

Reglering av solcellers omriktare

Spänningar och förluster i elnätet



Ahmet Elmas

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Faculty of Engineering, Lund University

[Denna sida har avsiktligen lämnats blank]

Reglering av solcellers omriktare

Spänningar och förluster i elnätet

Ahmet Elmas



LUND UNIVERSITY

Examensarbete

IEA

Lunds Tekniska högskola

2020

MSc Thesis
CODEN:LUTEDX/(TEIE-5448)/1-45/(2020)

Division of Industrial Electrical Engineering and Automation
Lund University
Box 118
SE-221 00 LUND
Sweden

©2020 by Ahmet Elmas. All rights reserved.
Printed in Sweden by Tryckeriet in E-huset.
Lund 2020

Regulation of solar inverters

Voltages and losses in the electricity grid

Abstract

Solar cells are becoming increasingly common in the low voltage grid. Large amounts of solar power can lead to overvoltages in the electricity grid. This overvoltage is one of the factors that limit the amount of solar in a network/area. In order to allow an increasing amount of solar power, the voltage must be regulated. This work examines a scenario with voltage control by reactive power and active power reduction, mainly with PI control and for a comparison with the droop method, where the latter is a method that is in use today.

The work specifies on reactive power control and also active power reduction in the solar inverters, power losses and stability. This comparison is achieved by constructing a simulation platform containing five PV plants linked to a radial low voltage grid.

The PI method proved to be a reliable tool for controlling the voltage level in the mains while only being active exactly when needed i.e. only when the voltage level has passed the acceptable value. The regulation works individually for each inverter, which gives the opportunity to easily expand the system without the need for recalibration. Similar results are obtained with the addition of active power reduction with the difference that the regulator began to reduce active power after the reactive power reserve was depleted. In comparison with the droop method, the PI method proved to be activated first when necessary thus giving losses in the electricity grid at higher net power. The PI regulation proved to be stable and effective, despite suboptimal parameters.

[Denna sida har avsiktligen lämnats blank]

Reglering av solcellers omriktare

Spänningar och förluster i elnätet

Sammanfattning

Det blir allt vanligare med solceller hos konsumenter uppkopplade till lågspänningsnätet och stora mängder solceller leder till överspänningar i elnätet. Denna överspänning är en av faktorerna som begränsar mängden solceller i ett nät/område, och måste därför kunna regleras. Av flera olika metoder så hanterar detta arbete en undersökning av scenariot med spänningsreglering via reaktiv effekt, främst med PI-reglering samt för en jämförelse med droop-metoden. Den sistnämnda är en metod som är i bruk idag.

Arbetet specificerar sig på reaktiv effekt-reglering och även aktiv effekt-reducering i solcellernas omriktare, effektförluster samt stabilitet. Denna jämförelse åstadkoms genom att konstruera en simuleringsplattform innehållandes fem PV-anläggningar sammanlänkade med ett radiellt lågspänningsnät.

PI-metoden visade sig vara ett tillförlitligt verktyg för att styra spänningsnivån i elnätet och som endast är aktiv när behovet finns, d.v.s. när behov först när spänningsnivån passerat det acceptabla värdet. Regleringen fungerar individuellt vilket ger möjligheten att med enkelhet bygga ut systemet utan att behöva recalibrera systemet. Liknande resultat erhålls vid tillägget av aktiv effekt-reducering med skillnaden att den mättade regulatorn började reducera aktiv effekt också. I jämförelse med droop-metoden visade sig PI-metoden ge förluster i elnätet först vid högre effekt. PI-regleringen visade sig vara stabil och effektiv, trots att parametrarna valts relativt godtyckligt utan optimering.

[Denna sida har avsiktligen lämnats blank]

Förord och tillkännagivelser

Arbetet utfördes på avdelningen för Industriell Elektroteknik och Automation på Lunds Tekniska Högskola inom programmet Elektroteknik. Innehållet är en simuleringsstudie i syfte att jämföra två metoder som har en stor inverkan på hur spänningsnivån regleras bland hushåll med stor andel solceller installerade.

Jag vill tacka följande för deras insatser och expertis under arbetets långa gång. Tack till mina handledare, huvudhandledare Olof Samuelsson och biträdande handledare Martin Lundberg.

Tack till mina opponenter, Adam Nolte och Tuan Nam Vuong.

Tack till examinator Mats Lilja.

“There is no point in using the word 'impossible' to describe something that has clearly happened.”

— Douglas Adams

Ordlista

Asymptot	En rät linje som en kurva närmar sig. s. 9, 10
CVS	Controlled Voltage Source. Konverterar en Simulink-signal till ett spänningsvärde. Blocket tillhandahålls av Simscape-biblioteket. s. 15
DQ0	Direct-quadrature-zero. Projicerar vektorer på ett tre-vektor-plan (i.e. 3ϕ -spänningarna V_a , V_b och V_c) till och från ett två-vektor-plan (V_d och V_q), samt roterar dessa kring 0-axeln. s. 16
Equally sharing	Regleringsstrategi: Omriktarna till PV-enheterna ger samma reaktiv effektbidrag med droop-metoden. s. 2, 22, 28, 31, 33, 35, 36, 39, 42, 43
IoT	Sakernas internet. Diverse apparater med internetuppkoppling med syfte att kommunicera med ett nätverk och/eller fjärrstyras. s. 44
Multi-objective	Regleringsstrategi: Omriktarna till PV-enheterna är optimerade för att leverera maximal effektivitet till minst energi- och tidskostnad med droop-metoden. s. 2, 22, 28, 31, 33, 35, 36, 39, 42
PI	Regleringsmetod som använder sig av både proportionell- och integrerande-förstärkning. s. 1, 2, 7, 8, 11, 12, 17, 22, 26, 28, 30, 33, 35–37, 39, 40, 42–44
Simscape	Tillägg för Simulink för att simulera elkraftssystem och elektronik. s. 11

Förkortningar

AC	alternating current [ˌɔːltə(r)neɪtɪŋ] [ˈkʌrənt] växel ström <i>substantiv</i> ~ <i>men.</i> s. 4, 15
DC	direct current [diˈrekt] [ˈkʌrənt] lik ström <i>substantiv</i> ~ <i>men.</i> s. 4, 15
LV	low voltage [ləʊ] [ˈvəʊltɪdʒ] låg spänn·ing <i>substantiv</i> ~ <i>en</i> ~ <i>ar.</i> s. 3, 6, 11, 19, 20, 23, 25, 26, 43
MV	medium voltage [ˈmiːdiəm] [ˈvəʊltɪdʒ] mell·an spänn·ing <i>substantiv</i> ~ <i>en</i> ~ <i>ar.</i> s. 3, 11, 19
PV	photovoltaic [ˌfəʊtəʊvɒlˌteɪk] sol pan·el <i>substantiv</i> ~ <i>en</i> ~ <i>er.</i> s. 2–5, 7, 13–15, 19, 22, 28, 31–39, 42–44
PWM	pulse-width modulation [ˌpʌlsˌwɪdθ] [ˈmɒdjʊleɪʃ(ə)n] puls bredds modul·er·ing <i>substantiv</i> ~ <i>en</i> ~ <i>er.</i> s. 5
RMS	root mean square [ruːt] [miːn] [skweə(r)] kvadr·at·isk [-aˈt-] medel värde <i>substantiv</i> ~ <i>t</i> ~ <i>n.</i> s. 17

[Denna sida har avsiktligen lämnats blank]

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte och mål	2
1.3	Problemställning	2
1.4	Delmoment	2
1.5	Avgränsningar	2
2	Teori	3
2.1	Effektöverföring	3
2.1.1	Lågspänningsnät	3
2.1.2	Solceller	3
2.1.3	Omriktare	4
2.1.4	Effekt	5
2.2	Spänningsreglering med reaktiv effekt	7
2.2.1	Droop-reglering	7
2.2.2	PI-reglering	8
2.3	Systemkaraktäristik	9
2.3.1	Linjärisering	9
2.3.2	Poler	9
2.3.3	Stabilitet	9
3	Simuleringsmodell	11
3.1	Testsystemet	11
3.2	PV-anläggningen	13
3.3	Omriktaren	15
3.4	Likspänningsomvandlaren	16
3.5	Reaktiv effekt-regulatorn	17
3.6	Aktiv effekt-regulatorn	18
3.7	Dimensionering av omriktare	19
3.8	Ledningar och elnätet	19
3.9	Effektförluster	20
3.10	Solinstrålning	20
3.11	Stabilitet	21
4	Simuleringar	22
4.1	Oreglerat system	23
4.2	Reglerat system	25
4.3	Elproduktion och förluster	36
4.4	Stabilitet	40
4.5	Sammanfattning av simuleringsresultat	42

5	Slutsatser	43
5.1	Sammanvägning av analyser	43
5.2	Osäkerhet	44
5.3	Fortsatta studier	44
	Bilagor	47
A	Matlabkod	48
A.0.1	Initiala värden	48
A.0.2	Grafer	49
A.0.3	Felmarginal	54
A.0.4	Egenvärden	55
B	Block	57
C	Systemvärden	60

Kapitel 1

Inledning

Första kapitlet ger en introduktion för bakgrund, syfte och avgränsning för arbetet.

1.1 Bakgrund

Solceller är ett utmärkt alternativ när det kommer till att producera el; förnyelsebar grön el från en anläggning utan några rörliga komponenter och som även är tillgänglig för vanliga hushåll. Däremot har deras ökade popularitet givit upphov till nya utmaningar för elnätet:

För stora kvantiteter solceller ger överspänning i det befintliga nätet [1] vid hög produktion och låglast [2, s. 93]. Det finns flera metoder för att hantera problemet:

- Lindnings-/lastkopplare
- Reaktiv effekt-reglering
- Aktiv effekt-reducering
- Efterfrågestyrning

Arbetet fokuserar på reaktiv effekt-reglering samt aktiv effekt-reducering i solcellernas omriktare och avser att undersöka vilken av existerande metoder för reaktiv effekterreglering som är effektivast. Tillämpning av reaktiv effekt-reglering gör det möjligt att ansluta mer sol till elnätet, men kan ge ökade ledningsförluster. Det går att styra mängden reaktiv effekt genom att låta den bero på den aktiva effekten alternativt att styra mängden reaktiv effekt genom s.k droop-reglering och låta den vara proportionell mot spänningen i nätet.

Den droop-baserade metoden som utvärderats använder optimerade parameterinställningar. Eftersom parametrarna måste ställas in av elleverantören i samband med installationen, leder det till ökat förarbete då det innebär att varje fall måste behandlas på nytt och många beräkningar måste utföras [3]. Det går även att styra mängden reaktiv effekt med PI-reglering [4].

Den mest uppenbara och kraftfulla metoden att motverka överspänningar i nätet är att begränsa den aktiva effekten, fast detta minskar produktionen och försämrar lönsamheten hos soleanläggningarna. Oavsett metod så finns en avvägning mellan mera sol och ökade förluster. Arbetet går ut på att jämföra sådana avvägningar, och syftar till att jämföra metoderna som presenteras i avhandlingarna "Large Scale Solar Power Integration in Distribution Grids" [3] och "Efficient Integration of Distributed Generation in Electricity Distribution Networks" [4].

1.2 Syfte och mål

Syftet med arbetet är att på ett rättvist sätt jämföra droop-metoden med PI-metoden, som avhandlas i [3] och [4], för att maximera ansluten effekt från solpanel (PV). Jämförelserna innefattar aktiv effekt, reaktiv effekt och nätförluster.

1.3 Problemställning

Jämförelsen kan delas upp i följande punkter.

- Hur påverkas spänningsprofilen i det oreglerade systemet av PV-anläggningarnas bidrag? Systemet byggs och kalibreras enligt uppgifter från [3, artikel VI, s. 320]. Detta utförs för att möjliggöra en direkt jämförelse mellan Reaktiv effekt-reglermetoderna.
- Hur begränsar de olika reglermetoderna spänningsnivån i systemet när stora kvantiteter PV ansluts?
Simuleringar körs på systemet tillsammans med reaktiv effekt-regulator sammankopplad till varje PV-anläggning. Datan ska samlas och bearbetas till jämförbara resultat.
- Hur påverkas elproduktion och förluster?
En viktig aspekt inom eldistribution är kvalitén på levererad elektricitet. Elkvalitet bestäms utifrån normer som fastställer tolereransnivåer och dessa innefattar frekvensavvikelse, övertonsinnehåll, avbrottstid och spänningsavvikelse. Det sistnämnda behandlas av arbetet. Arbetet innefattar även effektförluster och till vilken grad dessa sker.
- Det finns en risk att PI-regulatorerna påverkar varandra och ger upphov till oscillation i elledningarnas spänningsnivåer. Därför måste stabiliteten i systemet också evalueras.

1.4 Delmoment

En gemensam plattform ska användas och metod samt ritning finns i [3]. Metoden från [4] ska bedömas på systemet kalibrerat enligt [3]. Detta för att garantera att resultaten är direkt jämförbara.

Metoden från [3] använder sig av droop-reglering med dödband och optimerade inställningar av dess parametrar. Parametrarna är optimerade för minst reaktiv effekt (Q) totalt för systemet (Multi-objective) och även för att alla omriktare ska ge samma Q -bidrag (Equally sharing).

1. För ett oreglerat system så ska [3] och simuleringsmodellen från figur 3.3 ge likadana resultat.
2. För ett reglerat system ska PI-regulatormetoden appliceras på modellen och resultaten ska jämföras med [3].
3. Stabiliteten från PI-regulatormetoden ska analyseras. Detta för att se om parallella PI-regulatorer hindrar varandra från att nå ett stabilt ärvärde.
4. Elproduktion och förluster beräknas.

1.5 Avgränsningar

Arbetet är begränsat till [3, artikel VI] och [4]. Förbrukning ingår inte då detta inte inkluderas i [3]. Arbetet handlar om utvärdering och inga anspråk görs på att resultaten ska vara optimala.

Kapitel 2

Teori

Teorin som beskriver energiflödet i en PV-anläggning, från solcell till elnät.

2.1 Effektöverföring

Elnätet överför elektrisk effekt från kraftverk till elkonsumenter och effektöverföringen bestäms av spänningen på ledningarna. Nätet delas in i tre kategorier **lågspänning (LV)**, **mellanspänning (MV)** och högspänning.

2.1.1 Lågspänningsnät

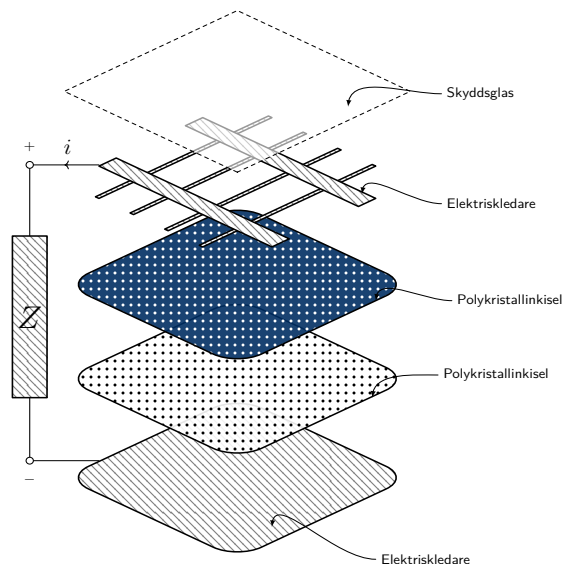
LV-nätet är den del av elnätet som privata hushåll är sammankopplade med och täcker små områden. Huvudspänningen i svenska lågspänningsnät är 400 V och får maximalt fluktuera med $\pm 10\%$ [1, s. 5]. LV-nätet är ett radiellt nät vilket innebär att det har en trädstruktur med en inmatning och förgrenade uttag. Det är viktigt att elnätet håller rätt spänningsnivå eftersom för höga spänningar skadar elutrustningen som finns i bland annat hushållen. Traditionellt överför lågspänningsnätet effekt från överliggande nät till kunderna. Nät och drift är utformade för detta. Med solel ändras premisserna genom att effekt matas in i kundernas anslutningspunkter. Kombinationen av förbrukning och produktion bestämmer nu effektflödet och dess riktning.

2.1.2 Solceller

Solcellens yttre lager består av en tunn skiva skyddsglas, och under skyddsglasets finns ett elektriskt ledande hölje som är fäst utanpå ett halvledarmaterial (N- och P-typ).

Hur de olika beståndsdelarna är placerade visas i figur 2.1. När solljuset får kontakt med halvledaren frigörs elektroner som färdas genom den slutna kretsen från den ena elektriska kontakten till den andra. Detta sker för allt synligt ljus och halvledarens förmåga beror dels på vilket material som använts samt på omgivningens temperatur. Verkningsgraden för solceller varierar beroende på vad halvledarmaterialet består av och det vanligaste är kisel $^{28}_{14}\text{Si}$ med en möjlig verkningsgrad på 26 % [5]. Det beror även på om halvledarmaterialet har en poly- eller monokristallstruktur, där skillnaden är hur atomerna är bundna med varandra. Halvledarmaterialen kan även dopas med fosfor $^{30}_{15}\text{P}$ och bor $^{10}_{5}\text{B}$. Solceller genererar likström som används direkt eller lagras i batterier beroende på uppsättning.

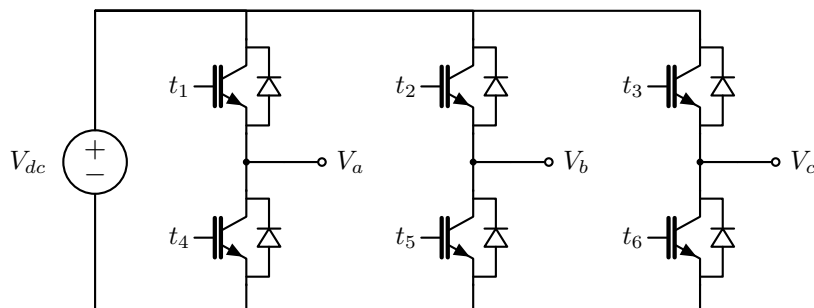
Den ökande användningen av solceller har dels berott på att teknologin har blivit bättre och extremt mycket billigare, men också på att mycket blir subventionerat i Tyskland, där 50,66 GW finns installerat [6]. Flera solceller monteras ihop för att bygga upp solpaneler som i sin tur bygger upp PV-anläggningar.



Figur 2.1: Illustration av solcellens flera lager med strömmen i och lasten Z .

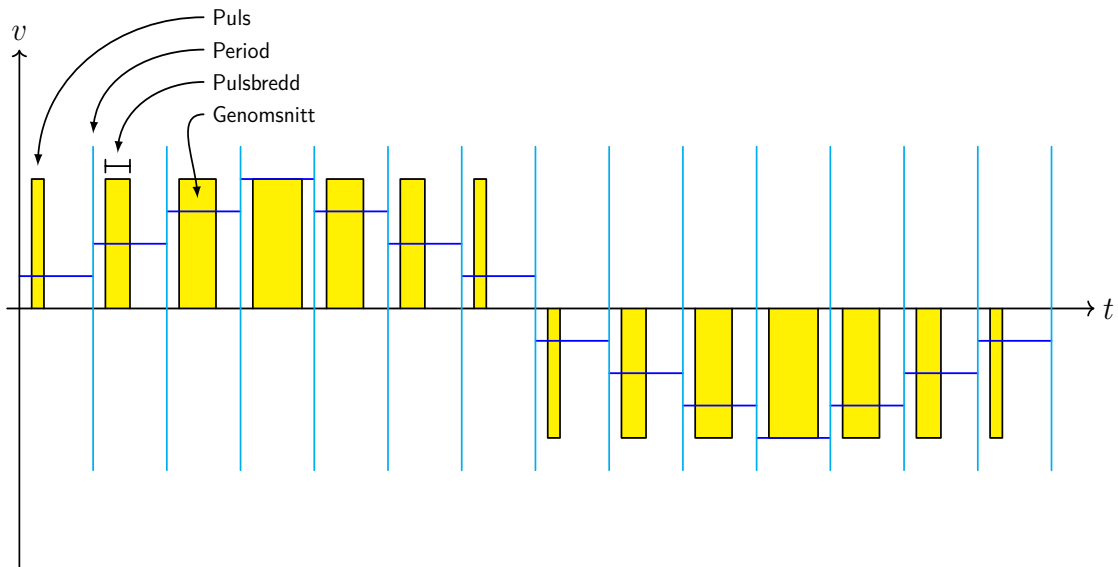
2.1.3 Omriktare

Kallas även växelriktare och har syftet att konvertera **likström (DC)** till **växelström (AC)**. Omriktare kan användas för att ansluta **PV**-anläggningar till elnätet. Solpanelen är en likströmskälla till omriktaren och denna likström växlas med hjälp av transistorer.



Figur 2.2: Kretsschema för 3ϕ -omriktare. V_{dc} är spänningen från **PV**-anläggningen och V_a , V_b och V_c är de olika faserna för 3ϕ -nät.

Dioder och transistorer paras ihop enligt **figur 2.2** för att undvika risken för hög spänning om strömmen vänder riktning vid induktiv last. Genom att styra vilka transistorer som är aktiva i varje tidpunkt, kan riktningen av strömmen genom kretsen bestämmas. Detta sker med hjälp av att öppna och stänga halvbruggorna i ett bestämt mönster med en frekvens omkring 9 kHz [7, s. 28]. Även fasläge kan bestämmas, vilket ger upphov till 3ϕ -spänning.



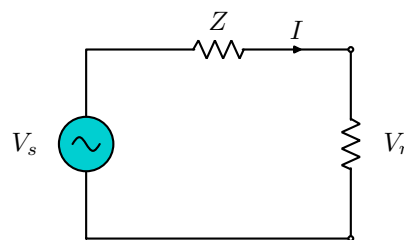
Figur 2.3: Pulsbreddsmodulering (PWM) för 1ϕ -ström.

För att konvertera likström till växelström används PWM som använder sig av medelvärdet på spänningen under en (switch)period. På så sätt approximeras exempelvis en sinuskurva på 50 Hz som utsignal. Processen visas i figur 2.3. Metoden tillämpas både för 1ϕ - och 3ϕ -spänning. Pulsbredden dividerat med periodtiden bestämmer medelspänningen. Växelriktarens (medel)växelspänningar representeras med fördel av en komplex storhet där både amplitud och fas kan väljas av styrningen. Detta ger i sin tur full kontroll över både strömmens amplitud och fas och därmed P och Q .

2.1.4 Effekt

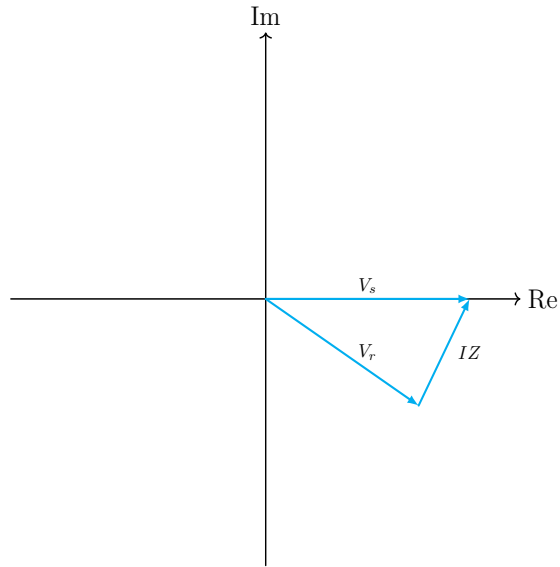
Inmatning av aktiv effekt (solel) höjer spänningen på nätet som PV-anläggningen är kopplad till. Reaktiv effekt är relaterad till magnetfält i induktanser och elektrostatiska fält i kapacitanser. Reaktiva laster, med induktans och/eller kapacitans, kan utnyttjas till att dra eller generera reaktiv effekt. Alternativt kan växelriktare styras till att ge motsvarande fasläge på spänning och ström och därmed dra eller generera reaktiv effekt.

Enligt ekvation 2.1 [4, s. 30] är beteckningen för spänningsfall $\overline{\Delta V}$ mellan båda ändarna i en elledning och spänningsfallet orsakas av att strömmen I färdas genom elledningen. V_s är spänning i elledningen vid sändarsidan och V_r är spänningen i elledningen vid mottagarsidan. I_p är aktiv ström och I_q är reaktiv ström.



Figur 2.4: Kretsschema över elledning.

Elledningens Thévenin-ekvivalent visas i figur 2.4.



Figur 2.5: Spänningsvektorerna över elledningen på komplexa planet.

Från figur 2.4 kan dess källa V_s , spänningsfall IZ och lastspänning på mottagarsidan V_r ritas som vektorer i det komplexa planet som visas i figur 2.5.

$$\overline{\Delta V} = V_s - V_r = \overline{IZ} \quad (2.1a)$$

$$= (I_p + jI_q)(R + jX) \quad (2.1b)$$

$$= RI_p + jRI_q + jXI_p - XI_q \quad (2.1c)$$

$$= (RI_p - XI_q) + j(RI_q + XI_p) \quad (2.1d)$$

Uppdelning av reaktiva och aktiva termer ger följande.

$$\Delta V_p = RI_p - XI_q \quad (2.1e)$$

$$\Delta V_q = RI_q - XI_p \quad (2.1f)$$

$$\overline{\Delta V} = \Delta V_p + j\Delta V_q \quad (2.1g)$$

Från ekvation 2.1g visas att både $\text{Re}(\overline{\Delta V})$ och $\text{Im}(\overline{\Delta V})$ bidrar till att V_r avviker från V_s [4, s. 30]. Ekvationen för ström erhålles i ekvation 2.1h. Termen innehållandes P och Q ersätter \overline{I} ur ekvation 2.1a, som i sin tur ger ekvation 2.1j.

$$\overline{I} = \frac{\overline{S^*}}{\overline{V_r}} = \frac{P - jQ}{\overline{V_r}} = I_p - jI_q \quad (2.1h)$$

$$\overline{\Delta V} = \overline{IZ} = \frac{\overline{S^*}}{\overline{V_r}} \overline{Z} \quad (2.1i)$$

$$= \frac{1}{\overline{V_r}} [(RP + XQ) + j(XP - RQ)] \quad (2.1j)$$

$$\overline{\Delta V} \Rightarrow \frac{1}{\overline{V_r}} (RP + XQ), \overline{\Delta V} \ll V_s \quad (2.1k)$$

Detta innebär att både aktiv och reaktiv effekt är aktörerna som påverkar spänningen i el-nätet, vilket visas i ekvation 2.1j. För LV-nät gäller små värden för $\overline{\Delta V}$, vilket innebär att $\text{Im}(\overline{\Delta V})$ påverkar vinkelförändringar och $\text{Re}(\overline{\Delta V})$ påverkar amplitudförändringar. Eftersom arbetet fokuserar på amplituden av $|\overline{\Delta V}|$, som antas vara väldigt liten, medförs ekvation 2.1k. När $\frac{X}{R} = 1$ kan amplitudsändringen orsakad av P åtgärdas av $Q = -P$.

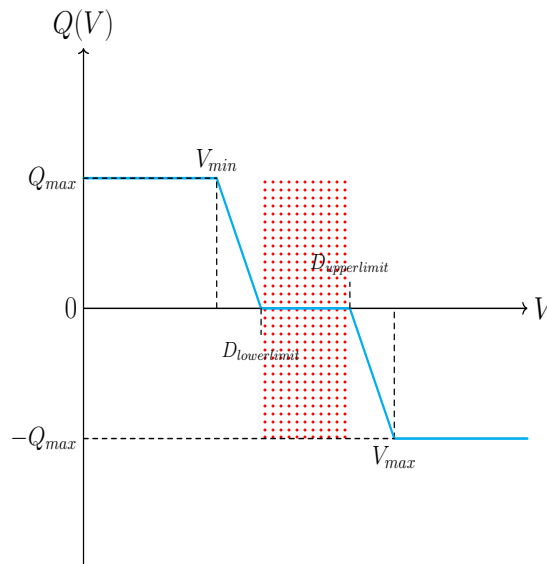
2.2 Spänningsreglering med reaktiv effekt

De två huvudsakliga intresseområdena för spänningsreglering med växelriktarens reaktiva effekt är droop-reglering och PI-reglering. Tyska energinormer säger att varje PV-enhet ska dra reaktiv effekt. Kapaciteten för hur mycket reaktiv effekt enheten kan dra är begränsad av omriktarens märkeffekt i kVA [8].

2.2.1 Droop-reglering

Droop-reglering är en välbeprövad metod när det kommer till att reglera spänningen proportionellt i nätet mellan flera generatorer. Att reglera spänningen från flera PV-anläggningar görs genom att på förhand beräkna nivåerna för reaktiv effekt för systemet vid installation. Ett hysteresband används för att kontrollera spänningsnivån i nätet och när nivån överstiger önskat värde så sänks spänningen med hjälp av reaktiv effekt. Den reaktiva effekten kan delas mellan flera PV-anläggningar och på så sätt kan de tillsammans reglera spänningsnivåerna. Utsignalen $Q(V)$ begränsas av växelriktarens kapacitet. Den principiella beskrivningen för en regulator \mathcal{R} visas i [ekvation 2.2](#), där D är dödband. Lutningsfaktorn för $Q(V)$ betecknas som m och har enheten kvar/V.

$$\mathcal{R}_{droop} : Q(V) = \begin{cases} Q_{max}, & V < V_{min} \\ m(V - D_{lowerlimit}), & V_{min} \leq D_{lowerlimit}, m < 0 \\ 0, & D_{lowerlimit} < V < D_{upperlimit} \\ m(V - D_{upperlimit}), & D_{upperlimit} \leq V_{max}, m < 0 \\ -Q_{max}, & V_{max} < V \end{cases} \quad (2.2)$$

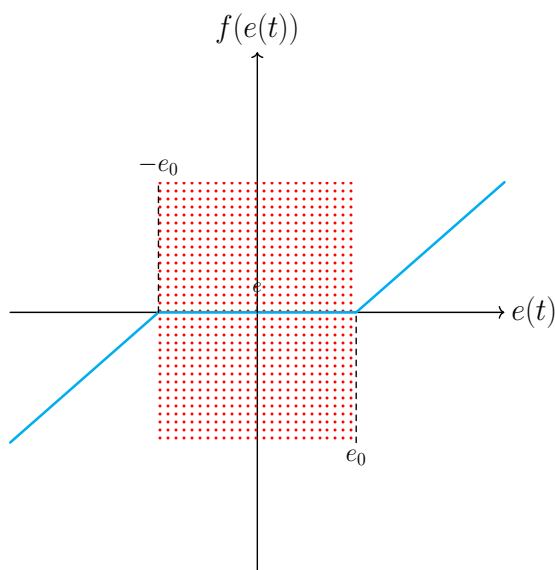


Figur 2.6: Konceptbild för droop-metoden där dess dödbandsområde är rött.

2.2.2 PI-reglering

PI-reglering är en metod som används inom en stor mängd områden där behovet av dynamisk styrning är att föredra. Grundprincipen bygger på att en regulator \mathcal{R} reglerar systemet \mathcal{S} mot önskat börvärde via en negativ återkoppling. e anger avvikelsen i spänning från börvärdet. I metoden ingår proportionell förstärkning K_c och integration. Den proportionella förstärkningen avgör hur kraftig motreaktionen för skillanden mellan bör- och är-värde ska vara. Den integrerande termen summerar felmarginalen över tid t från start t_0 . Tidskonstanten T_i påverkar hastigheten för felkorrigering [9, s. 100]. Insignalen till regulatorn filtreras av ett dödband. Utsignalen $Q(t)$ begränsas av växelriktarens kapacitet. Den matematiska beskrivningen av PI-regulatorn visas i [ekvation 2.3](#) där $f(e)$ är dödband.

$$\begin{aligned}\mathcal{R}_{PI} : Q(t) &= K_c e_f(t) + K_c \frac{1}{T_i} \int_{t_0}^t e(\tau) d\tau \\ e(t) &= V_{ref} - V(t) \\ e_f(t) &= f(e(t)) \\ f(e) &= \begin{cases} 0, & -e_0 < e < e_0 \\ e + e_0, & e < -e_0 \\ e - e_0, & e > e_0 \end{cases}\end{aligned}\tag{2.3}$$



Figur 2.7: Konzeptbild för PI-metoden där dess dödbandsområde är rött.

2.3 Systemkaraktäristik

För flervariabla system gäller att systemet har flera in- och utsignaler [10, s. 11]. Droop-karakteristikens dödband och utsignalbegränsning ger olineariteter. En begränsad styrsignal begränsar möjligheten att kompensera för störningar över en viss storlek och innebär också att systemet inte kan reglera obegränsat snabbt.

2.3.1 Linjärisering

Jämviktspunkter innebär i allmänhet att alla tillståndsvariabler är konstanta och genom att approximera det olinjära systemet i en jämviktspunkt med det linjära systemet blir det möjligt att representera systemet med en modell [10, s. 352–355]. Detta beskrivs med den generella tillståndsmodellen från [ekvation 2.4](#), där [ekvation 2.4a](#) är en linjärisering av [ekvation 2.4c](#) kring linjäriseringspunkten i [ekvation 2.4d](#). Den linjäriserade utsignalspunkten i [ekvation 2.4b](#) har ingen olinjär motsvarighet. x_0 är jämviktspunkten och u_0 är en konstant styrsignal.

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (2.4a)$$

$$y = Cx + Du \quad (2.4b)$$

x är en avvikelse från x_0 .

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.4c)$$

$$0 = f(x_0, u_0) \quad (2.4d)$$

2.3.2 Poler

Ett system kan modelleras med en differentialekvation, kallad tillståndsmodell [ekvation 2.4a](#). Från tillståndsmodellen kan systemets poler s härledas. Med poler för ett system menas egenvärdena λ till systemmatrisen A i en minimal tillståndsrealisering av systemet. Detta leder till att systemets polpolynom kan formuleras vilket är det karakteristiska polynomet $P_\lambda(A)$ för A [10, s. 63]. Med s som pol ges [ekvation 2.5a](#).

$$P_A(s) = |sI - A| = 0 \quad (2.5a)$$

2.3.3 Stabilitet

De tre huvudindelningarna gällande stabilitet är stabil, instabil och [asymptotiskt stabil](#). En viss lösning är [asymptotiskt stabil](#) om små förändringar i initialvärdena [asymptotiskt](#) ger samma lösning.

Definition 2.1 Låt $x^*(t)$ vara en lösning till [ekvation 2.6a](#) svarande mot initialvärdet $x^*(0)$. Denna lösning säges vara stabil om det för varje ϵ finns ett δ så att [ekvation 2.6b](#) gäller [10, s. 33].

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) \quad (2.6a)$$

$$|x^*(0) - x(0)| < \delta \Rightarrow |x^*(t) - x(t)| < \epsilon, \forall t, 0 < \delta < \epsilon \quad (2.6b)$$

Lösningen är instabil om den inte är stabil [10, s. 33]. Den säges vara [asymptotiskt stabil](#) om den är stabil och det existerar ett δ sådant att [ekvation 2.7a](#) gäller [10, s. 33].

$$|x^*(0) - x(0)| < \delta \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} |x^*(t) - x(t)| = 0 \quad (2.7a)$$

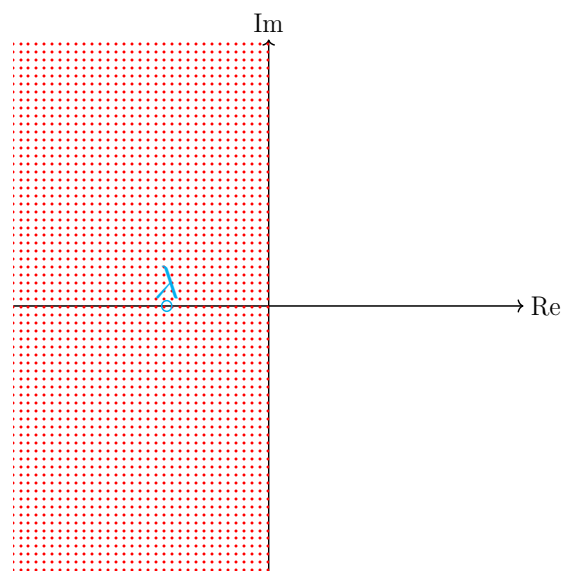
Låt $x^*(t)$ vara en lösning till [ekvation 2.4c](#) med $x^*(0) = x_0$. Det följer då att $x^*(t) = x_0, \forall t$ [[10](#), s. 357].

Definition 2.2 Jämviktpunkten x_0 till systemet säges vara stabil, instabil eller [asymptotiskt stabil](#) om lösningen $x^*(t)$ har motsvarande egenskap enligt [definition 2.1](#) [[10](#), s. 357].

En jämviktpunkt är [asymptotiskt stabil](#) om alla lösningar som startar i närheten stannar i närheten och så småningom konvergerar mot punkten. Om A har alla egenvärden strikt på negativ realdel, så är x_0 en [asymptotiskt stabil](#) jämviktpunkt.

För stabilitet gäller följande sats.

Sats 2.1 Ett linjärt system givet på tillståndsform är [asymptotiskt stabilt](#) om och endast om alla λ till A ligger i stabilitetsområdet. Om systemet är stabilt så ligger alla λ i stabilitetsområdet eller på dess rand [[10](#), s. 72].



Figur 2.8: Ett stabilt system med polen λ i vänster halvplan.

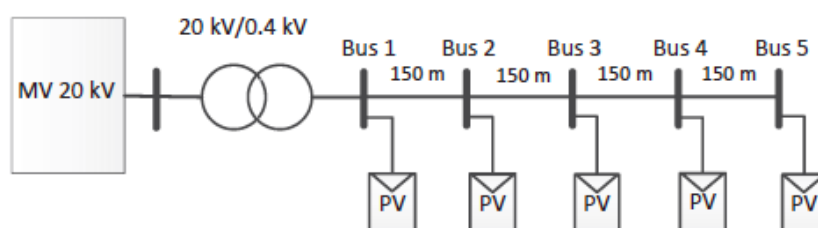
Kapitel 3

Simuleringsmodell

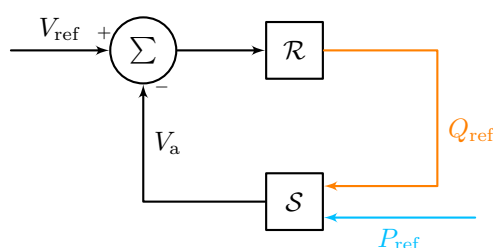
I detta kapitel presenteras information angående simuleringsystemet samt hur de två reglermetoderna jämförs.

3.1 Testsystemet

Nätmodellen från figur 3.1 [3, artikel VI, s. 320] som metoderna simuleras på är en LV-radial med fem hushåll med vardera 30 kW installerad solcellseffekt. MV-nätet har en spänning på 20 kV. Solcellseffekten ökas genom att produktionen i alla fem omriktarna samtidigt varieras från 0 till 30 kW, vilket motsvarar olika nivå på solinstrålning. Simuleringarna görs i Matlab version 9.8 (R2020a), Simulink version 10.1 (R2020a) och Simscape version 4.8 (R2020a).

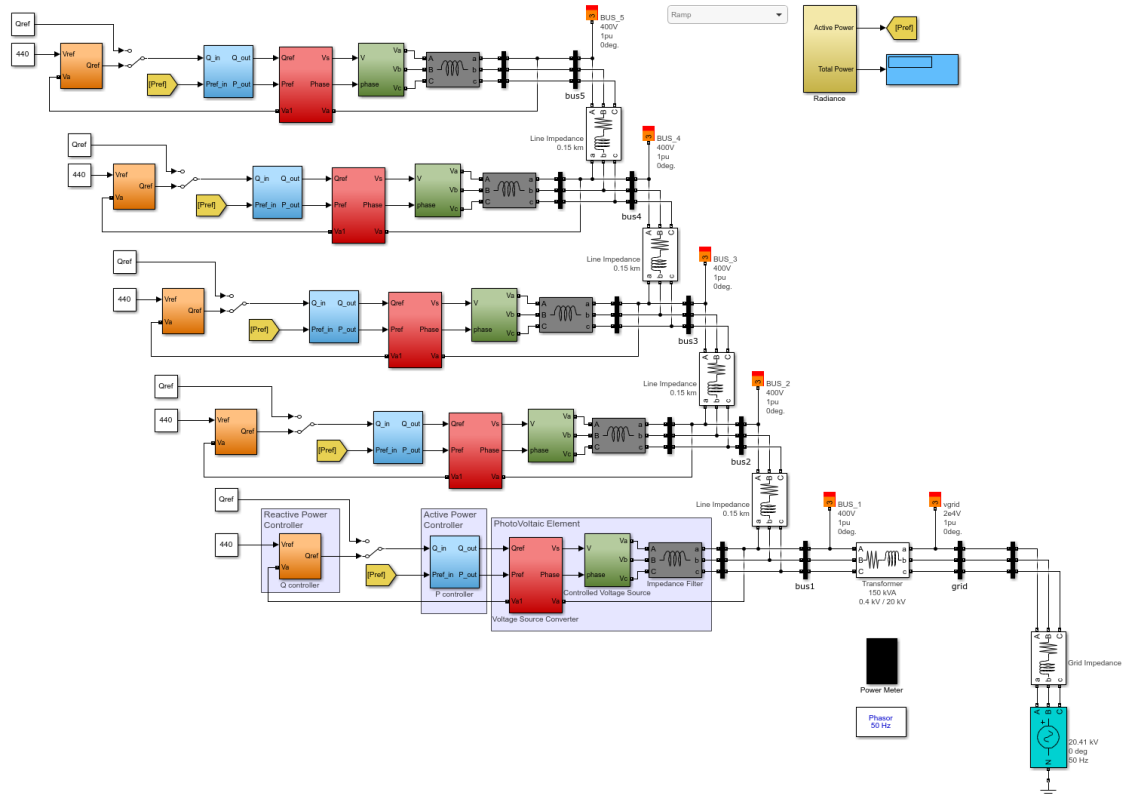


Figur 3.1: Testsystem.



Figur 3.2: Återkopplingsmodellen för systemet \mathcal{S} med regulatorn \mathcal{R} .

Regulatorn \mathcal{R} är en PI-regulator och systemet \mathcal{S} består av omriktare samt elnät. Inledande simuleringar är utan P_{ref} -reglering. Återkopplingen visas i figur 3.2.



Figur 3.3: Systemet i Simscape.

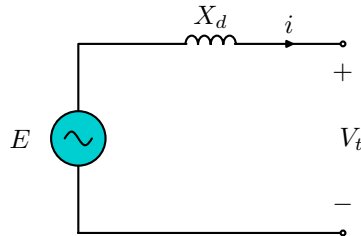
Systemets beståndsdelar i [figur 3.3](#):

- Reaktiv effekt-regulator. Blocket innehåller PI-regulatorn som styr spänningsnivåerna i elnätet och återkopplas med spänningen från noden.
- Aktiv effekt-regulator. Blocket reducerar aktiv effekt när reaktiv effekt inte längre kan dras från systemet.
- Transformerar aktiv och reaktiv effekt till likström. Spänning och fasvinkel justeras m.h.a. spänningen från noden.
- Växelriktare/omriktare.
- Impedansfilter. Komponent nödvändig för effektöverföring.
- Mätstation. Mäter el, spänning, aktiv och reaktiv effekt vid noderna. Se [Bilaga B](#) för utformning och innehåll.
- Solinstrålning. Matar systemet med aktiv effekt.
- Elnätet. Lågspänningsnätet tillsammans med transformator- och källimpedans.
- Mellanspänningsnätet.

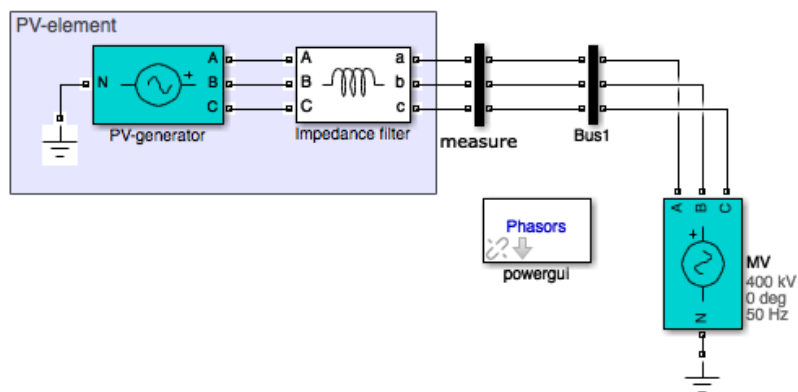
Se [Bilaga C](#) för systemvärden.

3.2 PV-anläggningen

Systemet byggdes successivt ut och inledningsvis simulerades PV-anläggningarna utan reglering bland annat för att kalibrera filterinduktans. Dessa modellerades som styrbar spänningskälla med filterinduktans och valbar konstant med spänningens amplitud och fasläge.



Figur 3.4: Kretsschema över spänningskälla med filterinduktans.



Figur 3.5: Modellen med PV-anläggningen implementerad som spänningskälla och filterinduktans.

PV-anläggningen är trefasig med Y-koppling, dess växelspänningskälla E . Filterinduktans består i detta fall endast av reaktans, X_d och V_t är spänningen på noderna 1 till 5 från testsystemet i figur 3.1.

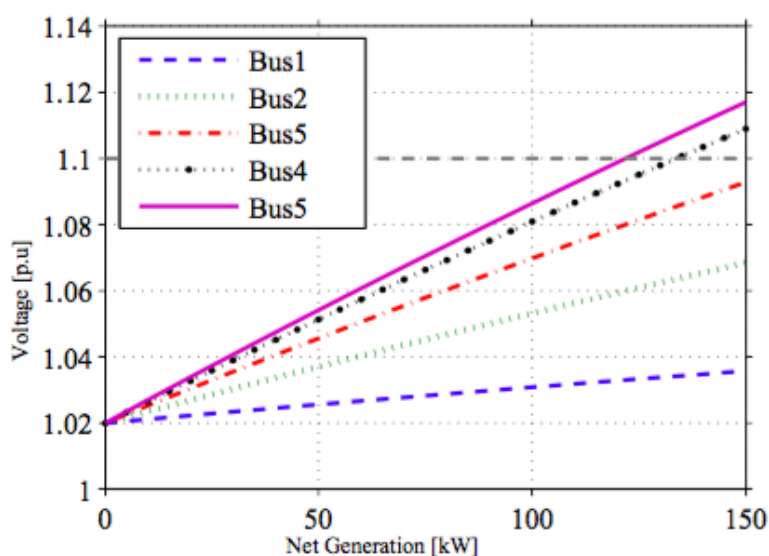
Impedansfiltren kalibrerades mot [tabell 3.1](#) genom att avläsa nodspänningarna vid maximal levererad aktiv effekt. Induktansen L bestämdes algebraiskt från ekvation [ekvation 3.1a](#) och [ekvation 3.1b](#) med 30 kW för P och 45° för θ som är differensen mellan faserna på E och V_t . θ betecknas även $(\delta_2 - \delta_1)$.

$$X_d = 2\pi f L \quad (3.1a)$$

$$P = \frac{EV_t}{X_d} \sin(\delta_2 - \delta_1) \quad (3.1b)$$

$$Q = \frac{EV_t}{X_d} \cos(\delta_2 - \delta_1) - \frac{V_t^2}{X_d} \quad (3.1c)$$

Nodspänningarna bestämdes genom att välja ut specifika punkter från [\[3\]](#) för att kunna få ut respektive spänningsvärde när varje PV-anläggning levererar 30 kW.



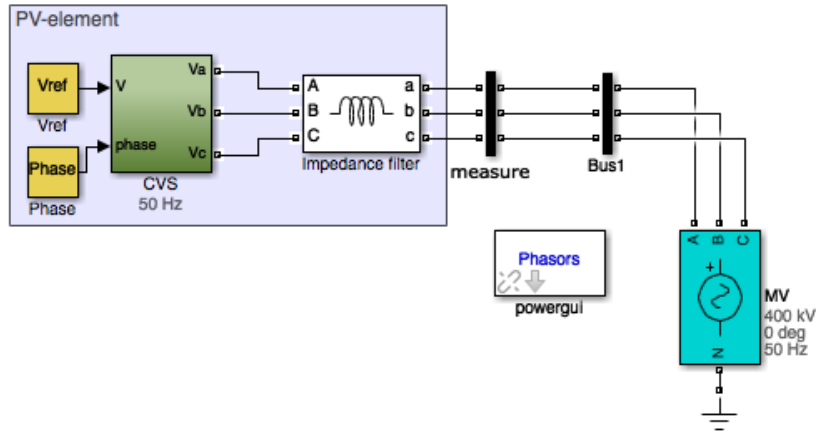
Figur 3.6: Nodspänning utan reaktiv effekt [\[3\]](#), artikel VI, s. 320).

Tabell 3.1: Uppskattade värden för kalibreringen.

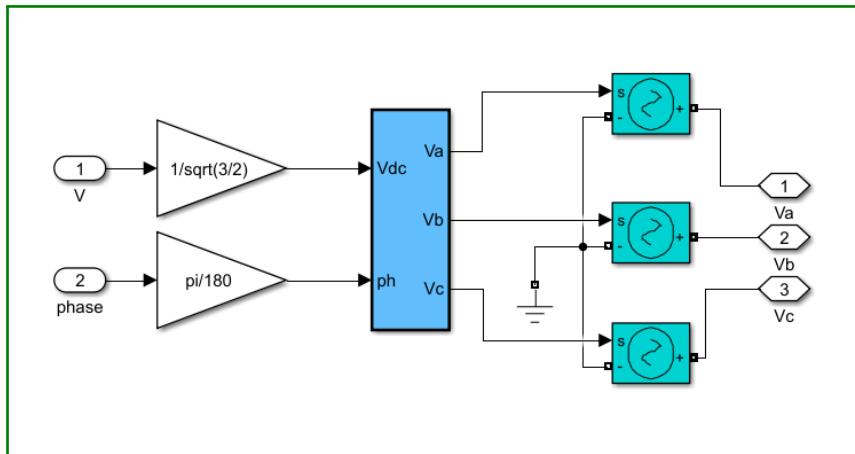
Nod	0 kW	50 kW	100 kW	150 kW	V(p.u.)/kW	°
Nod 1	1.02	1.026	1.032	1.038	$0.480 \cdot 10^{-4}$	0.002750
Nod 2	1.02	1.036	1.053	1.069	$1.306 \cdot 10^{-4}$	0.007483
Nod 3	1.02	1.044	1.068	1.092	$1.920 \cdot 10^{-4}$	0.011000
Nod 4	1.02	1.049	1.079	1.109	$2.373 \cdot 10^{-4}$	0.013600
Nod 5	1.02	1.053	1.085	1.118	$2.613 \cdot 10^{-4}$	0.014970

3.3 Omriktaren

För att kontinuerligt kunna reglera spänningskällan gjordes börvärdena för spänning och fasvinkel till insignaler. En DC-spänning anger amplituden för spänning och en som anger fasvinkel θ . DC-spänningen från PV är implicit i den styrda spänningskällan och syns ej.



Figur 3.7: Modellen med omriktaren implementerad.



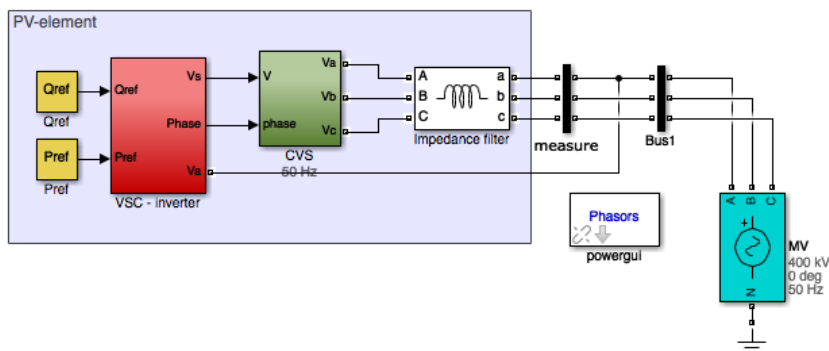
Figur 3.8: Styrd 3ϕ -spänningskälla.

Omväxlarblocket från figur 3.8 består av en DC/AC-omvandlare som accepterar inparametern likström V_{dc} och fasvinkel θ . Omvandlingen sker enligt ekvation 3.2 och utdatan skickas till tre CVS-enheter som konverterar en simulinksignal till motsvarande spänning [11].

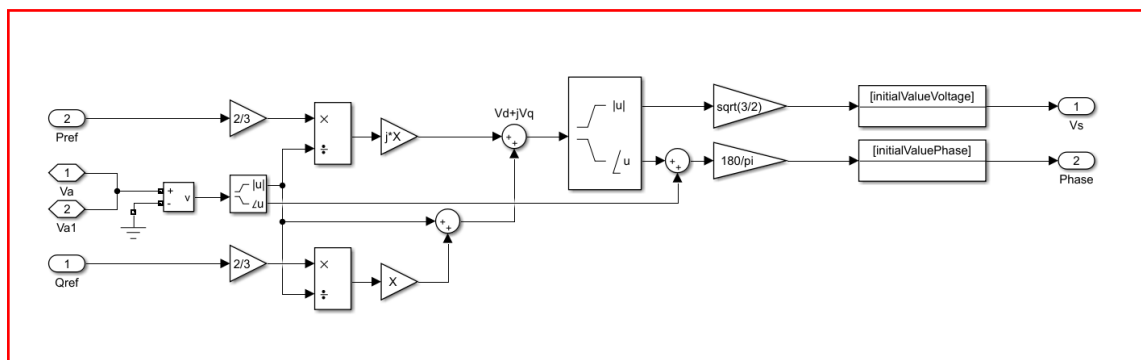
$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{1}{\sqrt{\frac{3}{2}}} V_{dc} e^{j\theta} \\
 V_b &= \frac{1}{\sqrt{\frac{3}{2}}} V_{dc} e^{j(\theta - \frac{2\pi}{3})} \\
 V_c &= \frac{1}{\sqrt{\frac{3}{2}}} V_{dc} e^{j(\theta + \frac{2\pi}{3})}
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

3.4 Likspänningsomvandlaren

Växelspänningskällan regleras via en DQ0-regulator som blir matad med önskad aktiv effekt från solinstrålningen och reaktiv effekt från kontrollenheten samt spänning från elnätet.



Figur 3.9: Modellen med likspänningsomvandlaren implementerad.



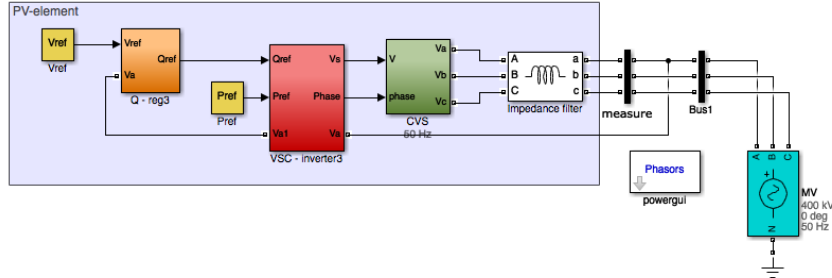
Figur 3.10: Likspänningsomvandlarblocket.

Likspänningsomvandlarblocket från figur 3.10 transformerar aktiv och reaktiv effekt till amplitud och fasläge hos den styrda spänningen genom att använda principerna från ekvation 3.1. Momentanvärdet \hat{V}_a delas upp i magnitud och fas som sedan används som startvärde i transformationen som beskrivs med ekvation 3.3. Skalningen på P_{ref} och Q_{ref} implementeras i syfte att uppnå effektinvarians [2, s. 152, 12, s. 5] och \hat{V}_a är momentan 1ϕ -spänning. Blockets utsignal är amplitud V_{dc} och fasvinkel θ på den styrda spänningen.

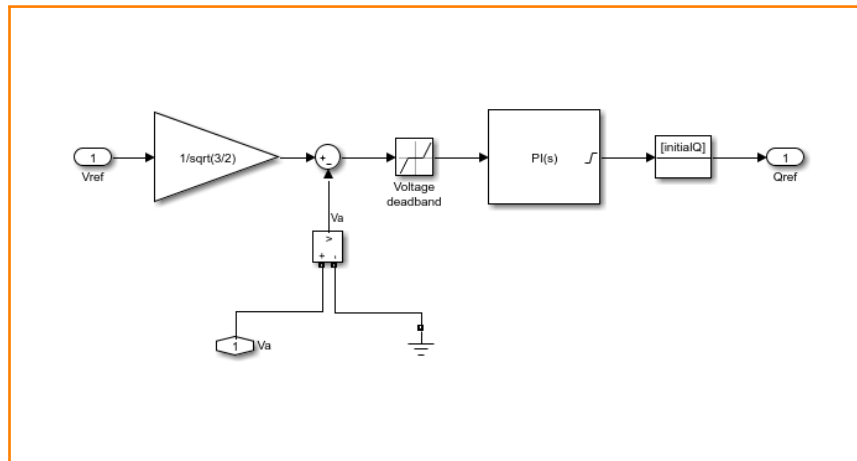
$$\begin{aligned}
 V_d &= jX_d \frac{2}{3} P_{ref} \frac{1}{|\hat{V}_a|} \\
 V_q &= X_d \frac{2}{3} Q_{ref} \frac{1}{|\hat{V}_a|} + |\hat{V}_a| \\
 V_{dc} &= \sqrt{\frac{3}{2}} |V_d + V_q| \\
 \theta &= \frac{180}{\pi} (\angle V_d + V_q + \angle \hat{V}_a)
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

3.5 Reaktiv effekt-regulatorn

Regulatorn blir återkopplad med spänningen där anläggningen ansluts till nätet och matad med ett spänningsmaxvärde. PI-regulatorn är inaktiv vid acceptabla spänningsnivåer och om dessa nivåer passeras aktiveras PI-regulatorn som styr spänningsnivån mot den acceptabla gränsen.



Figur 3.11: Modellen med Q -regulator implementerad.



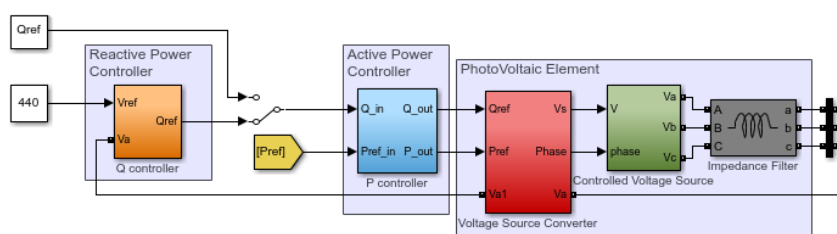
Figur 3.12: Q -regulatorblocket.

Q -regulatorblocket från figur 3.12 innehåller en PI-regulator. V_{ref} är huvudspänningen av den övre gränsen för acceptabel spänning och \hat{V}_a är momentan 1ϕ -spänning. V_{ref} skalas till fasspänningens RMS-värde. Insignalen till dödbandet $f(e)$ är $e(t)$ och dess utsignal, som sedan blir insignalen till PI-regulatorn, är $e_f(t)$. PI-regulatorn är aktiv när felet överstiger dödbandets intervall. Relationen mellan in- och utsignal beskrivs i ekvation 3.4 tillsammans med PI-regulatorns Laplacetransformation.

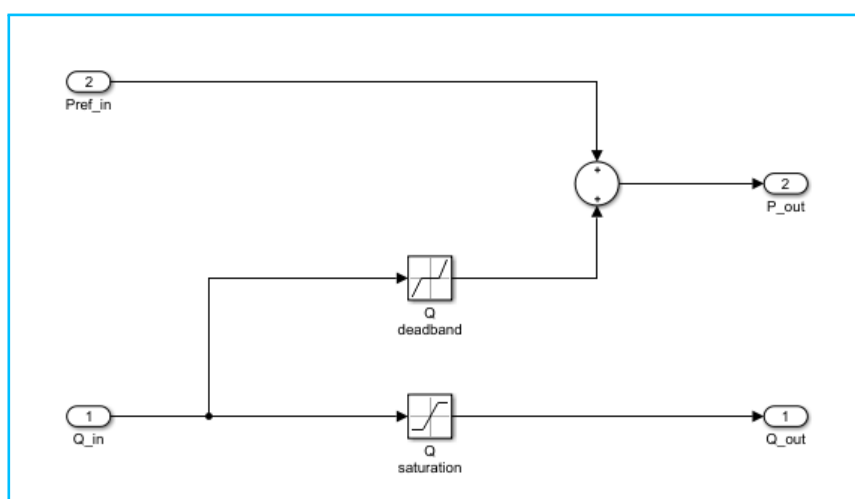
$$\begin{aligned}
 Q_{ref} &= K_c \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) E_f(s) \\
 e(t) &= V_{ref} \frac{1}{\sqrt{\frac{3}{2}}} - \hat{V}_a(t) \\
 f(e(t)) &= e_f(t) \xrightarrow{\mathcal{L}} E_f(s) \\
 f(e) &= \begin{cases} 0, & -e_0 < e < e_0 \\ e + e_0, & e < -e_0 \\ e - e_0, & e > e_0 \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

3.6 Aktiv effekt-regulatorn

Regulatorn för aktiv effekt sammankopplas med både tillgänglig effekt och reaktiv effekt-regulatorn. Regulatorn aktiveras när systemet når en maxgräns för hur mycket reaktiv effekt det kan leverera. Aktiv effekt nedregleras för att sänka spänningsvärdet i elledningen när reaktiv effekt inte räcker.



Figur 3.13: Modellen med aktiv effekt-regulatorn implementerad.



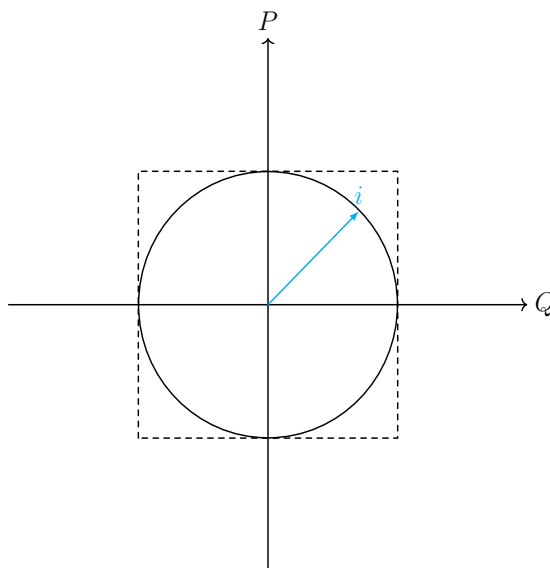
Figur 3.14: P -regulator-bloket.

P -regulatorbloket från figur 3.14 består av styrning för både aktiv och reaktiv effekt i form av aktiva områden. Intervallen för mättningen och för dödbandet är utvalda så att aktiv effekt påverkas först när kapaciteten för reaktiv effekt mätts. Relationen mellan in- och utsignal beskrivs i ekvation 3.5.

$$\begin{aligned}
 P_{out} &= P_{ref} + Q_{deadband} \\
 Q_{out} &= Q_{saturation} \\
 Q_{deadband} &= \begin{cases} 0, & -Q_{max} < Q_{ref} < Q_{max} \\ Q_{ref}, & \text{annars} \end{cases} \\
 Q_{saturation} &= \begin{cases} Q_{max}, & Q_{ref} > Q_{max} \\ -Q_{max}, & Q_{ref} < -Q_{max} \\ Q_{ref}, & \text{annars} \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

3.7 Dimensionering av omriktare

Kapaciteten för reaktiv effekt beror på dimensioneringen av omriktaren. Eftersom PV-anläggningen har omriktare med 30 kW installerad solcellseffekt så bestämdes maxkapaciteten för hur mycket reaktiv effekt omriktarna får absorbera till 30 kvar. I figur 3.15 visas att P och Q är beroende av varandra och bildar en cirkel vars radie är magnituden av i . Detta samband har förenklats i detta arbete till att betrakta P och Q som oberoende av varandra och därmed blir relationen mellan dem till en kvadrat.



Figur 3.15: Dimensionering av omriktare. Kvadraten har sidorna 60 kW i P -led och 60 kvar i Q -led. Radien på cirkeln är storleken på strömmen i .

3.8 Ledningar och elnätet

Nätparametrar hämtades från [3, artikel VI, s. 320] och därav har simuleringssystemets ledningar följande värden.

Tabell 3.2: Värden för nätparametrar.

Impedans (\hat{Z})	Resistans (R)	Reaktans (X)
Källimpedans	2.828	$+ j2.828$ Ω
Kabelimpedans/km	0.346	$+ j0.0754$ Ω/km
Transformatorimpedans	0.0191	$+ j0.0351$ Ω

Kabellängden mellan PV-anläggningarna är 150 m. LV-nätet för systemet får därmed en $\frac{X}{R}$ -kvot på 0.2179 och detta medför ett förhållande på ca $5Q = -P$.

Transformatorn ersattes med en impedans och MV skalades om. Detta gjordes för att undvika att specificera transformatorns parametrar. Impedanssubstitutionen utfördes enligt ekvation 3.6.

$$Z_{bas} = \frac{V_{bas}^2}{S_{bas}} \left| \begin{array}{l} V_{bas}=20,41 \text{ kV} \\ S_{bas}=150 \text{ kVA} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$\hat{Z}_{p.u.} = \frac{\hat{Z}}{Z_{bas}} \Rightarrow \begin{cases} R_{p.u.} = \text{Re}(\hat{Z}_{p.u.}) \\ X_{p.u.} = \text{Im}(\hat{Z}_{p.u.}) \end{cases}$$

3.9 Effektförluster

Växelriktarnas reaktiva effekt ökar strömmarna i LV, vilket bidrar till ökade aktiva förluster. Totalströmmen ger förluster och inte aktiv och reaktiv komponent var för sig. Däremot kan strömmarna delas upp som i [ekvation 3.7](#) och förlusterna både aktiv och reaktiv effekt beräknas enskilt och summeras.

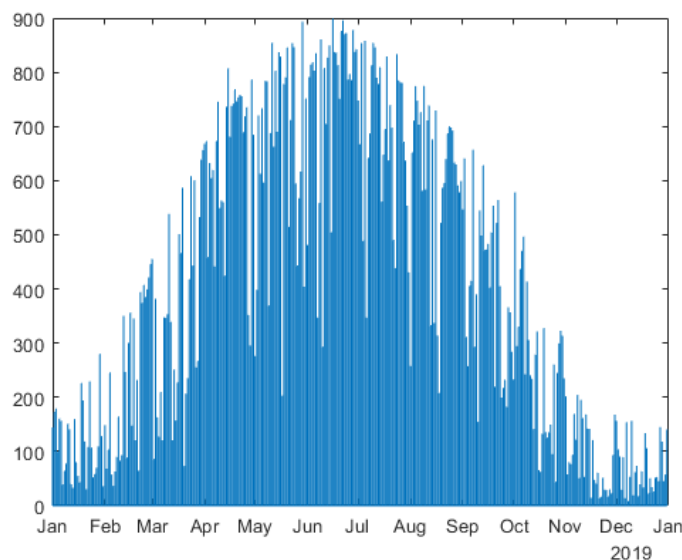
$$P_{lineLoss} = RI^2 = R(I_p^2 + I_q^2) \quad (3.7)$$

Reaktiv effekt-förluster i 3ϕ efterfrågas eftersom förlusterna från [3, artikel VI, s. 322] specificeras till enbart reaktiv effekt-förluster. Dessa beräknas via imaginärvärdena för strömmen som summeras för varje nod enligt [ekvation 3.8](#).

$$P_{lineLoss_Q} = 3R \left(\sum_{n=1}^5 \text{Im}(I_a)_n \right)^2 \Big|_{R=0,0519 \Omega} \quad (3.8)$$

3.10 Solinstrålning

Solinstrålningen från [figur 3.16](#) normeras mot sitt maxvärde och anpassas för arbetet där maxvärdet är 150 kW.



Figur 3.16: Solinstrålning, W/m², för 2019, i Lund [13].

Genom att kartlägga effektförlusterna för olika kW är det möjligt att summera effektförlusterna för 2019. Rimliga antaganden görs för tidpunkter på dygnet när hushållen inte förbrukar ström.

För en direkt jämförelse med resultatet från [3, artikel VI, s. 322] så ska även årsförlusten för droop-metoden beräknas med samma metod. Kartläggningen sker genom att extrapolera funktionen från [figur 4.20](#).

3.11 Stabilitet

Solstrålningen avgör hur mycket solel som produceras vilket tillsammans med förbrukningsvariationer ger förändringar gällande spänningsnivåerna i elnätet. Ett robust och stabilt system måste hantera dessa situationer, både stationärt och dynamiskt, utan att de olika regulatorerna växelverkar på ett olämpligt sätt. Modellen på tillståndsform fångar detta och egenvärdena speglar det interna samspelet i systemet.

Kapitel 4

Simuleringar


Detta kapitel innehåller resultaten i form av grafer på stationära samband från dynamiska simuleringar.

- Resultatet från simuleringen presenteras tillsammans med, om tillgängligt, motsvarande droop-reglerat utfall [3, artikel VI, s. 321–322].
- Motsvarande jämförelsegraf för droop-metoden är hämtade från “Large Scale Solar Power Integration in Distribution Grids” [3, artikel VI, s. 321–322].
- Simuleringen utfördes på modellen från figur 3.3 som registrerar värden på ström, spänning, reaktiv effekt och aktiv effekt vid alla noder och distributionsnätet.
- Aktiv soleffekt P_{ref} tillfördes till systemet.
 - För punkterna 1–3 ur problemställningen i kapitel 1.3 användes en rampfunktion.
 - För punkt 4 ur kapitel 1.3 användes en stegfunktion, detta för att mäta stabilitet vid snabba förändringar motsvarande växlande väderlek.
- Varje PV-anläggning matade systemet med upp till 30 kW.
- Vid försök att göra systemet realistiskt begränsas absorptionen av reaktiv effekt med ett maxvärde.
- För egenvärden:
 - Alla konfigurationer av aktiva och inaktiva PI-regulatorer exekverades.
 - Linjäriseringspunkterna valdes godtyckligt till 30 kW, 60 kW, 90 kW, 120 kW och 150 kW. Fördelat jämnt mellan noderna.
- Solinstrålningsdata är hämtad från [13].
- Symbolindex:

 Droop-reglering


 PI-reglering


 Ingen reglering

 Skalad efter jämförelsegraf

 Equally sharing

 Multi-objective

 Jämförelsegraf

 Reaktiv effekt-reglering

 Aktiv effekt-reglering

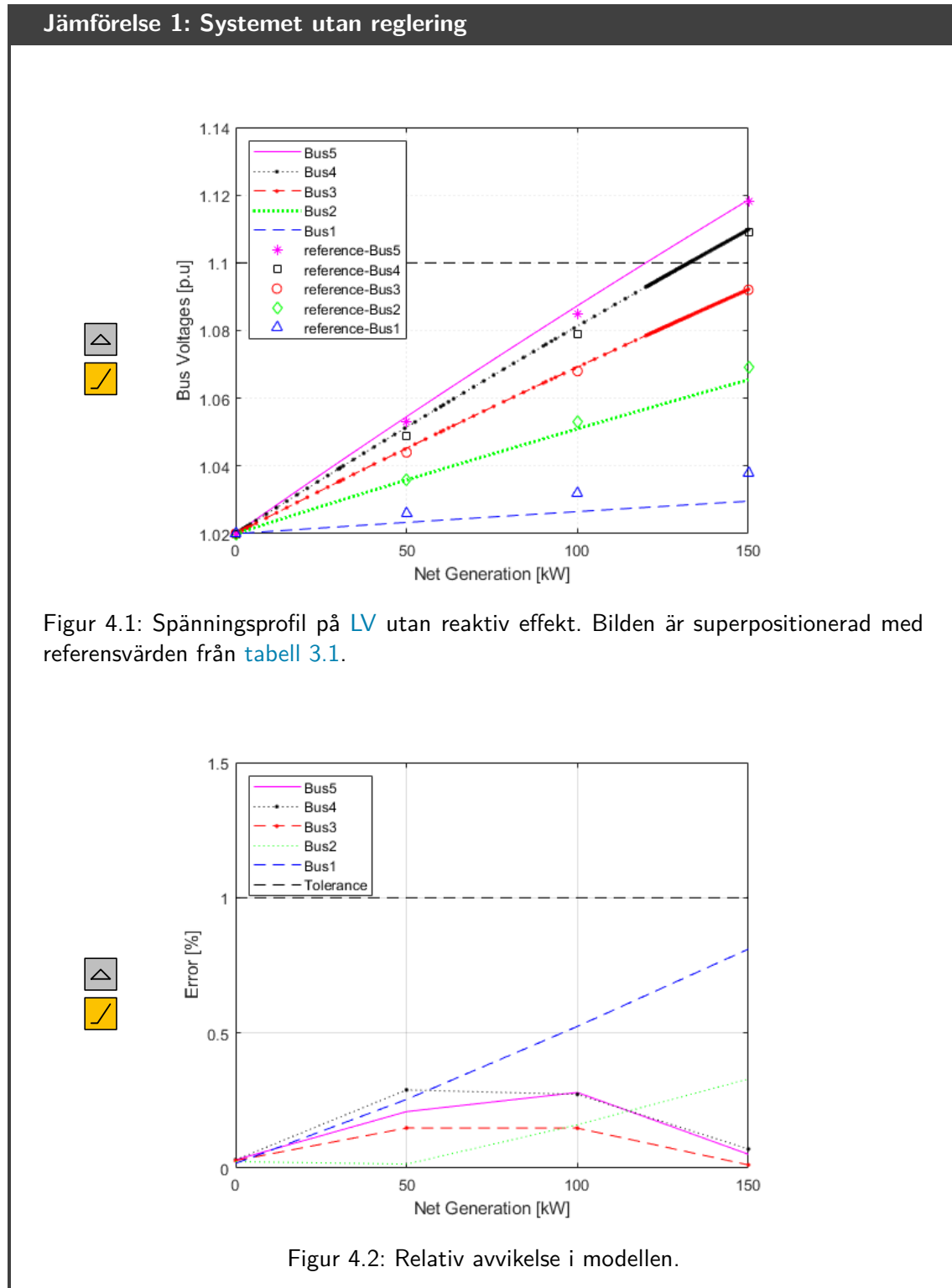
 Ramp

 Steg

 Data

4.1 Oreglerat system

Utan reglering får ledningarna en överspänning likt figur 3.6. Simuleringssystemet ger ett avvikande resultat för nod 1 med $< 0,01$ p.u. lägre spänning, detta beror på att värdena från nämnd figur är approximerad för hand.



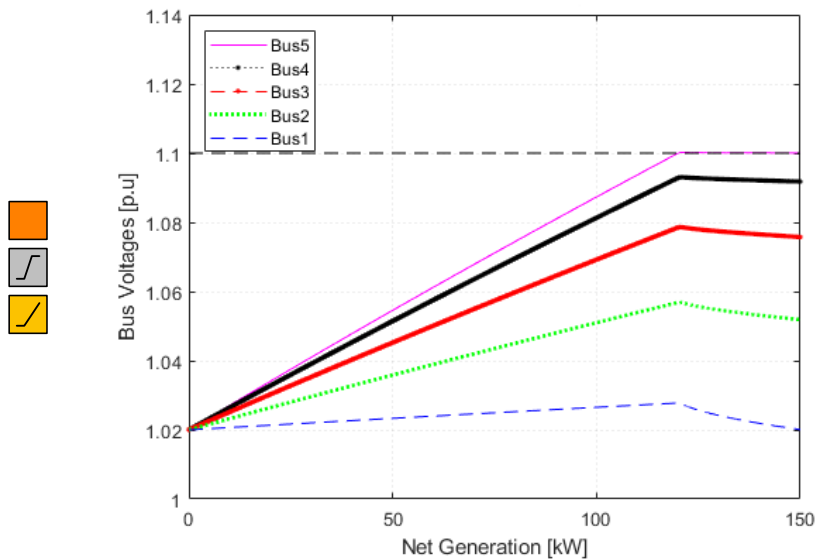
Systemet har liknats vid [3] men ger avvikelser för ett oreglerat system figur 3.6 och resultatet för systemet som arbetet avser figur 4.1.

Simuleringssystemet visar en avvikelse i spänningsnivå på $< 1 \%$ i nodspänningarna där nod 1 avviker mest medan spänningarna för resten av noderna avviker som mest $0,25 \%$.

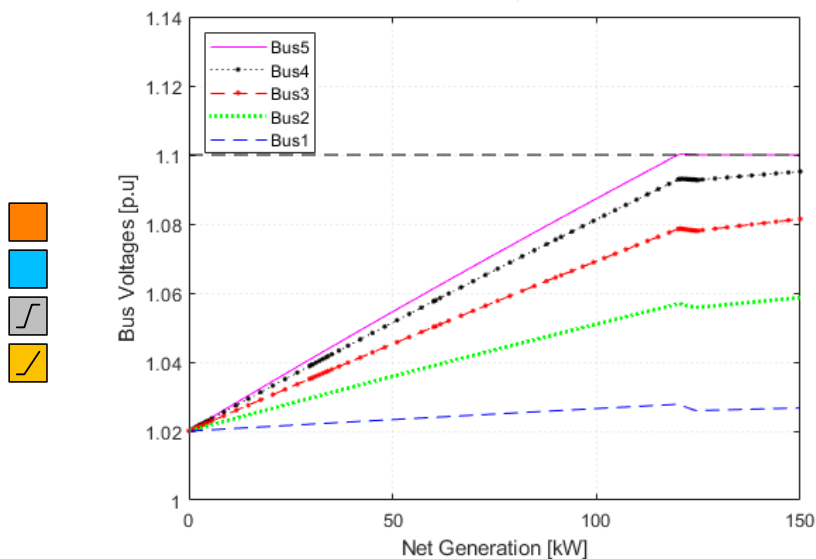
4.2 Reglerat system

Simuleringarna är utförda dels med reaktiv effekt-absorption och aktiv effekt-reducering som aktiveras när omriktarna når 30 kvar absorberad reaktiv effekt. Reduceringen av aktiv effekt sker implicit och graferna visar systemets beteende relativt till reaktiv effekt.

Jämförelse 2: Systemet med styrning



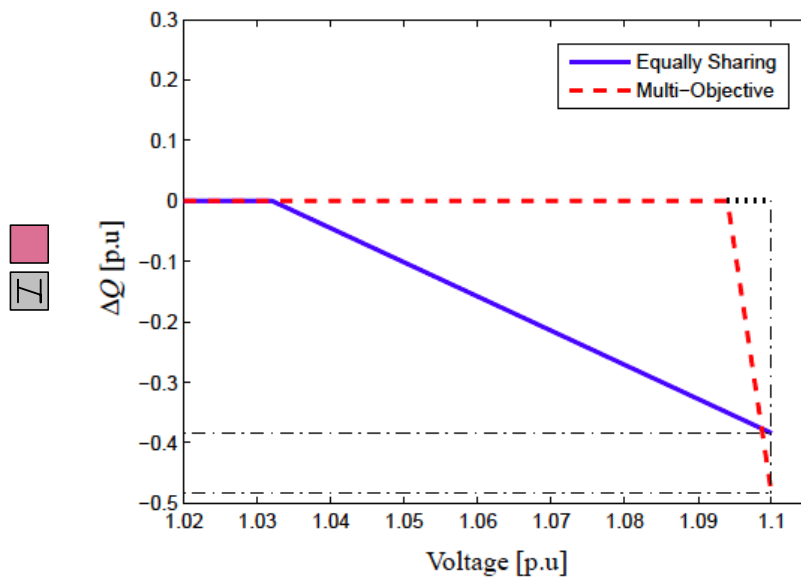
Figur 4.3: Nodspänning på LV med oändlig reaktiv effekt. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.



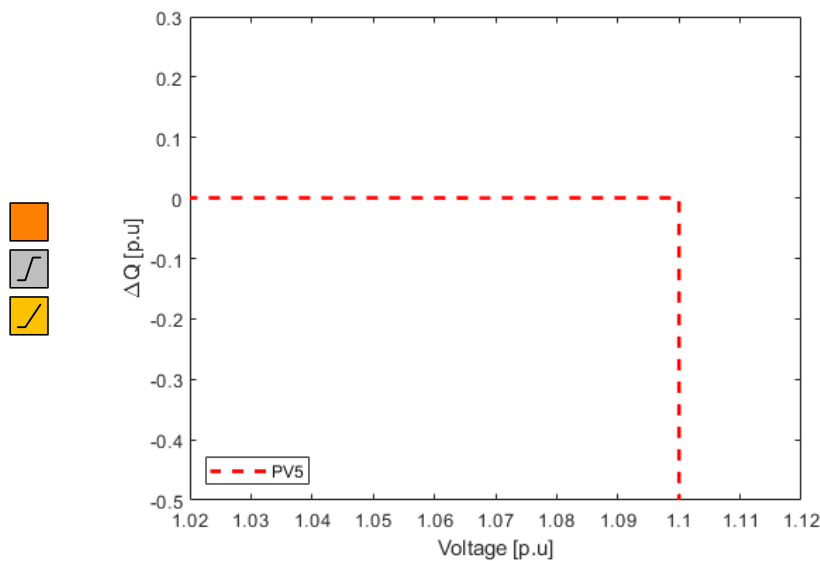
Figur 4.4: Nodspänning på LV med begränsad reaktiv effekt och aktiv effekt-reducering. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

I figur 4.3 visas att när PI-regulatorn initieras hålls en jämn styrning mot 1,1 p.u. när regulatorn har oändlig kapacitet för reaktiv effekt-absorption. Endast regulatorn för nod 5 aktiveras som även lyckas sänka spänningsnivån för övriga noder i LV-nätet. I figur 4.4 visas att spänningsstyrning i systemet är effektiv när reaktiv effekt-absorptionen mättas. Däremot fungerar det enbart för noden den reducerar aktiv effekt för och spänningsnivån för de övriga noderna fortsätter stiga med ökad instrålningseffekt.

Jämförelse 3: Reaktiv effekt-absorption



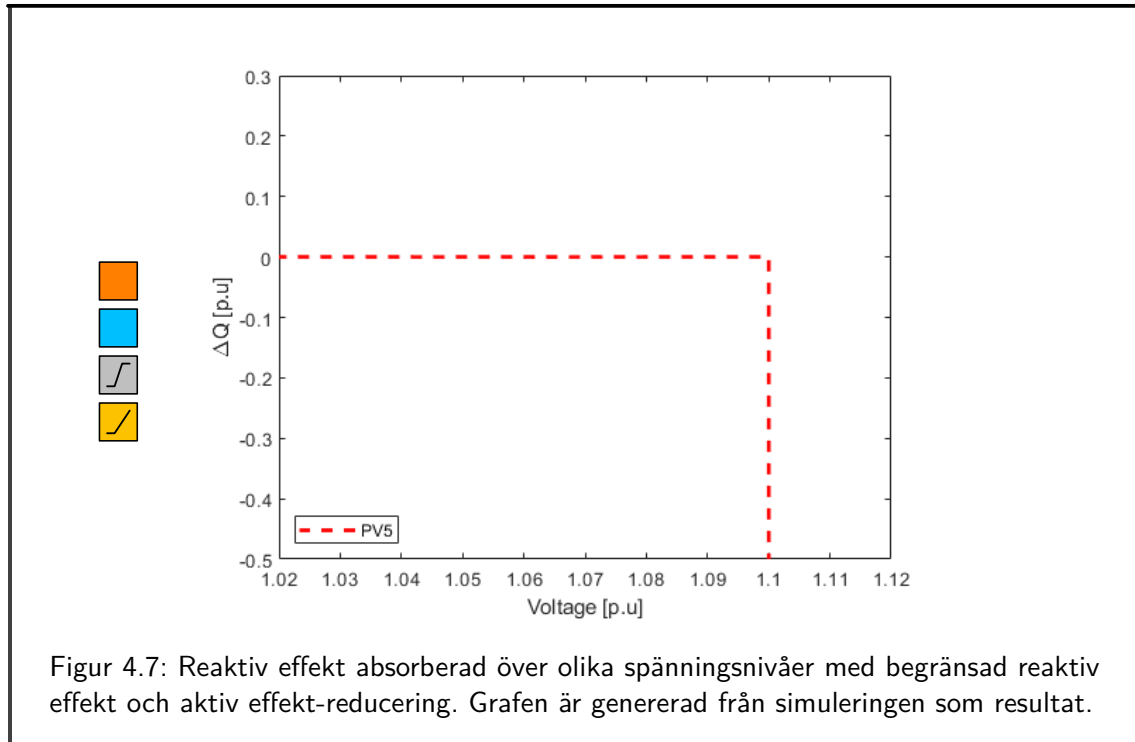
Figur 4.5: Reaktiv effekt absorberad över olika spänningsnivåer. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 321] och fungerar som jämförelse.



Figur 4.6: Reaktiv effekt absorberad över olika spänningsnivåer. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan



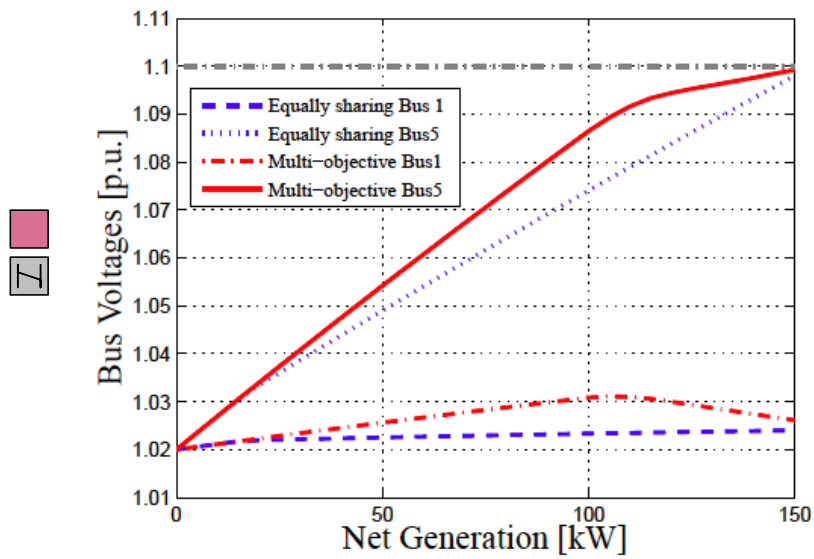
Figur 4.7: Reaktiv effekt absorberad över olika spänningsnivåer med begränsad reaktiv effekt och aktiv effekt-reducering. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

Droop-metoden från [figur 4.5](#) börjar absorbera reaktiv effekt redan innan spänningsnivån når tröskeln på 1,1 p.u. För [Multi-objective](#) initieras regulatorn vid 1,095 p.u. och för [Equally sharing](#) vid 1,033 p.u.

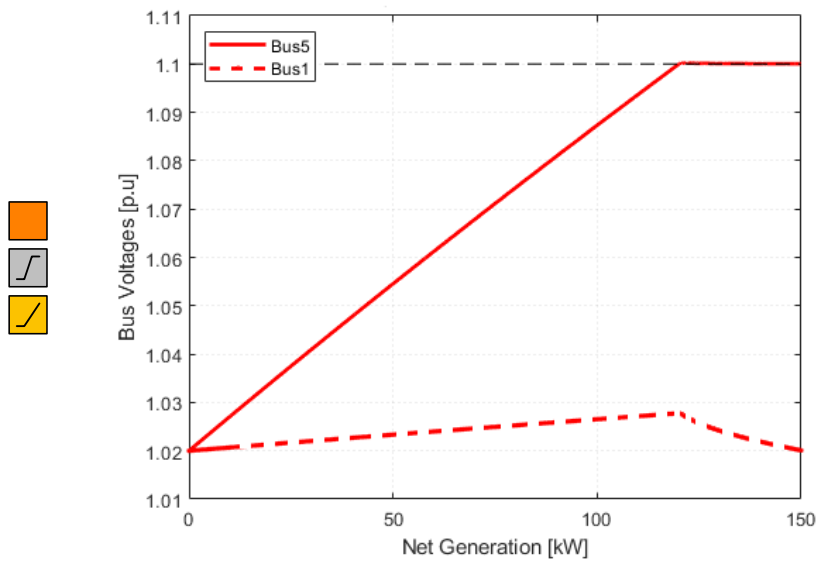
I [figur 4.6](#) syns inga oscillationer, vilket innebär att [PI](#)-regulatorerna inte interfererar med varandra och spänningen på systemet kan regleras individuellt vid varje nod. [PV](#)-anläggningen ansluten till nod 5 är vid oreglerat tillstånd den högst belastade av noderna men med hjälp av [PI](#)-regulatorn begränsas spänningsnivån på nod 5 till 1,1 p.u. Först när spänningsnivån på noderna överstiger 1,1 p.u. aktiveras [PI](#)-regulatorn, vilket medför att det inte krävs spänningskontroll förrän det är nödvändigt till noden.

Regleringens tröskelvärde i [figur 4.7](#) är samma som i [figur 4.6](#).

Jämförelse 4: Reaktiv effekt-absorption på nod 1 och nod 5



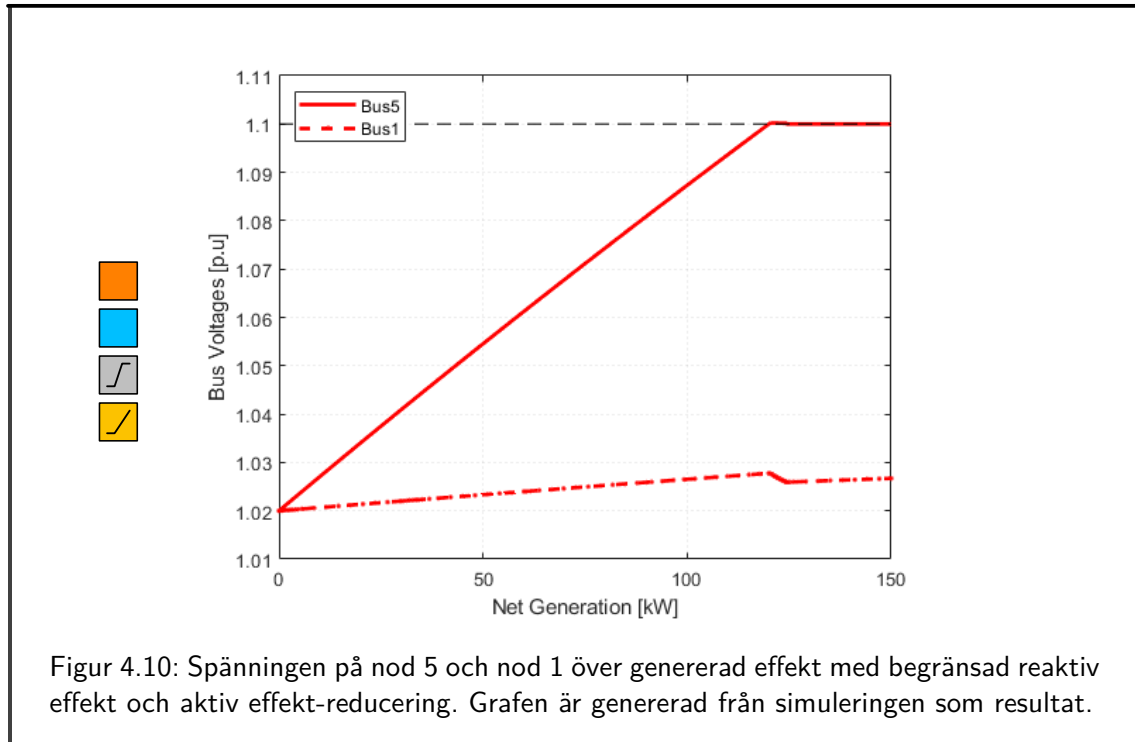
Figur 4.8: Spänningen på nod 5 och nod 1 över genererad effekt. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 321] och fungerar som jämförelse.



Figur 4.9: Spänningen på nod 5 och nod 1 över genererad effekt. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

Forts. på nästa sida

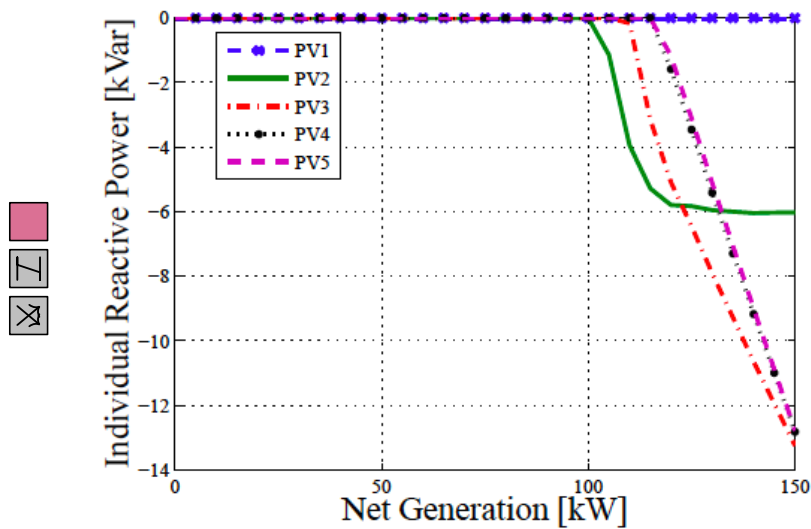
Forts. från förra sidan



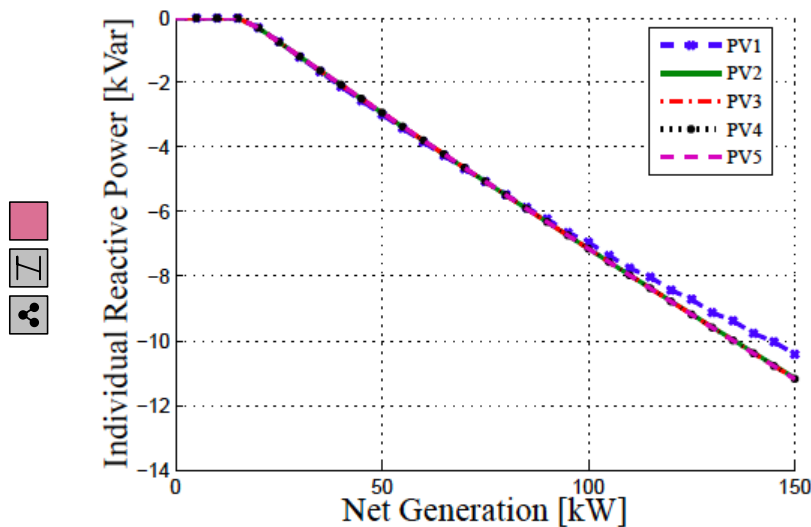
Spänningen på nod 5 och nod 1 från [figur 4.8](#) visar att när reaktiv effekt absorberas i för tid i det droop-reglerade systemet så är spänningsnivån för en viss effekt jämfört med det oreglerade systemet lägre, för genererad aktiv effekt både på nod 5 och nod 1 (minst belastade noden). För det **PI**-reglerade systemet påverkas inte kurvan för genererad aktiv effekt förrän spänningen når sitt tröskelvärde. Skillnaden mellan [figur 4.8](#) och [figur 4.9](#) är att reaktiv effekt absorberas i för tid av det droop-reglerade systemet.

Det finns obegränsat med reaktiv effekt i [figur 4.9](#) medan i [figur 4.10](#) finns endast 30 kvar. Nod 5 och nod 1 i [figur 4.10](#) skiljer sig från [figur 4.9](#) på nod 1 som fortsätter höja spänningsnivån efter att den reaktiva effekt-absorptionen strypts på nod 5.

Jämförelse 5: Individuell reaktiv effekt-absorption



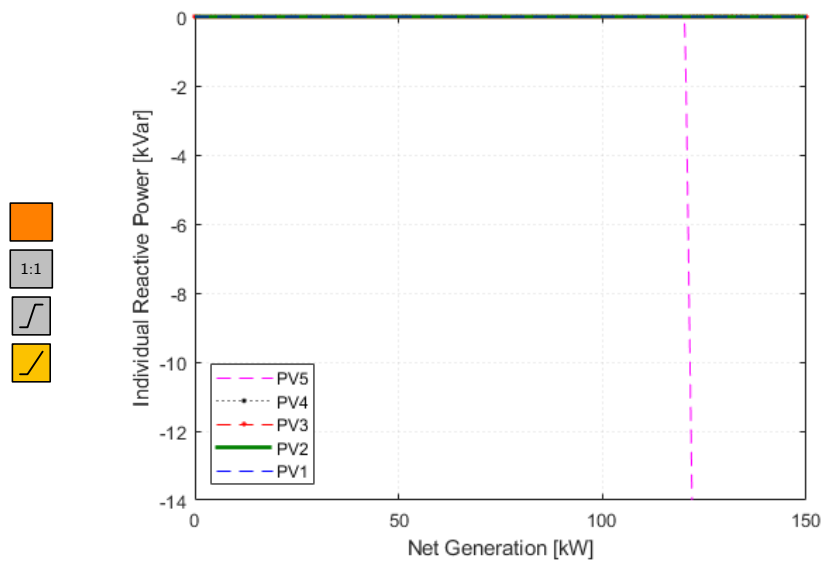
Figur 4.11: Absorberad reaktiv effekt för varje PV-anläggning. Varje PV-anläggning använder sig av [Multi-objective](#)-strategin för droop-metoden. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 322] och fungerar som jämförelse.



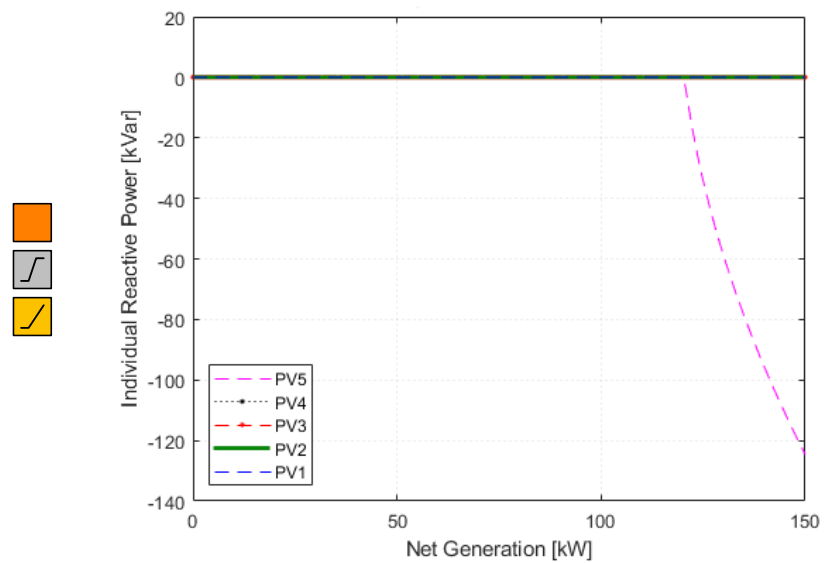
Figur 4.12: Absorberad reaktiv effekt för varje PV-anläggning. Varje PV-anläggning använder sig av [Equally sharing](#)-strategin för droop-metoden. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 322] och fungerar som jämförelse.

Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan



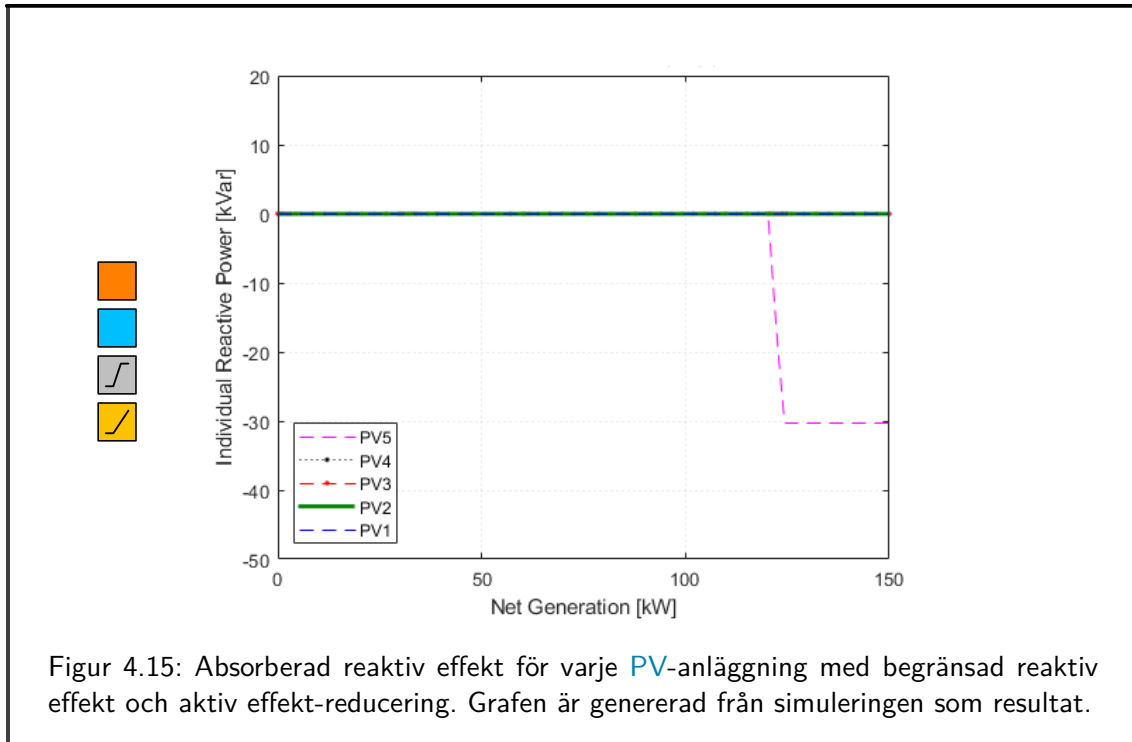
Figur 4.13: Absorberad reaktiv effekt för varje PV-anläggning. Grafen är skalad och genererad från simuleringen som resultat.



Figur 4.14: Absorberad reaktiv effekt för varje PV-anläggning. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan



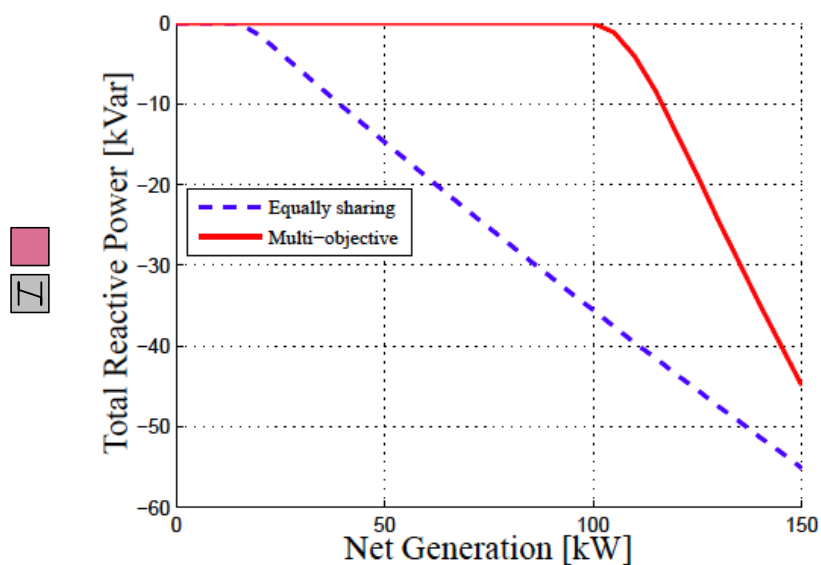
Figur 4.15: Absorberad reaktiv effekt för varje PV-anläggning med begränsad reaktiv effekt och aktiv effekt-reducering. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

I figur 4.11 visas den individuella absorptionen av reaktiv effekt för droop-metoden med **Multi-objective**. Nod 1 drar ingen reaktiv effekt medan nod 2 får initieras vid 100 kW och får en starkt krökt kurva som konvergerar mot -6 kvar. Nod 3 initieras vid 110 kW och uppvisar en svagt böjd kurva. Både nod 5 och nod 4 initieras vid ca 120 kW och absorberar lika mycket mot 150 kW där nod 3, nod 4 och nod 5 absorberar 13 kvar. I figur 4.12 visas reaktiv effekt-absorption för individuellt för varje PV-anläggning för **Equally sharing**. Regulatorn initieras redan vid ca 20 kW och absorberar 11 kvar per PV-anläggning, förutom på nod 1 som avviker något och absorberar 10,5 kvar.

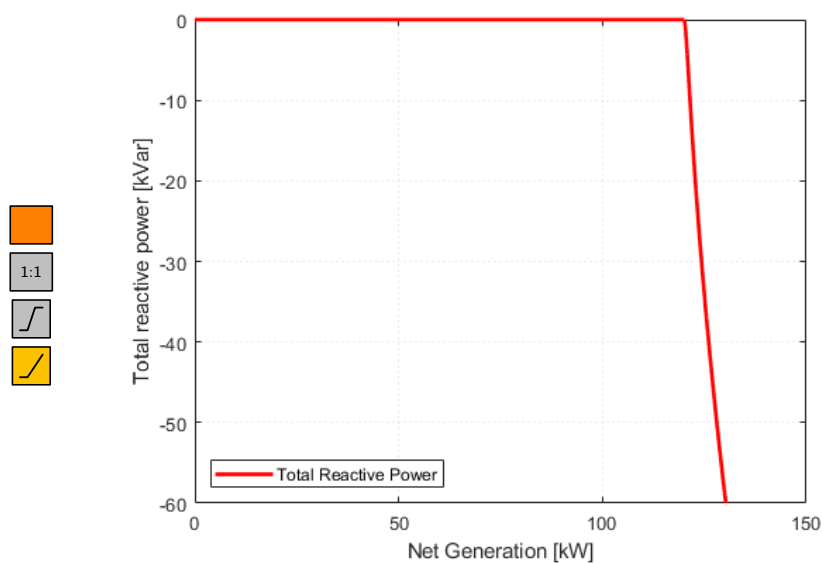
För PI-metoden från figur 4.14 är det endast yttersta PV-anläggningen, nod 5, som absorberar reaktiv effekt. Regulatorn initieras vid 120 kW och absorberar ca 125 kvar, vilket är orimligt. De övriga noderna är inaktiva. En skalad variant visas i figur 4.13.

Begränsningen av reaktiv effekt visas i figur 4.15 tillsammans med att det enbart är nod 5 som är aktiv.

Jämförelse 6: Total reaktiv effekt-absorption



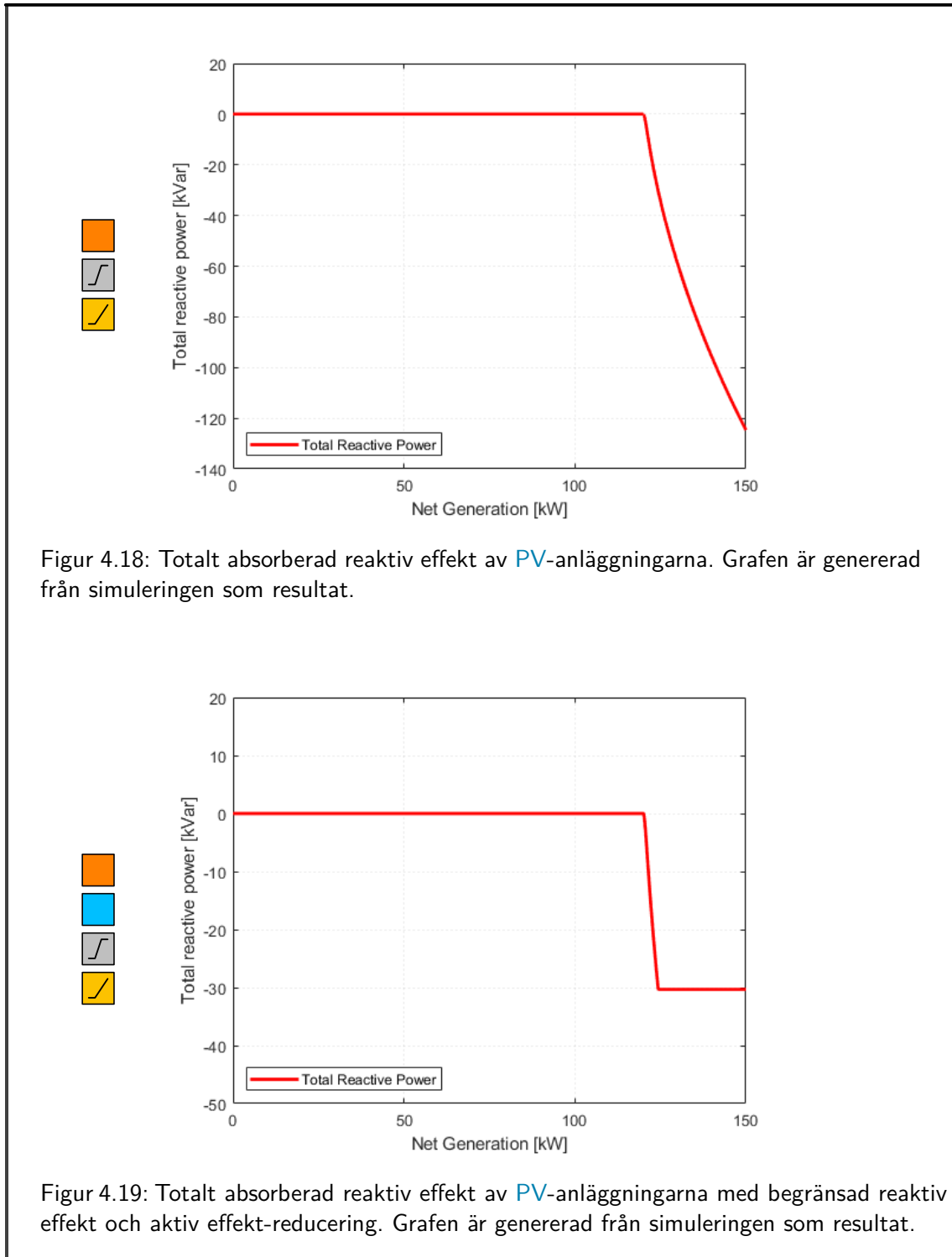
Figur 4.16: Totalt absorberad reaktiv effekt av PV-anläggningarna. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 322] och fungerar som jämförelse.



Figur 4.17: Totalt absorberad reaktiv effekt av PV-anläggningarna. Grafen är skalad och genererad från simuleringen som resultat.

Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan

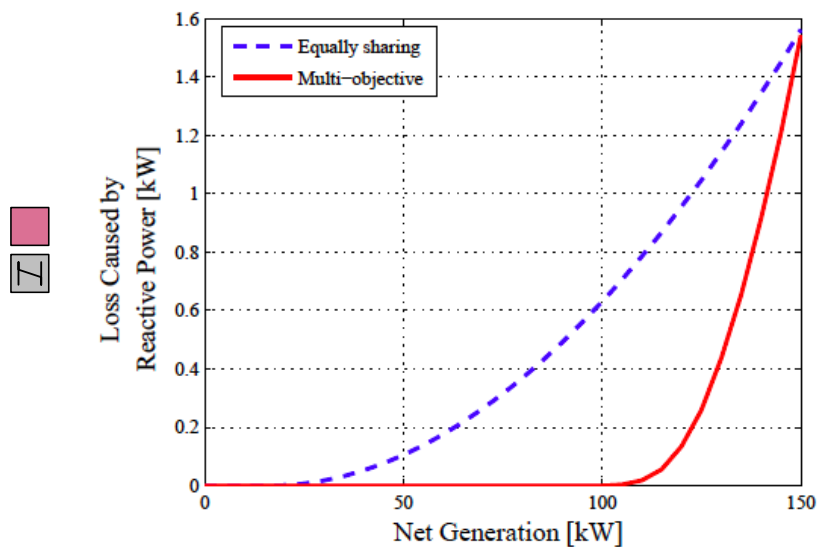


För [Equally sharing](#) från [figur 4.16](#) initieras regulatoren vid ca 20 kW och följer en rät linje när systemet absorberar ca 55 kvar vid 150 kW. För [Multi-objective](#) från [figur 4.16](#) initieras regulatoren från 100 kW och absorberar upp till 45 kvar på 150 kW-strecket. Total reaktiv effekt för [PI](#)-metoden följer samma för [figur 4.18](#) som för [figur 4.14](#). Detta beror på att det är endast nod 5 som absorberar reaktiv effekt när systemet når överspänning. En skalad variant visas i [figur 4.17](#). På [figur 4.19](#) visas att total absorberad reaktiv effekt stannar på 30 kvar vilket är samma värde som på [figur 4.15](#) eftersom reduceringen av aktiv effekt aktiveras så fort kapaciteten för reaktiv effekt blir mättad.

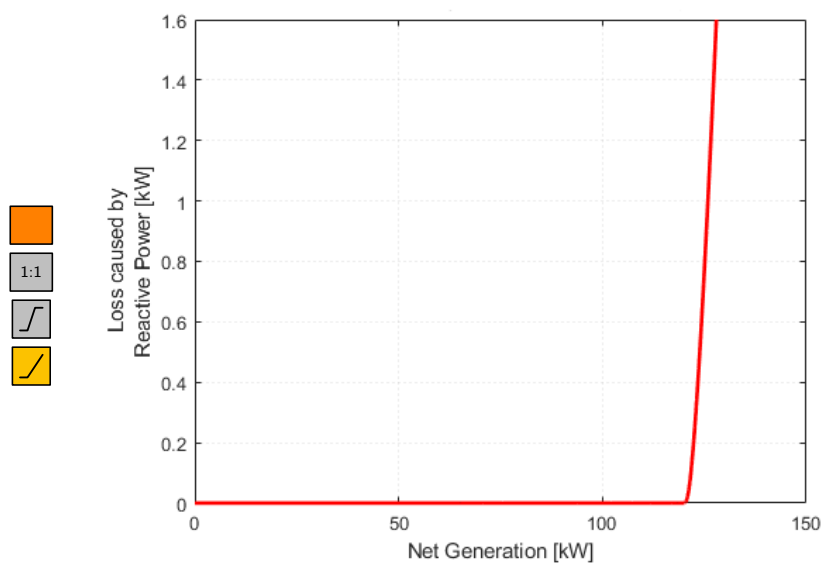
4.3 Elproduktion och förluster

Simuleringarna för PI-metoden har utförts med reaktiv effekt-styrning. För årsförlusten valdes godtyckliga punkter ut för att konstruera en vektor för Equally sharing-, Multi-objective- och PI-metoden. Genom att använda vektorerna som look-up beräknades respektive värde.

Jämförelse 7: Förluster orsakad av reaktiv effekt-absorption



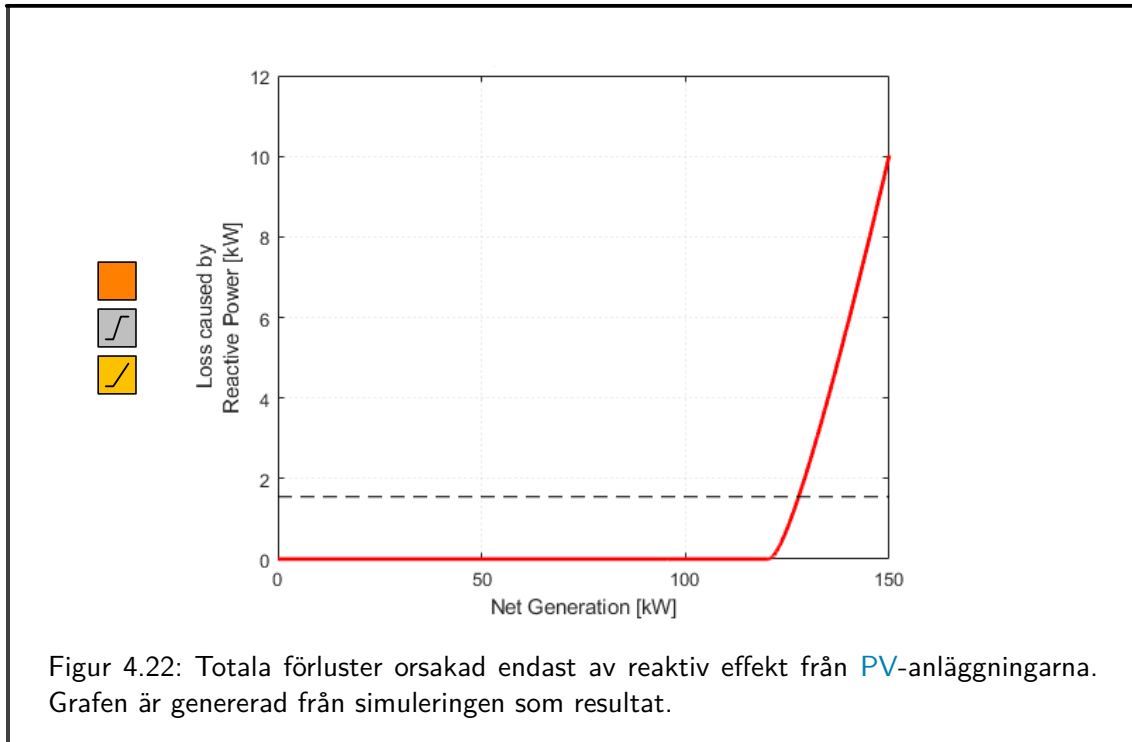
Figur 4.20: Totala förluster orsakad endast av reaktiv effekt från PV-anläggningarna. Grafen är hämtad från [3, artikel VI, s. 322] och fungerar som jämförelse.



Figur 4.21: Totala förluster orsakad endast av reaktiv effekt från PV-anläggningarna. Grafen är skalad och genererad från simuleringen som resultat.

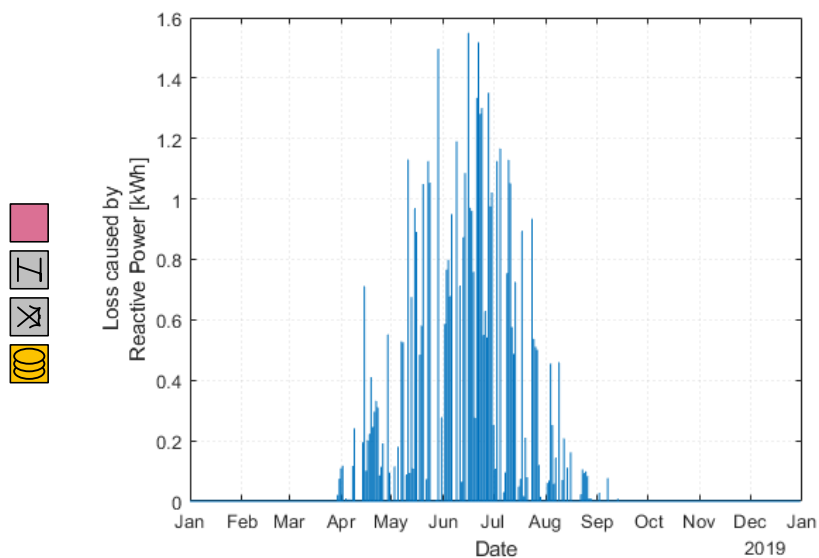
Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan

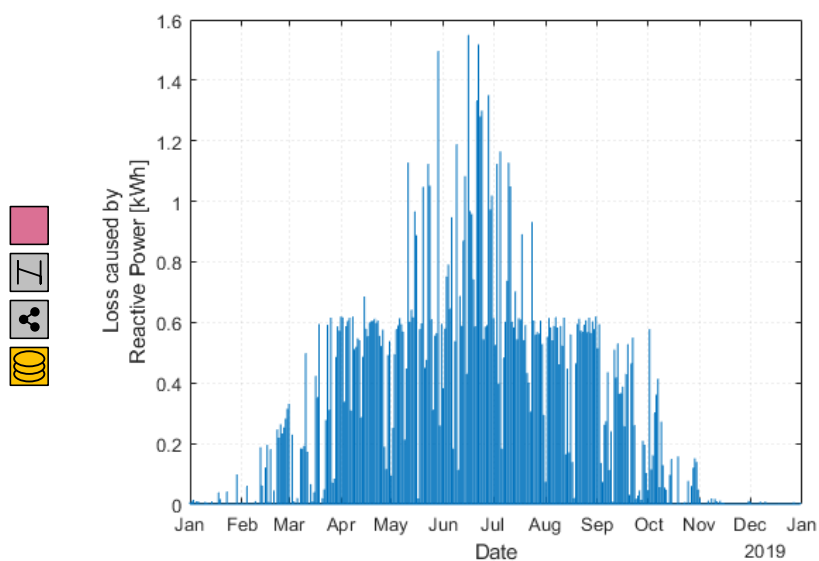


Förluster i levererad effekt sker även från spänningsreglering via PI-metoden, enligt figur 4.22. Förlusterna sker däremot inte på samma sätt, förlusterna från figur 4.20 sker tidigare och i en kurva som kan liknas vid en andragradspolynom. Förlusterna från figur 4.22 sker vid 120 kW och följer liknande profil som för en rät linje. En skalad variant visas i figur 4.21.

Jämförelse 8: Förluster orsakad av reaktiv effekt-absorption för 2019 i Lund



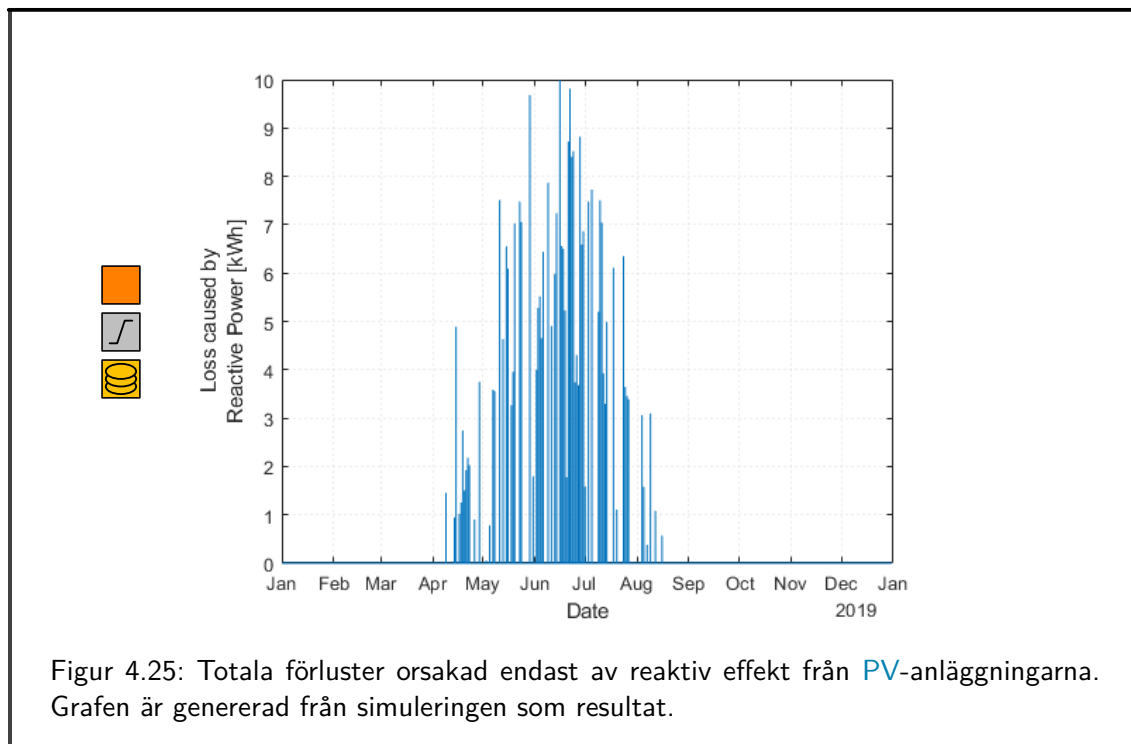
Figur 4.23: Totala förluster orsakad endast av reaktiv effekt från PV-anläggningarna. Grafen är genererad från simuleringen i syfte att jämföra.



Figur 4.24: Totala förluster orsakad endast av reaktiv effekt från PV-anläggningarna. Grafen är genererad från simuleringen i syfte att jämföra.

Forts. på nästa sida

Forts. från förra sidan



Solinstrålningen från figur 3.16 normerades till 150 kW. Tillsammans med droop- samt PI-metodernas förlustdata hämtad från figur 4.20 respektive figur 4.22 filtrerades timdatan för solinstrålningen under år 2019. Timvärdena summerades för att visa effektförlusterna under 1 år när reglermetoderna är aktiva.

Droop-metoden med Multi-objective används i figur 4.23 och för den strategin blir årsförlusten för 2019 0,1265 MW h.

Droop-metoden med Equally sharing används i figur 4.24 och för den strategin blir årsförlusten för 2019 0,5712 MW h.

PI-metoden används i figur 4.25 och ger en årsförlust för 2019 på 0,7399 MW h.

En sammanställning av de olika metodernas energiförlust visas i tabell 4.1.

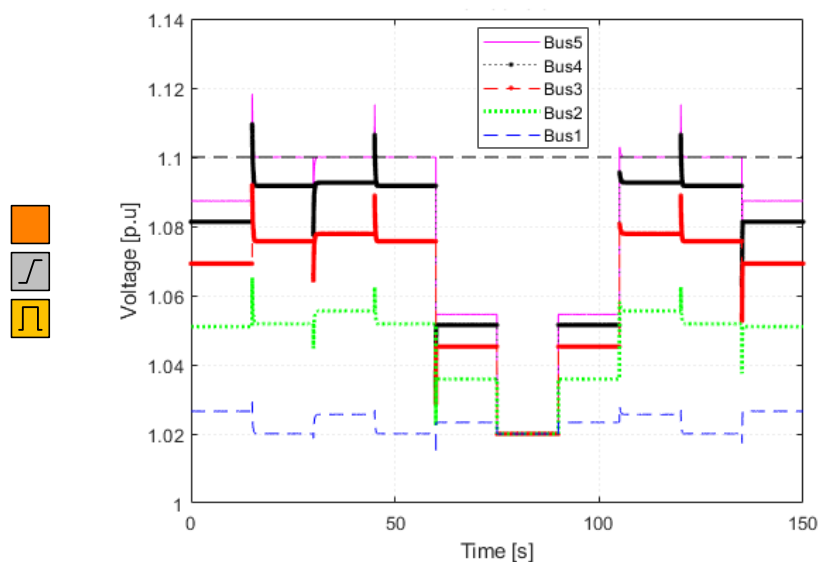
Tabell 4.1: Årsförlust för 2019 i MW h.

Metod	Energi
droop-metoden (Multi-objective)	0,1265 MW h
droop-metoden (Equally sharing)	0,5712 MW h
PI-metoden	0,7399 MW h

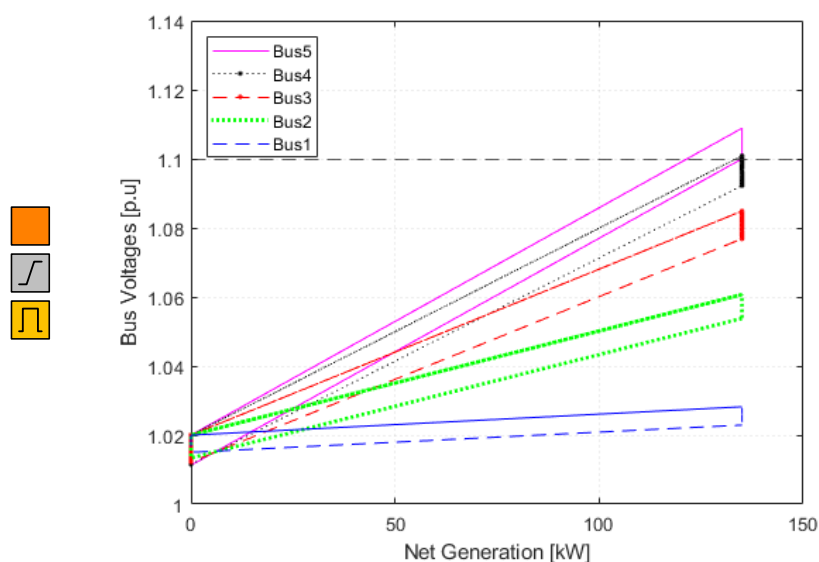
4.4 Stabilitet

Simuleringarna för stabilitetsmätningar för PI-metoden har utförts med reaktiv effekt-styrning. Växlande väderlek har simulerats med stegsvar.

Jämförelse 9: Stabilitet



Figur 4.26: Stabilitetsmätning. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.



Figur 4.27: Stabilitet per nettoeffekt. Grafen är genererad från simuleringen som resultat.

I figur 4.26 varierar P_{ref} med olika nivåer mellan 0 kW och 150 kW under en tidsperiod. PI-regulatorn styr systemet högsta spänningen mot 1,1 p.u. för spänningsnivåer över den acceptabla nivån och aktiveras individuellt utan att påverka varandra. I figur 4.27 växlar instrålningseffekten mellan 0 kW och 125 kW med en tidsperiod på 50 s, detta görs för att efterlikna

hastiga väderförändringar. Överslängarna som uppkommer beror på att värdet för stegsvaret har satts högre än 1,1 p.u. för att undersöka om systemet regleras ner mot bestämt värde. När stegsvaret för P_{ref} har nått sitt värde vid 125 kW trycks kurvan ner mot 1,1 p.u. När regleringen för nod 5 initieras sänks spänningsnivån för alla noder. Cykeln upprepas utan avvikelser.

Motsvarande jämförelsevärden för droop-metoden förekommer ej i [3].

Från [tabell 4.2](#) kan systemet bedömas som stabilt, enligt [sats 2.1](#), ty alla egenvärden har negativa realdelar.

Tabell 4.2: Egenvärden för systemet.

Egenvärde	30 kW	60 kW	90 kW	120 kW	150 kW
λ_1	-12.6851	-12.5426	-12.4121	-12.2920	-22.6126
λ_2	-0.0225	-0.0225	-0.0220	-0.0218	-2.0570
λ_3	-0.0062	-0.0062	-0.0061	-0.0060	-0.3298
λ_4	-0.0033	-0.0033	-0.0032	-0.0032	-0.1010
λ_5	-0.0024	-0.0024	-0.0023	-0.0023	-0.0517

4.5 Sammanfattning av simuleringsresultat

I [delmoment 1](#) från [kapitel 1.4](#) simuleras systemet utan reaktiv effekt. Ett oreglerat system [figur 4.1](#) leder till överspänningar i elnäten från PV-anläggningen vid de två yttre noderna.

I [delmoment 2](#) från [kapitel 1.4](#) simuleras systemet med reaktiv effekt-styrning via PI-regulatorer. PI-regulatorerna finns i varje PV-anläggning i syfte att dra reaktiv effekt för att sänka spänningen i elnätet. Den droop-baserade metoden som tillämpar [Equally sharing](#) fördelar den reaktiva effekten mellan alla PV-anläggningar som på så sätt sänker spänningen i elnätet. Den droop-baserade metoden som tillämpar [Multi-objective](#) sänker spänningen i elnätet med optimalt inställda parametrar. För reaktiv effekt-konsumtion relativt till spänningsnivån visar den droop-reglerade metoden [figur 4.5](#) reaktiv effekt-konsumtion redan på acceptabla spänningsnivåer medan den PI-reglerade metoden [figur 4.6](#) endast konsumerar reaktiv effekt först när spänningströskeln på 10 % är nådd.

I [delmoment 2 forts.](#) från [kapitel 1.4](#) simuleras systemet med både reaktiv effekt-styrning och aktiv effekt-reducering. Vid försök att göra systemet realistiskt begränsas konsumtionen av reaktiv effekt med ett maxvärde, vilket leder till att den aktiva effekten måste sänkas istället för att kunna begränsa spänningsnivån till 1,1 p.u. Den reaktiva effekten i från noderna för de individuella PV-elementen stryps vid ett bestämt tröskelvärde enligt [figur 4.7](#). Spänningsvärdena för första och sista noden kan ses i [figur 4.10](#), vilket även visar att när absorptionen av reaktiv effekt har mätts så kommer reduceringen av aktiv effekt vara den dominerande faktorn till spänningsbegränsning i systemet.

I [delmoment 3](#) demonstreras systemets stabilitet i [figur 4.26](#) som simulerar diverse spänningshöjningar. Stabiliteten för systemet bedömdes genom att simuleringarna inte indikerar instabilitet, men också efter dess egenvärden. Genom att använda Matlabs verktyg för att beräkna dess tillståndsmodell kunde egenvärdena hittas. Alla egenvärden befinner sig i vänster halvplan och därmed är systemet stabilt.

I [delmoment 4](#) från [kapitel 1.4](#) beräknas effektförlusten för reaktiv effekt-styrning. Det [figur 4.20](#) visar är att spänningsstyrning med reaktiv effekt från droop-metoden ger förluster från 100 kW. Förlusterna beräknades genom att summera I^2R -förluster för reaktiv ström från ledningarna i PV. Eftersom aktiv effekt också ger upphov till I^2R -förluster så separerades dessa från summan genom att endast använda $\text{Im}(I)$. Detta för att få effektförlusterna att bli direkt jämförbara med referensen [figur 4.20](#) för droop-metoden. Till energiförlusterna för ett helt år användes riktig solinstrålningsdata från Lund 2019. Droop-metoden som använder sig av [Multi-objective](#) fick lägst förluster och varianten med [Equally sharing](#) fick något högre förluster. PI-metoden fick högst årsförluster.

Kapitel 5

Slutsatser

5.1 Sammanvägning av analyser

Arbetet visar att det går att implementera PI-regulatorer som ger jämförbara resultat med droop-regleringen. Det ska även tilläggas att en PI-regulator är lättare att implementera då den inte kräver mycket beräkningar som droop-reglering vid optimala inställningar behöver enligt [underkapitel 2.2.1](#). PI-regulatorerna bidrar inte till störningar mellan de olika PV-anläggningar kopplade till LV-nätet och uppvisar ett stabilt beteende. Den droop-baserade metoden kräver att parametrarna måste ställas in av elleverantören i samband med installationen, om den ska bli optimal, vilket leder till ökat förarbete då det innebär att varje enskilt fall måste behandlas på nytt. Från [3] framstår denna process som beräkningstung, vilket kan vara besvärligt. En bättre automation på näten kan undvika många förluster i elnät med stora kvantiteter solceller. Växelriktaren måste dimensioneras för högre ström om den utöver att omvandla P även ska kunna dra Q . Omriktare med högre märkeffekt än 42 kVA, som användes i simuleringarna, skulle naturligtvis medföra en större kapacitet för reaktiv effekt vid 30 kW installerad effekt men detta leder till en avvägning mellan kostnad och nödvändig funktionalitet.

Spänningen för systemet ökar mest på det yttersta PV-anläggningen, nod 5, och tillhörande PI-regulator är även först med att tillämpa reaktiv effekt-styrning. Detta innebär att nod 5 även drar reaktiv effekt från nätet under en längre tid än övriga noder. Dock gäller detta även när den reaktiva effekten begränsas och aktiva effekten börjar reduceras. Orsaken till detta är att tröskeln, den maximala accepterade spänningsnivån, inte passeras samtidigt mellan noderna.

En möjlig lösning till detta är att det måste tillkomma ytterligare styrning i form av koordination mellan PI-regulatorerna. En utväg till att förhindra reducering av aktiv effekt från att initieras i förväg, i alla fall innan all reaktiv effekt-kapacitet i systemet är mättad. Priset för koordination är dock behovet av kommunikation.

I relation till detta är båda droop-metoderna tidiga med att absorbera reaktiv effekt vilket naturligtvis leder till mindre genererad aktiv effekt.

Förlusterna i nätet är högre med en faktor på ca fem vid 150 kW för PI-reglering jämfört med droop. Å andra sidan börjar droop-metoden vid 100 kW och följer en kurva som är lik en andragsgradspolynom och PI-metoden börjar vid 120 kW samt följer en kurva som påminner om en rät linje. Årsförlusterna visar att trots icke-optimerade inställningar så är PI-metodens prestation inom området av droop-metoden som använder sig av [Equally sharing](#). En viktig aspekt är att en PI-regulator är enklare att implementera än droop-metoden. Systemet uppvisar kännetecknen för vad kvalificeras som stabilt och bidrar inte till transienter i nätet vid simulering av diverse soleffekthöjningar.

Det faktum att PI-regulatorerna tillåter omriktarna på PV-anläggningarna agera självständigt reducerar mycket förarbete. Som i sin tur leder till minskade kostnader. Ytterligare en konsekvens av autonoma regulatorer är ett flexibelt system som enkelt och dynamiskt kan expandera med fler PV-anläggningar. Däremot kan PI-regulatorernas oberoende natur också

resultera i att de befinner sig i otakt med när reduktion av aktiv effekt tillämpas. Vid reducerad aktiv effekt reduceras solexproduktionen vilket försämrar ekonomin för slutkund. I dessa situationer måste troligtvis ett avtal förhandlas fram som innefattar en lämplig kompensation från nätbolag till kund. Ett annat tillvägagångssätt kan innebära olika prissättning för el, fast detta kan hastigt ge upphov till mycket administrativt arbete. Ytterligare en möjlighet är användning av batterier för att uppväga förlusterna i form av en nödreservoar. Dock anses de nämnda förslagen vara kompromisslösningar och att regulatorerna agerar utan utomstående medel tillförs är att föredra.

5.2 Osäkerhet

Bristen på data på systemet som droop-metoden tillämpades på drev flera nyckelvärden i detta arbete till att approximeras. Det faktum att det simulerade systemet visade avvikelser i kalibreringstadiet kan påverka resultaten. En avvikelse från originalmodellen kan påverka simuleringsresultatet relativt originalet. Storleken på avvikelsen kan påverka hur stor resultatskillnaden blir vid simulering. Valet av K_c och T_i är gjort godtyckligt och konsekvenserna av detta är inte fullt studerade.

5.3 Fortsatta studier

Det är rimligt att analysera PI-metoden på andra system för att föra liknelserna med droop-metoderna till sin spets. Dessutom kan flera olika modeller generera mer data för hur PI-metoden beter sig i olika konstellationer av PV-anläggningar.

Centraliserad styrning för att motverka att aktiv effekt-reduktion initieras i förtid. I syfte att inte påverka PI-regulatorernas individuella funktionalitet kan en minimal inverkan innebära att PV-anläggningar kommunicerar var för sig när enheterna inte kan dra mer reaktiv effekt till en hubb och först när all kapacitet är mättad kan de börja reducera aktiv effekt. Kommunikationen kan utföras med en IoT-enhet som strömmar data om vilket tillstånd PI-regulatorn befinner sig i, om kapaciteten för reaktiv effekt har mättats. Förslagsvis går modbusprotokollet [14] att använda för dessa uppgifter. Hubben kan installeras vid nätstationen av det radiella nätet för området och bygga upp små kluster. Kommunikationen mellan PV-anläggningarna bör kunna optimera spänningskontrollen utan att sammankoppla dem på annat sätt.

Bättre val av tröskelvärden för att bättre synkronisera PI-regulatorernas initiering vid spänningar över den acceptabla nivån. Det kan till synes leda till en hybrid med droop-metoden men designation av arbetszoner är i så fall en blygsam variant.

Litteratur

- [1] N. Berg och S. Estenlund, "Solceller i elnät," examensarb., Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lunds Tekniska Högskola, 2013.
- [2] M. Alaküla, L. Gertmar och O. Samuelsson, *Elenergiteknik*. KFS, 2009.
- [3] A. Samadi, "Large Scale Solar Power Integration in Distribution Grids," doktorsavhandling, Kungliga Tekniska Högskola, 2014.
- [4] I. Leiße, "Efficient Integration of Distributed Generation in Electricity Distribution Networks," doktorsavhandling, Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lunds Tekniska Högskola, 2013.
- [5] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger och A. W. Ho-Baillie, "Solar cell efficiency tables (version 51)," *Progress in Photovoltaics*, årg. 26, 2017.
- [6] Fraunhoferinstitutet. (2020). "Net installed electricity generation capacity in Germany in 2020," Fraunhoferinstitutet, URL: https://www.energy-charts.de/power_inst.htm?year=2020&period=annual&type=power_inst (hämtad 2020-06-26).
- [7] ABB. (2014). "Product manual ULTRA 6/8 DC input (700 to 1400 kW)," ABB Ltd, URL: https://library.e.abb.com/public/04734fa4f593175585257e260062c5b6/ULTRA-700-1050-1400-TL-6_8DC%20input-Product%20manual%20EN-RevD%28M000004DG%29.pdf (hämtad 2020-07-17).
- [8] A. T. Procopiou och L. F. Ochoa, "On the Limitations of Volt-var Control in PV-Rich Residential LV Networks: A UK Case Study," *IEEE Milan PowerTech*, s. 1–6, 2019.
- [9] G. Olsson och C. Rosen, *Industrial automation: Applications, structures and systems*. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation, 2005.
- [10] T. Glad och L. Ljung, *Reglerteori: Flervariabla och olinjära metoder*. Studentlitteratur AB, 2011.
- [11] MathWorks. (2020). "Controlled Voltage Source," MathWorks, URL: <https://se.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/controlledvoltageource.html> (hämtad 2020-07-20).
- [12] C. J. O'Rourke, M. M. Qasim, M. R. Overlin och J. L. K. Jr., "A Geometric Interpretation of Reference Frames and Transformations: dq0, Clarke, and Park," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, årg. 34, nr 4, s. 2070–2083, 2019.
- [13] SMHI. (2020). "Globalstrålning timvärde," SMHI, URL: <https://www.smhi.se/data/meteorologi/ladda-ner-meteorologiska-observationer/#param=globalIrradians,stations=all,stationid=53445> (hämtad 2020-08-09).
- [14] Schneider Electric. (2000). "Modbus protocol," Schneider Electric, URL: http://www.interlog.com/~speff/usefulinfo/modbus_protocol.pdf (hämtad 2020-06-08).

[Denna sida har avsiktligen lämnats blank]

Bilagor

Bilaga A

Matlabkod

A.0.1 Initiala värden

```
1 function initialSettings()
2     clc;clear;
3     set_base_values('base')
4     set_system_values('base')
5     set_controller_limits('base', 30000)
6     set_controller_configuration('base')
7     set_initial_values('base')
8     set_liniarization_points('base')
9 end
10 function set_controller_configuration(x1)
11     %1/0 => enable/disable -> P reduction;Q absorbtion;Q saturation;
12     assignin(x1,'P_switch_5',0);assignin(x1,'Q_switch_5',1);assignin(x1,'Q_saturated_5',0);
13     assignin(x1,'P_switch_4',0);assignin(x1,'Q_switch_4',1);assignin(x1,'Q_saturated_4',0);
14     assignin(x1,'P_switch_3',0);assignin(x1,'Q_switch_3',1);assignin(x1,'Q_saturated_3',0);
15     assignin(x1,'P_switch_2',0);assignin(x1,'Q_switch_2',1);assignin(x1,'Q_saturated_2',0);
16     assignin(x1,'P_switch_1',0);assignin(x1,'Q_switch_1',1);assignin(x1,'Q_saturated_1',0);
17 end
18 function set_base_values(x1)
19     assignin(x1,'Pref',0);
20     assignin(x1,'Qref',0);
21     assignin(x1,'Vref',400);
22     assignin(x1,'X',1.3333);
23     assignin(x1,'impedanceFilterL',0.0042);
24 end
25 function set_initial_values(x1)
26     assignin(x1,'initialQ',0);
27     assignin(x1,'initialValueVoltage',408);
28     assignin(x1,'initialValuePhase',0);
29 end
30 function set_liniarization_points(x1)
31     assignin(x1,'snapshots',[30 60 90 120 150]);
32 end
33 function set_controller_limits(x1,x2)
34     assignin(x1,'QP',400);
35     assignin(x1,'PP',400);
36     assignin(x1,'QI',300);
37     assignin(x1,'PI',300);
38     assignin(x1,'QSaturationUpperLimit',x2);
39     assignin(x1,'QSaturationLowerLimit',-x2);
40     assignin(x1,'PDeadZoneUpperLimit',x2);
41     assignin(x1,'PDeadZoneLowerLimit',-x2);
42 end
43 function set_system_values(x1)
44     assignin(x1,'S',150e3);
45     assignin(x1,'phMV',0);
46     assignin(x1,'MV',408);
47     assignin(x1,'lineR',0.0519);assignin(x1,'lineL',1.1449e-07);
48     assignin(x1,'gridR',0.011);assignin(x1,'gridL',3.5014e-05);
49     assignin(x1,'transformerR',7.64e-06);assignin(x1,'transformerL',4.469e-08);
50 end
```

Kod A.1: Initiala värden.

A.0.2 Grafer

```
1 function plot_Vpu_netkW()
2     referenceEnabled=1;
3     plot(Ptot.signals.values/1000, Va5.signals.values, 'm')
4     hold on;
5     plot(Ptot.signals.values/1000, Va4.signals.values, 'k')
6     plot(Ptot.signals.values/1000, Va3.signals.values, 'r--')
7     plot(Ptot.signals.values/1000, Va2.signals.values, 'g', 'Linewidth',2)
8     plot(Ptot.signals.values/1000, Va1.signals.values, 'b')
9     legend('Bus5','Bus4','Bus3','Bus2','Bus1','location','northwest')
10    if referenceEnabled == 1
11        plot([0 50 100 150], [1.02 1.053 1.085 1.118], '*m')
12        plot([0 50 100 150], [1.02 1.049 1.079 1.109], 'sk')
13        plot([0 50 100 150], [1.02 1.044 1.068 1.092], 'or')
14        plot([0 50 100 150], [1.02 1.036 1.053 1.069], 'dg')
15        plot([0 50 100 150], [1.02 1.026 1.032 1.038], '^b')
16        legend('Bus5','Bus4','Bus3','Bus2','Bus1', ...
17              'reference-Bus5','reference-Bus4','reference-Bus3', ...
18              'reference-Bus2','reference-Bus1', ...
19              'location','northwest')
20    end
21    ax = gca;
22    ax.YAxis.Exponent = 0;
23    ax.XAxis.Exponent = 0;
24    if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
25        title('With reactive power')
26    elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
27        title('With active power consumption')
28    elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
29        title('With reactive power and active power curtailment')
30    else
31        title('Without reactive power')
32    end
33    xlabel('Net Generation [kW]')
34    ylabel('Bus Voltages [p.u]')
35    set(gca,'gridlinestyle',':')
36    grid on
37    hline = reline([0 1.1]);
38    set(hline,'LineStyle','--')
39    %set(hline,'DisplayName','threshold')
40    set(0,'DefaultLegendAutoUpdate','off')
41    hline.Color = 'black';
42    axis([0,150,1.02,1.14])
43    fnam='plots/all.png';
44    s.Format = 'png';
45    hgexport(1,fnam,s)
46 end
```

Kod A.2: Spänningen på noderna över aktiv effekt.

```

1 function plot_pLineLossQ_netkW()
2   PlinelossQ=3.*( ...
3     imag(Ia1.signals.values) ...
4     + imag(Ia2.signals.values) ...
5     + imag(Ia3.signals.values) ...
6     + imag(Ia4.signals.values) ...
7     + imag(Ia5.signals.values).^2.*lineR;
8   plot(Ptot.time,PlinelossQ/1000,'r','Linewidth',2)
9   ax = gca;
10  ax.YAxis.Exponent = 0;
11  ax.XAxis.Exponent = 0;
12  if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
13    title('Power loss with reactive power control')
14  elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
15    title('Power loss with reactive power and active power curtailment')
16  elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
17    title('Power loss with active power curtailment')
18  else
19    title('Power loss without reactive power control')
20  end
21  %axis([0,150,0,1.6])
22  xlabel('Net Generation [kW]')
23  ylabel({'Loss caused by';'Reactive Power [kW]'})
24  set(gca,'gridlinestyle',':')
25  grid on
26  hline = reffline([0 1.55]);
27  set(hline,'LineStyle','--')
28  set(hline,'DisplayName','Reference line')
29  hline.Color = 'black';
30 end

```

Kod A.3: Effektförluster.

```

1 function plot_total_kvar_netkW()
2   plot(Ptot.signals.values/1000, Q5.signals.values/1000 + ...
3     Q4.signals.values/1000 + ...
4     Q3.signals.values/1000 + ...
5     Q2.signals.values/1000 + ...
6     Q1.signals.values/1000, ...
7     'r','Linewidth',2)
8   ax = gca;
9   ax.YAxis.Exponent = 0;
10  ax.XAxis.Exponent = 0;
11
12  if Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
13    axis([0,150,-50,20])
14  end
15  legend('Total Reactive Power','location','southwest')
16  title('')
17  xlabel('Net Generation [kW]')
18  ylabel('Total reactive power [kVar]')
19  set(gca,'gridlinestyle',':')
20  grid on
21  %axis([0,150e3,-10e4,1e3])
22  fnam='plots/totQPV_A.png';
23  s.Format = 'png';
24  hgexport(6,fnam,s)
25 end

```

Kod A.4: Total reaktiv effekt över spänning


```

1 function plot_kvar_Vpu()
2     plot(Va5.signals.values, Q5.signals.values, '--r', 'Linewidth',2);
3     set(0,'DefaultLegendAutoUpdate','off')
4     legend('PV5','location','southwest')
5     title('')
6     xlabel('Voltage [p.u]')
7     ylabel('\DeltaQ [p.u]')
8     set(gca,'gridlinestyle',':')
9     grid off
10    line([0, 1.1], [-0.39, -0.39], 'LineStyle','-', 'color','k');
11    line([0, 1.1], [-0.49, -0.49], 'LineStyle','-', 'Linewidth',1, 'color','k');
12    axis([1.02,1.12,-0.5,0.3])
13    fname='plots/DBV_PV5_A.png';
14    s.Format = 'png';
15    hgexport(7,fname,s)
16 end

```

Kod A.5: Reaktiv effekt över spänning.

```

1 function plot_kvar_s()
2     plot(Q5.time,Q5.signals.values/1000, '--m')
3     hold on;
4     plot(Q4.time,Q4.signals.values/1000, '.:k')
5     plot(Q3.time,Q3.signals.values/1000,'r--')
6     plot(Q2.time,Q2.signals.values/1000,'color',[0 0.5 0], 'Linewidth',2)
7     plot(Q1.time,Q1.signals.values/1000,'--b')
8     ax = gca;
9     ax.YAxis.Exponent = 0;
10    ax.XAxis.Exponent = 0;
11    legend('Bus5','Bus4','Bus3','Bus2','Bus1','location','southwest')
12    if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
13        title('With reactive power control enabled')
14    elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
15        title('With active power curtailment')
16    elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
17        title('With reactive power and active power curtailment')
18        axis([0,150,-50,20])
19    else
20        title('With reactive power control disabled')
21    end
22    xlabel('Time')
23    ylabel('Reactive effect [kVar]')
24    set(gca,'gridlinestyle',':')
25    grid on
26    hline = reffline([0 1.1]);
27    set(hline,'LineStyle','--')
28    set(hline,'DisplayName','Reference line')
29    hline.Color = 'black';
30    fname='plots/qtime.png';
31    s.Format = 'png';
32    hgexport(8,fname,s)
33 end

```

Kod A.6: Reaktiv effekt över tid.

```

1 function plot_V_s()
2     plot(Ptot.time,Va5.signals.values, 'm')
3     hold on
4     plot(Ptot.time,Va4.signals.values, '.:k')
5     plot(Ptot.time,Va3.signals.values, 'r--')
6     plot(Ptot.time,Va2.signals.values, 'g', 'Linewidth',2)
7     plot(Ptot.time,Va1.signals.values, '--b')
8     legend('Bus5','Bus4','Bus3','Bus2','Bus1','location','northwest')
9     if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
10        title('With reactive power control')
11    elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
12        title('With active power curtailment')
13    elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
14        title('With reactive power and active power curtailment')
15    else
16        title('Without reactive power control')
17    end
18    xlabel('Time [s]')
19    ylabel('Voltage [p.u.]')
20    set(gca,'gridlinestyle',':')
21    grid on
22    hline = reffline([0 1.1]);
23    set(hline,'LineStyle','--')
24    set(hline,'DisplayName','Reference line')
25    hline.Color = 'black';
26    fnam='plots/voltage.png';
27    s.Format = 'png';
28    hgexport(2,fnam,s)
29 end

```

Kod A.7: Spänning på nod 5 över tid.

```

1 function plot_kvar_netW()
2     plot(Ptot.signals.values/1000, Q5.signals.values/1000, '--m')
3     hold on
4     plot(Ptot.signals.values/1000, Q4.signals.values/1000, '.:k')
5     plot(Ptot.signals.values/1000, Q3.signals.values/1000, 'r--')
6     plot(Ptot.signals.values/1000, Q2.signals.values/1000, 'color',[0 0.5 0], 'Linewidth',2)
7     plot(Ptot.signals.values/1000, Q1.signals.values/1000, '--b')
8     ax = gca;
9     ax.YAxis.Exponent = 0;
10    ax.XAxis.Exponent = 0;
11    legend('PV5','PV4','PV3','PV2','PV1','location','southwest')
12    if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
13        title('Individual reactive power enabled')
14    elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
15        title('With active power consumption')
16    elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
17        title('Individual reactive power and active power curtailment')
18        axis([0,150,-50,20])
19    else
20        title('Individual reactive power disabled')
21    end
22    xlabel('Net Generation [kW]')
23    ylabel('Individual Reactive Power [kVar]')
24    set(gca,'gridlinestyle',':')
25    grid on
26    fnam='plots/QPV_A.png';
27    s.Format = 'png';
28    hgexport(3,fnam,s)
29 end

```

Kod A.8: Reaktiv effekt över total aktiv effekt.

```

1 function plot_Vbus5_and_Vbus1_netkW()
2     plot(Va5.time, Va5.signals.values, 'r','Linewidth',2)
3     hold on;
4     plot(Va1.time, Va1.signals.values, 'r--','Linewidth',2)
5     legend('Bus5','Bus1','location','northwest')
6     if Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 < 1
7         title('With reactive power')
8     elseif Q_switch_5 > 0 && P_switch_5 == 1
9         title('With active power consumption')
10    elseif Q_switch_5 == 0 && P_switch_5 == 1
11        title('With reactive power and active power curtailment')
12    else
13        title('Without reactive power')
14    end
15    xlabel('Net Generation [kW]')
16    ylabel('Bus Voltages [p.u.]')
17    set(gca,'gridlinestyle',':')
18    grid on
19    set(0,'DefaultLegendAutoUpdate','off')
20    hline = reffline([0 1.1]);
21    set(hline,'LineStyle','--')
22    set(hline,'DisplayName','Reference line')
23    hline.Color = 'black';
24    fnam='plots/Vbus1Vbus5_A.png';
25    s.Format = 'png';
26    hgexport(5,fnam,s)
27 end

```

Kod A.9: Spänningen på nod 5 och nod 1 över aktiv effekt.

```

1 function plot_losskWh_netkW()
2     [T_date, T_kW] = get_irradiance_data_for_year(2019);
3     T_mini = 150*(T_kW./max(T_kW));
4     [x, v] = get_loss_look_up(1);
5     vq = interp1(x, v, T_mini);
6     MWh = sum(vq)/1e6;
7     disp('Total power loss caused by reactive power: %f MWh', MWh);
8     plot(T_date, vq/1000)
9     xlabel('Date')
10    ylabel({'Loss caused by';'Reactive Power [kWh]'})
11    set(gca,'gridlinestyle',':')
12    grid on;
13 end
14
15 function [y1, y2] = get_irradiance_data_for_year(x1)
16     T = readtable('data/smhi-opendata_11_53445_20200809_081811.csv');
17     Tyear = T(x1 == year(T.Var1),:);
18     y1 = Tyear.Var1;
19     y2 = Tyear.Var3;
20 end
21
22 function [y1, y2] = get_loss_look_up(x1)
23     if x1 == 1
24         %PI
25         x=[0;120;150];
26         v=[0;0;10000];
27     elseif x1 == 2
28         %droop-multi-objective
29         x=[0;100;106;118;112;125;137;150];
30         v=[0;0;0.01;0.05;0.12;0.26;0.82;1.55]*1000;
31     elseif x1 == 3
32         %droop-equally-sharing
33         x=[0;20;35;50;75;100;125;150];
34         v=[0;0;0.02;0.12;0.32;0.62;0.14;1.55]*1000;
35     else
36         disp('1 - PI, 2 - M0, 3 - ES');
37     end
38     y1 = x;
39     y2 = v;
40 end

```

Kod A.10: Aktiv effekt-förluster.

A.0.3 Felmarginal

```
1 function plot_error_netkW()
2     A=1;
3     B=find(Va5.time(:,1)>49);B=B(1);
4     C=find(Va5.time(:,1)>99);C=C(1);
5     D=length(Va5.time);
6     plot([0 50 100 150], [(100*abs(Va5.signals.values(A)-1.02)/1.02)
7         100*abs(Va5.signals.values(B)-1.053)/1.053
8         100*abs(Va5.signals.values(C)-1.085)/1.085
9         100*abs(Va5.signals.values(D)-1.118)/1.118], 'm', ...
10    [0 50 100 150], [100*abs(Va4.signals.values(A)-1.02)/1.02
11        100*abs(Va4.signals.values(B)-1.049)/1.049
12        100*abs(Va4.signals.values(C)-1.079)/1.079
13        100*abs(Va4.signals.values(D)-1.109)/1.109], ':k', ...
14    [0 50 100 150], [100*abs(Va3.signals.values(A)-1.02)/1.02
15        100*abs(Va3.signals.values(B)-1.044)/1.044
16        100*abs(Va3.signals.values(C)-1.068)/1.068
17        100*abs(Va3.signals.values(D)-1.092)/1.092], 'r--', ...
18    [0 50 100 150], [100*abs(Va2.signals.values(A)-1.02)/1.02
19        100*abs(Va2.signals.values(B)-1.036)/1.036
20        100*abs(Va2.signals.values(C)-1.053)/1.053
21        100*abs(Va2.signals.values(D)-1.069)/1.069], 'g', ...
22    [0 50 100 150], [100*abs(Va1.signals.values(A)-1.02)/1.02
23        100*abs(Va1.signals.values(B)-1.026)/1.026
24        100*abs(Va1.signals.values(C)-1.032)/1.032
25        100*abs(Va1.signals.values(D)-1.038)/1.038], '--b')
26     legend('Bus5', 'Bus4', 'Bus3', 'Bus2', 'Bus1', ...
27         'location', 'northwest')
28     title('Error in percentage')
29     xlabel('Net Generation [kW]')
30     ylabel('Error [%]')
31     grid on
32     hline = reffline([0 1]);
33     set(hline, 'LineStyle', '--')
34     set(hline, 'DisplayName', 'Tolerance')
35     hline.Color = 'black';
36     axis([0,150,0,1.5])
37 end
```

Kod A.11: Ritar grafen för felmarginal.

A.0.4 Egenvärden

```
1 function get_system_eigenvalues()
2     counter = 1;
3     initialSettings();
4     size_snapshots = size(snapshots); ls = size_snapshots(2);
5     eigenvalues_array = cell(3,ls*4);
6
7     for i = 1:2
8         [Q_array,~] = set_Q_configuration(i);
9
10        [Q_switch_5,Q_switch_4,Q_switch_3,Q_switch_2,Q_switch_1]...
11        = assign_Q_configuration(Q_array);
12        pause(1);
13        fprintf('initializing run %i, Q_array %i %i %i %i %i \n',...
14        i,...
15        Q_switch_5,Q_switch_4,Q_switch_3,Q_switch_2,Q_switch_1)
16
17        sys = run_simulation();pause(3);
18        for j = 1:ls
19            [~, m] = get_A(sys, j);
20            if m ~= 5
21                fprintf('run %i, snapshot %i, no match \n', i,j)
22            else
23                fprintf('run %i, snapshot %i, found match \n', i,j)
24                eigenvalues_array(1,counter) = {counter};
25                eigenvalues_array(2,counter) = {Q_array};
26                eigenvalues_array(3,counter) = {eig(sys.values(:, :,j,1))};
27                counter = counter + 1;
28            end
29        end
30        fprintf('finished run %i \n', i);pause(1);
31    end
32    clc
33    for k=1:counter-1
34        index = eigenvalues_array{1,k};
35        Q_configuration = eigenvalues_array{2,k};
36        result = 0>eigenvalues_array{3,k};
37        evaluation = all(result(:,1));
38        if evaluation ~= 1
39            verdict = 'unstable';
40        else
41            verdict = 'stable';
42        end
43        fprintf('run %i, configuration %i%i%i%i, %s \n',...
44        index, Q_configuration, verdict);
45    end
46 end
47
48 function [y1, y2] = get_A(x1, x2)
49     y1 = x1.values(:, :,x2,1).A;
50     [y2,~] = size(y1);
51 end
52 function [y1] = run_simulation()
53     sim('systemHybridModel');
54     y1=sys;
55 end
56 function [y1,y2,y3,y4,y5] = assign_Q_configuration(x1)
57     y1 = x1(1);
58     y2 = x1(2);
59     y3 = x1(3);
60     y4 = x1(4);
61     y5 = x1(5);
62 end
```

Kod A.12: Beräknar egenvärdena.

```

1  %Truth table with all configurations
2  function [y1, y2] = set_Q_configuration(i)
3      Q_list = [
4          0 0 0 0 1;%01
5          0 0 0 1 0;%02
6          0 0 0 1 1;%03
7          0 0 1 0 0;%04
8          0 0 1 0 1;%05
9          0 0 1 1 0;%06
10         0 0 1 1 1;%07
11         0 1 0 0 0;%08
12         0 1 0 0 1;%09
13         0 1 0 1 0;%10
14         0 1 0 1 1;%11
15         0 1 1 0 0;%12
16         0 1 1 0 1;%13
17         0 1 1 1 0;%14
18         0 1 1 1 1;%15
19         1 0 0 0 0;%16
20         1 0 0 0 1;%17
21         1 0 0 1 0;%18
22         1 0 0 1 1;%19
23         1 0 1 0 0;%20
24         1 0 1 0 1;%21
25         1 0 1 1 0;%22
26         1 0 1 1 1;%23
27         1 1 0 0 0;%24
28         1 1 0 0 1;%25
29         1 1 0 1 0;%26
30         1 1 0 1 1;%27
31         1 1 1 0 0;%28
32         1 1 1 0 1;%29
33         1 1 1 1 0;%30
34         1 1 1 1 1;%31
35     ];
36     y1 = Q_list(i,:);
37     [numRows, ~] = size(Q_list);
38     y2 = numRows;
39 end

```

Kod A.13: Konfigurationer för reaktiv effekt-regulatorn.

Bilaga B

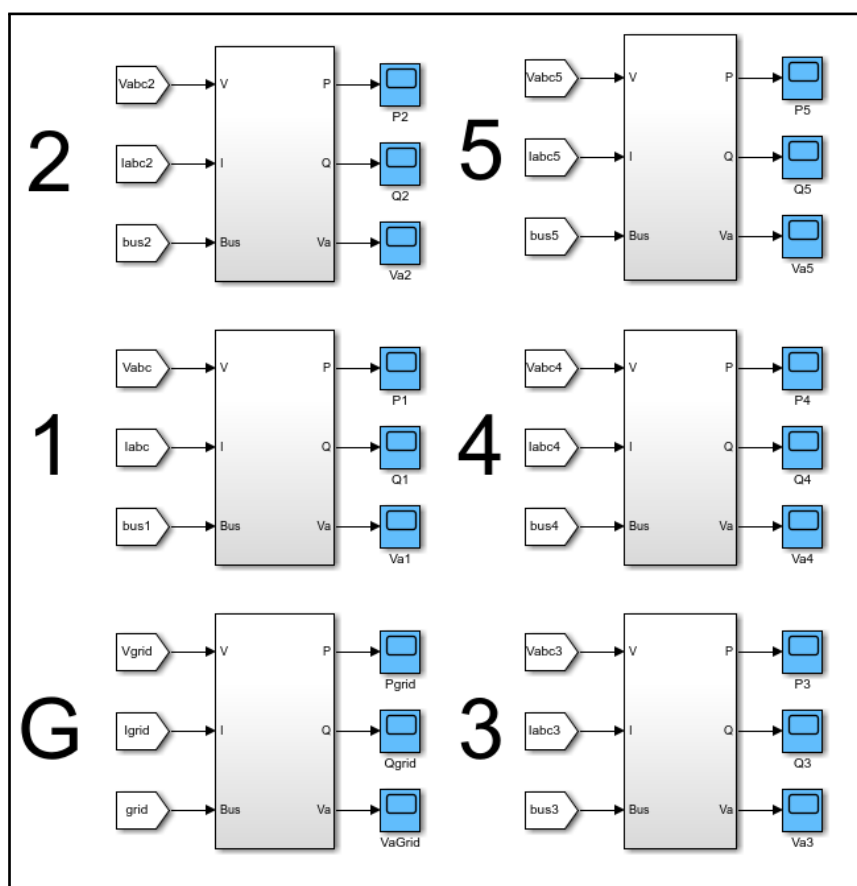
Block

Blocket *Power Meter* är en mätstation. Mäter el, spänning, aktiv och reaktiv effekt vid noderna.

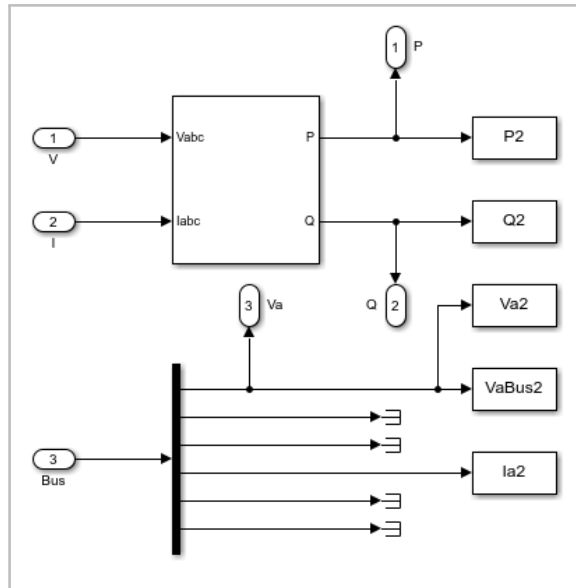


Power Meter

Figur B.1: Powermeter-blocket utsida.



Figur B.2: Powermeter-blocket insida



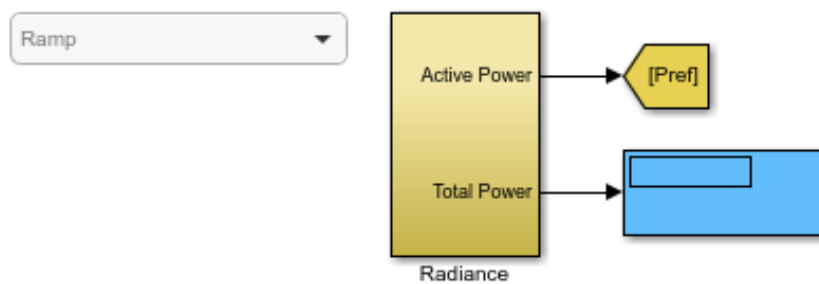
Figur B.3: Powermeter-blocket för Bus2 .

Alla värden sparas på Matlab under respektive variabelnamn.

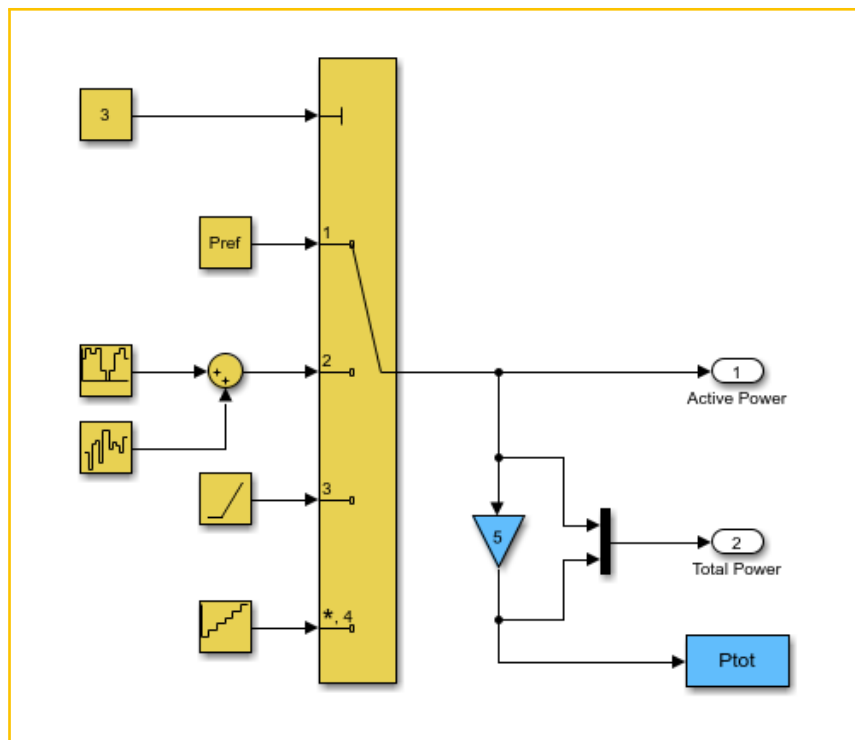
Blocket *Radiance* tillför systemet med solinstrålning. Det är möjligt att välja följande funktioner för den aktiva effekten:

1. Konstant.
2. Stegfunktion.
3. Rampfunktion.
4. Trappfunktion.

Den aktiva effekten distribueras jämnt mellan noderna. Den totala aktiva effekten sparas i Matlab som *Ptot*.



Figur B.4: Solinstrålningsblockets utsida.



Figur B.5: Solinstrålningsblockets insida ■.

Bilaga C

Systemvärden

Tabell C.1: Värden för systemet.

Symbol	Värde
S	150 kVA
Pref	0 W
Qref	0 var
Vref	400 V
X	1333,3 m Ω
impedansfilter	4,2 m Ω
phMV	0°
MV	408 V
lineR	51,9 m Ω
lineL	114,5 mH
Transformatorresistans	7,64 $\mu\Omega$
Transformatorinduktans	44,691 nH
gridR	11 m Ω
gridL	35,014 μ H

Tabell C.2: Värden för regleringen.

Symbol	Värde
initialQ	0 var
Q proportionell	400
Q integrator	300
Q saturation upper	30 kvar
Q saturation lower	-30 kvar
P proportionell	400
P integrator	300
P deadzone start	-30 kvar
P deadzone stop	30 kvar