



Fakulteten för hälsa, natur- och teknikvetenskap
Miljö- och energisystem

Johny Gustavsson

Påverkan på lönsamhetsberäkningen för solcellsanläggningar vid förbättrad prediktering av elutbytet

The impact on profitability calculations for photovoltaic systems with improved
prediction of electricity generation

Examensarbete 30 hp
Civilingenjörsprogrammet i energi- och miljöteknik

Juni 2015

Handledare: Jens Beiron

Examinator: Roger Renström

Sammanfattning

FN:s klimatpanel, IPCC, konstaterar att förutsättningarna för liv på jorden förändras och att denna förändring härleds med största sannolikhet till människan. Konsekvenserna påstås av andra framgångsrika forskningsinitiativ vara av sådan omfattning att det är motiverat att tala om en ny geologisk epok, Antropocen. En betydande drivkraft i denna förändring är människans utsläpp av växthusgaser som till del kan härledas till ett elbehov. Solceller är en teknik med vilken el kan produceras med betydligt mindre utsläpp av växthusgaser än konventionella tekniker. Utbyggnaden av solet är således en eftersträvarvärd miljöåtgärd.

Lönsamheten för solet har varit ett hinder för utbyggnaden, i synnerhet för kommersiella anläggningar. En känslighetsanalys genomförd i en studie från 2014 som undersöker lönsamheten för solcellsanläggningar i Sverige visar att den beräknade elproduktionen det första året är den faktor, näst efter den initiala investeringskostnaden, som har störst påverkan på lönsamhetsberäkningarna. Den mest noggranna metoden för prediktering av elproduktionen det första året för en tilltänkt solcellsanläggning innebär användandet av kommersiella programvarupaket som PVsyst, Polysun och PV*SOL. I en studie från 2014 där några av dessa programvarupakets noggrannhet har jämförts konstateras en diskrepans i storleksordning sju till nio procent. Enligt samma rapport kan merparten av denna felberäknade elproduktion härledas till solcellsmodellen. Solcellsmodellen är den del av programvarupaketet som simulerar solcellens elproduktion utifrån värden på solinstrålning och solcellens temperatur. Det finns flera olika solcellsmodeller varav vissa påstås vara mer noggranna än andra. Det programvarupaket som sannolikt är vanligast förekommande vid projektering av solcellsanläggningar, PVsyst, använder inte den variant av solcellsmodell som påstås vara mest noggrann.

I det här examensarbetet utreds hur implementeringen av en ny och mer noggrann solcellsmodell i PVsyst skulle påverka lönsamhetsberäkningarna för kommersiella solcellsanläggningar i Sverige. Arbetet består av två delar varav den ena delen genererat indata till den andra. I den första delen av arbetet har den mer noggranna solcellsmodellen och den solcellsmodell som återfinns i PVsyst programmerats i MATLAB. Noggrannheten vid återskapande av elproduktion utifrån mätdata har beräknats och skillnaden i noggrannhet mellan solcellsmodellerna har utgjort indata till den andra delen av arbetet, lönsamhetsberäkningarna. Lönsamhetsberäkningarna i det här arbetet springer ur de yttre förutsättningar som identifierats för ett verkligt fall där intressenten utgörs av en icke-privat aktör med en markyta tillgänglig för en solcellsinstallation.

Resultatet visar att med den nya solcellsmodellen erhålls ett två procent mer noggrant beräknad elproduktion vilket motsvarar i storleksordning en fjärdedel av den totala diskrepansen hos predikteringsverktyget PVsyst. Detta slår inte igenom i lönsamhetsberäkningen i någon betydande omfattning men skulle hela diskrepansen kunna elimineras möjliggör det användandet av en kalkylränta ökad med cirka en halv procent.

I arbetet framgår också att kommersiella solcellsanläggningar redan idag kan vara lönsamma då ett positivt nuvärde beräknats utifrån en kalkylränta på fem procent för en fix anläggning som utnyttjar markytan maximalt.

Abstract

Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC finds that the conditions for life on Earth are changing and that this change derives most likely to humans. The consequences claimed by other successful research initiatives to be of such magnitude that it is justified to speak of a new geological epoch, the Anthropocene. A significant driver of this change are human emissions of greenhouse gases, which to the part can be attributed to an electricity need. Photovoltaic is a technology with which electricity can be produced with significantly less greenhouse gas emissions than conventional techniques. The expansion of solar energy is thus a desirable environmental measure.

The profitability of solar electricity has been an obstacle for the expansion, in particular for commercial establishments. In a sensitivity analysis performed in a study from 2014 which examines the profitability of photovoltaic (PV) plants in Sweden shows that the estimated production of electricity in the first year is the factor, second only to the initial investment cost, which has the greatest impact on the profitability calculations. In calculating the PV electricity different methods with different accuracy are used. The most accurate method involves the use of commercial software packages like PVsyst, Polysun, and PV * SOL. In a study from 2014 the accuracy of some of the above mentioned program packages was compared and notes a discrepancy in the order of seven to nine percent. According to the same report, the majority of this miscalculated power generation is attributable to the solar cell model. The solar cell model is the part of the software packages that simulate the solar cell power generation based on values of solar radiation and the solar cell temperature. There are several different solar cell models, some of which are claimed to be more accurate than others. The software package that is likely to be the most prevalent in the planning of photovoltaic plants, PVsyst, does not use the variant of the solar cell model that is claimed to be the most accurate.

This thesis investigates how the implementation of a novel and more accurate solar cell model in PVsyst would affect the profitability calculations for commercial PV plants in Sweden. The work can be divided into two parts, where the first part generates input data to the other. In the first part, the more accurate solar cell model and the solar cell model that can be found in PVsyst are programmed in MATLAB. The accuracy of reconstruction of power generation based on measurement data is calculated and the difference between the solar cell models are input to the second part of the work, the profitability calculations. The profitability calculations in this work springs from the outer conditions identified for a real case where the interested party consists of a non - private operator with a ground area available for a solar installation.

The results show that the new solar cell model is two percent more carefully when calculating the electricity generation, which corresponds in order of a quarter of the total discrepancy of prediction tool PVsyst. This does not strike through in the profitability calculation to any significant extent but would the whole discrepancy be eliminated it would allow the use of a discount rate increased by about half a percent.

The work also shows that commercial photovoltaic systems today can be profitable. A positive net present value was calculated based on a discount rate of five percent for a fix installation that cover the whole area.

Förord

Detta examensarbete har redovisats muntligt för en i ämnet insatt publik. Arbetet har därefter diskuterats vid ett särskilt seminarium. Författaren av detta arbete har vid seminariet deltagit aktivt som opponenter till ett annat examensarbete.

Stort tack till Robert Käck på Sweco Energuide AB och Jens Beiron på Karlstad Universitet för er handledning!

Och ett ännu större tack till min tappra Sara, min pudding, och mina grabbar, Lage och Folke, för att ni stod ut, high five!! Ni är bäst! Nu kör vi!

Johny Gustavsson
Enköping, 2015-06-24

Nomenklatur

Beteckning	Förklaring	Enhet
I	Ström som leds till yttre krets	A
I_{ph}	Fotoelektrisk ström	A
$I_{ph@STC}$	Fotoelektrisk ström under STC-förhållanden	A
I_{sc}	Kortslutningsström	A
I_{mp}	Strömmen vid maximal effekt	A
I_0	Läckström en-diod-modell	A
I_{01}	Läckström diod ett	A
I_{02}	Läckström diod två	A
$I_{0@STC}$	Läckström en-diod-modell vid STC-förhållande	A
$I_{01@STC}$	Läckström diod ett vid STC-förhållande	A
$I_{02@STC}$	Läckström diod två vid STC-förhållande	A
V	Spänning över solcellen	V
V_{oc}	Tomgångsspänning	V
$V_{oc@STC}$	Tomgångsspänning vid STC-förhållanden	V
V_{mp}	Spänning vid maximal effekt	V
q	Elementarladdning, $1.602e-19$ C	C
n	Idealitetsfaktor. Ett värde på ett implicerar en ideal diod	1
n_1	Idealitetsfaktor för diod ett	1
n_2	Idealitetsfaktor för diod två	1
k	Boltzmanns konstant, $1.38e-23$ J/K	J/K
T_{STC}	Solcellens temperatur under STC-förhållanden. 25°C .	K
T_c	Solcellens temperatur, celltemperaturen.	K
T_m	Solcellsmodulens temperatur.	K
ΔT	Empiriskt förankrad konstant mellan solcellens temperatur och temperaturen på solcellsmodulens baksida. 3°C .	$^\circ\text{C}$

R_s	<i>Seriemotstånd</i>	Ω
R_p	<i>Parallellmotstånd</i>	Ω
G	<i>Globalinstrålning</i>	W/m^2
G_{STC}	<i>Instrålning under STC-förhållanden. 1000 W/m².</i>	W/m^2
N_s	<i>Antal seriekopplade celler i solcellsmodulen</i>	I
E_g	<i>Bandgapsenergi, 1.12 eV</i>	eV
E	<i>Beräknad, årlig elproduktion</i>	kWh
H	<i>Mätvärde på elproduktion</i>	Wh
F	<i>Beräknad elproduktion</i>	Wh
r	<i>Kalkylränta</i>	$\%$
B	<i>Investeringskostnad</i>	kr
M	<i>Underhållskostnader</i>	kr
O	<i>Initial investeringskostnad</i>	kr
K_I	<i>Beskriver hur I_{sc} förändras med T_c</i>	A/K
a	<i>Framtida inbetalningsöverskott</i>	kr

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
1.1	BAKGRUND	1
1.1.1	Svensk solet i energiomställningen	1
1.1.2	Kort om solcellstekniken	1
1.1.3	Kostnadsutveckling och lönsamhetsberäkning för solcellsanläggningar	2
1.1.4	Arbetets argument, avgränsning och bidrag till ny kunskap	2
1.1.5	Solcellsmodeller	3
1.1.6	STC-data, topp effekt och simulering av specifik solcellsmodul	5
1.1.7	Okända parametrar i ström-spänning-sambanden	5
1.1.8	Solcellens temperatur- och instrålningsberoende i diodmodellen	7
1.1.9	Sammanfattning av metod för beräkning av genererad eleffekt från diodmodellen	8
1.2	ARBETETS SYFTE, MÅL OCH METOD	9
2	METOD	9
2.1	DEL 1 – NOGGRANT BERÄKNAT ÅRSUTBYTE	9
2.1.1	Indata och mätdata	10
2.1.2	Bestämmande av parametrar i de utvalda solcellsmodellerna	10
2.1.3	Beräkning av celltemperatur utifrån känd modultemperatur	13
2.1.4	Beaktande av förluster och växelriktarens maxeffekt	13
2.1.5	Noggrannhetsberäkning	14
2.2	DEL 2 – LÖNSAMHETSKALKYLERING FÖR SOLCELLSYSTEM	15
2.2.1	Nuvärdesmetoden och LCOE	15
2.2.2	Känslighetsanalys	15
2.3	YTTRER FÖRUTSÄTTNINGAR STENVRETNEN 5:55	16
2.3.1	Elbehov på fastigheten	16
2.3.2	Anslutningspunkter och utmatning på nät	17
2.3.3	Bygglov, avstånd till tomtgräns och skyddskrav	18
2.3.4	Systemalternativ i studien	18
2.3.5	Skugganalys	18
2.3.6	Ekonomiska beräkningsförutsättningar	21
3	RESULTAT/DISKUSSION	23
3.1	DEL 1 – NOGGRANNHET VID ÅTERSKAPANDE AV VERKLIG ELPRODUKTION	23
3.2	DEL 2 – BERÄKNAD ELPRODUKTION, LCOE OCH NETTONUVÄRDE	25
3.2.1	Beräknad egenkonsumtion och utmatning på lokalnät	25
3.2.2	LCOE och nuvärde	27
3.2.3	Sammanfattning av resultat och diskussion	35
4	SLUTSATS	35
5	REFERENSER	36
6	BILAGOR	3.2-1
6.1	BILAGA – BERÄKNAD ELPRODUKTION OSLOGATAN 38	6.1-1
6.2	BILAGA – MATLAB-KOD, SIMULERING AV ELPRODUKTION SOLCELLSMODELLER	6.2-1
6.3	BILAGA – PVSYST, OSLOGATAN 38	6.3-1
6.4	BILAGA – MATLAB-KOD, BERÄKNING AV LCOE OCH NETTONUVÄRDE	6.4-1

1 INLEDNING

1.1 BAKGRUND

1.1.1 Svensk solet i energiomställningen

Det finns idag framgångsrika forskningsinitiativ dedikerade till studier som underbygger påståendet att den geologiska epok som den civiliserade människan utvecklats i, holocen, karaktäriserad av 11500 år av dittillsvarande oöverträffat stabilt klimat, är över och att världssystemet nu är på randen till en ny geologisk epok med okända livsbetingelser, antropocen (Steffen et al. 2015). En indikator för denna utveckling förmodas vara samtidigt uppmärksammade klimatförändringar (Steffen et al. 2015), en miljökonsekvens som med största sannolikhet beror på människans förbränning av bränslen innehållande ”fossilt” kol (IPCC, 2015). Mer än hälften av dagens elproduktion härleds till ovanstående förbränning. En eftersträvarsvärd miljöåtgärd är följaktligen att utöka elproduktionen från klimatvänligare teknik som solcellstekniken.

I Sverige utgörs merparten av elmixen, som bekant, av relativt klimatvänlig (Poinssot et al. 2014) vatten- och kärnkraft. Men Svensk elproduktion och elkonsumention är en del av ett större system där marginaleten, den el som möter upp en ökad efterfrågan, genereras genom förbränning av fossila bränslen. Det betyder att en ökad efterfrågan på el i Sverige i praktiken leder till ökade koldioxidutsläpp i ett annat land sett över tid. Men det är också så att en ökad andel klimatvänligt producerad el i Sverige kommer att ersätta elproduktion med negativ klimatpåverkan. Därför och för att naturen inte erkänner några nationsgränser är det viktigt att även i Sverige bygga mer klimatvänlig elproduktion.

Solcellstekniken har flera fördelar varav en är just dess livscykelanalys. I en studie konstateras att solcellstekniken genererar, under sin livscykel, i medeltal 49.91 gCO₂ekv/kWh (gram koldioxid ekvivalenter per kilowattimme) (Nugent & Sovacool 2014) vilket kan jämföras med utsläppen för Nordisk elmix – det elsystem som Sverige ingår i – där energimyndigheten föreslår att värdet 125,5 gCO₂ekv/kWh används (Energimyndigheten 2013).

1.1.2 Kort om solcellstekniken

En solcell består av två lager speciellt behandlad kisel vilka är förbundna med en yttre krets. Specialbehandlingen kallas dopning och innebär att främmande ämnen placeras i kiselskivorna i syfte att skapa ett under respektive överskott av laddning. ”Dopningen” skapar en spänning över kiselplattorna. När en solcell belyses exciteras elektroner och en elektrisk ström genereras.

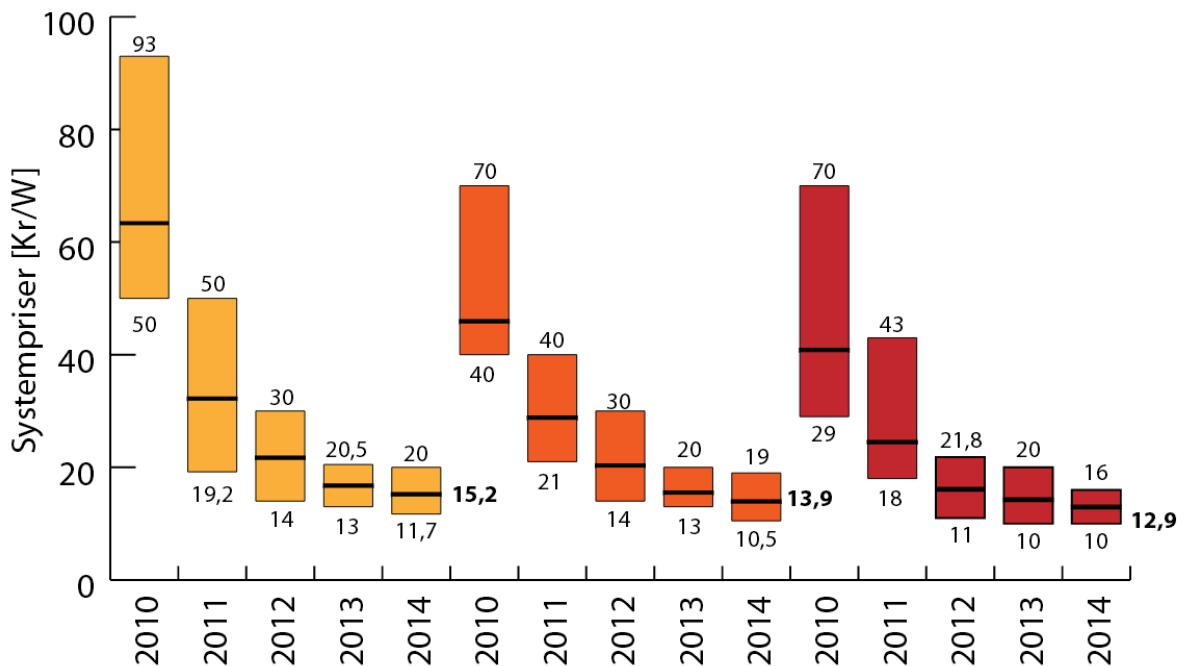
En solcellsmodul är det vanligaste formatet för solceller och består av ett antal seriekopplade solceller inpackerade i en ram av aluminium med täckglas och en baksida täckt av ett material kallat Tedlar. Antalet solceller avgör elströmmens spänning, varje solcell bidrar med ungefär 0.5 V. Högeffektiva solcellsmoduler kan bestå av 96 st. solceller, standardmodulen idag har 60 st. solceller men det finns flera varianter, exempelvis de med 36 st. solceller. Solcellsmoduler kan serie- och parallellkopplas för att vidare uppnå önskad spänning och ström i ett större solcellssystem. Seriekopplade solcellsmoduler kallas för strängar och parallellkopplade strängar kallas för solcellsmatriser. Solceller genererar likström som omvandlas till växelström via en växelriktare/inverter.

En solcellsanläggning har en livslängd på mer än 25 år och under den tiden minskar dess elproduktion med mindre än 20 % (Stridh et al. 2014). En solcellsanläggning har inga rörliga delar, förbrukar inget bränsle och rengörs i stort sett av regn. Solceller kan integreras i byggnaders klimatskal och kallas då för BIPV (Building Integrated Photovoltaics), solceller kan också installeras på byggnader som så kallat BAPV-system (Building Applied

Photovoltaics). Solceller kan också installeras på marken. Markbundna solcellssystem kan vara en- eller två-axligt solföljande eller fixa. Solföljande system är dyrare än fixa men har ett större utbyte, kWh/år/kWp.

1.1.3 Kostnadsutveckling och lönsamhetsberäkning för solcellsanläggningar

Figur 1 redovisar kostnadsutvecklingen för ett vanligt jämförelsetal vid investering i solcellsanläggningar. Jämförelsetalet avser en specifik initial investeringskostnad, här kallad SII. Värdena i Figur 1 baseras på inrapporterade kostnader för nyckelfärdiga solcellsanläggningar i Sverige (Lindahl 2015) och används vid lönsamhetsberäkningarna i det här arbetet.



Figur 1. Utveckling av specifik initial investeringskostnad för solcellsanläggningar i Sverige. Gul avser solcellssystem för villa (<20 kWp), orangea och röd stapel avser liten (< 20 kWp) respektive stor (> 20 kWp) nätansluten solcellsanläggning. Priserna avser nyckelfärdiga solcellsanläggningar exklusive moms. Figuren är lånad från (Lindahl 2015).

Solcellsanläggningar konkurrerar med väsentligt annorlunda tekniker, ett sätt att jämföra lönsamheten mellan olika elproducerande investeringsalternativ är att beräkna ett så kallat Levelized Cost Of Electricity (LCOE). I princip innebär LCOE investeringens livstidskostnad dividerad med dess elproduktion under sin livstid. LCOE kan också jämföras med dagens elpris. Om LCOE är större än värdet på den el den ersätter är inte investeringen lönsam.

Tre saker är att tänka på när det gäller LCOE; 1) LCOE avser ett fixt elpris över 30 år, för att kunna göra en bedömning av lönsamheten måste prisändring på elmarknaden med mera under samma period beaktas (Stridh et al. 2014); 2) valet av kalkylränta har betydande påverkan på LCOE (Stridh et al. 2014) och en investering i förnyelsebara energikällor genererar ett mervärde genom att vara en eftersträvt miljöåtgärd; 3) LCOE fordrar en förutsägelse/prediktering av utbytet (kWh/kWp/år).

1.1.4 Arbetets argument, avgränsning och bidrag till ny kunskap

Kommersiella solcellsanläggningar i Sverige har idag precis börjar nå lönsamhet. I (von Schultz 2015) beskrivs exempelvis hur ägaren av Sveriges då största solcellsanläggning förutspår att investeringen ska gå plus minus noll. Att investeringen är ekonomiskt rationell, det vill säga att lönsamhetskalkyleringen inte på förhand beräknas vara en förlust, förutsetts vara nödvändigt för att projektet ska förverkligas. En känslighetsanalys i en svensk studie från

2014 visar att den beräknade elproduktionen år ett är den näst mest betydande faktorn efter SII vid lönsamhetsbedömning av solcellsanläggningar (Stridh et al. 2014). SII kan underbyggas relativt enkelt med statistik och anbud, i dagsläget finns omkring 126 verksamma företag i Sverige (Lindahl 2015). Det är svårare att uttala sig om den förväntade elproduktionen. Normalt används programvaror för att prediktera elproduktionen där det vanligast förekommande heter PVsyst. I (Axaopoulos et al. 2014) beräknas elproduktionen utifrån importerad mätdata ibland annat PVsyst och den beräknade elproduktionen jämförs med verklig elproduktion för att analysera programmets noggrannhet. Ett resultat i studien är ett medelprocentfel för PVsyst på ungefär nio procent, där den största delen av diskrepansen påstås kunna härledas till solcellsmodellen. Det finns solcellsmodeller som påstås vara noggrannare än den som används i PVsyst (Elbaset et al. 2014; Ishaque et al. 2011; Babu & Gurjar 2014; Ma et al. 2014b).

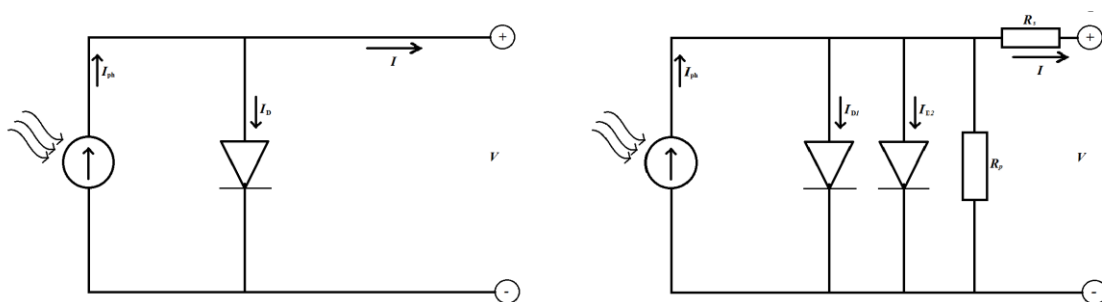
Det finns flera tänkbara orsaker, utöver solcellsmodellen, som kan förklara delar av PVsyst diskrepans. I (Axaopoulos et al. 2014) pekar författarna också på omräkningen av solinstrålningen till modulplanet som en viktig del i predikteringen och i (Kaplanis & Kaplanis 2014) påstås att sambandet mellan klimatdata och solcellens temperatur kan förbättras betydligt.

Det här arbetet fokuserar på i vilken omfattning implementeringen av en mer noggrann solcellsmodell i PVsyst påverkar predikteringen och bidrar med ny kunskap då det utreder om denna implementering påverkar lönsamhetsberäkningarna.

1.1.5 Solcellsmodeller

Nedan beskrivs kort vad som menas med en solcellsmodell och hur den används för att prediktera en elproduktion från en solcell. Metoden är generell och beskrivs bland annat i (Ma et al. 2014b).

Med solcellsmodell menas här en matematisk beskrivning av solcellen utifrån en ekvivalent elektrisk krets. Solcellen leder elektricitet åt ett håll (idealt) som en diod och genererar ström då den belyses. Beskrivningen formulerades först i (Shockley 1950) och innefattade då en diod och en strömkälla. Modellen utvecklades sedermera i (Wolf & Rauschenbach 1963) till att innehålla två dioder för att bättre beskriva förluster i solcellen. Modellerna kallas för en-diod-modell respektive två-diod-modell. Båda modellerna är relevanta för det här arbetet. De ekvivalenta elektriska kretsarna för båda modellerna illustreras i Figur 2.



Figur 2. Ekvivalent elektrisk krets för solcellsmodellen, till vänster en-diod-modellen och till höger två-diod-modellen

Sambandet mellan ström och spänning för en-diod-modellen kan, efter införlivande av serie- och parallellmotstånd, formuleras (Ma et al. 2014b);

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{q(V+IR_s)/(nkT_c)} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Där I avser strömmen som solcellen producerar, I_{ph} avser den fotoelektriska strömmen, I_0 avser diodens läckström, V avser spänningen över solcellen, k avser Boltzmann's konstant, q avser det absoluta värdet på en elektronladdning, T_c avser solcellens temperatur i Kelvin och n

avser idealitetsfaktor/kvalitetsfaktor, R_s avser ett seriemotstånd och R_p avser ett parallellmotstånd.

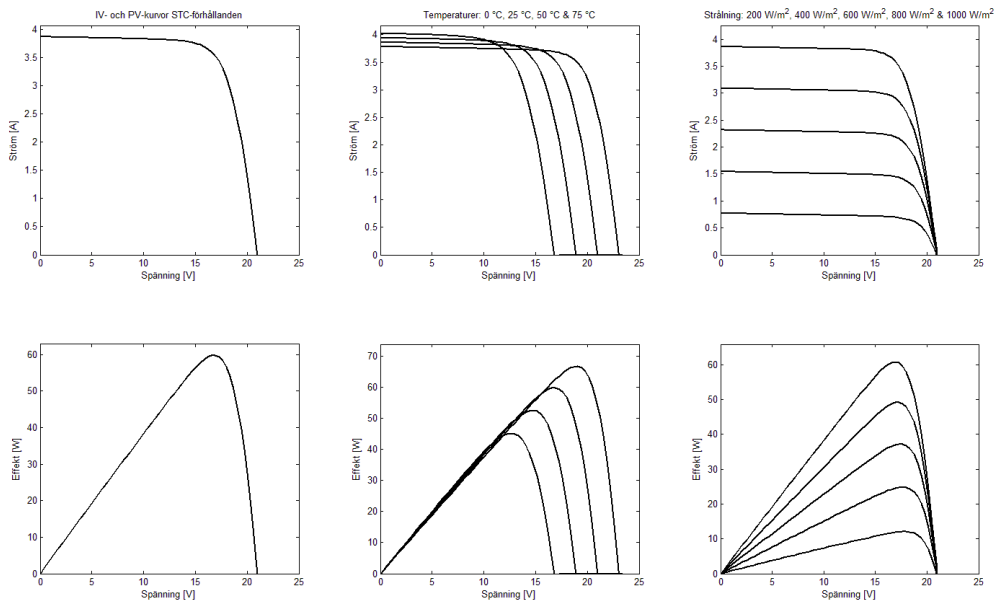
Ekvation (1) beskriver alltså en variant av en-diod-modellen och är den vanligaste förekommande solcellsmodellen (Ciulla et al. 2014; Ma et al. 2014b) i sammanhanget. Den används bland annat i det vanligt förekommande programvarupaketet PVsyst (PVsyst, 2015a). Eftersom den innehåller fem okända parametrar kallas den ibland för fem-parameter-modell eller kort 5P-modell men i det här arbetet är det den solcellsmodellen som menas när det refereras till en-diod-modellen.

Två-diod-modellen påstås vara bättre på att återskapa solcellens elproduktion (Ishaque et al. 2011; Babu & Gurjar 2014; Ma et al. 2014b; Elbaset et al. 2014), speciellt då solinstrålningen är låg. Sambandet mellan ström och spänning kan skrivas (Ma et al. 2014b);

$$I = I_{ph} - I_{01} \left(e^{q(V+IR_s)/(n_1kT)} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{q(V+IR_s)/(n_2kT)} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2)$$

Där n_1 och n_2 avser idealitetsfaktor för diod ett respektive diod två och I_{01} och I_{02} avser läckströmmen för diod ett respektive diod två. I (2) återfinns istället för fem okända parametrar sju stycken och varianten kallas därför ibland för sju-parameter-modell eller kort 7P-modell. Här kallas den två-diod-modellen.

Vidare används solcellsmodellerna genom att sätta vänsterledet till noll i (1) och (2) och lösa ekvationen med avseende på strömmen för olika värden på spänningen. I programmeringskod blir solcellsmodellen då en inkrementell algoritm. Resultatet blir en så kallad ström-spänning-kurva, IV-kurva. Genom att multiplicera de beräknade strömvärdena med respektive spänningsvärde, läs Joules lag, fås en effekt-spänning-kurva, en PV-kurva, med ett globalt maximum.



Figur 3 IV- och PV-karakteristika och vid standardiserade test förhållanden, STC-förhållanden

Det är framförallt solinstrålningens intensitet och solcellens temperatur som påverkar solcellens elproduktion. I Figur 3 redovisas hur solcellens IV- och PV-kurvor påverkas av olika nivåer på solinstrålning och celltemperaturer. I figuren kan utläsas att solcellen presterar sämre under hög celltemperatur och låg solinstrålning och vice versa.

1.1.6 STC-data, toppeffekt och simulering av specifik solcellsmodul

Kurvorna längst till vänster i Figur 3 används för att redovisa en solcellsmoduls prestanda och följer ofta med i databladet. De kurvorna tas fram under standardiserade testförhållanden där instrålningen kommer vinkelrätt mot modulens yta med en intensitet på 1000 W/m². Solcellens temperatur är under mätningen 25 °C och utrymmet mellan ljuskällan och solcellsmodulen skall motsvara en luftmassa på 1.5 (AM1.5). Dessa förhållanden benämns vidare som STC-förhållanden efter engelska Standard Test Condition. Den maximala effekten vid STC-förhållanden är det som menas med toppeffekt i solcellssammanhang och betecknas W_p.

I databladsurklippet redovisat i Figur 4 markeras de data som beskriver karakteristiska punkter i IV-kurvan under STC-förhållanden. Den datan används som indata i solcellsmodellerna och på så vis blir den beräknade elproduktionen kopplad till en specifik solcellsmodul.

More guaranteed power: 95% for first 5 years, -0.4%/yr. to year 25.⁶


Combined Power and Product defect 25 year coverage that includes panel replacement costs.⁷

ELECTRICAL DATA		
	E20-327	E19-320
Nominal Power ¹² (P _{nom})	327 W	320 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ¹³	20.4%	19.8%
Rated Voltage (V _{mpp})	54.7 V	54.7 V
Rated Current (I _{mpp})	5.98 A	5.86 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	64.9 V	64.8 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.46 A	6.24 A
Max. System Voltage	1000 V IEC & 600 V UL	
Maximum Series Fuse	20 A	
Power Temp Coef.	-0.38% / °C	
Voltage Temp Coef.	-176.6 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

OPERATING CONDITION AND MECHANICAL DATA	
Temperature	-40°C to +85°C
Max load	Wind: 2400 Pa, 245 kg/m ² front & back Snow: 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Impact resistance	25mm diameter hail at 23 m/s
Appearance	Class A
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon Gen II
Tempered Glass	High transmission tempered Anti-Reflective
Junction Box	IP65 Rated
Connectors	MC4
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)
Weight	18,6 kg

TESTS AND CERTIFICATIONS	
Standard tests	IEC 61215, IEC 61730, UL1703
Quality tests	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, PV Cycle
Ammonia test	IEC 62716
Salt Spray test	IEC 61701 (passed maximum severity)
PID test	Potential-Induced Degradation free: 1000V ¹⁰
Available listings	TUV, MCS, UL, JET, KEMCO, CSA, CEC, FSEC

REFERENCES:
 1 All comparisons are SPR-E20-327 vs. a representative conventional panel: 240W, approx. 1.6 m², 15% efficiency.
 2 PV Evolution Labs "SunPower Shading Study," Feb 2013.
 3 Typically 7-9% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
 4 SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel, Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Oct 2012.
 5 "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, Feb 2013. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
 6 Out of all 2600 panels listed in Photon International, Feb 2012.
 7 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested



Figur 4 Exempel på information i datablad från modultillverkare. Bilden är ett urklipp från ett datablad till solcellsmodulen Sunpower E-series. Orange markering visar värden vid karakteristiska punkter i IV-kurvan för STC-förhållanden.

Figur 4 är ett exempel på hur ett datablad för en solcellsmodul kan se ut. I figuren kan exempelvis utläsas att solcellsmodulens toppeffekt uppnås vid en spänning på 54.7 V och en ström på 5.98 A alternativt 5.86 A beroende på modell.

1.1.7 Okända parametrar i ström-spänning-sambanden

För att kunna lösa (1) och (2) för godtycklig värden på solinstrålning och celltemperatur krävs kännedom om de okända parametrarna. Dessa erhålls på olika sätt i olika varianter av solcellsmodeller (Ishaque et al. 2011; Ciulla et al. 2014; Babu & Gurjar 2014; Elbaset et al. 2014; Villalva et al. 2009) men gemensamt för alla är att de utgår från tre karakteristiska punkter i IV-kurvan under STC-förhållanden. Punkterna beskriver alltså den aktuella solcellsmodulens egenskaper under STC-förhållanden (se Figur 4).

Karakteristisk punkt #1, öppen krets: $I = 0, V = V_{oc}$

Karakteristisk punkt #2, kortslutning: $I = I_{sc}, V = 0$

Karakteristisk punkt #3, maximal effekt: $I = I_{mp}, V = V_{mp}$

Där V_{oc} avser tomgångsspänning, I_{sc} avser kortslutningsström, I_{mp} och V_{mp} avser ström respektive spänning vid maximal effekt, det vill säga vid globalt maximum i PV-kurvan under STC-förhållanden.

1.1.7.1 Seriemotstånd

Seriemotståndet, R_s , är en förenkling av den resistans som uppstår mellan platsen där elektronen exciteras av en foton och platsen där den sedermera fångas upp för att ledas in i en yttre krets (Bissels et al. 2014b). R_s påverkar framförallt lutningen på IV-kurvan efter ”knäet” (Ciulla et al. 2014). Bissels et al. 2014 har jämfört flera olika metoder som används till att bestämma R_s och konstaterar bland annat att den approximation som påverkar seriemotståndet mest är tolkningen av solcellen som en ekvivalent elektrisk krets innefattande enbart en diod (Bissels et al. 2014a). Med andra ord är två-diod-modellen bättre på att beskriva solcellens seriemotstånd. Det finns diodmodeller där man förenklat ström-spänning-sambandet genom att bortse från seriemotståndet.

1.1.7.2 Parallellmotstånd

Parallellmotståndet, ibland också kallat shuntmotståndet, R_p , påverkar framförallt lutningen före ”knäet” i IV-kurvan (Ciulla et al. 2014) och kan sägas vara en indikator på hur pass väl solcellen förflyttar/sveper elektronerna till den yttre kretsen, en egenskap som blir speciellt viktig under förhållanden med låg instrålningsintensitet (Fornies et al. 2014). Ett högre värde på parallellmotståndet är bättre än ett lågt. Det finns diodmodeller där man förenklat ström-spänning-sambandet genom att bortse från parallellmotståndet.

1.1.7.3 Idealitetsfaktor och rekombination

Idealitetsfaktorn eller kvalitetsfaktorn, n , är ett mått på hur nära solcellen är att betraktas som en ideal diod. Faktorn betraktas normalt som en konstant som varierar mellan 1 och 2 men kan vara högre i vissa fall, det beror på hur bra eller dålig kvalitet solcellen har (Ciulla et al. 2014). En solcell vars IV-kurva kan beskrivas med $n = 1$ betyder att den kan beskrivas som en ideal diod och att elektronernas transportprocess enbart sker via diffusion. Ett högre värde på idealitetsfaktorn kan göra krökningen av knäet i IV-kurvan mindre skarp men har annars liten inverkan på IV-kurvans form (Ma et al. 2014b). Det förekommer i flera diodmodeller att man antar fasta värden på idealitetsfaktorn. I Babu & Gurjar 2014 används idealitetsfaktorn som en justeringsparameter vid bestämmande av de okända parametrarna.

När en foton absorberas av halvledarmaterialet exciteras en elektron och den förflyttas från valensbandet till ett område där den har lättare att förflytta sig, ledningsbandet. Efter sig lämnar den vad som kallas ett elektron-hål-par. När en (lednings)elektron sedermera fyller ut ett hål i en halvledare kallas detta för rekombination. Önskad rekombination eller rekombinationsförluster innebär att en elektron fyller hålet utan att någon ström har utvunnits i den yttre kretsen och föranleder ett högre värde på idealitetsfaktorn.

1.1.7.4 Läckström

Läckströmmen, I_0 , är ett resultat av en linjär superposition av rekombinationsförluster och elektrondiffusion i en-diod-modellen. Läckströmmens värde ökar då celltemperaturen och/eller instrålningen ökar (Khan et al. 2014) och minskar då kvalitén på solcellsmaterialet ökar. I två-diod-modellen beaktas ovanstående förluster var och en för sig med två läckströmmar.

1.1.7.5 Fotoelektrisk ström

Den fotoelektriska strömmen, I_{ph} , är den ström som uppstår till följd av att en foton exciterat en elektron till ett område som tillåter att den kan ”svepas” till en plats med underskott av elektroner. Den fotoelektriska strömmen är proportionell mot instrålningens intensitet (Ciulla et al. 2014).

1.1.8 Solcellens temperatur- och instrålningsberoende i diodmodellen

När parametrarna i ström-spänning-sambandet är bestämda återstår det att beskriva hur den fotoelektriska strömmen och läckströmmen förändras med varierande solinstrålning och celltemperatur. Den fotoelektriska strömmen kan beräknas (Ma et al. 2014b).

$$I_{ph} = \left(I_{ph@STC} + K_I(T_c - T_{STC}) \right) \frac{G}{G_{STC}} \quad (3)$$

Där G avser globalinstrålning på modulplanet, G_{STC} avser instrålning på modulplanet under STC-förhållanden (1000 W/m^2), K_I beskriver hur kortslutningsströmmen förändras med celltemperaturen och $I_{ph@STC}$ avser den fotoelektriska strömmen vid STC-förhållanden.

Läckströmmen beräknas olika i olika varianter av diod-modellerna (Ciulla et al. 2014; Babu & Gurjar 2014; Elbaset et al. 2014; Ishaque et al. 2011) men i den aktuella en-diod-modellen beräknas den som (Villalva et al. 2009);

$$I_0 = I_{0@STC} \left(\frac{T_c}{T_{STC}} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{qE_g}{nk} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (4)$$

Där $I_{0@STC}$ avser läckströmmen vid STC-förhållanden och E_g avser bandgapsenergi. För amorfa solceller uppges värdet vara $2.7 \times 10^{-19} \text{ J}$ och för kristallina solceller är den $1.8 \times 10^{-19} \text{ J}$ (Villalva 2015).

I den aktuella två-diod-modellen beräknas läckströmmen för respektive diod som (Elbaset et al. 2014);

$$I_{01} = I_{01@STC} \left(\frac{T_c}{T_{STC}} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{qE_g}{n_1 k} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (5)$$

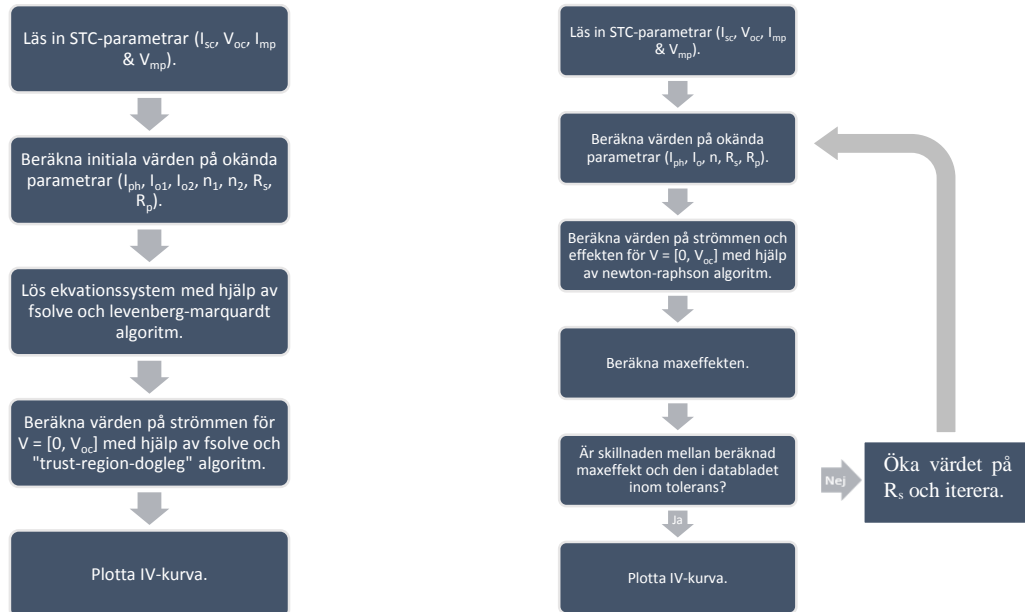
$$I_{02} = I_{02@STC} \left(\frac{T_c}{T_{STC}} \right)^3 \exp \left(\left(\frac{qE_g}{n_2 k} \right) \left(\frac{1}{T_{STC}} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (6)$$

Där $I_{01@STC}$ och $I_{02@STC}$ avser läckströmmen för diod ett respektive diod två under STC-förhållanden.

1.1.9 Sammanfattning av metod för beräkning av genererad eleffekt från diodmodellen

Nedan sammanfattas momenten vid beräkning av elproduktion från solceller med diodmodellen översiktligt.

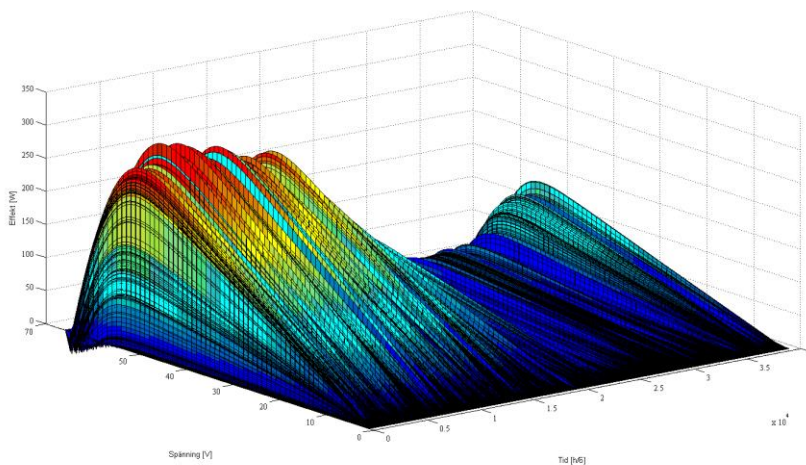
- Bestäm de okända parametrarna i (1) och (2) med hjälp av information från modultillverkarens datablad. I Figur 5 redovisas steget i form av ett flödesschema för respektive solcellsmodell.



Figur 5. Flödesschema för bestämmande av okända parametrar med två-diod-modellen till vänster och en-diod-modellen till höger.

- Beräkna fotelektrisk ström och läckström för varje uppsättning samhörande data över celltemperatur och solinstrålning enligt (3), (4), (5) och (6).
- Beräkna IV-kurva utifrån värde på läckström och fotelektrisk ström.
- Beräkna PV-kurva från ovanstående IV-kurva genom att multiplicera varje strömvärde med tillhörande värde på spänningen och bestäm genererad eleffekt som maxvärdet på den kurvan.

I det här arbetet utreds alltså hur solcellsmodellerna presterar i skarpt läge. Något som inte gjorts tidigare för den aktuella två-diod-modell.



Figur 6 Beräknade PV-kurvor juni 2014 till februari 2015 för en solcellsmodul i en solcellsanläggning installerad på adressen Oslogatan 38 i Stockholm.

I Figur 6 illustreras PV-kurvor för en simulering av elproduktionen under nio månader med start i juni för en solcellsanläggning installerad i Sverige. Som kan utläsas i figuren är PV-kurvornas toppar höga under sommaren för att sedermera sjunka fram till vintersolstånd varefter de ökar igen. Det är alltså en summering av toppeffekten, effekten på toppen av varje kurva, som beräknas vid simulering av elproduktion utifrån solcellsmodellen.

1.2 ARBETETS SYFTE, MÅL OCH METOD

Målsättningen i det här arbetet har varit att utreda hur mycket mer noggrann två-diod-modellen är jämfört med den en-diod-modell som används i PVsyst och ifall denna skillnad har någon betydande påverkan på lönsamhetsberäkningarna för solcellsanläggningar i Sverige. Syftet har varit att se om en mer noggrant beräknad elproduktion år ett kan påverka utbyggnaden av solcellsinstallationer i Sverige.

Solcellsmodellerna har återskapats i MATLAB utifrån respektive vetenskaplig artikel. Elproduktionen för olika utformningar av solcellsanläggningar har beräknats med hjälp av PVsyst. Den beräknade elproduktionen har sedan använts vid beräkningen av LCOE, med och utan den ökade noggrannheten, för olika kalkylräntor och initiala investeringskostnader.

2 METOD

Arbetet består av två delar varav den ena delen genererar indata till den andra. I den första delen konstrueras en simuleringsmodell i MATLAB. I modellen beräknas elproduktionen både av en två-diod-modell av 7P-variant och en-diod-modell av 5P-variant. Noggrannheten i de båda modellernas beräkningar jämförs med noggrannheten hos det vanligt förekommande verktyget PVsyst. Skillnaden används sedan som indata i den andra delen av arbetet.

Den andra delen av arbetet består av lönsamhetsberäkningar för olika typer och utformningar av solcellsanläggningar åt intressent ENA energi AB på en av deras fastigheter i Enköping, Stenvreten 5:55. I de beräkningarna används beräkningsresultat från programvaran PVsyst plus den beräknade skillnaden i noggrannhet.

På så vis utreds hur ett byte av solcellsmodell från en-diod-modellen till två-diod-modellen i PVsyst kan påverka lönsamhetsberäkningarna för en markbaserad och nätsluten solcellsanläggning i Sverige.

2.1 DEL 1 – NOGGRANT BERÄKNAT ÅRSUTBYTE

Beräkningsresultat från en solcellsmodell baserad på en variant av två-diod-modellen beskriven i (Elbaset et al. 2014) ska jämföras med beräkningsresultat från en-diod-modellen och PVsyst i syfte att utreda hur mycket mer noggrann två-diod-modellen är. Ett medelvärde av den procentuella avvikelsen beräknas i form av ett MAPE, Mean Average Percentage Error.

I det här arbetet används programmet MATLAB för att återskapa två solcellsmodeller beskrivna i referentgranskade rapporter (Elbaset et al. 2014; Villalva et al. 2009). En-diod-modellen är en av de fem mest citerade och nyare en-diod-modellerna (Ciulla et al. 2014) och den fordrar ingen annan information än den aktuella två-diod-modellen. Den är också mycket lik den som beskrivs användas i PVsyst (PVsyst, 2015a). Modellen beskrivs i (Villalva et al. 2009) och kan laddas ner via (Villalva 2015). Tillägget fsolve och algoritmen ”trust-region-dogleg” har använts för att lösa ström-spänning-sambandet i (2) och Newton-Raphson-metoden har använts för att lösa (1). Koden återfinns som bilaga till rapporten, ”Bilaga 8.2 MATLAB-kod, simulering av elproduktion solcellsmodeller”. För att utreda noggrannheten i beräkningar gjorda av PVsyst har mätdata importerats och den solcellsanläggning som mätdata kommer ifrån har byggts upp i programmet. Beskrivning av inställningar och beräkningsresultat från

PVsyst återfinns som bilaga i form av en automatiskt genererad rapport från programmet, ”Bilaga 8.3 PVsyst, Oslogatan 38”.

2.1.1 Indata och mätdata

I arbetet används mätdata över global solinstrålning på modulplanet, modultemperatur och växelströmsproduktion för att jämföra simuleringsmodellens och PVsyst noggrannhet vid återskapande av verklig elproduktion. Mätdata har hämtats för en solcellsinstallation på adressen Oslogatan 38 i Stockholm via hemsidan (SLB 2015). Vid beräkningen av genererad eleffekt är kännedom om solcellsanläggningens orientering i förhållande till solens rörelse viktig. Denna beskrivs i azimut, latitud, longitud och modulvinkel. Vidare krävs kännedom om den installerade toppeffekten, typ av solcellsteknik och växelriktarens dimensionerade maxeffekt. I Tabell 1 och 2 sammanfattas information om den solcellsanläggning som ligger

Tabell 1 Beskrivning av solcellssystem som använts för validering av solcellsmodeller och simuleringsmodell

		Oslogatan 38
Installerad toppeffekt [kWp]		25.5
Azimut [°]		45
Modulvinkel [°]		22
Longitud; latitud		17.92; 59.41
Beteckning solcellsmodul		YL250P-29b
Storlek växelriktare		12 kW

Tabell 2 Information från solcellsmodulens datablad

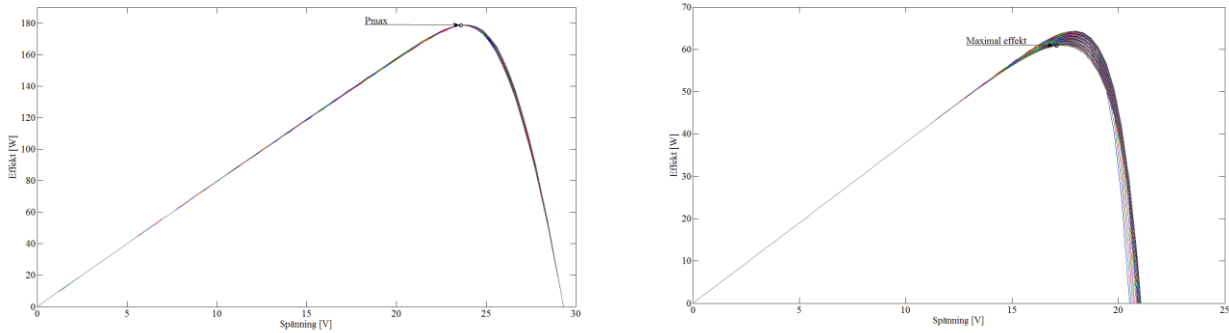
		YL250P-29b
Antal celler i modulen		60
I_{sc}		8.79 A
V_{oc}		38.4 V
I_{mp}		8.24 A
V_{mp}		30.4 V
Temperaturkoefficient för I_{sc}		0.06 A/K
Temperaturkoefficient för V_{oc}		-0.127 V/K
Temperaturkoefficient för P_{max}		-0.45 %/°C

bakom mätdata.

2.1.2 Bestämmande av parametrar i de utvalda solcellsmodellerna

Som beskrivits i inledningen måste värdena på de okända parametrarna i (1) och (2) bestämmas innan en simulering av elproduktion för godtyckliga värden på solinstrålning och celltemperatur kan genomföras. Nedan beskrivs algoritmen för den två-diod-modell och en-diod-modell som använts i det här arbetet.

Modellerna kan skiljas åt i hur de bestämmer de okända parametrarna. Variationerna består främst i olika förenklingar där exempelvis serie- och parallellmotstånden tas bort (Babu & Gurjar 2014), eller att läckström för diod ett och diod två likställs i två-diod-modellen (Ishaque et al. 2011). En variant för att bestämma parametrarna är att uppskatta startvärden på dessa, beräkna en PV-kurva för att sedan iterera, antingen genom att succesivt öka värdet på seriemotståndet (Ma et al. 2014a; Ishaque et al. 2011) eller idealitetsfaktorn för diod ett (Babu & Gurjar 2014) tills det att den beräknade maxeffekten, toppen på PV-kurvan, är inom en angiven tolerans. Metoden kallas ibland för ”maximum power point matching”.



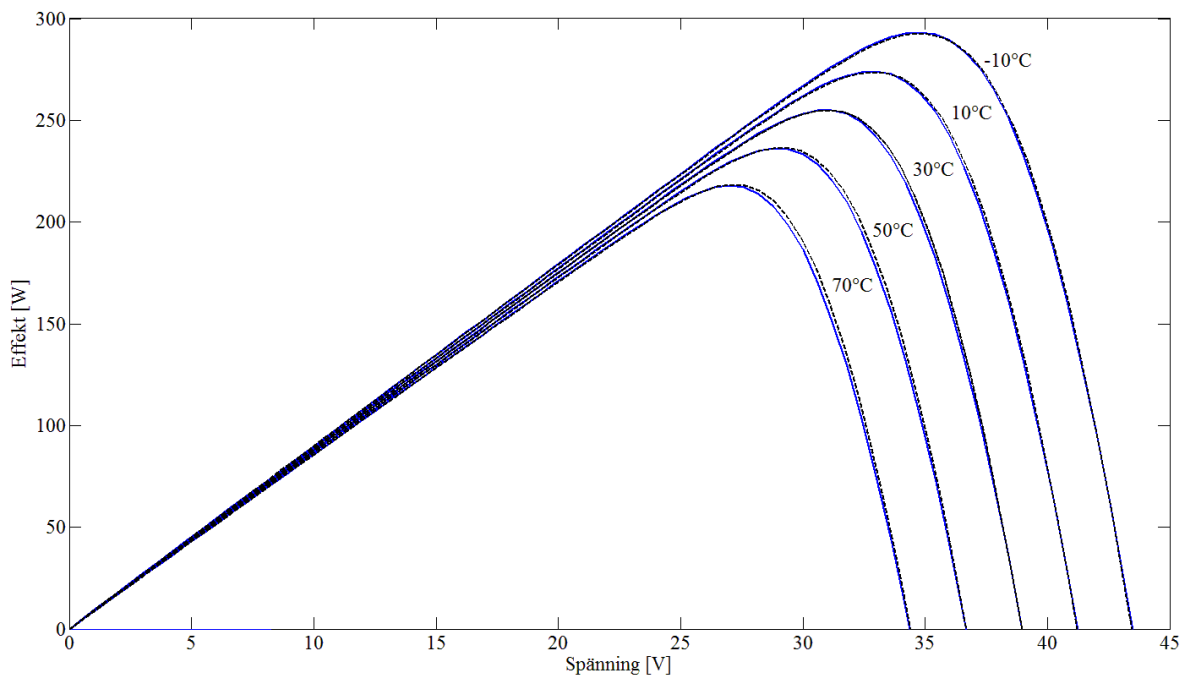
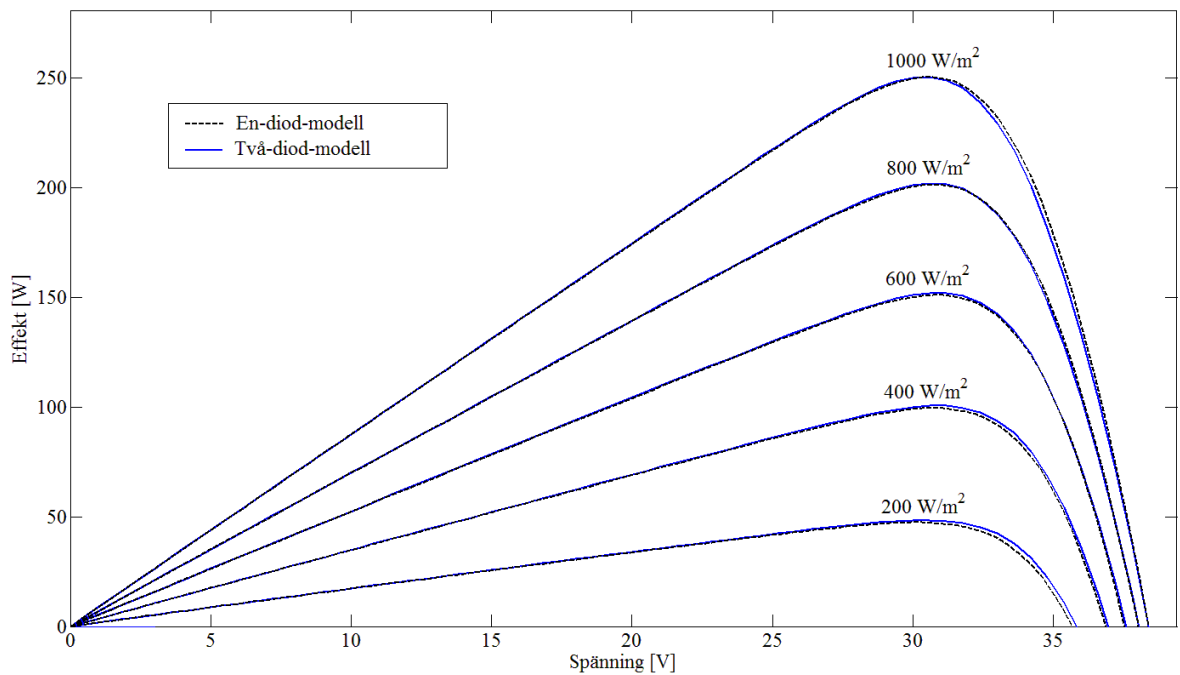
Figur 7 Exempel på en "Maximum power point matching"-algoritm. Till vänster med justering av seriemotstånd och till höger med justering av idealitetsfaktor.

I Figur 7 illustreras en "maximum-power point matching"-algoritm. I figuren syns hur algoritmens beräknade PV-kurvor succesivt kommer närmre maxeffekten angiven av modul tillverkaren i databladet, den första PV-kurvan är den längst till höger och den sista längst till vänster. Det är denna algoritm som den utvalda en-diod-modellen använder.

Ett annat tillvägagångssätt för att bestämma de okända parametrarna är att sätta upp ett ekvationssystem och lösa det. I tillägg till de karakteristiska punkterna används ibland derivatan vid dessa punkter (Elbaset et al. 2014; Ma et al. 2014a). Den variant av två-diod-modell som använts i det här arbetet innefattar inga förenklingar och ström-spänning-sambandet ser alltså ut som i (2). I den modellen sätts ett ekvationssystem upp med sju ekvationer. Ekvationssystemet löses med hjälp av lösaren för icke-linjära ekvationssystem i MATLAB, fsolve. I fsolve finns möjlighet till att välja algoritm och en algoritm som förekommer i sammanhanget är levenberg-marquardt-algoritmen (Ma et al. 2014a) och den används också i det här arbetet. I Tabell 3 redovisas de bestämda värdena på parametrarna för den solcellsmodul som finns installerad på Oslogatan 38, YL250P-29b, den installation som mätdata hämtats ifrån.

Tabell 3 Bestämda parametrar YL250P-29b

Parameter	Två-diod-modell/7P-modell	En-diod-modell/5P-modell
I_{ph}	8.801 A	8.802 A
I_{01}	$1.326e-10$ A	$5.772e-10$ A
I_{02}	$2.316e-07$ A	-
n_1	1.001	1.0627
n_2	1.999	-
R_s	0.418 Ω	0.380 Ω
R_p	350.9 Ω	284.3 Ω



Figur 8. Beräknad IV och PV-karakteristika utifrån datablad tillhörande solcellsmodul YL250P-29b. Celltemperatur är 25°C i den övre bilden och instrålningen är 1000 W/m² i den nedre.

Ur Figur 8 kan utläsas att den utvalda en-diod-modellen och två-diod-modellen inte skiljer sig åt särskilt mycket, varken vid varierande intensitet på solinstrålningen eller celltemperatur. Vilket är förvånande med tanke på skillnaden som redovisas i (Elbaset et al. 2014). I Figur 8 framgår även att MATLAB-koden som används fungerar i den meningen att variationer i solinstrålning och celltemperatur i de båda algoritmerna genererar liknande karakteristika som

också känns igen från datablad och diverse vetenskapliga rapporter, se exempelvis (Elbaset et al. 2014; Babu & Gurjar 2014; Ma et al. 2014b).

2.1.3 Beräkning av celltemperatur utifrån känd modultemperatur

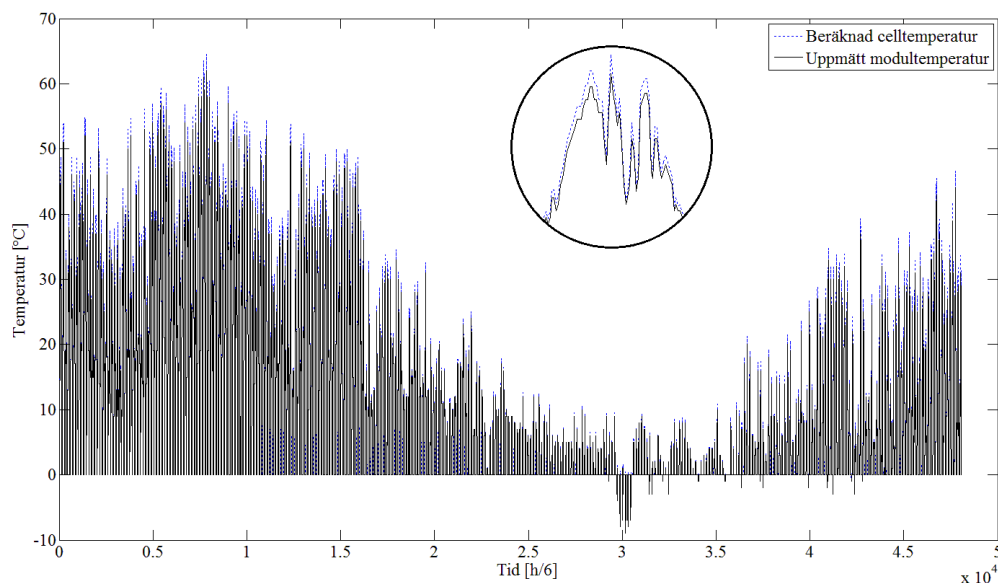
En solcell som blir varm presterar sämre. De mätdata som finns för solcellens temperatur är uppmätt bak på solcellsmodulen men i (2) och (1) avses själva solcellens temperatur. Ett vanligt förekommande samband mellan ovanstående temperaturer och solinstrålning har använts och beräknas som (Ma et al. 2014a);

$$T_c = T_m + \frac{G}{G_{STC}} \Delta T \quad (7)$$

Där T_m avser temperaturen på solcellsmodulens baksida och ΔT är en empiriskt förankrad konstant på 3°C mellan modulens baksida och celltemperaturen (Ma et al. 2014a).

I Figur 9 illustreras den beräknade celltemperaturen och den uppmätta temperaturen på solcellsmodulens baksida. I figuren kan utläsas att solcellstemperaturen blir över 65°C som varmast och ungefär -8°C som kallast. Den aktuella solcellsmodulens topp effekt förändras med -0.45%/°C enligt tillverkaren (se Tabell 2).

I PVsyst finns möjligheten att importera mätdata. Mätdata för solcellsmodulens temperatur har importerats som "Array temperature" i PVsyst. Hur PVsyst beräknar celltemperaturen beskrivs i (PVsyst, 2015c).



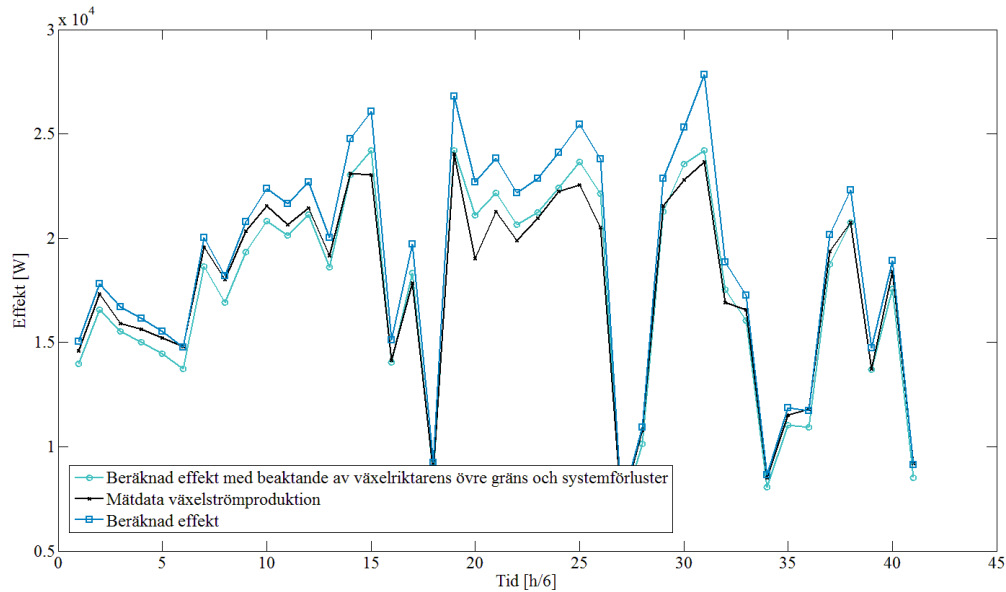
Figur 9 Beräknad celltemperatur och uppmätt temperatur på solcellsmodulens baksida

2.1.4 Beaktande av förluster och växelriktarens maxeffekt

I (Axaopoulos et al. 2014) jämförs noggrannheten mellan några vanliga programvaror som predikterar solelproduktion. I det arbetet användes följande förluster; kabelförluster 1 %, modulens "mismatch"-förluster 2 %, övriga komponenters "kvalitetsförluster" 1.7 % och växelriktarens verkningsgrad sattes till 97.7 %, totalt 7 % systemförluster (Axaopoulos et al. 2014). I PVsyst finns möjligheten att programmera in förlusterna och i solcellsmodellen multipliceras den beräknade effekten med 0.93.

Växelriktare är dimensionerade för en viss elproduktion, i det här fallet maximalt 12 kW. För att beakta denna övre begränsning används det maximala värdet från uppmätt elproduktion som övre gräns för elproduktionen från solcellsmodellen. I aktuell mätdata var den högsta uppmätta effekten 24191 W.

I PVsyst finns möjligheten att välja en specifik produkt, men i det här arbetet valdes en ”generic” 12 kW växelriktare.



Figur 10 Beaktande av maximal effekt och systemförluster i simuleringsmodellen

I Figur 10 kan utläsas att den maximala effekten i simuleringsmodellen begränsats till den maximalt uppmätta effekten och att beaktande av systemförluster förbättrar solcellsmodellens beräknade resultat.

2.1.5 Noggrannhetsberäkning

Solcellsmodellernas beräknade värden jämfördes med mätdata och med resultat från PVsyst. För att utreda vilket beräkningsresultat som var noggrannast beräknades ett Root Mean Square Error, RMSE, för alla sampel och ett Mean Average Percentage Error, MAPE för månatlig produktion. RMSE beräknas(Axaopoulos et al. 2014);

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N (H_t - F_t)^2}{N}} \quad (8)$$

Där N avser antalet sampel, H_t avser det uppmätta värdet på eleffekten och F_t avser det beräknade värdet på eleffekten. RMSE är ett mått på avvikelserna från mätdata och ska vara så litet som möjligt. MAPE beräknas som(Axaopoulos et al. 2014);

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{H_t - F_t}{H_t} \right| * 100 \quad (9)$$

MAPE är alltså ett medelvärde på den procentuella avvikelserna. Anledningen till att två olika värden används är att MAPE är ett lämpligt värde att ta med som indata i del två i det här arbetet när den förmodat mer noggranna solcellsmodellens effekt på lönsamheten ska utredas. En nackdel med MAPE vid utvärdering av noggrannhet för varje sampel är att beräkningen viktar avvikelser vid låg solinstrålning mycket högre än vid hög solinstrålning. Då är RMSE bättre lämpat eftersom det är den absoluta avvikelserna som är utgångspunkten i beräkningen. RMSE avser alltså avvikelserna i samma enhet som det uppmätta och beräknade värdet, i det här fallet Watt.

2.2 DEL 2 – LÖNSAMHETSKALKYLERING FÖR SOLCELLSSYSTEM

Solcellssystem bedöms ha en livslängd på mer än tjugofem år (Stridh et al. 2014). Tidshorisonten, det att tekniken är föremål för ekonomiska styrmedel och är beroende av elpriset medför stora osäkerheter vid lönsamhetsberäkningar. Kalkylen innefattar, i fallet med större anläggningar med icke-privat ägare, utöver kalkylräntan, antaganden om prisutveckling på el, elcertifikat och ursprungsgarantier. Osäkerhet finns också vad det gäller ekonomiska styrmedel. I dagsläget finns ett förslag från Finansdepartementet att införa energiskatt på 30 öre/kWh för solcellsanläggningar med en installerad topp effekt på mer än 144 kWp från första januari 2016. I tillägg är det osäkert om en investerare kan räkna med det stöd på 30 %, maximalt 1.2 mnkr, som finns till solceller då det finns många ansökningar och en begränsad kassa.

I det här arbetet görs lönsamhetsberäkningen med ambitionen att fånga de stora kostnaderna och utreda ifall ett mer noggrant beräknat årsutbyte påverkar resultatet. Förutsättningar i ett verkligt fall har studerats åt intressent ENA Energi AB och ligger till grund för lönsamhetsbedömningen. Alla kostnader som anges är exklusive moms och elpriser avser priset per kWh motsvarande priset på Nord Pool Spot (d.v.s. utan avgifter och skatter). Nedan beskrivs först beräkningsmetoderna och sedan sammanfattas de ekonomiska indata som använts under rubriken ”3.3.6 Ekonomiska beräkningsförutsättningar” i Tabell 4.

2.2.1 Nuvärdesmetoden och LCOE

Nuvärdet möjliggör en jämförelse mellan investeringsalternativ med lång livslängd. Solcellsanläggningar har en teknisk livslängd på mer än 25 år och lämpar sig alltså bra för nuvärdesmetoden. I nuvärdesmetoden summeras grundinvesteringen och kostnader/intäkter omräknade till dagens penningvärde. Ett positivt nuvärde innebär att investeringen sannolikt är lönsam, det alternativ med högst nuvärde har störst sannolikhet till att bli en lönsam investering. Den initiala investeringskostnaden är en betydande del i kalkylen för solceller (Stridh et al. 2014). I det här arbetet beräknas därför ett så kallat nettonuvärde (Wikipedia, 2015b);

$$NNV = \sum_{i=0}^N \frac{a_i}{(1+r)^i} - O \quad (10)$$

Där a avser framtida inbetalningsöverskott år i med en kalkylränta på r procent. O avser den initiala investeringskostnaden, i det här fallet en kostnad med och utan subventioner, och N avser solcellssystemets förväntade livslängd, det vill säga trettio år.

Levelized Cost Of Electricity, LCOE, är ett mått som möjliggör jämförelse mellan olika elproducerande investeringsalternativ och med dagens elpris. LCOE beräknas som (Wikipedia, 2015a);

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{B_i + M_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (11)$$

Där E avser elproduktionen, B avser investeringskostnaden och M avser underhållskostnaden år i . Vidare beaktas prisutveckling för elcertifikat, ursprungsmärkning, elpris och förändring av systemets verkningsgrad genom ränta-på-ränta-beräkning.

2.2.2 Känslighetsanalys

I tillägg till ett mer noggrant beräknat årsutbyte används i det här arbetet, liksom i (Stridh et al. 2014), kalkylräntan och den initiala investeringskostnaden som variabler vid känslighetsanalys. Kalkylräntan tillåts variera mellan noll och åtta procent och som initiala

investeringskostnader används de inrapporterade priserna som redovisas i den röda stapeln för år 2014 i Figur 1, det vill säga 10 tkr/kWp, 12.9 tkr/kWp och 16 tkr/kWp.

2.3 YTTRE FÖRUTSÄTTNINGAR STENVRETEN 5:55

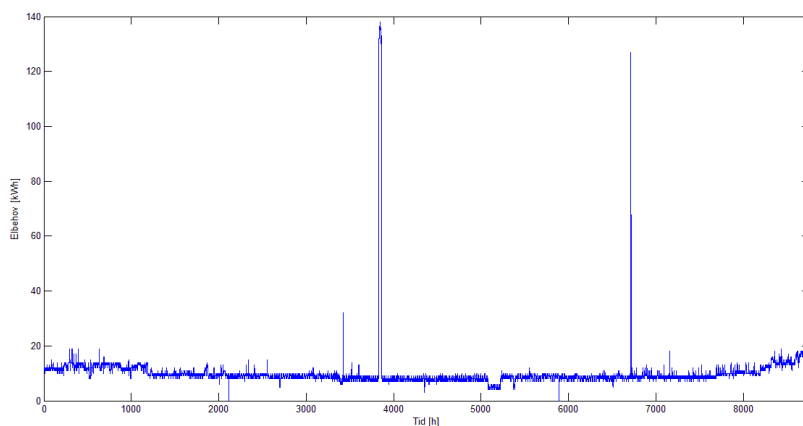
I arbetet springer beräkningarna ur yttre förutsättningar som ges av ett verkligt fall. ENA energi AB är ett kommunalägt energibolag i Enköping som undersöker potentialen för solexproduktion på en fastighet som idag fungerar som ett bränslelager i området Stenvreten i Enköping. Figur 11 är ett flygfoto över området.



Figur 11 Flygfoto, Stenvreten 5:55

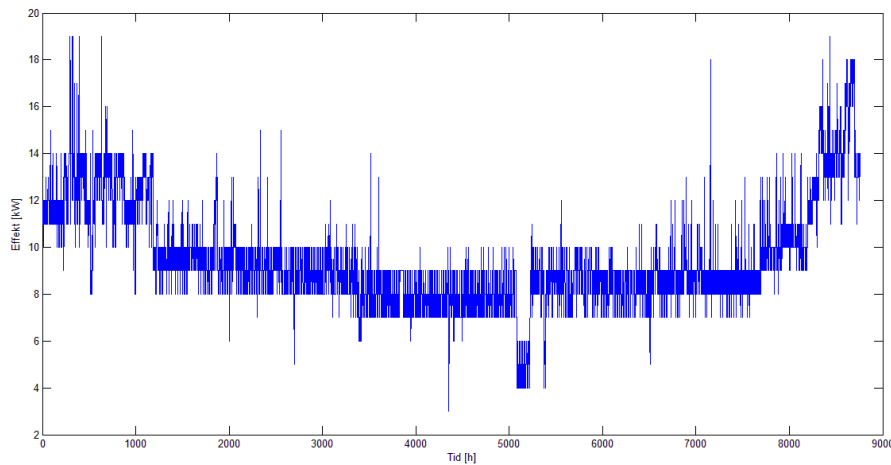
2.3.1 Elbehov på fastigheten

På fastigheten finns ett elbehov. ENA energi AB betalade för år 2014 i medeltal 52 öre/kWh för elen på fastigheten vilket är mer än spotpriset. Därför beräknas både den elproduktion som förväntas matas ut på elnätet och den elproduktion som kan förväntas konsumeras på fastigheten. I PVsyst finns möjligheten att simulera utifrån en importerad elkonsumtionsprofil. I Figur 12 redovisas elkonsumtionen på Stenvreten 5:55 år 2014.



Figur 12 Elbehovet för fastigheten Stenvreten 5:55 år 2014

Ur Figur 12 kan utläsas att elbehovet generellt sett ligger kring nio kilowatt under året med få variationer. Topparna som syns härleds enligt uppgift från anställd på ENA energi till testkörning av oljepannan då stora fläktar aktiveras. Topparna betraktas här som *outliers* och ersätts med ett medelvärde (9 kWh).

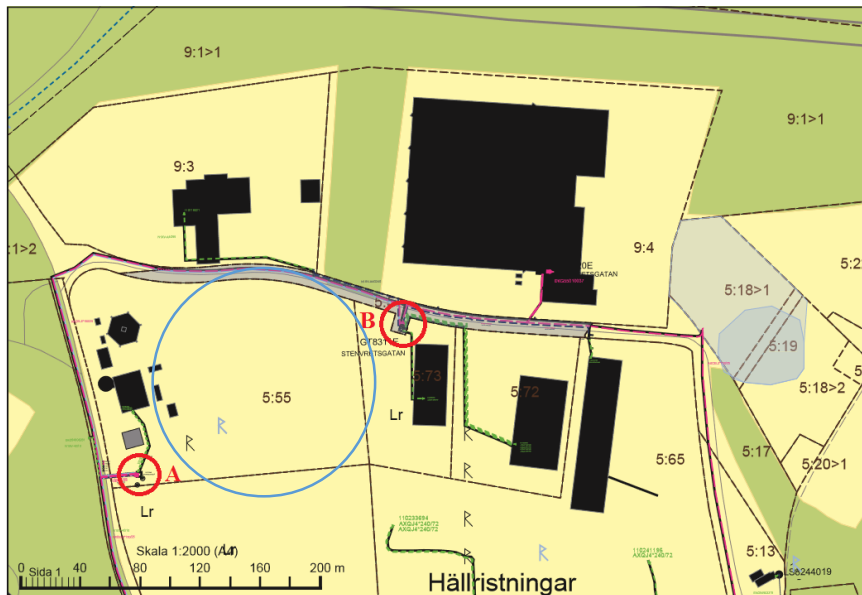


Figur 13 Mätdata över elkonsumtion efter borttagande av outliers

I Figur 13 redovisas elkonsumtionen på fastigheten utan kraftigt avvikande värden, outliers. Den årliga elkonsumtionen summeras efter borttagande av outliers till 83277 kWh/år.

2.3.2 Anslutningspunkter och utmatning på nät

Ett sätt att få mer betalt för överskottsels än spotpriset är att leverera till närliggande verksamheter. I det här fallet finns ett stort elbehov året runt i området. Anslutningar som går över en fastighetsgräns måste enligt Svensk lagstiftning gå via elnätet vilket i det här fallet medför en kostnad för större system.



Figur 14 Möjliga anslutningsstationer till elnät, röd markering. Den tilltänkta markytan är markerad med en blå ring.

I Figur 14 redovisas tillgängliga anslutningspunkter. I punkt A finns en 315 kVA transformator och i punkt B en transformator på 800 kVA men med fler anslutna. Installering

av en större solcellsanläggning medför ett utbyte av transformator, ”trafobyte”, och en kostnad på 400 tkr inklusive 100 m markservice¹.

2.3.3 Bygglov, avstånd till tomtgräns och skyddskrav

Solcellssystem installerade på mark är ”[...] inte bygglovspliktiga enligt plan- och bygglagen och finns inte uppräknade i plan- och byggförordningen som anläggning. Därför kan en avgift enligt taxan inte tas ut”². Vidare om placering av solcellsanläggningen i förhållande till tomtgränsen hänvisas till jordabalken och överenskommelser mellan grannar³. I arbetet antas att en meter från fastighetsgräns är rimligt för att exempelvis kunna utföra service från egen mark.

Med skyddskrav menas krav på ett skydd som kan ”[...] detektera jordfel i de fall fördelningsstationens skydd inte kan detektera det samtidigt som det producerar och effektriktningen är uppåt i nätet.”⁴. Det finns en ”20 kV-abonnet” i närheten som kommer förbruka all eventuell utmatning och det är därför sannolikt att det inte blir aktuellt med något skyddskrav vilket annars skulle medföra en kostnad på 100 tkr exklusive moms.⁵

2.3.4 Systemalternativ i studien

De solcellsanläggningar som räknas på i det här arbetet är markbaserade, solföljande och fixa, av varierande storlek och med högeffektiva moduler och standardmoduler. Systemen är begränsade till tre olika storlekar vilka motiveras som följande; ett minsta möjligt system avsett att kunna byggas ut; ett system som precis undkommer en eventuell energiskatt på <144 kWp; och ett system där den tilltänkta markytan utnyttjas maximalt. Eftersom komponentpriserna sjunker stadigt bedöms det lämpligt att simulera system med prestanda som idag är förknippad med premiumkvalitet även för låga SII. Därför utreds ett fixt och ett solföljande solcellssystem baserade på högeffektiva solcellsmoduler och standardmoduler för varje storlek. På så vis blir den ekonomiska analysen relevant även på sikt.

2.3.5 Skugganalys

Solceller bör inte placeras där det skuggas under viktiga soltimmar mellan vår- och höstdagjämning⁶. Vegetation och kringliggande byggnader kastar systematiskt skugga. I det här arbetet har en nybyggnadskarta använts för att utreda hur den systematiska skuggningen ser ut på Stenvreten 5:55 och den tilltänkta markytan. Kartan har behandlats i programmet AutoCAD med en så kallad triangulering av marknivåer angivna på nybyggnadskartan för att finna höjden på närliggande byggnader med mera.

Det är framförallt oljepannans skorsten som kan kasta skugga under sena dagar och byggnader öst och sydöst om fastigheten under morgon. Diverse ritningar från miljö- och byggnadsförvaltningen i Enköpings kommun och ENA energis egna ritningar har möjliggjort återskapande av kringliggande byggnaders yttre dimensioner.

¹ Gunnar Nilsson, E.ON Elnät Sverige AB via mejl.

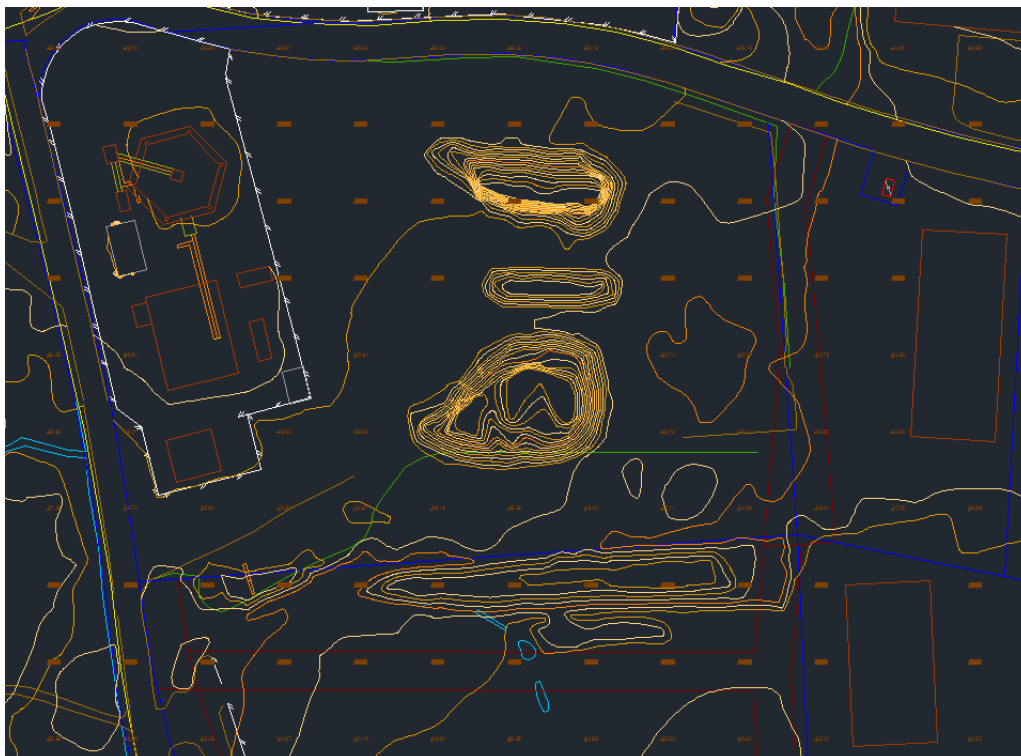
² Gustaf Monie, Miljö och byggförvaltningen, Enköpings kommun via mejl.

³ Gustaf Monie, Miljö och byggförvaltningen, Enköpings kommun via mejl.

⁴ Gunnar Nilsson, E.ON Elnät Sverige AB via mejl.

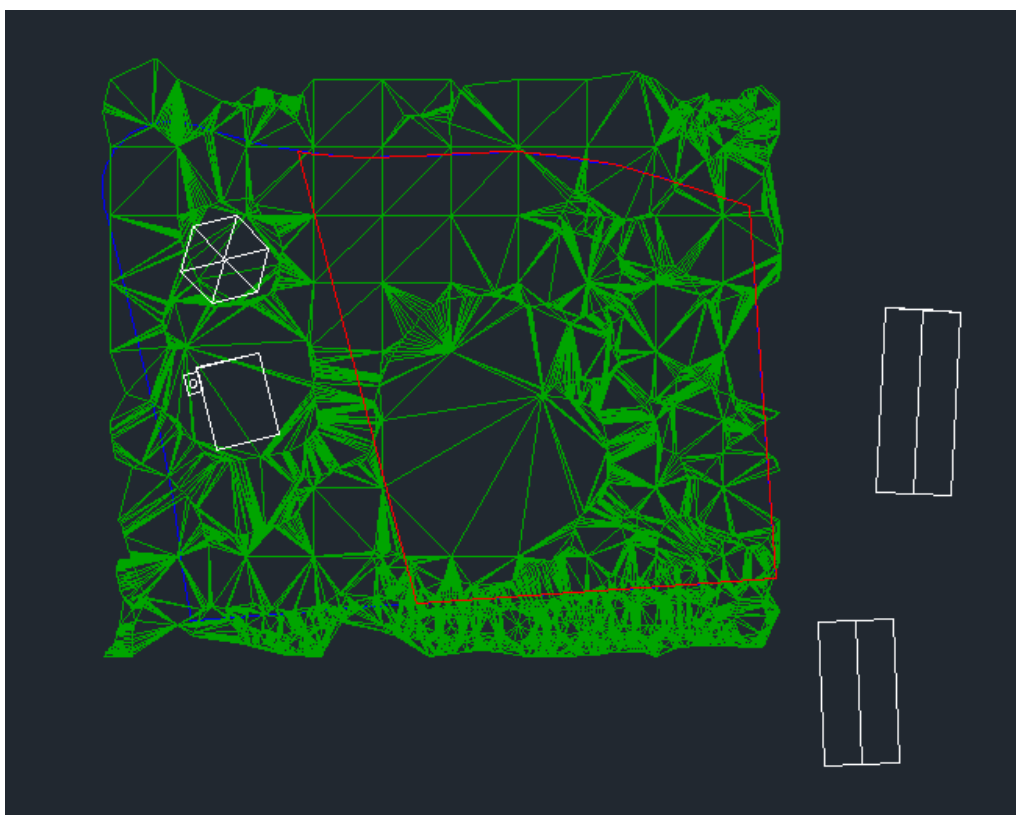
⁵ Gunnar Nilsson, E.ON Elnät Sverige AB via mejl.

⁶ Johan Paradis, Paradis Energi AB via mejl.



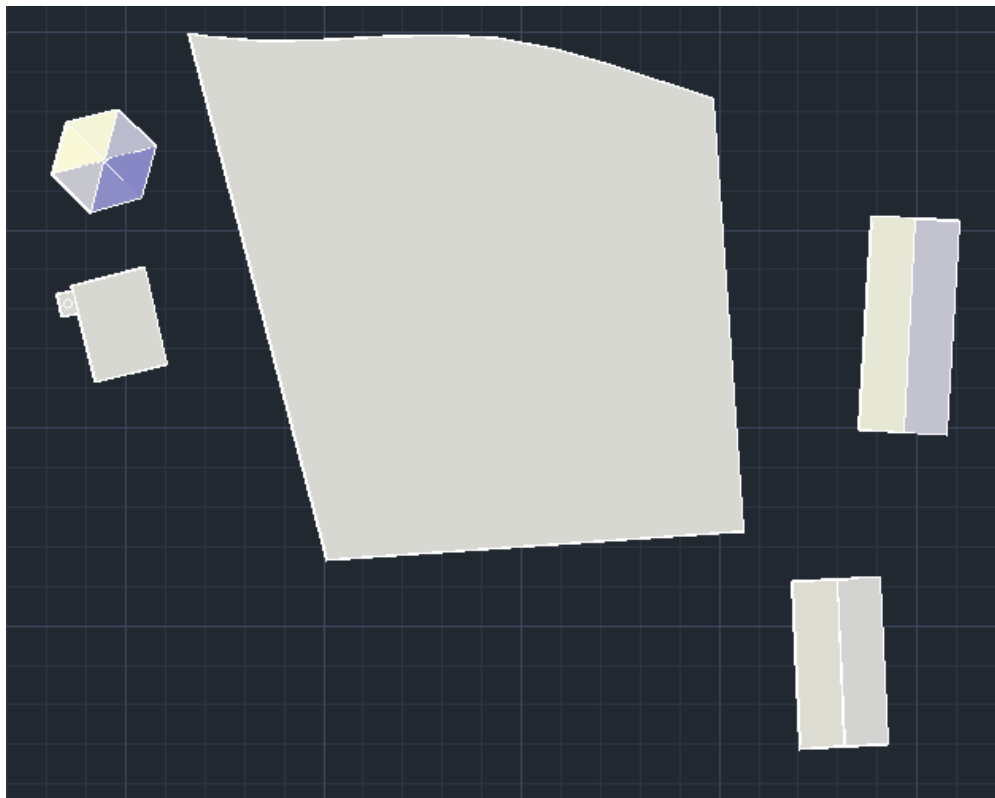
Figur 15. Nybyggnadskarta över fastighet Stenvreten 5:55. Höjdkurvor i mitten av området beskriver spånhögar.

I Figur 15 kan utläsas att spånhögarna kommit med på nybyggnadskartan i form av höjdkurvor. Det finns, i verkligheten, inga nämnvärda förhöjningar under bränslat.



Figur 16. Triangulering av marknivåer. Blå linje avser fastighetsgräns och röd linje det tillänkta området för solcellsanläggning.

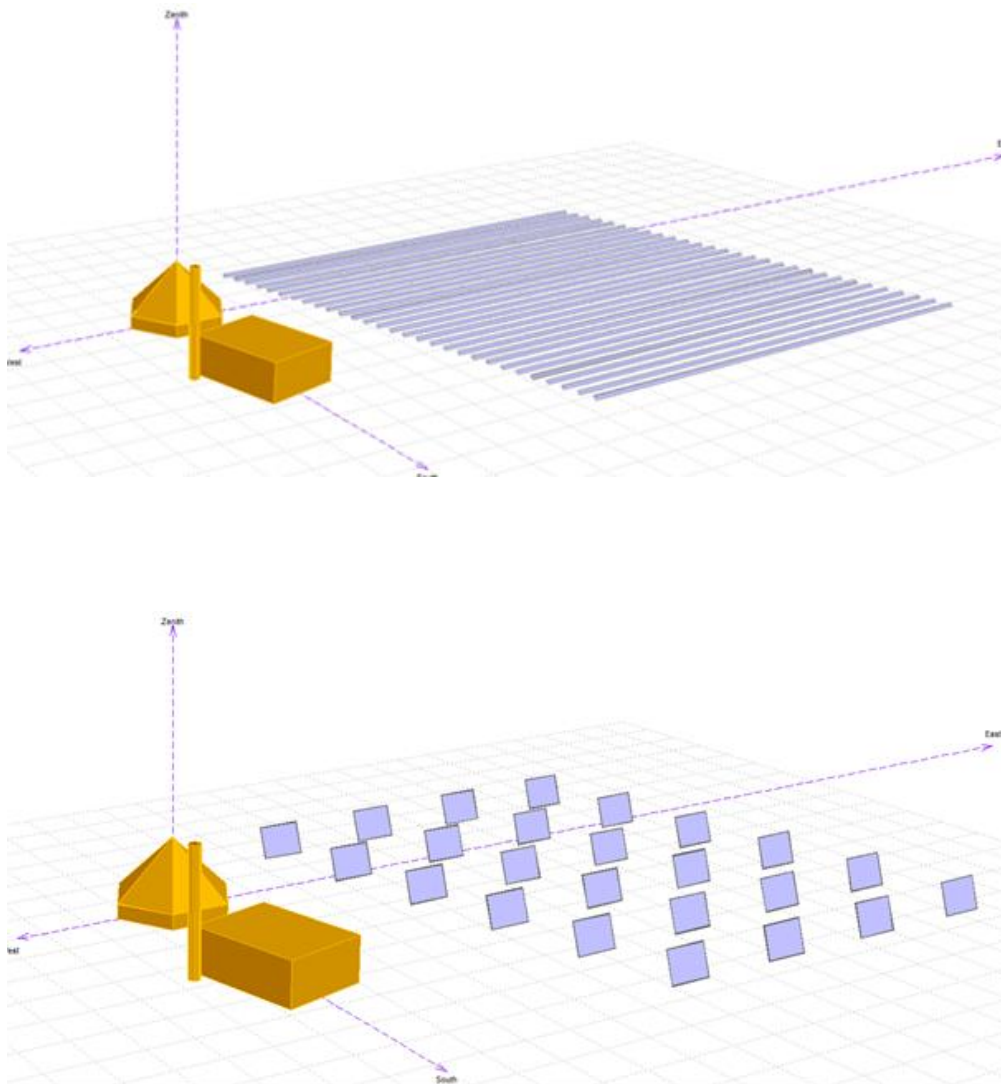
I Figur 16 redovisas trianguleringen av marknivåerna i grönt och byggnader i vitt samt tomtgräns i blått. Den röda linjen avser det tilltänkta området för solcellsinstallation och är indragen en meter från tomtgränsen.



Figur 17. Förenklad modell av tilltänkt yta

I Figur 17 illustreras den färdiga modellen av det tilltänkta området för solcellsinstallation tillsammans med byggnader som kan kasta skugga på området. En nybyggnadskarta i CAD-format har legat till grund för positionering av byggnader och de relativa marknivåerna.

En översiktlig skugganalys(Paradis & van Noord 2011) visade att byggnader på angränsande fastigheter inte skuggar den tilltänkta markytan för solcellsinstallation under viktiga soltimmar, det gör däremot byggnader på fastigheten. Vid beräkning av elproduktion är ett används programmet PVsyst. I PVsyst kan den systematiska skuggningen beaktas. I programmet kan den förenklade modellen ritas upp och en ”detaljerad skugganalys” simuleras.



Figur 18. Modeller i PVsyst av solföljande och fix solcellsanläggning

I Figur 18 redovisas överst ett fixt solcellssystem och nederst ett solföljande solcellssystem uppbyggt i PVsyst. I övre bild framgår inte att antalet moduler per rad har begränsats efter tomtgränsen, men vid utplaceringen av modulerna i programmet finns möjligheten att placera olika antal för varje enskild rad. Solföljande system placeras med ett avstånd på 25 m i öst-västlig riktning och 20 m i nord-sydlig riktning. Optimal vinkel och orientering för fixa solcellssystem i Sverige är 44° och rakt mot söder. En tumregel för avstånd mellan solcellsraderna (Paradis & van Noord 2011) ger ett avstånd mellan en modul till nästa på ungefär 4.1 m, givet att dessa placeras liggande och är en meter höga.

2.3.6 Ekonomiska beräkningsförutsättningar

I Tabell 4 redovisas indata i beräkningen av NNV och LCOE. Kostnaden för underhåll inkluderar byte av växelriktare en gång under systemets livslängd (Stridh et al. 2014). Värdet på den årliga förändringen av systemets totala verkningsgrad är hämtad från (Stridh et al. 2014). Priset för elcertifikat är ett medelvärde för år 2014 (Svensk Kraftmäkling, 2015), prisstegringen är hämtad från (Energikontoret Örebro, 2013).

Tabell 4. Beräkningsförutsättningar

<i>Livslängd</i>	30 år
<i>Årlig förändring av systemverkningsgrad</i>	-0,5 %/år
<i>Kostnad underhåll</i>	100 kr/kWp/år
<i>Pris för såld el</i>	0,4 kr/kWh
<i>Värde egenkonsumerad el</i>	0,52 kr/kWh
<i>Prisstegring el</i>	0,5 %/år
<i>Pris elcertifikat</i>	178 kr/MWh
<i>Prisstegring elcertifikat</i>	1 %/år
<i>Mätning för elcertifikat</i>	1200 kr/år
<i>Pris ursprungsgaranti</i>	5 kr/MWh
<i>Prisstegring ursprungsgaranti</i>	1 %/år
<i>Specifik kostnad fixa system</i>	10 tkr/kWp, 12,9 tkr/kWp & 16 tkr/kWp
<i>Specifik kostnad solföljande system</i>	18 tkr/kWp, 26 tkr/kWp & 34 tkr/kWp ⁷
<i>Anslutningskostnad (transformatorbyte och markservice)</i>	0 – 400 000 kr
<i>Mätutrustning för elcertifikatrapportering (exkl. arbete)</i>	12 800 – 52 800 kr ⁸

⁷ Intervallet för den specifika kostnaden för solföljare är fritt tolkat från uppgifter från en projektansvarig på företaget Euronom, Kjell Bengtsson.

⁸ Uppgifter kostnad för mätning för elcertifikat och mätutrustningen (priserna avser låg- respektive högspännings komponenter) samt arbete har fått av Fredrik Löfvendahl, Rejlers Energijänster AB

3 RESULTAT/DISKUSSION

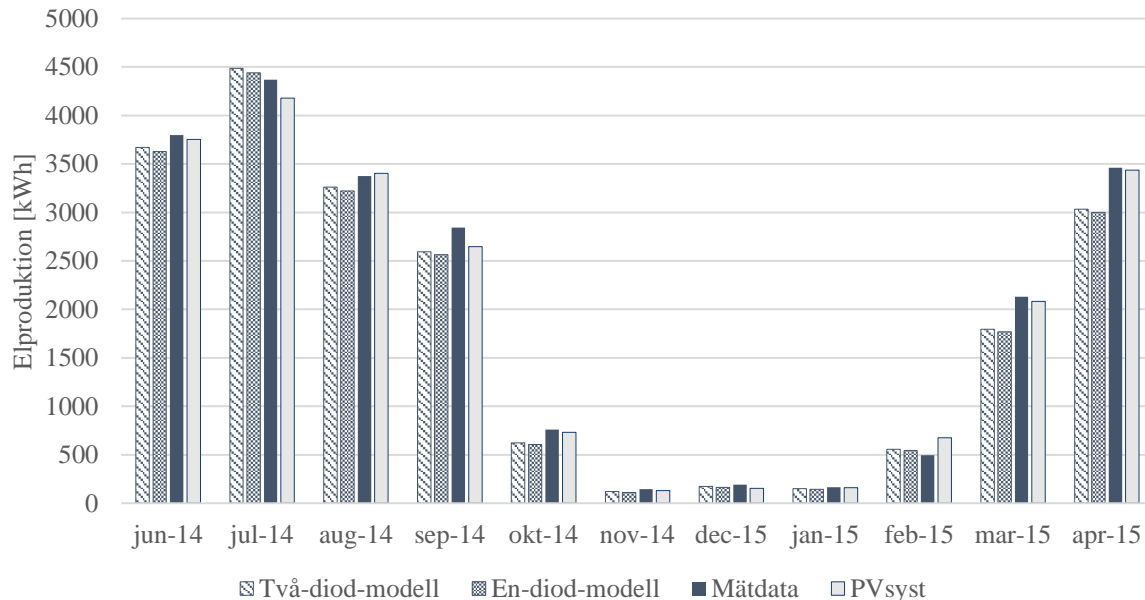
Vid prediktering av elproduktion från en solcellsanläggning används verktyg i form av programvaror. Programvarornas diskrepans härleds i första hand till solcellsmodellen(Axaopoulos et al. 2014). I det här arbetet har noggrannheten dels hos den solcellsmodell som återfinns i den i sammanhanget vanligt förekommande programvaran PVsyst, här kallad en-diod-modellen, och dels en ny och påstått förbättrad och mer noggrann solcellsmodell hämtad från den vetenskapliga litteraturen(Elbaset et al. 2014), här kallad två-diod-modellen, undersökts.

Den ökade noggrannheten motsvarar en skillnad i predikterad elproduktion och hur denna skillnad påverkar lönsamhetsberäkningarna för en solcellsanläggning har utretts i den andra delen av detta arbete. Lönsamheten för tre olika storlekar av solföljande och fixa solcellsanläggningar för en markyta i Enköping har studerats, både med högeffektiva solcellsmoduler och standardmoduler, genom att beräkna ett så kallat LCOE och ett nettonuvärde, NNV. Ett vanligt sätt att beräkna lönsamheten för elproducerande investeringar respektive investeringar med lång förväntad livslängd.

Nedan redovisas och diskuteras först utredningen av den ökade noggrannheten vid en implementering av den två-diod-modell som beskrivs i (Elbaset et al. 2014) i programvaran PVsyst. Vidare redovisas hur denna ökade noggrannhet skulle påverka LCOE.

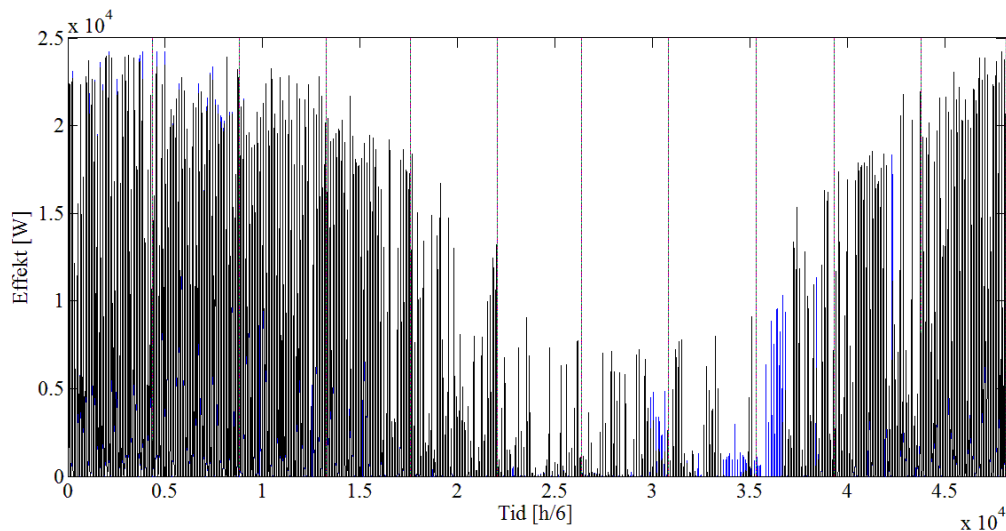
3.1 DEL 1 – NOGGRANNHET VID ÅTERSKAPANDE AV VERKLIG ELPRODUKTION

I Figur 19 redovisas av en-diod-modellen, två-diod-modellen och PVsyst beräknad elproduktion utifrån mätdata som beskriver verklig solinstrålning och temperatur på solcellsmoduler i en solcellsanläggning installerad på ett tak i Stockholm. I figuren redovisas också verklig uppmätt elproduktion från solcellsanläggningen.



Figur 19. Beräknad elproduktion och mätdata

Utifrån resultatet redovisat i Figur 19 kan utläsas att båda solcellsmodellerna och PVsyst generellt underskattar elproduktionen. Undantagen är juli och februari där solcellsmodellerna respektive solcellsmodellerna och PVsyst underskattar den beräknade elproduktionen.



Figur 20 Beräknad elproduktion, blå linje och mätdata svart linje. Mätdata är indelad i månader med vertikala linjer. Det första området avser juni 2014 och det sista området avser april 2015.

I Figur 20 kan utläsas att mätdata inte redovisar någon elproduktion från solcellsanläggningen under en del av december, januari och februari samtidigt som solcellsmodellen beräknat en elproduktion utifrån mätdata på solinstrålning och modultemperatur för samma anläggning. Ingen information har funnits tillgänglig under arbetet som kan förklara varför det är så. Men eftersom den uppmätta elproduktionen inte är obefintlig skulle snö kunna vara en passande förklaring. Man kan som exempel se en större skillnad mellan den beräknade elproduktionen och den uppmätta än normalt under slutet på december vilket skulle kunna vara ett lager med snö som släpper igenom lite solljus till skillnad mot merparten av andra halvan av januari och första halvan på februari då elproduktionen är obefintlig. Snötäcket skulle då alltså vara tjockare. Ovanstående resonemang är konsistent med snödjupsobservationer som återfinns via SMHIs hemsida. Målet med utredningen är att bestämma den relativa skillnaden mellan solcellsmodellerna noggrannhet och inte hur pass väl de återskapar verklig elproduktion. Följaktligen påverkar inte ovanstående bortfall av sampel resultatet.

Juli utmärker sig från övriga månader på två sätt. Det ena är att elproduktionen var högst under månaden, det andra är att solcellsmodellerna överskattade elproduktionen. Varför solcellsmodellerna överskattar elproduktionen under juli, och varför de underskattar elproduktionen generellt, kan förklaras utifrån solcellsmodellernas egenskaper och beaktande av förluster. Diodmodellerna presterar nämligen olika bra beroende på om solinstrålningens intensitet är låg eller hög. Diodmodellerna presterar bättre vid högre nivåer på solinstrålningen och sämre vid lägre nivåer och två-diod-modellen är något bättre än en-diod-modellen på att återskapa elproduktion utifrån låg solinstrålning. Men generellt är alltså diodmodellerna sämre modeller vid låg solinstrålning än vid hög. Juli månads höga elproduktion kommer givetvis av en högre nivå på solinstrålningen, det är den mest solintensiva månaden i sampelserien. Solcellsmodellerna kommer då att återskapa elproduktionen annorlunda jämfört med övriga månader i sampelserien. I tillägg förenklas beskrivningen av förlusterna genom en konstant procentuell systemförlust på totalt sju procent. Eftersom det är skillnaden i beräknade eleffekt mellan en- och två-diod-modellen som undersökts påverkar inte ovanstående resultatet.

I Figur 19 framgår att PVsyst är mer noggrann än solcellsmodellerna vilken antas bero på mer komplexa förlustberäkningar. Som exempel är förlusterna till följd av reflektion större när infallsvinkeln är stor.

För att kunna utreda hur en implementering av två-diod-modellen i PVsyst kan tänkas påverka lönsamhetskalkyleringen fordras en kvantifiering av noggrannheten, därför beräknas ett så kallat medelprocentfel, MAPE. Det är också intressant att veta storleksordningen på det

beräknade felet i Watt, därför beräknas också ett rotmedelkvadratfel, RMSE. Skillnaden i MAPE mellan en- och två-diod-modellen är det värde som ska användas som indata i lönsamhetskalkyleringen.

Tabell 5. MAPE och RMSE för en-diod-modellen och två-diod-modellen samt MAPE för PVsyst.

	<i>En-diod-modell</i>	<i>Två-diod-modell</i>	<i>PVsyst</i>
MAPE [%]	12.17	10.61	8.332
RMSE [W]	812.5	790.8	-

I Tabell 5 kan utläsas att RMSE beräknas till ungefär 800 W för båda diodmodellerna. Den aktuella solcellsanläggningen, det vill säga den solcellsanläggning som mätdata hämtats från, har en installerad topp effekt på 25.5 kWp. PVsyst visar på en procentuell avvikelse från mätdata som är i storleksordning den som beräknades i (Axaopoulos et al. 2014), det vill säga ungefär nio procent. Skillnaden i MAPE mellan en- och två-diod-modellen beräknas till två procent och antas motsvara den ökade noggrannheten vid en implementering av två-diod-modellen i PVsyst. PVsyst och diodmodellerna underskattar också generellt elproduktionen, se Figur 19, därför antas att den ökade noggrannheten innebär en högre predikterad elproduktion. Mot denna bakgrund adderades två procent på den beräknade elproduktionen dag ett för den tilltänkta solcellsanläggningen i arbetets andra del där det utreds hur en mer noggrant beräknad elproduktion det första året påverkar lönsamhetskalkyleringen för kommersiella solcellsanläggningar i Sverige.

3.2 DEL 2 – BERÄKNAD ELPRODUKTION, LCOE OCH NETTONUVÄRDE

3.2.1 Beräknad egenkonsumtion och utmatning på lokalnät

I Tabell 6 redovisas den beräknade elproduktion som matas ut på nätet och den som konsumeras på fastigheten för olika storlekar på solföljande och fixa solcellsanläggningar installerade på en fastighet i Enköping. För att kunna beräkna ovannämnda elproduktion har verktyget PVsyst använts, version 6.3.4. För den största solcellsanläggningen beaktas skuggning från byggnader som finns på fastigheten övriga alternativ förväntas kunna placeras på skuggfria områden.

Tabell 6. Simulerad årlig inmatning på externt elnät och årlig egenkonsumtion

Systembeskrivning	Utmatning på externt elnät (växelström) [kWh/år]	Egenkonsumtion [kWh/år]	Installerad toppeffekt (antal solföljare/moduler) [kWp]
Fixt system med standardmodul	437123	32189	495 (1980)
Fixt system med standardmodul	119395	27746	144 (576)
Fixt system med standardmodul	0.766	3169	3 (12)
Fixt system med högeffektiv modul	582431	33779	647 (1980)
Fixt system med högeffektiv modul	116282	27821	144 (440)
Fixt system med högeffektiv modul	0.809	3415	3.27 (10)
Tvåaxligt solföljande system med standardmodul	220493	30126	216 (24)
Tvåaxligt solföljande system med standardmodul	138417	28291	144 (16)
Tvåaxligt solföljande system med standardmodul	879,2	13761	9(1)
Tvåaxligt solföljande system med högeffektiv modul	306822	31730	283 (24)
Tvåaxligt solföljande system med högeffektiv modul	130576	27574	141 (12)
Tvåaxligt solföljande system med högeffektiv modul	874,4	13384	11(1)

I Tabell 6 kan utläsas att skillnaden mellan högeffektiva solcellsmoduler och standardmoduler endast är nämnvärd för alternativ där markytan utnyttjas maximalt.

I tabellen kan också utläsas att fixa alternativ genererar mest el vid maximalt utnyttjande av den tilltänkta markytan men inte annars. Det är för att utbytet från solföljande anläggningar är högre än för fixa och för att markytan är begränsad. Det får inte plats lika många solföljande moduler som det får plats fixa. Vad det gäller alternativ med en installerad toppeffekt som är mindre än 144 kWp och det minsta alternativet så produceras mest el som förväntat från solföljande alternativ. I tabellen kan också utläsas att den utmatade elen på nätet är försumbar vid samtliga av det minsta alternativen.

Den egna konsumtionen var år 2014 ungefär 83 MWh. Inget av alternativen skulle kunna tillgodose hela det behovet på grund av den ogynnsamma profilen med låg konsumtion på sommaren och konstant behov sett över dygnet.

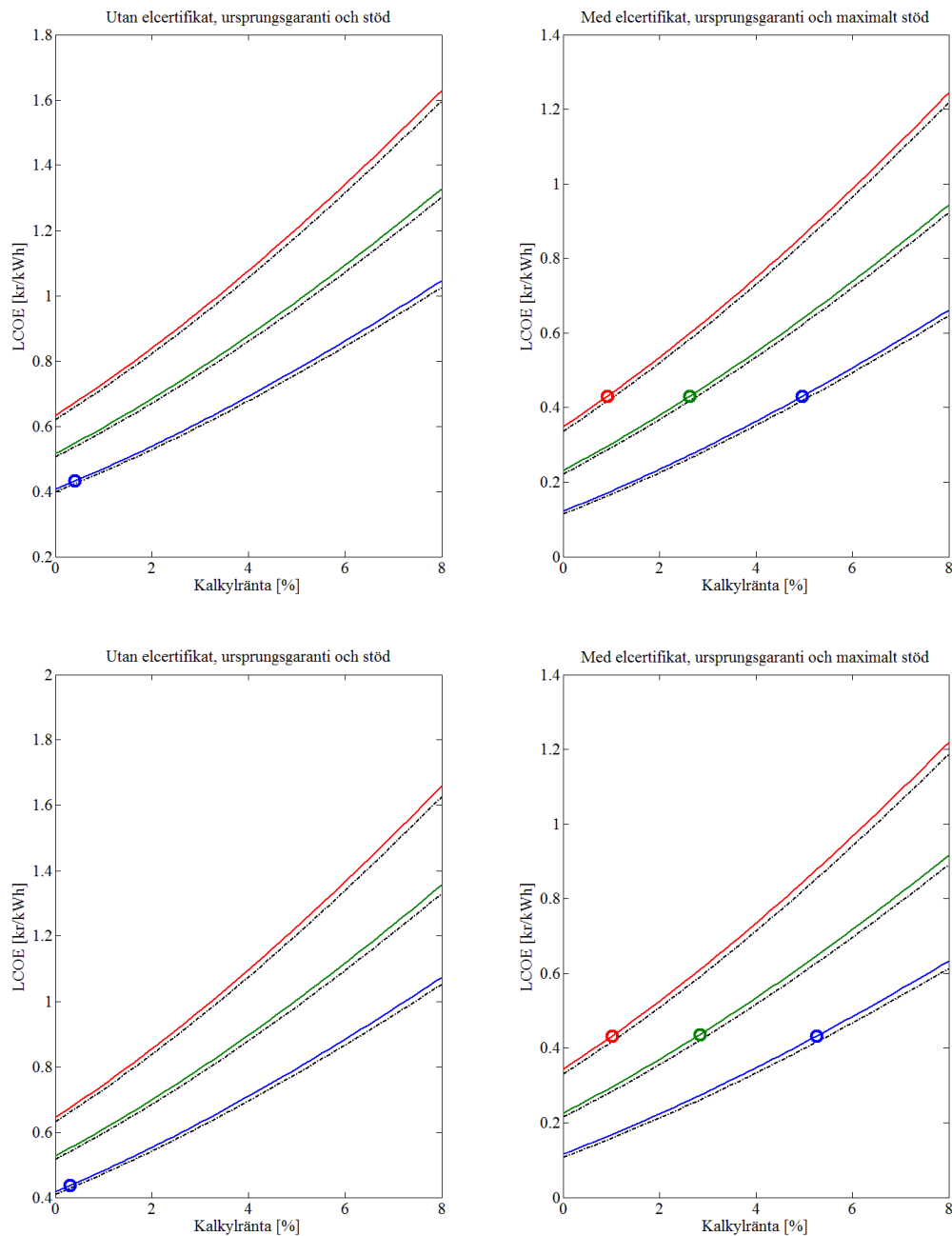
Den största solcellsanläggningen har en installerad toppeffekt på 647 kWp och skulle bestå av 1980 stycken högeffektiva solcellsmoduler. Maximalt antal solföljare har uppskattats till 24 stycken och skulle med högeffektiva solcellsmoduler innebära en installerad toppeffekt på 283 kWp.

3.2.2 LCOE och nuvärde

I följande underrubriker redovisas LCOE som funktion av kalkylräntan för tre olika storlekar av solföljande och fixa solcellssystem, med standardmoduler och högeffektiva moduler, utifrån tre olika specifika initial investeringskostnader (SII); 10 tkr/kWp, 12.9 tkr/kWp och 16 tkr/kWp. Svarta och streckade linjer avser motsvarande beräkningar fast med en ökad årsproduktion på två procent, alltså resultatet från föregående del ett i det här arbetet. Ett nettonuvärde beräknas också som funktion av kalkylränta och om nettonuvärdet är större än eller lika med noll markeras det i diagrammet. Kalkylräntor lägre än den vid markeringen innebär alltså ett positivt nettonuvärde för investeringen. Algoritmen har skrivits i MATLAB och återfinns som bilaga, Bilaga 8.4 Matlab-kod, beräkning av LCOE och nettonuvärde

Vanligt intervall på kalkylräntan i sammanhanget är tre till sex procent. Det finns tre utformningar av solcellsanläggningar som erhåller ett positivt nettonuvärde inom intervallet tre till sex procent på kalkylräntan. Det dessa har gemensamt är att samtliga subventioner utnyttjas och att SII är den lägsta inrapporterade för år 2014, se Figur 1.

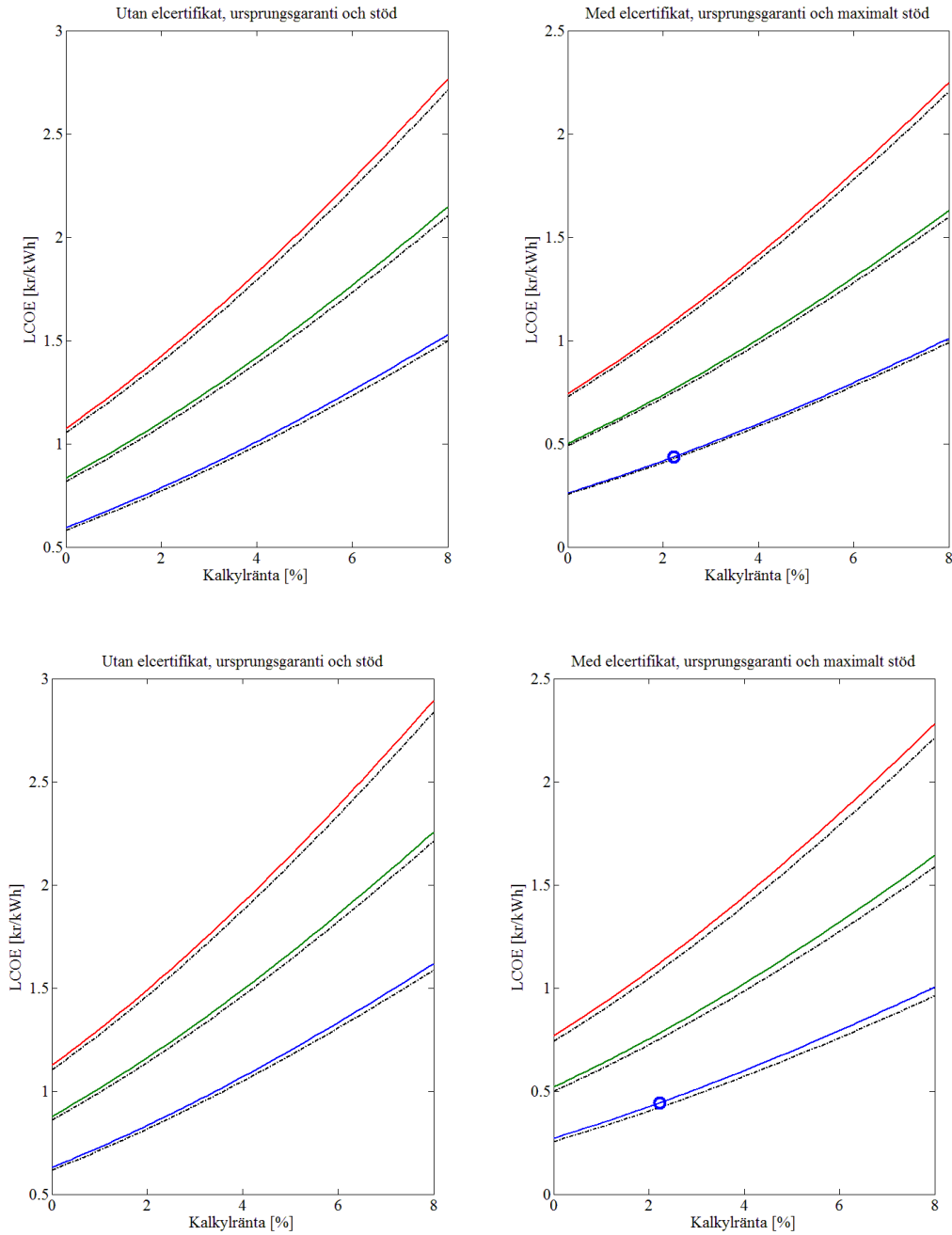
3.2.2.1 Maximalt utnyttjande av marken



Figur 21. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett fixt system med högeffektiv solcellsmodul (överst) och standardmodul (nederst) och maximalt utnyttjande av tilltänkt markyta. Röd linje avser SII 16 tkr/kWp, grön linje avser SII 12.9 tkr/kWp och blå linje avser SII 10 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 21 kan utläsas att ett fixt solcellssystem med SII på 10 tkr/kWp installerat på hela den tilltänkta markytan har ett positivt nuvärde med kalkylräntor på mindre än 5 %. Det är alltså möjligt att visa på en ekonomiskt rationell kalkyl för ett alternativ med maximalt utnyttjande av markytan för att installera ett fixt solcellssystem. Det är inte nödvändigt att installera högeffektiva solcellsmoduler för att alternativet ska bli lönsamt, men det är nödvändigt att SII är nära det lägsta inrapporterade år 2014. Skulle kostnaden för färdigdriftsatt anläggning överstiga omkring 12.5 tkr/kWp så kan inte en kalkylränta på mer än tre procent användas.

Utan subventioner blir inte alternativet lönsamt och den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmodell påverkar inte resultatet.

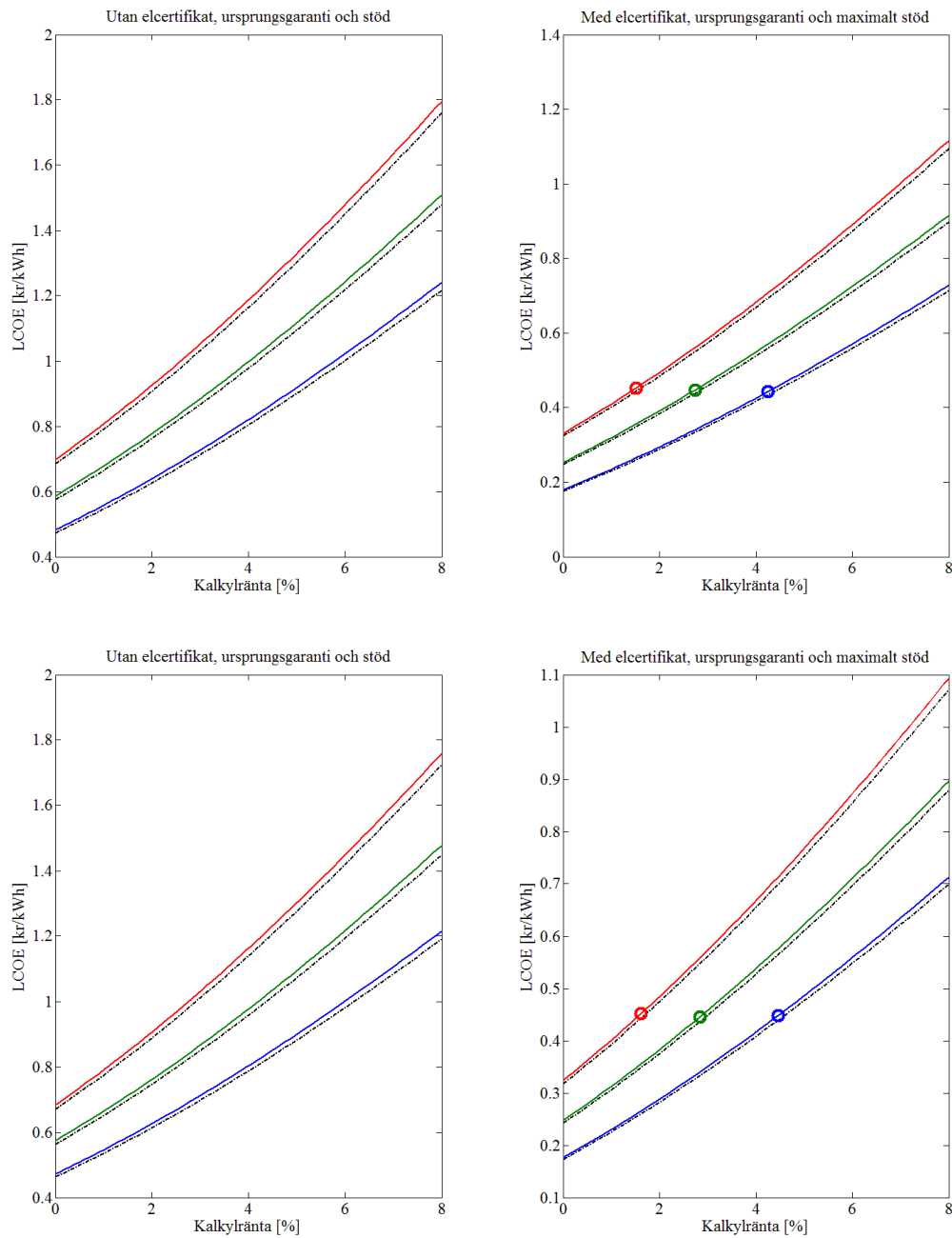


Figur 22. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett tvåaxligt solföljande system med högeffektiv solcellsmodul (överst) och standardmodul (nederst) och maximalt utnyttjande av tilltänkt markyta. Röd linje avser SII 36 tkr/kWp, grön linje avser SII 26 tkr/kWp och blå linje avser SII 18 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 22 kan utläsas att ett solföljande system installerat på hela den tilltänkta markytan, 24 stycken, har ett positivt nuvärde vid en SII på 18 tkr/kWp och kalkylränta på drygt två procent. Det vill säga det blir inte lönsamt att installera ett sådant system.

Den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmodell påverkar inte resultatet.

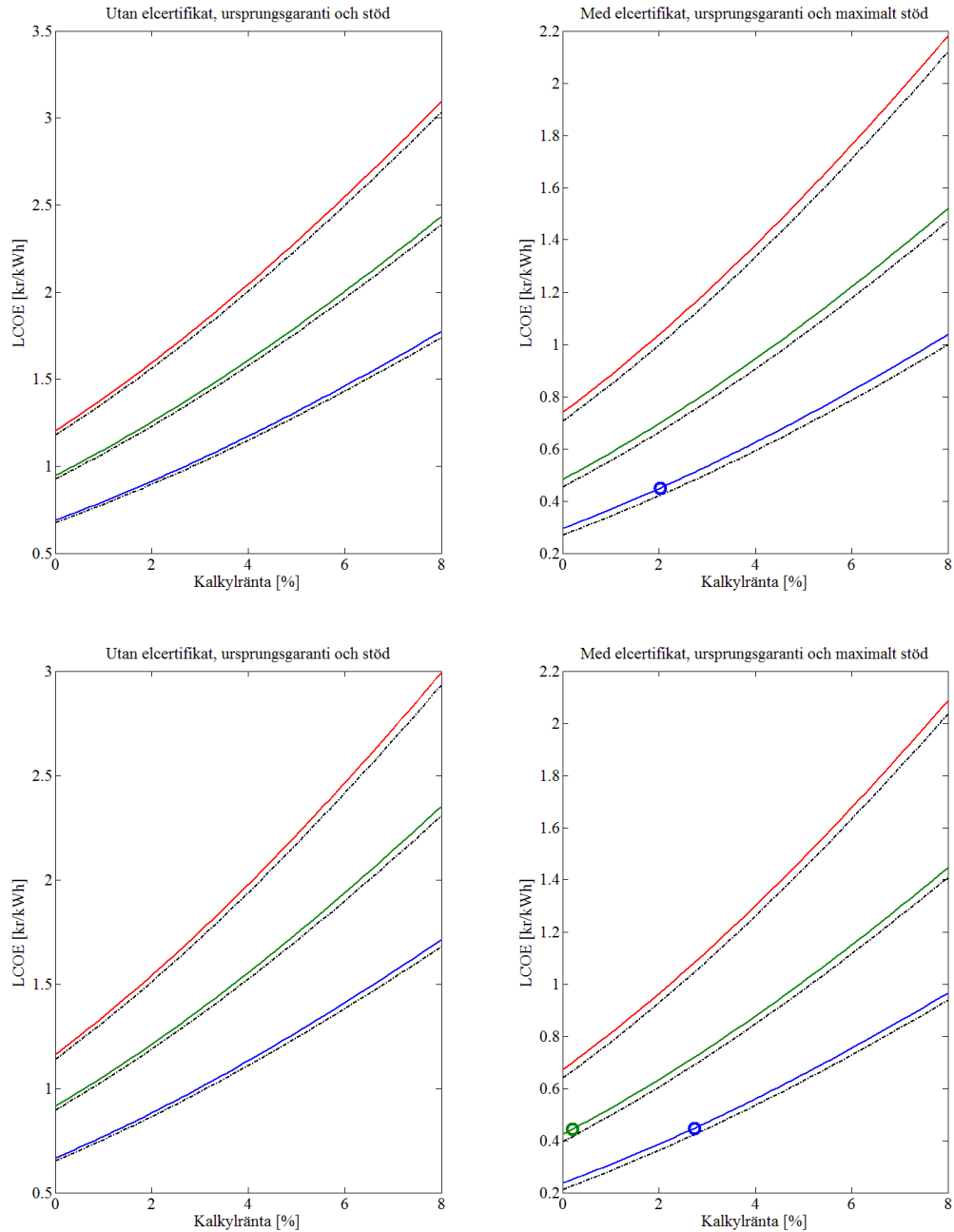
3.2.2.2 Installerad elektrisk topp effekt ≤ 144 kWp



Figur 23. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett fixt system med högeffektiv solcellsmodul (överst) och standardmodul (nederst) och en installerad topp effekt på 144 kWp. Röd linje avser SII 16 tkr/kWp, grön linje avser SII 12.9 tkr/kWp och blå linje avser SII 10 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 23 kan utläsas att en fix solcellsanläggning med en installerad topp effekt på 144 kWp har ett positivt nuvärde för SII 12.9 tkr/kWp och en kalkylränta nära 3 % med subventioner. Det vill säga anläggningen skulle bli ekonomiskt rationell vid ett antagande om en kostnad för färdigdriftsatt anläggning motsvarande medelkostnaden för inrapporterade kostnader år 2014.

Utan subventioner blir inte alternativet lönsamt och den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmodell påverkar inte resultatet.

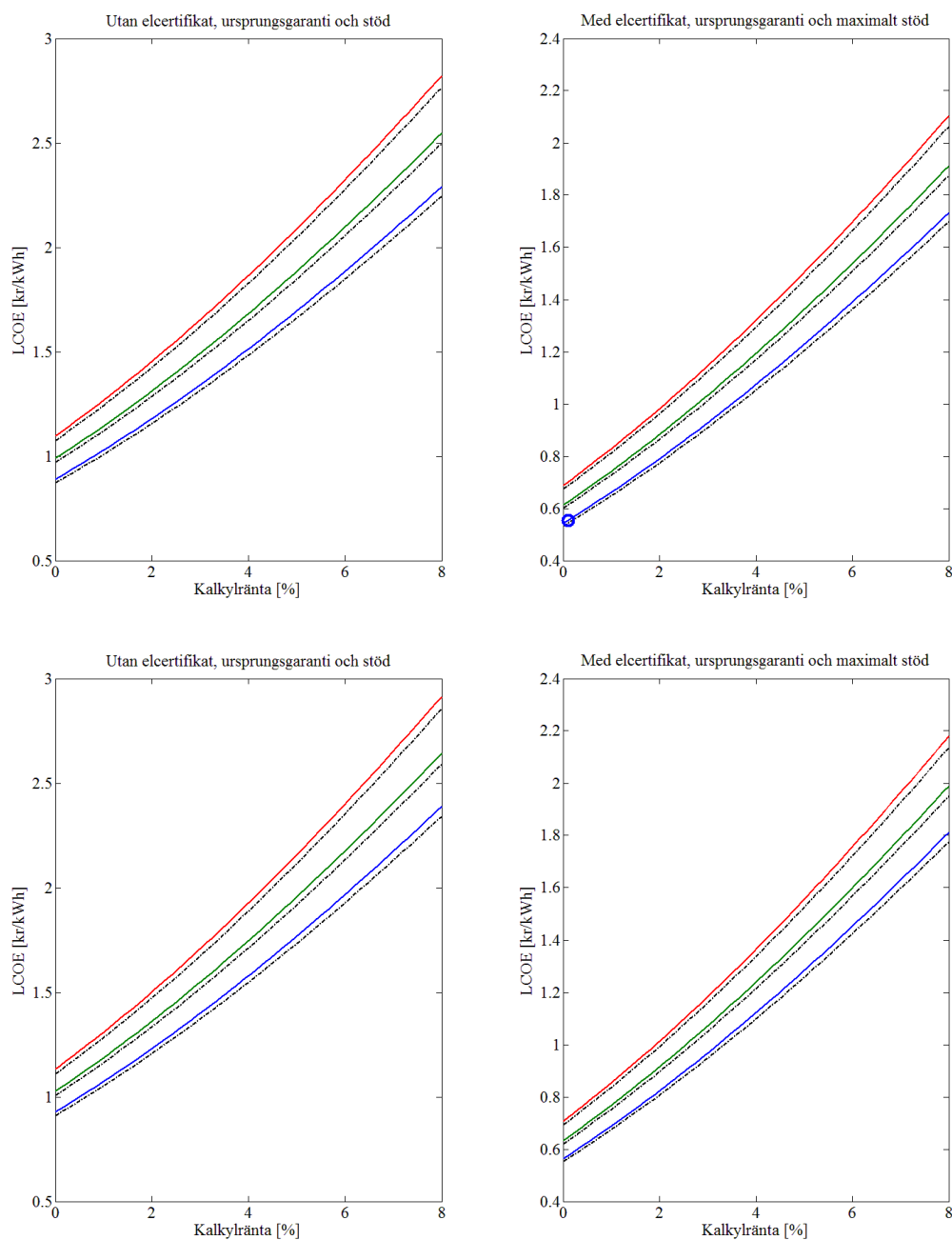


Figur 24. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett tvåaxligt solföljande system med högeffektiv solcellsmodul (överst) och standardmodul (nederst) och 12 respektive 16 solföljare. Röd linje avser SII 34 tkr/kWp, grön linje avser SII 26 tkr/kWp och blå linje avser SII 18 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 24 kan utläsas att ett solföljande system med en installerad topp effekt på mindre än 144 kWp erhåller ett positivt nuvärde vid 3 % kalkylränta.

Utan subventioner blir inte alternativet lönsamt och den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmo­dell påverkar inte resultatet.

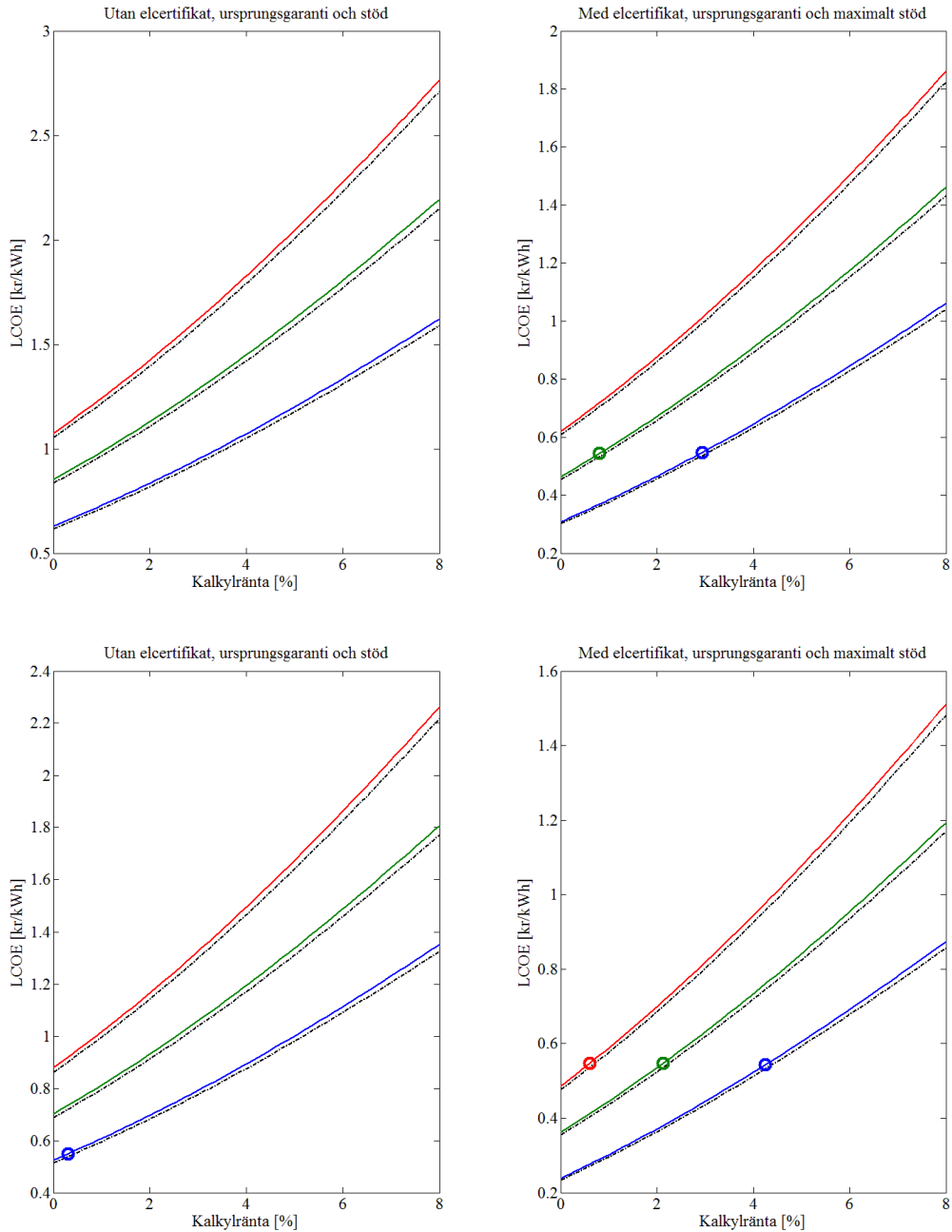
3.2.2.3 Liten solcellsanläggning



Figur 25. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett fixt system med högeffektiv solcellsmodul och en installerad topp effekt på 3.27 kWp respektive 3 kWp (12st moduler och liten växelriktare). Röd linje avser SII 16 tkr/kWp, grön linje avser SII 12.9 tkr/kWp och blå linje avser SII 10 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 25 kan utläsas att en solcellsanläggning bestående av en ”sträng” innefattande tolv högeffektiva solcellsmoduler eller fjorton standardmoduler inte har ett positivt nuvärde oavsett om installationen har ett osannolikt lågt SII och en mycket låg kalkylränta.

Den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmodell påverkar inte resultatet.

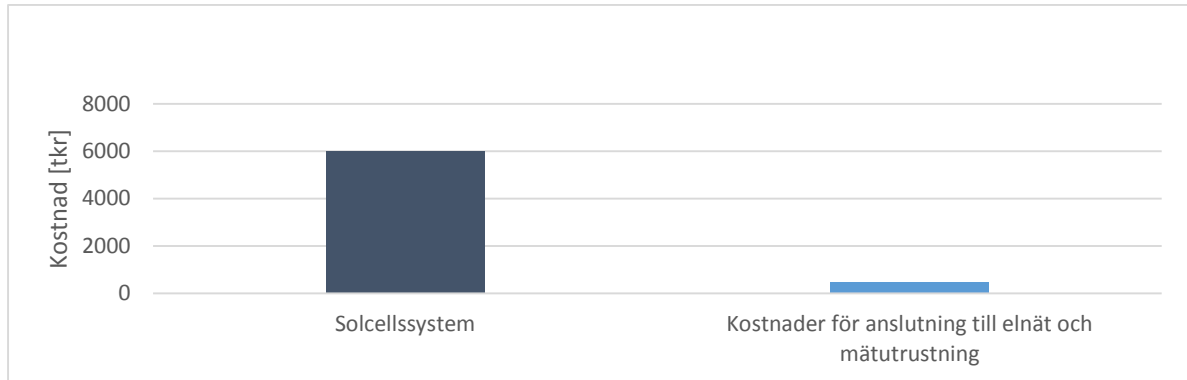


Figur 26. LCOE som funktion av kalkylräntan för ett tvåaxligt solföljande system med högeffektiv solcellsmodul (överst) och standardmodul (nederst) och 1 solföljare. Röd linje avser SII 34 tkr/kWp, grön linje avser SII 26 tkr/kWp och blå linje avser SII 18 tkr/kWp. Streckade och svarta linjer avser motsvarande beräkningar men med plus 2 % på elproduktionen. Markeringar i form av ringar betyder att ett positivt nuvärde beräknats för den kalkylräntan och det systemet.

I Figur 26 kan utläsas att en solföljande enhet kan bli lönsam med en kalkylränta på drygt 4 % med SII på 18 tkr/kWp.

Utan subventioner blir inte alternativet lönsamt och den ökade noggrannheten från en mer noggrann solcellsmodell påverkar inte resultatet.

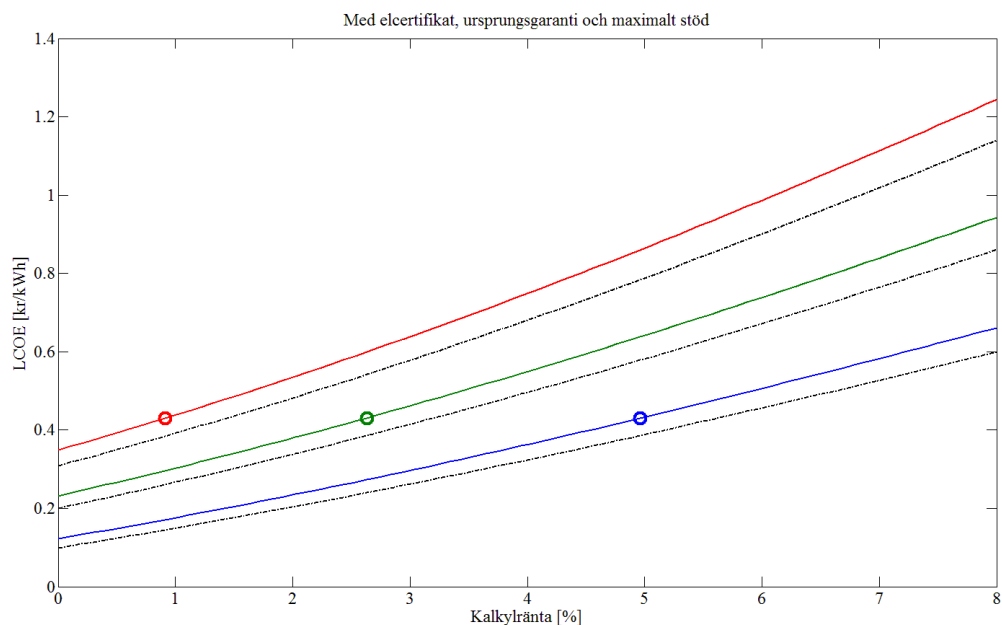
I arbetet med att utreda kringkostnader var ambitionen i det här arbetet att beakta alla de aspekter som kan tänkas påverka investeringskalkyleringen för en kommersiell solcellsinstallation. Resultatet av det arbetet blev en del ekonomisk indata som i efterhand hade kunnat uteslutas. Men som resultatet visar är det variationer i komponentkostnad som påverkar lönsamhetsberäkningarna mest.



Figur 27. Jämförelse mellan kostnaden för att köpa en solcellsanläggning och övriga kringkostnader som anslutning till elnät och mätutrustning.

I Figur 27 kan utläsas att kostnaden för anslutning till elnät och årskostnad för mätning av elproduktion och inrapportering till Svenska Kraftnät för elcertifikat och erforderlig mätutrustning är mycket liten i jämförelse med kostnaden för själva solcellssystemet. I takt med att solcellskomponenterna blir billigare kommer dock kringkostnader bli mer betydelsefulla delar i lönsamhetsberäkningarna.

Resultatet visar att ett byte från en-diod-modellen till två-diod-modellen kan öka noggrannheten i den beräknade elproduktionen från solceller med två procent. Skulle PVsyst använda två-diod-modellen antas diskrepansen kunna minskas med lika mycket, i det här fallet från åtta till sex procent. Det finns alltså potential för ytterligare ökad noggrannhet.



Figur 28. Potentiell påverkan på LCOE och NNV vid 8 % mer noggrant beräknad årsproduktion

I Figur 28 framgår att med en ökad noggrannhet på åtta procent kan en kalkylränta på drygt tre procent vid ett medelvärde på SII användas för att få ett positivt nettonuvärde (Följ vågrätt från

grön markering, höger ut, till närmsta svarta streckade linje och sedan ned till x-axeln). En ökning med knappt en halv procentenhet.

I PVsyst används som standardinställning den enklaste modellen för vad som kallas Incidence Angle Modifier, IAM(PVsyst, 2015b; PV Performance Modeling, 2015) modellen är inte alltid optimalt inställd och det finns potential till förbättring(Fatehi & Sauer 2014). Enligt (Axaopoulos et al. 2014) är det dessutom omräkningen av solinstrålningen som utgör den näst största orsaken till beräkningsverktygens diskrepans efter solcellsmodellen. I (Kaplanis & Kaplanis 2014) påstås också att sambandet mellan klimatdata och solcellens temperatur kan förbättras för att öka noggrannheten i beräkningarna av solcellens elproduktion. I studien har dem tagit fram ett samband som beaktar värmetransport via både naturlig och påtvingad konvektion samt strålning. I PVsyst är standardinställningen inte beroende av vind(PVsyst, 2015c). Lämpliga föremål i vidare studier är alltså IAM-modeller och samband mellan klimatdata och solcellens temperatur.

3.2.3 Sammanfattning av resultat och diskussion

Sammanfattningsvis kan konstateras att en mer noggrann solcellsmodell inte påverkar lönsamhetskalkyleringen för kommersiella solcellsanläggningar i Sverige. Om en större andel av diskrepansen hos predikteringsverktyget PVsyst skulle kunna elimineras möjliggörs användandet av en ökad kalkylränta med cirka en halv procentenhet, en ökning som i sammanhanget kan innebära att en kalkyl går från att vara ointressant till att betraktas som en ekonomiskt rationell investering. Andra faktorer påverkar lönsamhetskalkyleringen mer. Ytterligare lägre komponentpriser och ett beaktande av solcellsanläggningens indirekta värden vid val av kalkylränta bedöms vara det som behövs för att ett trendbrott ska ske på den Svenska solcellsmarknaden så att fler stora solcellsanläggningar byggs och att alltså fler eftersträvsvärda miljöåtgärder ska gå från tanke till att materialiseras.

Givet det att syftet med att förbättra predikteringsverktygen ytterst är att bättre underbygga lönsamhetskalkyleringarna och att ingen tidigare utrett hur denna förbättrade solcellsmodell presterar i skarpt läge och under Svenska förhållanden så är detta ny och värdefull kunskap.

4 SLUTSATS

Lönsamhetskalkyleringen för kommersiella solcellsanläggningar i Sverige påverkas inte av ett byte från en-diod-modellen till två-diod-modellen i de predikteringsverktyg som används till att förutsäga en tilltänkt solcellsanläggnings elproduktion det första året i någon betydande omfattning. Om predikteringsverktyget PVsyst diskrepans till största del kan elimineras skulle det påverka lönsamhetsberäkningen på så vis att kalkylräntan kan ökas med cirka en halv procent. Lämpliga föremål för vidare studier som skulle kunna förbättra noggrannheten hos PVsyst är IAM-modeller och samband mellan klimatdata och solcellens temperatur.

För att kommersiella solcellsanläggningar ska vara lönsamma i Sverige krävs subventioner. Vad det gäller typ av solcellssystem för det område som undersökts i den här studien rekommenderas en fix solcellsanläggning där markytan utnyttjas maximalt. Ett sådant system har den mest fördelaktiga lönsamhetskalkylen med ett positivt nettonuvärde för en kalkylränta på mellan fem och tre procent beroende på om den initiala investeringskostnaden antas vara den lägsta inrapporterade eller ett medelvärde på de inrapporterade kostnaderna för nyckelfärdiga solcellssystem år 2014.

5 REFERENSER

- Axaopoulos, P.J., Fylladitakis, E.D. & Gkarakis, K. (2014). Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 5 (1), 1-7.
- Babu, B.C. & Gurjar, S. (2014). A novel simplified two-diode model of photovoltaic (PV) module. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 4 (4), 1156-1161.
- Bissels, G.M.M.W., Asselbergs, M.A.H., Dickhout, J.M., Haverkamp, E.J., Mulder, P., Bauhuis, G.J., Vlieg, E. & Schermer, J.J. (2014a). Experimental review of series resistance determination methods for III-V concentrator solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130 364-374.
- Bissels, G.M.M.W., Schermer, J.J., Asselbergs, M.A.H., Haverkamp, E.J., Mulder, P., Bauhuis, G.J. & Vlieg, E. (2014b). Theoretical review of series resistance determination methods for solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130 605-614.
- Ciulla, G., Lo Brano, V., Di Dio, V. & Cipriani, G. (2014). A comparison of different one-diode models for the representation of I-V characteristic of a PV cell. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32 684-696.
- Elbaset, A.A., Ali, H. & Abd-El Sattar, M. (2014). Novel seven-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 130 442-455.
- Energikontoret Örebro, (2013). *Fallstudie solceller*. Tillgänglig: <http://www.regionorebro.se/download/18.59eb1a951419e343898171e/1384439860968/K062P+Solceller+Gräve+Örebro+131010.pdf> [2015-5/7/2015].
- Energimyndigheten (2013). *Växthusgasberäkningar*. Tillgänglig: http://www.energimyndigheten.se/Foretag/hallbara_branslen/Hallbarhetskriterier/Fragor-och-svar-hbk/Vaxthusgasberakning/#2 [2015-1/12/2015].
- Fatehi, J.H. & Sauer, K.J. (2014). Modeling the incidence angle dependence of photovoltaic modules in PVsyst. I *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014* (s. 1335).
- Forniés, E., Balenzategui, J.L., Alonso-García, M.d.C. & Silva, J.P. (2014). Method for module rsh determination and its comparison with standard methods. *Solar Energy*, 109 (0), 189-199.
- IPCC, (2015). *Fifth Assessment Report*. Tillgänglig: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_SPM.pdf [2014-11/12/2014].
- Ishaque, K., Salam, Z. & Syafaruddin (2011). A comprehensive MATLAB simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model. *Solar Energy*, 85 (9), 2217-2227.

- Kaplani, E. & Kaplanis, S. (2014). Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination. *Solar Energy*, 107 443-460.
- Khan, F., Baek, S.-. & Kim, J.H. (2014). Intensity dependency of photovoltaic cell parameters under high illumination conditions: An analysis. *Applied Energy*, 133 356-362.
- Lindahl, J. (2015). *Svensk sammanfattning av IEA-PVPS*. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Pressmeddelanden/Sammanfattning> av IEA-PVPS svenska solcellsrapport.pdf [2015-4/28/2015].
- Ma, T., Yang, H. & Lu, L. (2014a). Development of a model to simulate the performance characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules/strings/arrays. *Solar Energy*, 100 31-41.
- Ma, T., Yang, H. & Lu, L. (2014b). Solar photovoltaic system modeling and performance prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 36 304-315.
- Nord Pool Spot, (2015). Tillgänglig: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/SE/Monthly/?view=chart> [2015-5/7/2015].
- Nugent, D. & Sovacool, B.K. (2014). Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. *Energy Policy*, 65 229-244.
- Paradis, J. & van Noord, M. (2011). *Solceller i samhällsplaneringen - Skapa bra förutsättningar för solenergi*. (11:75) ELFORSK.
- Poinssot, C., Bourg, S., Ouvrier, N., Combernoux, N., Rostaing, C., Vargas-Gonzalez, M. & Bruno, J. (2014). Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems. comparison between closed and open fuel cycles. *Energy*, 69 199-211.
- PV Performance Modeling, (2015). Tillgänglig: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/shading-soiling-and-reflection-losses/incident-angle-reflection-losses/ashre-model/> [2015-04/30].
- PVsystem, (2015a). Tillgänglig: http://files.pvsyst.com/help/pvmodule_model.htm [2015-4/28/2015].
- PVsystem, (2015b). Tillgänglig: http://files.pvsyst.com/help/iam_loss.htm [2015-5/2/2015].
- PVsystem, (2015c). *PVsystem Cell Temperature Model*. Tillgänglig: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/cell-temperature/pvsyst-cell-temperature-model/> [2015-05/20].
- Shockley, W. (1950). *Electrons and holes in semiconductors, with applications to transistor electronics*. Princeton, N.J.: Van Nostrand.
- SLB (2015). *Export av sol-data*. Tillgänglig: <http://www.slb.nu/soldata/> [2015-4/30/2015].

- Steffen, W., Richardson, K., Rockström, J., Cornell, S.E., Fetzer, I., Bennett, E.M., Biggs, R., Carpenter, S.R., De Vries, W., De Wit, C.A., Folke, C., Gerten, D., Heinke, J., Mace, G.M., Persson, L.M., Ramanathan, V., Reyers, B. & Sörlin, S. (2015). Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, 347 (6223),.
- Stridh, B., Yard, S., Larsson, D. & Karlsson, B. (2014). Profitability of PV electricity in Sweden. I *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014* (s. 1492).
- Svensk Kraftmäkling, (2015). Tillgänglig: <http://www.skm.se/priceinfo/history/2014/> [2015-05/17/2015].
- Villalva, M.G. (2015). Tillgänglig: <https://sites.google.com/site/mvillalva/pvmodel> [2015-04/30].
- Villalva, M.G., Gazoli, J.R. & Filho, E.R. (2009). Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24 (5), 1198-1208.
- von Schultz, C. (2015). Största svenska solcellsparken i drift - NyTeknik. *Ny Teknik*.
- Widén, J. (2011). *Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av soleanläggningar*. (Elforsk rapport 10:103) Elforsk.
- Wikipedia, (2015a). *LCOE*. Tillgänglig: http://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source [2015-.
- Wikipedia, (2015b). *Nuvärdesmetoden*. Tillgänglig: <http://sv.wikipedia.org/wiki/Nuv%C3%A4rdesmetoden> [2015-.
- Wolf, M. & Rauschenbach, H. (1963). Series resistance effects on solar cell measurements. *Advanced energy conversion*, 3 (2), 455-479.

6 BILAGOR

6.1 BILAGA – BERÄKNAD ELPRODUKTION OSLOGATAN 38

Tabell 7 Beräknad solelproduktion och mätdata per månad [kWh]

Månad/Beräkningsverktyg	En-diod-modell	Two-diod-modell	PVsystem	Mätdata
Juni/2014	3627	3670	3752	3799
Juli/2014	4440	4486	4179	4370
Augusti/2014	3221	3261	3402	3374
September/2014	2563	2595	2648	2842
Oktober/2014	605	623	731	760
November/2014	111	119	129	146
Januari/2015	164	172	155	192
Februari/2015	142	149	159	166
Mars/2015	544	557	675	496
April/2015	1768	1794	2081	2130
Maj/2015	2999	3032	3436	3461

6.2 BILAGA – MATLAB-KOD, SIMULERING AV ELPRODUKTION SOLCELLSMODELLER

```

clear all
close all
%% Oslogatan 38. Information om solcellsanläggningen är hämtad från http://slb.nu/soldata/
och via mail med installatören Glacell.
% Long 17.92 Lat 59.41
% Installerad effekt: 25.5 kWp
% Yta: 191.25 m2
% Leverantör av modul: Glacell
% Riktning: 45gr
% Lutning: 22gr
% Förväntad årlig produktion: 22298 kWh
% Logger: Solarlog
% Modul: YL250P-29b
%% Diverse konstanter.
k = 1.381*10^-23; % Boltzmanns konstant
q = 1.602*10^-19; % Elektronladdning
Eg = 1.8e-19; % Bandgapsenergi. 2.72370016e-19 för amorfa solceller.
Tn = 273.15+25; % Celltemperatur under STC-förhållanden
Gn = 1000; % Instrålning under STC-förhållanden
%% Värderna hämtade från datablad.
Ns = 60; % Antal seriekopplade solceller i solcellsmodulen
Iscn = 8.79; % Värdet på kortslutningsströmmen. Karakteristisk punkt i IV-kurva V=0 och I=Isc
Vocn = 38.4; % Värdet på tomgångsspänning. Karakteristisk punkt i IV-kurva V=Voc och I=0
Imp = 8.24; % Strömmen vid maximal effekt under STC-förhållanden
Vmp = 30.4; % Spänningen vid maximal effekt under STC-förhållanden
Ki = 0.06/100*Iscn; % Beskriver hur kortslutningsströmmen påverkas av celltemperaturen. [A/K]
Kv = -127e-3; % Beskriver hur tomgångsspänningen påverkas av celltemperaturen. [V/K]
Vtn = k*Tn/q; % Nominell termisk spänning
Pmax_e = Imp*Vmp; % Maximal effekt under STC-förhållanden
antalmoduler = 25.5/0.25;
%% Förluster.
eqloss = 0.07; % Värdet på systemförluster inklusive växelriktaren. Hämtat från Axaopoulos et
al. 2014.
%% Inläsning av mätdata. Mätdata är hämtad från http://slb.nu/soldata/ och "Oslogatan 38".
load('produktion');
globalinstr = dlmread('globalinstr_Oslogatan38_juni2014-april2015.ascii', '', 1);
modultemperatur = dlmread('modultemp_Oslogatan38_juni2014-april2015.ascii', '', 1);
%% Beräkning av celltemperatur
for i=1:length(modultemperatur)
    celltemperatur(i) = modultemperatur(i)+3*globalinstr(i)/Gn;
end
%% Längd på simulering.
I1 = 1;
I2 = length(globalinstr);
%% "Novel seven-parameter model for photovoltaic modules" (Elbaset et al. 2014)
Vocn = Vocn/Ns;
Vmp = Vmp/Ns;
%% Startvärden för algoritmen
Rso = 0.30/Ns; % Startvärde på seriemotstånd bestäms grafiskt och ska motsvara derivatan i
punkten V=0 och I=Isc i IV-kurvan.
Rs = Rso;
a1=1.025; % För idealitetsfaktor ett och två väljs "Lämpliga värden". Ett värde på 1 innebär
ideal diod.
a2=3-a1; % Gäller för multikristallina solceller.
a2 = 4-a1; % Gäller för amorfa solceller.
b1 = (exp(Vocn/(a1*Vtn))-exp(Iscn*Rs/(a1*Vtn)))-((Vocn-
Rs*Iscn)/(a1*Vtn))*exp((Vmp+Imp*Rs)/(a1*Vtn)); % b1-b3 och c1-c3 är samband som används till
att bestämma startvärde på läckström.
b2 = (exp(Vocn/(a2*Vtn))-exp(Iscn*Rs/(a2*Vtn)))-((Vocn-
Rs*Iscn)/(a2*Vtn))*exp((Vmp+Imp*Rs)/(a2*Vtn));
b3 = Iscn+(((Iscn*Rs-Vocn)/Vmp)*Imp)/(1-(Imp*Rs/Vmp));
c1 = (exp(Vocn/(a1*Vtn))-exp((Vmp+Imp*Rs)/(a1*Vtn)))-((Vocn-Vmp-
Rs*Imp)/(a1*Vtn))*exp((Vmp+Imp*Rs)/(a1*Vtn));
c2 = (exp(Vocn/(a2*Vtn))-exp((Vmp+Imp*Rs)/(a2*Vtn)))-((Vocn-Vmp-
Rs*Imp)/(a2*Vtn))*exp((Vmp+Imp*Rs)/(a2*Vtn));
c3 = Imp+(((Vmp+Imp*Rs-Vocn)/Vmp)*Imp)/(1-Imp*Rs/Vmp);
Is1 = (b2*c3-b3*c2)/(b2*c1-b1*c2);
Is2 = (b3*c1-b1*c3)/(b2*c1-b1*c2);
Rpo = 100/((Imp/Vmp)/(1-
(Imp/Vmp))+Is1*(exp((Vmp+Imp*Rs)/(a1*Vtn)))/(a1*Vtn)+Is2*(exp((Vmp+Imp*Rs)/(a2*Vtn)))/(a2*Vtn)
); % Ekvationen ser annorlunda ut i artikeln.

```

```

M = 1-1/Rso*(1/((Is1/(a1*Vtn))*exp(Vocn/(a1*Vtn))+(Is2/(a2*Vtn))*exp(Vocn/(a2*Vtn))+1/Rpo));
% Andel av Rso som är lämpligt startvärde för Rs.
x0 = [Iscn Is1 Is2 M*Rso Rpo a1 a2]; % Startvärden till algoritmen.
% Lösning av ekvationssystem.
options = optimoptions('fsolve', 'Algorithm', 'levenberg-marquardt','TolX', 1e-
26,'TolFun',1e-7,'MaxIter', 10000,'Display','iter','MaxFunEvals',10^10);
[x, fval] = fsolve(@Elbaset,x0,options,Iscn,Vocn,Imp,Vmp,Vtn,Rso,Rpo);
Iph=x(1); % Fotoelektrisk ström.
Is1=x(2); % Läckström diod #1.
Is2=x(3); % Läckström diod #2.
Rs=x(4); % Seriemotstånd.
Rp=x(5); % Parallellmotstånd.
a1=x(6); % Idealitetsfaktor diod #1.
a2=x(7); % Idealitetsfaktor diod #2.
Parameter_Elbaset = [Iph Is1 Is2 Rs*Ns Rp*Ns a1 a2]; % Sparar värden på det bestämda
parametrarna.
%% IV-kurva för STC-förhållanden.
V = 0;
x0 = Iph;
n=1;
x=1;
while x>=0
    options = optimoptions('fsolve', 'Algorithm', 'trust-region-dogleg','Display','off');
    [x, fval] = fsolve(@Elbaset_IV,x0,options,Iph,Is1,Is2,Rp,Rs,a1,a2,Vtn,V);
    I(n)=x;
    xaxel(n)=V*Ns; % Skapar x-axel för plottning
    V=V+0.01; % Inkrementerar spänning med 0.01
    n=n+1;
    x0=x;
end
STC_Elbaset = [xaxel' I']; % Sparar IV-kurva under STC-förhållanden.
%% Beräknar elproduktion från tid I1 till I2
m=1;
for i=I1:I2
    Tc=celltemperatur(i)+273.15; % Celltemperatur i Kelvin
    G=globalinstr(i);
    %Temperatur- och solinstrålningsberoende parametrar
    dT = Tc-Tn;
    Vt = k*Tc/q;
    Iph = (G/Gn)*(Parameter_Elbaset(1)+Ki*dT);
    Is1 = Parameter_Elbaset(2)*((Tc/Tn)^3)*exp((q*Eg/(Parameter_Elbaset(6)*k))*(1/Tn-1/Tc));
    Is2 = Parameter_Elbaset(3)*((Tc/Tn)^3)*exp((q*Eg/(Parameter_Elbaset(7)*k))*(1/Tn-1/Tc));
    check(m) =Iph;
    V = 0;
    x0 = Iph;
    n=1;
    x=1;
    if G ~= 0
        while x>=0
            options = optimoptions('fsolve', 'Algorithm', 'trust-region-dogleg','Display','off');
            [x, fval] = fsolve(@Elbaset_IV,x0,options,Iph,Is1,Is2,Rp,Rs,a1,a2,Vt,V);
            P(n)=x*V;
            %Plott(n,m)=x;
            %xaxel(n,m)=V;
            V=V+0.01; % Inkrementerar spänning med 0.01
            n=n+1;
            x0=x;
        end
    elseif G == 0
        P=0;
    end
    Effekt_Elbaset(m) = max(P);
    P = 0;
    m=m+1;
end
%%
Effekt = Effekt_Elbaset*Ns*antalmoduler*(1-eqloss);
%% Växelriktarens begränsningar
Vr_min = Produktion(I1:I2);
Vr_max = max(Produktion);
for i = 1:length(Vr_min)
    if Vr_min(i) == 0;
        Vr_min(i) = inf;
    elseif Vr_min(i) ~= 0
        Vr_min(i) = Vr_min(i);
    end
end
end

```

```

Vr_min = min(Vr_min);
Max = find(Effekt >= Vr_max);
for i = 1:length(Max)
    Effekt(Max(i)) = Vr_max;
end
%% Elproduktion efter månad
juni = sum(Effekt(1:4320))/6;
juli = sum(Effekt(4321:8784))/6;
augusti = sum(Effekt(8785:13248))/6;
september = sum(Effekt(13249:17568))/6;
oktober = sum(Effekt(17569:22032))/6;
november = sum(Effekt(22033:26352))/6;
december = sum(Effekt(26353:30816))/6;
januari = sum(Effekt(30817:35280))/6;
februari = sum(Effekt(35281:39312))/6;
mars = sum(Effekt(39313:43776))/6;
april = sum(Effekt(43777:48095))/6;
Elbaset_month = [juni juli augusti september oktober november december januari februari mars
april];
%% Beräkning av RMSE
RMSE_Elbaset = sqrt(mean((Effekt'-Produktion(I1:I2)).^2));
%% Beräkning av MAPE
Effekt_MAPE = Elbaset_month';
juni = sum(Produktion(1:4320))/6;
juli = sum(Produktion(4321:8784))/6;
augusti = sum(Produktion(8785:13248))/6;
september = sum(Produktion(13249:17568))/6;
oktober = sum(Produktion(17569:22032))/6;
november = sum(Produktion(22033:26352))/6;
december = sum(Produktion(26353:30816))/6;
januari = sum(Produktion(30817:35280))/6;
februari = sum(Produktion(35281:39312))/6;
mars = sum(Produktion(39313:43776))/6;
april = sum(Produktion(43777:48095))/6;
Produktion_MAPE = [juni juli augusti september oktober november december januari februari mars
april];
for i = 1:length(Elbaset_month)
    MAPE(i) = abs((Effekt_MAPE(i)-Produktion_MAPE(i))./Produktion_MAPE(i));
end
MAPE_Elbaset = mean(MAPE)*100;
%% Avvikelse
Elbaset_avvikelse = Produktion_MAPE-Elbaset_month;
%% En-diod-modell.          Kodan          finns          tillgänglig          via:
http://sites.google.com/site/mvillalva/pvmodel.
Vocn = Vocn*Ns;
Vmp = Vmp*Ns;
%%
Rsinc = 1e-3; % Värdeökning för varje iteration
tol = 1e-4; % Tolerans på avvikelse från uppmätt maximal effekt.
nv = 100; % Antalet beräknade värden i IV-kurvan.
nimax = 500000; % Maximalt antal itereringar för varje värde på idealitetsfaktorn.
% Initiala gissningar på serie- & parallellmotstånden
Rs_max = (Vocn - Vmp) / Imp;
Rp_min = Vmp / (Iscn - Imp) - Rs_max;
Rs = 0;
Rp = Rp_min;
% Värden på instrålning och celltemperatur
T = Tn;
G = Gn;
Vt = k*Tn/q; % Termisk spänning vid celltemperatur T.
perror = Inf; % "dummy value"
ni = 0; % Räknare
a = 1; % Initialt värde på idealitetsfaktorn
% Iterativ loop som pågår så länge modellens beräknade värde på Pmax avviker från databladets
värde med mer än vad toleransen tillåter.
while (perror>tol) && (Rp > 0) && (ni < nimax)
    ni = ni + 1;
    % Temperaturen och instrålningens effekt på strömmen
    dT = T-Tn;
    Ipvn = (Rs+Rp)/Rp * Iscn; % Fotoelektrisk ström under STC-förhållanden.
    Ipv = (Ipvn + Ki*dT) *G/Gn; % Fotoelektrisk ström under verkliga förhållanden.
    Isc = (Iscn + Ki*dT) *G/Gn; % Kortslutningsström under verkliga förhållanden.
    Ion = (Ipv - Vocn/Rp) / (exp(Vocn/Vt/a/Ns)-1); % Läckström under STC-förhållanden om dT = 0.
    Io = Ion;
    % Ökning av värde på seriemotståndet
    Rs = Rs + Rsinc;
    Rp_ = Rp;

```

```

Egap = Eg; % Bandgapsenergi för kristallina solceller.
a = (Kv - Vocn/Tn) / (Ns * Vtn * (Ki/Ipv - 3/Tn - Egap/(k*Tn^2) )); % Idealitetsfaktorn.
Rp = Vmp*(Vmp+Imp*Rs) / (Vmp*Ipv-Vmp*Io*exp((Vmp+Imp*Rs)/Vt/Ns/a)+Vmp*Io-Pmax_e); %
Parallellmotståndet som funktion seriemotståndet.
% Löser IV-ekvationen.
clear V
clear I
V = 0:Vocn/nv:Vocn; % Spänningsvektor
I = zeros(1,size(V,2)); % Strömvektor
for j = 1 : size(V,2) % Beräknar för alla spänningsvärden (antalet definieras tidigare av
paramterer "nv")
% Löser g = I - f(I,V) = 0 med Newton-Raphson algoritmen
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
while (abs(g(j)) > 0.001)
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
glin(j) = -Io*Rs/Vt/Ns/a*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-Rs/Rp-1;
I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);
end
end
% Beräknar effekten utifrån IV-kurvan. P = U*I (Joules lag).
P = (Ipv-Io*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/Rp).*V;
Pmax_m = max(P);
perrör = (Pmax_m-Pmax_e);
end
STC_Villalva = [V',I'];
Parameter_Villalva = [Ipv Io a Rp Rs];
%% Beräknar elproduktion
m=1;
for i=I1:I2
% Värderna på instrålning och celltemperatur
T = celltemperatur(i)+273.15;
G = globalinstr(i);
Vt = k*T/q; % Termisk spänning vid celltemperatur T.
% Temperaturen och instrålningens effekt på strömmen
dT = T-Tn;
Ipv = (Parameter_Villalva(1) + Ki*dT)*G/Gn; % Fotoelektrisk ström under verkliga förhållanden.
Io = (Parameter_Villalva(1)+Ki*dT) / (exp((Vocn+Kv*dT)/(Parameter_Villalva(3)*Ns*Vt))-1);
Io = Parameter_Villalva(2)*((T/Tn)^3)*exp((q*Eg/(Parameter_Villalva(3)*k))*(1/Tn-1/T));
%Enligt PVsyst hemsida används detta samband istället för det Villalva använder ovan.
clear V
clear I
Vleng = Vocn*(1+0.5);
V = 0:Vleng/nv:Vleng; % Spänningsvektor
I = zeros(1,size(V,2)); % Strömvektor
for j = 1 : size(V,2) % Beräknar för alla spänningsvärden (antalet definieras tidigare av
paramterer "nv")
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
while (abs(g(j)) > 0.001)
g(j) = Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
glin(j) = -Io*Rs/Vt/Ns/a*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-Rs/Rp-1;
I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);
%Plott2(j,m) = I(j);
%xaxel2(j,m) = V(j);
end
end
% Beräknar effekten utifrån IV-kurvan. P = U*I (Joules lag).
P = (Ipv-Io*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/Rp).*V;
Pmax_m = max(P);
Effekt_Villalva(i) = Pmax_m;
m=m+1;
end
%%
Effekt = Effekt_Villalva*antalmoduler*(1-eqloss);
%% Växelriktarens begränsningar
Vr_min = Produktion(I1:I2);
Vr_max = max(Produktion);
for i = 1:length(Vr_min)
if Vr_min(i) == 0;
Vr_min(i) = inf;
elseif Vr_min(i) ~= 0
Vr_min(i) = Vr_min(i);
end
end
end
Vr_min = min(Vr_min);
Max = find(Effekt >= Vr_max);

```

```

for i = 1:length(Max)
    Effekt(Max(i)) = Vr_max;
end
%% Elproduktion efter månad
juni = sum(Effekt(1:4320))/6;
juli = sum(Effekt(4321:8784))/6;
augusti = sum(Effekt(8785:13248))/6;
september = sum(Effekt(13249:17568))/6;
oktober = sum(Effekt(17569:22032))/6;
november = sum(Effekt(22033:26352))/6;
december = sum(Effekt(26353:30816))/6;
januari = sum(Effekt(30817:35280))/6;
februari = sum(Effekt(35281:39312))/6;
mars = sum(Effekt(39313:43776))/6;
april = sum(Effekt(43777:48095))/6;
Villalva_month = [juni juli augusti september oktober november december januari februari mars
april];
%% Beräkning av RMSE
RMSE_Villalva = sqrt(mean((Effekt'-Produktion(I1:I2)).^2));
%% Beräkning av MAPE
Effekt_MAPE = Villalva_month';
juni = sum(Produktion(1:4320))/6;
juli = sum(Produktion(4321:8784))/6;
augusti = sum(Produktion(8785:13248))/6;
september = sum(Produktion(13249:17568))/6;
oktober = sum(Produktion(17569:22032))/6;
november = sum(Produktion(22033:26352))/6;
december = sum(Produktion(26353:30816))/6;
januari = sum(Produktion(30817:35280))/6;
februari = sum(Produktion(35281:39312))/6;
mars = sum(Produktion(39313:43776))/6;
april = sum(Produktion(43777:48095))/6;
Produktion_MAPE = [juni juli augusti september oktober november december januari februari mars
april];
for i = 1:length(Villalva_month)
    MAPE(i) = abs((Effekt_MAPE(i)-Produktion_MAPE(i))./Produktion_MAPE(i));
end
MAPE_Villalva = mean(MAPE)*100;
%% Avvikelse
Villalva_avvikelse = Produktion_MAPE-Villalva_month;

```

6.3 BILAGA – PVSYST, OSLOGATAN 38

PVSYST V6.38		14/05/15		Page 1/3	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : Oslogatan38					
Geographical Site		Stockholm		Country Sweden	
Situation		Latitude 59.4°N		Longitude 17.9°E	
Time defined as		Legal Time Time zone UT+1		Altitude 10 m	
Meteo data:		Stockholm		Imported - ASCII file	
Simulation variant : Oslogatan38					
		Simulation date		14/05/15 13h31	
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt 22°		Azimuth 45°	
Models used		Transposition Hay		Diffuse Erbs, Meteornorm	
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		No Shadings			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly Model YL250P-29b			
		Manufacturer Yingli Solar			
Number of PV modules		In series 17 modules		In parallel 6 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules 102		Unit Nom. Power 250 Wp	
Array global power		Nominal (STC) 25.50 kWp		At operating cond. 22.79 kWp (50°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp 459 V		I mpp 50 A	
Total area		Module area 166 m²		Cell area 149 m²	
Inverter					
		Model 12 kWac inverter			
		Manufacturer Generic			
Characteristics		Operating Voltage 350-600 V		Unit Nom. Power 12.0 kWac	
				Max. power (=>25°C) 14.0 kWac	
Inverter pack		Nb. of inverters 2 units		Total Power 24 kWac	
PV Array loss factors					
Module temperature		Values read on the meteo file			
Wiring Ohmic Loss		Global array res. 103 mOhm		Loss Fraction 1.0 % at STC	
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction 1.3 %	
Module Quality Loss				Loss Fraction -1.7 %	
Module Mismatch Losses				Loss Fraction 2.0 % at MPP	
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param. 0.05	
User's needs :		Unlimited load (grid)			

PVsys Evaluation mode

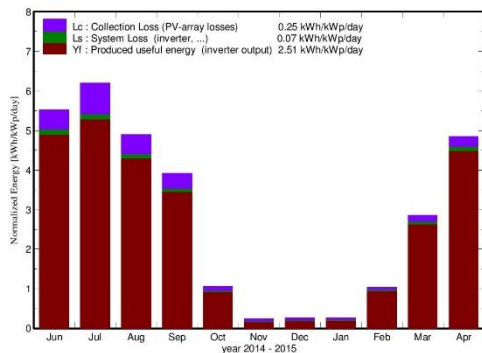
Grid-Connected System: Main results

Project : Oslogatan38
Simulation variant : Oslogatan38

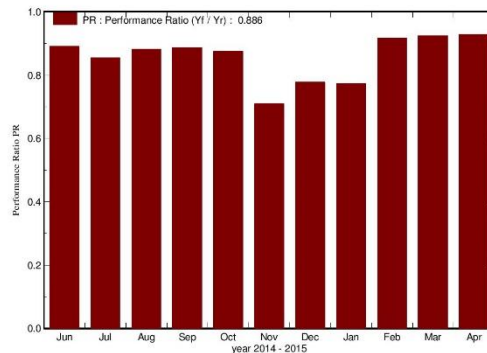
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth 45°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom 250 Wp
PV Array	Nb. of modules	102	Pnom total 25.50 kWp
Inverter	Model	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 21.35 MWh** Specific prod. 837 kWh/kWp
 Performance Ratio PR 88.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 25.50 kWp



Performance Ratio PR



Oslogatan38

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
June 14	147.2	15.65	165.5	160.6	3.850	3.752	14.05	13.69
July 14	165.4	18.88	191.9	186.5	4.284	4.179	13.48	13.15
Aug. 14	123.9	17.85	151.6	147.1	3.488	3.402	13.90	13.55
Sep. 14	86.9	12.81	117.2	113.4	2.715	2.648	13.99	13.64
Oct. 14	24.8	7.68	32.8	31.3	0.763	0.731	14.05	13.47
Nov. 14	6.3	3.50	7.1	6.5	0.146	0.129	12.35	10.91
Dec. 14	5.5	0.76	7.8	7.1	0.168	0.155	13.01	11.96
Jan. 15	6.6	-1.11	8.1	7.5	0.175	0.159	13.09	11.88
Feb. 15	20.5	-1.60	28.9	27.6	0.701	0.675	14.63	14.09
Mar. 15	63.3	1.13	88.4	85.3	2.140	2.081	14.62	14.22
Apr. 15	114.5	6.56	145.2	141.0	3.522	3.436	14.64	14.29
Period	765.1	7.52	944.5	913.8	21.952	21.346	14.03	13.65

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

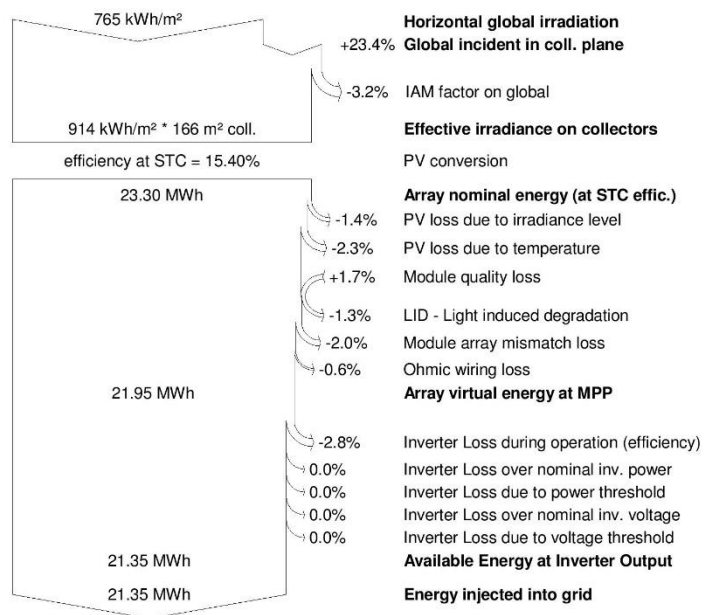
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Oslogatan38

Simulation variant : Oslogatan38

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	22°	azimuth	45°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	102	Pnom total	25.50 kWp
Inverter	Model	12 kWac inverter	Pnom	12.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	24.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



6.4 BILAGA – MATLAB-KOD, BERÄKNING AV LCOE OCH NETTONUVÄRDE

```

clear all
close all
%% Egenkonsumerad och utmatad el
FixtSt_egen = [28291]; % Fix standardmodul egenproduktion. System 1, 2 och 3.
FixtSt_ut = [138417]; % Fix standardmodul utmatning på nät
FixtSt_instE = [144]; % Fixt standardmodul installerad effekt
%% Beräkningsförutsättningar
N = 30; % Livslängd [år]
r = 0.00; % Lägsta kalkylränta (känslighetsanalys) [%]
r2 = 0.08; % Maximal ränta (känslighetsanalys) [%]
elplus = 0.005; % Prisstegring elpris [%/år]
elcertplus = 0.01; % Prisstegring elcertifikat & ursprungsgaranti [%/år]
vr = -0.005; % Årlig förändring av systemverkningsgrad [%/år]
elpr1 = 0.52; % Spotpris år 1 [kr/kWh]
elpr2 = 0.4; % Värde egenkonsumerad el år 1 [kr/kWh]
elcert = 178; % Värde elcertifikat år 1 [kr/MWh]
urspr = 5; % Värde ursprungsgaranti år 1 [kr/MWh]
uh = 100; % Kostnad för underhåll [kr/år]
melcert = 1200; % Kostnad för mätning och inrapportering för elcertifikat [kr/år]
SII = [18000 26000 34000]; % Specifik initial investeringskostnad [kr/kWp]
Anslkostn = [0 400000]; % Anslutningskostnad till lokalnät [kr]
matutr = [12800 52800]; % Kostnad mätutrustning för elcertifikatrapprtering [kr]

%%-----LCOE utan
%%subvention-----
t=1;
while t <=3
%% Initial investeringskostnad med & utan stöd
inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2))*0.7,
FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2)-1.2e6);
inv_1=FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
%% Nuvärde
p=r;
m=1;
while p <=r2
for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år framåt.
    elprod_egen(i) = (FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som konsumeras
    på fastigheten, år 1 till år 30.
    elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas ut på
    lokalnätet, år 1 till år 30.
    elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i); % Total elproduktion år 1 till
    år 30
    elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i; % Total
    elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
    el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
    elen från år 1 till år 30.
    el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
    år 1 till år 30.
    MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
    år 30.
    elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
    elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
    utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
    växelriktare och mätningskostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
    summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
    summa_LCOE(i,m) = -utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
m=m+1;
p=p+le-3;
end
xaxel=linspace(r,r2,m-1)*100; % Kalkylränta som x-axel
%% LCOE
for i=1:m-1
LCOE(i,t) = -(sum(summa_LCOE(:,i))-inv_1)/sum(elprod_tot_LCOE(:,i));
end
t=t+1;
end
%% Egenkonsumerad och utmatad el + 2% årsproduktion
FixtSt_egen_2procent = FixtSt_egen*1.02; % Fix standardmodul egenproduktion. System 1, 2 och
3.
FixtSt_ut_2procent = FixtSt_ut*1.02; % Fix standardmodul utmatning på nät
t=1;
while t <=3
%% Initial investeringskostnad med & utan stöd

```

```

inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2))*0.7,
FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2)-1.2e6);
inv_1= FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
%% Nuvärde
p=r;
m=1;
while p <=r2
for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år frammåt.
    elprod_egen(i) = (FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som
konsumeras på fastigheten, år 1 till år 30.
    elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut_2procent(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas
ut på lokalnätet, år 1 till år 30.
    elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut_2procent(1)+FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i); % Total
elproduktion år 1 till år 30
    elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut_2procent(1)+FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i;
% Total elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
    el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
elen från år 1 till år 30.
    el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
år 1 till år 30.
    MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
år 30.
    elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
    utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
växelriktare och mätningskostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
    summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
    summa_LCOE(i,m) = -utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
m=m+1;
p=p+1e-3;
end
for i=1:m-1
LCOE_2procent(i,t) = -(sum(summa_LCOE(:,i))-inv_1)/sum(elprod_tot_LCOE(:,i));
end
t=t+1;
end

%% -----Nuvärde utan subvention-----
t=1;
while t <=3
%% Initial investeringskostnad med & utan stöd
inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2))*0.7, FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)-
1.2e6);
inv_1= FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
%% Nuvärde
p=r;
m=1;
while p <=r2
for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år frammåt.
    elprod_egen(i) = (FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som konsumeras
på fastigheten, år 1 till år 30.
    elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas ut på
lokalnätet, år 1 till år 30.
    elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i); % Total elproduktion år 1 till
år 30
    elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i; % Total
elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
    el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
elen från år 1 till år 30.
    el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
år 1 till år 30.
    MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
år 30.
    elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
    utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
växelriktare och mätningskostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
    summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
    summa_LCOE(i,m) = -utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
NV_inv1=linspace(1,30,30);
NV_inv1(1) = -inv_1;
NV_inv1(2) = NV_inv1(1)+summa(1,m);
for i=2:30
NV_inv1(i+1) = NV_inv1(i)+summa(i,m);

```

```

end
NVavp(m,t)=NV_inv1(31);
m=m+1;
p=p+1e-3;
end
t=t+1;
end
for i=1:length(NVavp(:,1))
    if NVavp(i,1) > 0
        bryt10=NVavp(i,1);
    else
        bryt10_(i)=NaN;
    end
    if NVavp(i,2) > 0
        bryt15=NVavp(i,2);
    else
        bryt15_(i)=NaN;
    end
    if NVavp(i,3) > 0
        bryt20=NVavp(i,3);
    else
        bryt20_(i)=NaN;
    end
end
if length(find(isnan(bryt10_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta10 = xaxel(find(NVavp(:,1)==bryt10));
end
if length(find(isnan(bryt15_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta15 = xaxel(find(NVavp(:,2)==bryt15));
end
if length(find(isnan(bryt20_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta20 = xaxel(find(NVavp(:,3)==bryt20));
end
%% PLottar
subplot(1,2,1)
plot(xaxel,LCOE,xaxel,LCOE_2procent,'-.k','LineWidth',2);
hold on
if length(find(isnan(bryt10_)==1))~=length(NVavp(:,1))
plot(brytranta10,LCOE(find(NVavp(:,1)==bryt10),1),'o','MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
if length(find(isnan(bryt15_)==1))~=length(NVavp(:,1))
plot(brytranta15,LCOE(find(NVavp(:,2)==bryt15),2),'o','Color',[0 0.5
0],'MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
if length(find(isnan(bryt20_)==1))~=length(NVavp(:,1))
plot(brytranta20,LCOE(find(NVavp(:,3)==bryt20),3),'or','MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
xlabel('Kalkylränta [%]','FontName','Times New Roman','FontSize',18);
ylabel('LCOE [kr/kWh]','FontName','Times New Roman','FontSize',18);
set(gca,'FontName','Times New Roman','fontSize',18)
title('Utan elcertifikat, ursprungsgaranti och stöd')

%% -----LCOE Med subventioner-----
t=1;
while t <=3
    %% Initial investeringskostnad med & utan stöd
    inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2))*0.7,
    FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2)-1.2e6);
    inv_1= FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
    %% Nuvärde
    p=r;
    m=1;
    while p <=r2
        for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år frammåt.
            elprod_egen(i) = (FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som konsumeras
            på fastigheten, år 1 till år 30.
            elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas ut på
            lokalnätet, år 1 till år 30.
            elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i); % Total elproduktion år 1 till
            år 30
            elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i; % Total
            elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
            el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
            elen från år 1 till år 30.
            el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
            år 1 till år 30.
        end
    end
end

```

```

MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
år 30.
elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
växelriktare och mätningkostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)+elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst -
kostnad.
summa_LCOE(i,m) = elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
m=m+1;
p=p+1e-3;
end
xaxel=linspace(r,r2,m-1)*100; % Kalkylränta som x-axel
%% LCOE
for i=1:m-1
LCOE(i,t) = -(sum(summa_LCOE(:,i))-inv_1_subv)/sum(elprod_tot_LCOE(:,i));
end
t=t+1;
end
%% Egenkonsumerad och utmatad el + 2% årsproduktion
FixtSt_egen_2procent = FixtSt_egen*1.02; % Fix standardmodul egenproduktion. System 1, 2 och
3.
FixtSt_ut_2procent = FixtSt_ut*1.02; % Fix standardmodul utmatning på nät
t=1;
while t <=3
% Initial investeringskostnad med & utan stöd
inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2))*0.7,
FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2)-1.2e6);
inv_1= FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
p=r;
m=1;
while p <=r2
for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år framåt.
elprod_egen(i) = (FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som
konsumeras på fastigheten, år 1 till år 30.
elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut_2procent(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas
ut på lokalnätet, år 1 till år 30.
elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut_2procent(1)+FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i); % Total
elproduktion år 1 till år 30
elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut_2procent(1)+FixtSt_egen_2procent(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i;
% Total elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
elen från år 1 till år 30.
el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
år 1 till år 30.
MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
år 30.
elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
växelriktare och mätningkostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)+elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst -
kostnad.
summa_LCOE(i,m) = elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
m=m+1;
p=p+1e-3;
end
for i=1:m-1
LCOE_2procent(i,t) = -(sum(summa_LCOE(:,i))-inv_1_subv)/sum(elprod_tot_LCOE(:,i));
end
t=t+1;
end
%% -----Nuvärde med subventioner-----
-----
bryt10 =-inf;
bryt10_ =-inf;
bryt15 =-inf;
bryt15_ =-inf;
bryt20 =-inf;
bryt20_ =-inf;
t=1;
while t <=3
% Initial investeringskostnad med & utan stöd
inv_1_subv = max((FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2))*0.7,
FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2)-1.2e6);

```

```

inv_1= FixtSt_instE*SII(t)+Anslkostn(2)+matutr(2);
p=r;
m=1;
while p <=r2
for i = 1:N % Beräkna kostnad för trettio år framåt.
    elprod_egen(i) = (FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i; % Den andel av elproduktionen som konsumeras
    på fastigheten, år 1 till år 30.
    elprod_ut(i) = ((FixtSt_ut(1))*(1+vr)^i); % Den andel av elproduktionen som matas ut på
    lokalnätet, år 1 till år 30.
    elprod_tot(i) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i); % Total elproduktion år 1 till
    år 30
    elprod_tot_LCOE(i,m) = ((FixtSt_ut(1)+FixtSt_egen(1))*(1+vr)^i)/(1+p)^i; % Total
    elproduktion år 1 till år 30 dividerad med kalkylräntan för beräkning av LCOE
    el_egen(i) = (elprod_egen(i)*elpr1*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den egenkonsumerade
    elen från år 1 till år 30.
    el_ut(i) = (elprod_ut(i)*elpr2*(1+elplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på den utmatade elen från
    år 1 till år 30.
    MWh(i) = chop(elprod_tot(i)/1000,1); % antaler MWh producerad solel per år från år 1 till
    år 30.
    elcerturspr(i) = (MWh(i)*(elcert+urspr)*(1+elcertplus)^i)/(1+p)^i; % Värdet på
    elcertifikat plus ursprungsgarantier år 1 till år 30.
    utgift(i) = (uh+melcert)/(1+r(1))^i; % Underhåll av systemet inklusive byte av
    växelriktare och mätningkostnader för elcertifikat år 1 till år 30.
    summa(i,m) = el_egen(i)+el_ut(i)+elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst -
    kostnad.
    summa_LCOE(i,m) = elcerturspr(i)-utgift(i); % Total årlig inkomst - kostnad.
end
NV_invl=linspace(1,30,30);
NV_invl(1) = -inv_1_subv;
NV_invl(2) = NV_invl(1)+summa(1,m);
for i=2:30
NV_invl(i+1) = NV_invl(i)+summa(i,m);
end
NVavp(m,t)=NV_invl(31);
m=m+1;
p=p+1e-3;
end
t=t+1;
end
for i=1:length(NVavp(:,1))
    if NVavp(i,1) > 0
        bryt10=NVavp(i,1);
    else
        bryt10_(i)=NaN;
    end
    if NVavp(i,2) > 0
        bryt15=NVavp(i,2);
    else
        bryt15_(i)=NaN;
    end
    if NVavp(i,3) > 0
        bryt20=NVavp(i,3);
    else
        bryt20_(i)=NaN;
    end
end
if length(find(isnan(bryt10_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta10 = xaxel(find(NVavp(:,1)==bryt10));
end
if length(find(isnan(bryt15_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta15 = xaxel(find(NVavp(:,2)==bryt15));
end
if length(find(isnan(bryt20_)==1))~=length(NVavp(:,1))
brytranta20 = xaxel(find(NVavp(:,3)==bryt20));
end
%% PLottar
subplot(1,2,2)
plot(xaxel,LCOE,xaxel,LCOE_2procent,'-.k','LineWidth',2);
hold on
if length(find(isnan(bryt10_)==1))~=length(NVavp(:,1))
plot(brytranta10,LCOE(find(NVavp(:,1)==bryt10),1),'o','MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
if length(find(isnan(bryt15_)==1))~=length(NVavp(:,1))
plot(brytranta15,LCOE(find(NVavp(:,2)==bryt15),2),'o','Color',[0 0.5
0],'MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
if length(find(isnan(bryt20_)==1))~=length(NVavp(:,1))

```

```
plot(brytranta20,LCOE(find(NVavp(:,3)==bryt20),3),'or','MarkerSize',12,'LineWidth',3);
end
xlabel('Kalkylränta [%]','FontName','Times New Roman','FontSize',18);
ylabel('LCOE [kr/kWh]','FontName','Times New Roman','FontSize',18);
set(gca,'FontName','Times New Roman','fontSize',18)
title('Med elcertifikat, ursprungsgaranti och maximalt stöd')
```