frekvensreglering av elnätet. Målet var också att verifiera dessa styrsystem för frekvensreglering på ett verkligt vindkraftverk.

Gällande modellen klarar den av att väl simulera vindkraftverkets beteende. I tabell 5 uppskattas modellens fel relativt utförda mätningar och resultatet visar på en låg avvikelse mellan modellen och mätdata. Vissa avvikelser uppstår dock där modellen visar på ett något långsammare beteende för snabba förändringar. En anledning till detta är att parametrarna i modellen inte är helt optimala då de har tagits fram genom att pröva olika värden och använt de som ger den bästa passningen med verkligheten. Ingen djupgående analys har därför utförts för att ta fram de bäst passande parametrarna och därför kan de antagligen optimeras ytterligare för en bättre modell.

För att undersöka hur väl vindkraft kan bidra till frekvensregleringen genom att leverera stödtjänster studerades två metoder för att styra vindkraftverket. För att bidra med stödtjänsten FFR styrs vindkraftverket för att utföra effektsteg medan för de långvariga stödtjänsterna FCR och aFRR styrs vindkraftverket för att spilla vind.

Angående styrningen för att bidra med syntetiskt tröghetsmoment genom att utföra effektsteg utfördes detta framförallt i modellen. Anledningen till detta var problem med uppskattningen av den tillgängliga effekten för mätningarna. Resultatet av simuleringarna visade på att följa SvKs krav för dessa steg kan leda till att vindkraftverket stannar ifall de utförs med ett C_p värde vilket redan innan steget inte är optimalt samt med ett otillräckligt ω_T . Finns det dock möjlighet för vindkraftverket att arbeta med optimalt C_p samtidigt som en stor mängd energi finns lagrad i turbinen kan stegen utföras utan problem. Nästa steg är att lösa problemet med uppskattningen av den tillgängliga effekten så att mätningar kan utföras för att verifiera resultaten vilket simuleringarna visar.

När det kommer till att styra vindkraftverket för att spilla vind visar resultaten på att detta kan utföras i mätningar både efter vad frekvensen i elnätet för tillfället är samt efter en referens effekt. Ytterligare klarar vindkraftverket att mycket snabbt ställa om mellan effektnivåer då vindkraftverket kan övergå från normaldrift till att spilla 5 kW (20 procent av märkeffekten) på mindre än 1 sekund. Mätningarna för att spilla vind har dock endast testats i ett vindhastighetsförhållande med hög vindhastighet (8 - 11 m/s). Ytterligare mätningar för att undersöka att spilla vind även fungerar väl under lägre vindhastigheter behöver därför utföras.

Att spilla vind har också en omfattande påverkan på styrningen av β . För att undersöka hurvida denna styrningen av β är mer slitsamt uppskattades vindkraftverkets bladvinkelaktivitet, $\bar{\beta}_a$, genom simuleringar. Detta utfördes för olika vindförhållanden vilket visade att för låga vindförhållanden gav styrningen för att spilla vind 0.802 °/s högre $\bar{\beta}_a$ jämfört med normaldrift medan för höga vindar var spilla vinds $\bar{\beta}_a$ 0.136 °/s lägre jämfört med normaldrift. Varför $\bar{\beta}_a$ för spilla vind är lägre jämfört med normaldrift beror på att spilla vind ger en högre β och vindkraftverket är känsligare för förändringar av högre vinklar. Vad som vidare kan utföras är att undersöka andra metoder för att spilla vind och jämföra metodernas möjlighet till frekvensreglering och slitsamhet med varandra för att hitta metoden vilket ger den bästa balansen mellan dessa två aspekter.

Referenser

- [1] Svenska kraftnät, "Villkor för FCR," tekn. rapport, 2022.
- [2] —, "Testprogram för aFRR," tekn. rapport, 2022.
- [3] —, "Testprogram för mFRR," tekn. rapport, 2022.
- [4] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area – External document," version 1.1, 2021 [Online]. URL: <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf>.
- [5] J. Aho, A. Buckspan, J. Laks m. fl., "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," i *2012 American Control Conference (ACC)*, 2012, 3120–3131. [Online]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6315180> (hämtad 2022-03-27).
- [6] Y. Qi, H. Deng, X. Liu och Y. Tang, "Synthetic Inertia Control of Grid-Connected Inverter Considering the Synchronization Dynamics," *IEEE Transactions on Power Electronics*, årg. 37, nr 2, s. 1411–1421, 2022. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3106948.
- [7] G. Bao, Y. Li, X. He och F. Liu, "Virtual Synchronization Control Strategy of Direct Drive Permanent Magnet Wind Turbine under Load Shedding Operation Mode," i *2019 IEEE International Conference on Robotics and Biomimetics (ROBIO)*, 2019, 2263–2268. [Online]. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8961432> (hämtad 2022-03-27).
- [8] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial och G. Scott, "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, USA, NREL/TP-500-38060, 2009. [Online], Tillgänglig: <https://www.osti.gov/biblio/947422>. (hämtad 2022-03-27).
- [9] Svenska kraftnät, "Testprogram för FCR-N," tekn. rapport, 2022.
- [10] —, "Testprogram för FCR-D nedreglering," tekn. rapport, 2022.
- [11] —, "Testprogram för FCR-D uppregering," tekn. rapport, 2022.
- [12] L. Suja-Thauvin, "Chalmers report, Hönö and V90 turbines in Ashes for FFR analysis," Simis AS, Trondheim, Norge, 2021-1001, 2021.
- [13] M. Goldberg, C. Haag och P. Johansson, "Hub design for Hönö IV, three bladed individual pitch rotor," Scandinavian wind, Karlstad, Sverige, SWE-0068-C, 2018.
- [14] E. Håkansson, L. Johansson, F. Juthe och S. Rutfjäll, "En möjlig framtid för Gotlands elnät; smarta vindkraftverk med frekvensreglering," kandidatarbete, Institutionen för elektroteknik, Chalmers tekniska högskola, Göteborg, Sverige, 2021. [Online], Tillgänglig: <https://odr.chalmers.se/bitstream/20.500.12380/302500/1/En%20m%C3%B6jlig%20framtid%20f%C3%B6r%20Gotlands%20eln%C3%A4t.pdf>.
- [15] L. Lu, "Enhanced Frequency Support Capability from Wind Turbines and Plants," doktorsavhandling, Department of wind energy, Technical University of Denmark, Köpenhamn, Danmark, 2022.
- [16] B. Lennartson, *Reglerteknikens grunder*, 4:9, uppl. Lund, Sverige: Studentlitteratur AB, 2002.

A Matlabkod

För att utföra simuleringen behövs först det följande Matlabskriptet köras då det ligger i samma mapp som Simulinkmodellen, mätfilerna som undersöks, kanaluppdelningen och data gällande $C_p(\lambda, \beta)$. Skriptet anropar kanaluppdelnings funktionen vilket delar upp mätdatan i deras olika storheter, vindhastighet, baldvinkle, vinkelhastighet, mm. Kanaluppdelningen visas under Matlabskriptet. Observera att om en mätfil av typen CL3 ska studeras innehåller denna inte information gällande spilld effekt och nätfrekvens. På grund av detta behövs rad 14 för att utöka mätfilen med nollor vilka representerar spilld effekt och nätfrekvens.

```
1 clear
2
3 %===== Inlasning av matdata =====
4 delimiterIn = '\t';
5
6 filename1 = ['B1_CL4_20_220705_13_07_31.txt'];
7 measurements1 = importdata(filename1, delimiterIn);
8 filename2 = ['B1_CL4_20_220705_13_37_34.txt'];
9 measurements2 = importdata(filename2, delimiterIn);
10
11 measurements = [measurements1; measurements2];
12
13 %Inkludera foljande ifall CL3 matfil studeras:
14 %measurements(:,67:68) = zeros(length(measurements(:,1)),2);
15
16 input = measurements;
17
18 kanaluppdelning20220705; % Matdatan delas up i effekt , vindhastighet ,
19 mm.
20
21 %===== DC-generator komponenter: =====
22 J = 2600/(20^2); % Troghetsmoment [kgm^2]
23 b = 0.1; % Dampning
24 Kp = 3; % PI-reg
25 Ki = 5; % PI-reg
26
27 %===== NREL-reg: =====
28 Sampl_t = 0.05; % [s] Sampling time of the
29 controller
30 CornerFrequency = 10; % [rad/s] Corner frequency of the
31 generator speed low pass filter
32 VS_CtInSp = 5.7; % [rad/s] Cut-in generator speed
33 VS_RtPwr = 25000; % [W] Rated generator power
34 VS_RtGnSp = 7.45; % [rad/s] Rated generator speed
35 VS_Rgn3MP = 1.6; % [rad] Pitch angle to stay in
36 Region 3
37 VS_Slope15 = 2600; % [W/(rad/s)] Slope of torque curve
38 in Region 1.5
39 VS_Rgn2Sp = 6.2; % [rad/s] Lower generator speed
40 limit for Region 2.
41 VS_Rgn2K = 35; % [W/(rad/s)^2] Region 2 generator torque
42 constant.
43 VS_TrGnSp = 7; % [rad/s] Lower generator speed
44 limit for Region 2.5.
45 VS_Slope25 = 3500; % [W/(rad/s)] Slope of torque curve
46 in Region 2.5
```

```

39 VS_SySp           = 6.5;           % [rad/s]           Generator speed where
    torque would be zero if in Region 2.5. (Construction help point.)
40 VS_MaxTq         = 225;           % [Nm]           Maximum generator torque
41 VS_MaxRat        = 500;           % [Nm/s]         Maximum generator torque
    rate
42 PC_MaxPit        = 1.5708;        % [rad]           Maximum allowed pitch
    angle (Fully feathered position)
43 PC_MinPit        = 0.0349;        % [rad]           Minimum allowed pitch
    angle (Fully fine position)
44 PC_KP            = 0.35;           % [rad/(rad/s)] Pitch controller
    Proportional gain
45 PC_KI            = 0.22;           % [rad/(rad/s)] Pitch controller
    Integral gain
46 PC_KK            = 0.4;           % [rad]           The pitch angle at
    which the pitch sensitivity is double the pitch sensitivity at
    pitch = 0 rad.
47 PC_MaxRat        = 0.2;           % [rad/s]         Maximum allowed pitch
    rate
48 VS_SlPc          = 10;
49 StoppingPitchSpeed = 0.0349;      % Pitch rate when stopping the
    turbine
50 StartingPitchSpeed = -0.0249;     % [rad/s] Pitch rate when starting
    the turbine
51 PC_RefSpd        = 7.85;           % [rad/s] Reference generator speed
52 Run_Stop         = 1;
53
54
55 %===== Vindkraftverk parametrar =====
56 Lambda_opt=8.75;   % Optimal lambda
57 rho=1.225;         % [kg/m^3] Air density
58 d=16;             % [m] Turbine diameter
59 R = d/2;          % [m] Turbine radius
60 Cpmax=0.418;      % Maximum Power Coefficient of the turbine with
    MinPit at 2 deg.
61 A=pi*R.^2;       % [m^2] Turbine area.
62
63
64 %==== Stopping and Starting Pitch Speed Adjustment Near Feathered ====
65 SaS = [PC_MinPit 1;
66        PC_MaxPit*0.85 1;
67        PC_MaxPit*0.98 0.15;
68        PC_MaxPit*1.2 0.15;];
69
70 SaS_table = SaS(1:end,2:end);
71 SaS_BP = SaS(1:end,1)'; % Rad index for tabell
72
73
74 %===== Cp(lambda, Beta) tabell =====
75 load('CP_data.mat'); % Data for Cp tabell
76 breakpoints1 = data(2:end,1)'; % Rad index for tabell
77 breakpoints2 = data(1,2:end); % Kolumn index for tabell
78 table_data = data(2:end,2:end); % Output varden for tabell
79
80 %===== Max Cp for alla vinklar over 2 grader =====
81 Cp_B0 = table_data;
82 Cp_B0(:,1) = 0;

```



```

83 Max_Cp = [breakpoints1 ' max(Cp_B0') '];
84 Vector_data = max(Cp_B0') '];
85
86 %===== Spill metod antal =====
87 breakpoints3 = flip(table_data(32,1:7)); % Rad index for bladvinkel
      tabel
88 Beta = flip(breakpoints2(1:7)); %Varden for bladvinkel
89 Pspill = 0; %Antal watt som spills
90
91 %===== Tid och effekt=====
92 time1=linspace(0,length(time)*Sampl_t,length(time))'; % [s] For att
      matningarna
93 % ska borja pa t = 0
94 Pel=(DCV.* DCC)./1000; % [kW] Berakna elektrisk effekt (Pel) med
95 % DC-link spanning (DCV) and strom (DCC)
96 Eleff=0.89; % Generator varkningsgrad.
97 Pmec=Pel/Eleff; % [kW] Mekanisk effekt
98
99 %===== Bearbetning av frekvens data =====
100 load('FrekvensData.mat'); %Las in frekvens data
101 freq = Frekvens.freq_vector; %Hamta frekvens vektor
102
103 %Leta efter position med minsta frekvens
104 min_freq = min(min(freq));
105 size_freq = size(freq);
106 for i = 1:size_freq(1)
107     for j = 1:size_freq(2)
108         if freq(i,j) == min_freq
109             index=[i j];
110         end
111     end
112 end
113
114 %Skapa en 15 min lang frekvens och tid vektor runt minsta vardet
115 freq15 = freq(index(1),index(2)-4500:index(2)+3499);
116 time_freq=linspace(0,length(freq15)/10,length(freq15))'; %Div 10 pga 10
      Hz sampling av frekvens
117
118 %===== Input till Simulink =====
119
120 % Generator hastighet
121 GenSpeed = timetable(seconds(time1),TurbSpeed2);
122
123 % Vind hastighet
124 Wind = timetable(seconds(time1), WS30);
125
126 % Spets hastighet
127 V_tip = timetable(seconds(time1), (2*pi*TurbSpeed2)/60*R);
128
129 % Elektrisk effekt
130 P_mec = timetable(seconds(time1), Pmec*1000);
131
132 % Mekanisk effekt
133 P_el = timetable(seconds(time1), Pel*1000);
134
135 % Bladvinkel grader

```

```

136 Vinkel = timetable(seconds(time1), PAB1);
137
138 % Tillganglig effekt fran vindkraftverk
139 MPE = timetable(seconds(time1), MaxPwrEst);
140
141 % Frekvens data
142 Frekvens = timetable(seconds(time_freq), freq15 ');
143
144 %FFR signal
145 FFR_sig = timetable(seconds(time1), Marker);
146
147 %P_Wasted
148 P_waste = timetable(seconds(time1), Pwaste);
149
150 % Nat frekvens
151 Fgrid = timetable(seconds(time1), Fgrid);
152
153 %===== Hamta parametrar fran modell =====
154 out = sim('Fullstandigt_system_modell_CL4.slx'); %Kor
      modellen
155 open('Fullstandigt_system_modell_CL4.slx'); %oppna
      modellen
156
157 time_out = get(out,"tout"); %Hamta tid vektor
158 Bladvinkel = get(out, 'Bladvinkel'); %Hamta uppmatt
      bladvinkel
159 Bladvinkel_sim = get(out, 'Bladvinkel_sim'); %Hamta simulerad
      bladvinkel
160 Varvtal = get(out, 'Vinkelhastighet'); %Hamta uppmatt varvtal
161 Varvtal_sim = get(out, 'Vinkelhastighet_sim'); %Hamta simulerat
      varvtal
162 Effekt = get(out, 'Effekt'); %Hamta uppmatt effekt
163 Effekt_sim = get(out, 'Effekt_sim'); %Hamta simulerad effekt
164 Tillganglig = get(out, "Tillganglig");
165
166 %===== Passning av modell =====
167 remove_t = 90*(1/Sampl.t); %Ta bort de forsta 90 sekunder for att
      undvika upprampning av modellen
168 time_out(1:remove_t) = [];
169 Varvtal(1:remove_t) = [];
170 Bladvinkel(1:remove_t) = [];
171 Effekt(1:remove_t) = [];
172 Varvtal_sim(1:remove_t) = [];
173 Bladvinkel_sim(1:remove_t) = [];
174 Effekt_sim(1:remove_t) = [];
175 Tillganglig(1:remove_t) = [];
176
177 y_bar(1) = max(Varvtal)-min(Varvtal);
178 y_bar(2) = max(Bladvinkel)-min(Bladvinkel);
179 y_bar(3) = max(Effekt)-min(Effekt);
180
181 %Chi 2
182 Chi2(1) = 1./length(Varvtal)*sum((Varvtal-Varvtal_sim).^2./Varvtal_sim)
      ; %berakna chi^2 for varvtal
183 Chi2(2) = 1./length(Bladvinkel)*sum((Bladvinkel-Bladvinkel_sim).^2./
      Bladvinkel_sim); %berakna chi^2 for bladvinkel

```

```

184 Chi2(3) = 1./length(Effekt)*sum((Effekt-Effekt_sim).^2./Effekt_sim);
185 Chi2(4) = 1./length(Effekt)*sum((Effekt-Tillganglig).^2./Tillganglig)
      %berakna chi^2 for effekt
186
187 %MAE
188 MAE(1) = 1./length(Varvtal)*sum(abs(Varvtal-Varvtal_sim));
      %berakna chi^2 for varvtal
189 MAE(2) = 1./length(Bladvinkel)*sum(abs(Bladvinkel-Bladvinkel_sim));
      %berakna chi^2 for bladvinkel
190 MAE(3) = 1./length(Effekt)*sum(abs(Effekt-Effekt_sim));
      %berakna chi^2 for effekt
191 MAE(4) = 1./length(Effekt)*sum(abs(Effekt-Tillganglig))
192
193 %NMAE
194 NMAE(1) = 1./(length(Varvtal)*y_bar(1))*sum(abs(Varvtal-Varvtal_sim));
      %berakna chi^2 for varvtal
195 NMAE(2) = 1./(length(Bladvinkel)*y_bar(2))*sum(abs(Bladvinkel-
      Bladvinkel_sim)); %berakna chi^2 for bladvinkel
196 NMAE(3) = 1./(length(Effekt)*y_bar(3))*sum(abs(Effekt-Effekt_sim));
      %berakna chi^2 for effekt
197 NMAE(4) = 1./(length(Effekt)*y_bar(3))*sum(abs(Effekt-Tillganglig))
198
199 %NRMSE
200 NRMSE(1) = 1/y_bar(1)*sqrt(sum((Varvtal-Varvtal_sim).^2)/length(Varvtal
      )); %berakna chi^2 for varvtal
201 NRMSE(2) = 1/y_bar(2)*sqrt(sum((Bladvinkel-Bladvinkel_sim).^2)/length(
      Bladvinkel)); %berakna chi^2 for bladvinkel
202 NRMSE(3) = 1/y_bar(3)*sqrt(sum((Effekt-Effekt_sim).^2)/length(Effekt));
      %berakna chi^2 for effekt
203 NRMSE(4) = 1/y_bar(3)*sqrt(sum((Effekt-Tillganglig).^2)/length(Effekt))
204
205 %===== pitchaktivitet =====
206
207 aktivitet=[0; abs(diff(Bladvinkel))]; %lagger till 0 for att
      aktivitet skall ha samma langd som tid
208 medelaktivitet=sum(aktivitet) / (time_out(end)-time_out(1)) %
      medelvarde av grader / sekund for uppmatt signal
209
210 aktivitet_sim=[0; abs(diff(Bladvinkel_sim))];
211 medelaktivitet_sim=sum(aktivitet_sim) / (time_out(end)-time_out(1)) %
      medelvarde av grader / sekund for simulerad signal

```

```

1 %KANALUPPDELNING20211007.M
2 % Splits the matrix named input into different measured channel vectors
3
4 % Chalmers wind turbine channel list valid after 2021-10-27.
5 time=input(:,1);           %Time UTC+1 [s]
6 GenTorqSP=input(:,2);     %Generator Torque SetPoint [Nm]
7 DCCREF=input(:,3);       %DC-current ref [A]
8 PA_B1_SP=input(:,4);     %Pitch Angle SetPoint Blade 1. [deg] All
    blades have the same setpoints.
9 YS=input(:,5);           %Yaw Speed Hydraulic valve setpoint [%]
10 YDL=input(:,6);         %Yaw Damping Left valve setpoint [%]
11 YDR=input(:,7);         %Yaw Damping Right valve setpoint [%]
12 Dig_IO_Status=input(:,8); %Digital I/O States see sep table
13 SysMode=input(:,9);     %Wind turbine controller Mode [enum]
14 DCC=input(:,10);        %DC link generator Current [A]
15 DCV=input(:,11);        %DC link generator Voltage [V]
16 XTurbSpeed1=input(:,12); %Rotor Speed sensor 1 [rpm] LP filtered, 20
    000 pulses/turn
17 TurbSpeed2=input(:,13);  %Rotor Speed sensor 2 [rpm] 30 pulses/turn
18 B1Pos=input(:,14);      %Blade 1 Position [deg] Increasing 0 -360 at
    forward rotation, Zero when blade 1 is straight up.
19 GTEMP1=input(:,15);     %Generator TEMPeratue sensor 1 [degC]
20 GTEMP4=input(:,16);     %Generator TEMPeratue sensor 4 [degC]
21 AIRTN=input(:,17);      %AIR Temperature, Nacelle [degC]
22 HOP=input(:,18);        %Hydraulic Oil Pressure [bar]
23 HYMP1=input(:,19);      %Hydraulic Yaw Motor Pressure side 1 [bar]
24 HYMP2=input(:,20);      %Hydraulic Yaw Motor Pressure side 2 [bar]
25 NAX1=input(:,21);       %Nacelle Accelerometer X direction 1 [m/s2]
    Accelerometer 1 is in front
26 NAX2=input(:,22);       %Nacelle Accelerometer X direction 2 [m/s2]
    All accelerometer directions are relative to nacelle. X is axial (
    turbine shaft) dir. + is towards stern
27 NAY1=input(:,23);       %Nacelle Accelerometer Y direction 1 [m/s2]
    Y is sideways. + is towards Starboard
28 NAY2=input(:,24);       %Nacelle Accelerometer Y direction 2 [m/s2]
    Accelerometer 2 is mounted in rear part
29 NAZ1=input(:,25);       %Nacelle Accelerometer Z direction 1 [m/s2]
    Note the 5 deg tilt of the nacelle. Z is "vertical". + is upwards.
30 NAZ2=input(:,26);       %Nacelle Accelerometer Z direction 2 [m/s2]
31 YP=input(:,27);         %Yaw Position 0 - (5 * 360) deg [deg] YS MOD
    360 equals compass direction.
32 WDNA=input(:,28);       %Wind Direction Nacelle Analog [deg]
33 AIRHNA=input(:,29);     %AIR Humidity Nacelle [rel %BRDTEMP=input
    (:,23); %Brake Disc TEMPerature [deg C] IR sensor
34 BRDTEMP=input(:,30);    %Brake Disc TEMPeraturev [degC]
35 PAB1=input(:,31);       %Pitch Angle Blade 1 [deg]
36 PAB2=input(:,32);       %Pitch Angle Blade 2 [deg]
37 PAB3=input(:,33);       %Pitch Angle Blade 3 [deg]
38 B1POS=input(:,34);      %Blade 1 POSition (Voltage from sector
    system)
39 B2POS=input(:,35);      %Blade 2 POSition (Voltage from sector
    system)
40 B3POS=input(:,36);      %Blade 3 POSition (Voltage from sector
    system)
41 R24VMON=input(:,37);    %Rotating system 24V MONitor [V]

```

```

42 AIRHH1=input (:,38); %AIR Humidity Hub 1 [rel %]
43 AIRTH1=input (:,39); %AIR Temperature Hub 1 [deg C]
44 RST2=input (:,40); %Rotor Shaft Torque [Nm]
45 B1EMR=input (:,41); %Blade 1 Edge Moment Root [V/V]
46 B1FMR=input (:,42); %Blade 1 Flap Moment Root [V/V]
47 B2EMR=input (:,43); %Blade 2 Edge Moment Root [V/V]
48 B2FMR=input (:,44); %Blade 2 Flap Moment Root [V/V]
49 B3EMR=input (:,45); %Blade 3 Edge Moment Root [V/V]
50 B3FMR=input (:,46); %Blade 3 Flap Moment Root [V/V]
51 B1FM20A=input (:,47); %Blade 1 Flap Moment 2.0 meter a Upwind [V/V]
    ]
52 B1FM20B=input (:,48); %Blade 1 Flap Moment 2.0 meter a Downwind [V/V]
    /V]
53 B1FM35A=input (:,49); %Blade 1 Flap Moment 3.5 meter a Upwind [V/V]
    ]
54 B1FM35B=input (:,50); %Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Downwind [V/V]
    /V]
55 B1FM50A=input (:,51); %Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Upwind [V/V]
    ]
56 B1FM50B=input (:,52); %Blade 1 Flap Moment 5.0 meter a Downwind [V/V]
    /V]
57 B2FM20A=input (:,53); %Blade 2 Flap Moment 2.0 meter a Upwind [V/V]
    ]
58 B2FM20B=input (:,54); %Blade 2 Flap Moment 2.0 meter a Downwind [V/V]
    /V]
59 B2FM35A=input (:,55); %Blade 2 Flap Moment 3.5 meter a Upwind [V/V]
    ]
60 TMBNS=input (:,56); %Tower Moment, Base North-South [Nm]
61 TMBEW=input (:,57); %Tower Moment, Base East-West [Nm]
62 WD30=input (:,58); %Wind Direction 30 m height met mast [deg]
    10 Hz update frequency
63 WS30=input (:,59); %Wind Speed, 30 m height met mast (m/s) 10
    Hz update frequency
64 WDN=input (:,60); %Wind Direction Nacelle (relative YP) [deg]
    2 Hz update frequency
65 WSN=input (:,61); %Wind Speed Nacelle (m/s) 2 Hz update
    frequency
66 Marker=input (:,62); %Not in use
67 TMBTOR=input (:,63); %Tower Moment Base TORsion [V/V]
68 OptRpm=input (:,64); %Optimal Rpm [rpm]
69 WindEst=input (:,65); %Wind Estimation [m/s]
70 MaxPwrEst=input (:,66); %Max Power Estimation/Available Power [kW]
71 Fgrid=input (:,67); %Grid Frequency [Hz]
72 Pwaste=input (:,68); %The amount of power to reduce turbine
    output with [W]

```

B $C_p(\lambda, \beta)$ 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

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	18	20	22	24	26	28	30	32	34	36
2	0.0150	0.0150	0.0160	0.0160	0.0170	0.0170	0.0180	0.0190	0.0200	0.0210
3	0.0200	0.0210	0.0210	0.0220	0.0240	0.0250	0.0270	0.0280	0.0290	0.0300
4	0.0260	0.0280	0.0300	0.0320	0.0340	0.0360	0.0380	0.0380	0.0380	0.0360
5	0.0360	0.0390	0.0410	0.0440	0.0470	0.0470	0.0460	0.0430	0.0390	0.0340
6	0.0490	0.0530	0.0560	0.0580	0.0570	0.0540	0.0480	0.0420	0.0340	0.0260
7	0.0660	0.0700	0.0700	0.0660	0.0600	0.0530	0.0440	0.0340	0.0240	0.0140
8	0.0840	0.0810	0.0760	0.0680	0.0580	0.0470	0.0350	0.0220	0.0100	1.0000e-13
9	0.0950	0.0880	0.0770	0.0650	0.0510	0.0370	0.0220	0.0070	7.0000e-13	1.8000e-12
10	0.1010	0.0880	0.0740	0.0580	0.0410	0.0230	0.0050	1.1000e-12	2.5000e-12	3.7000e-12
11	0.1030	0.0860	0.0670	0.0480	0.0270	0.0060	1.4000e-12	3.1000e-12	4.4000e-12	5.9000e-12
12	0.1010	0.0800	0.0570	0.0330	0.0090	1.4000e-12	3.5000e-12	5.2000e-12	6.8000e-12	8.4000e-12
13	0.0960	0.0710	0.0440	0.0160	1.2000e-12	3.7000e-12	5.8000e-12	7.5000e-12	9.4000e-12	1.0900e-11
14	0.0890	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
15	0.0790	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
16	0.0660	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
17	0.0500	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
18	0.0330	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
19	0.0130	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
20	1.0000e-12	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
21	3.5000e-12	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
22	6.4000e-12	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
23	9.4000e-12	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
24	1.2700e-11	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
25	1.6200e-11	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
26	1.9600e-11	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
27	2.3900e-11	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
28	2.8500e-11	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
29	3.3500e-11	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
30	3.8700e-11	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
31	4.4300e-11	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
32	5.0000e-11	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
33	5.5900e-11	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
34	6.2100e-11	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
35	6.8400e-11	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
36	7.4800e-11	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
37	8.1400e-11	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
38	8.8200e-11	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
39	9.5100e-11	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
40	1.0230e-10	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
41	1.0960e-10	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
42	1.2490e-10	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
43	1.3290e-10	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
44	1.4100e-10	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
45	1.4920e-10	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

	21	22
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