



MÄLARDALENS HÖGSKOLA
ESKILSTUNA VÄSTERÅS

SOLCELLSSYSTEM PÅ ENA ENERGI

En förstudie på takmonterade och markbaserade system

ERIK HOLM

CHRISTOFFER HÅGESTAM

Akademien för hållbar samhälls- och
teknikutveckling

Kurs: Examensarbete

Kurskod: ERA200

Ämne: Energiteknik

Högskolepoäng: 15 hp

Program: Energiingenjörsprogrammet

Handledare: Peter Nyström

Examinator: Richard Thygesen

Uppdragsgivare: ENA Energi

Datum: 2014-05-29

E-post:

chm07003@student.mdh.se

ehm11002@student.mdh.se

ABSTRACT

Due to the increased concentration of greenhouse gases in the atmosphere, the need for green energy is increasing. Prices of photovoltaic (PV) systems have declined in Sweden in recent years. ENA Energi wants to investigate possible locations and costs of PV systems. The purpose of the study is to evaluate various locations on the property of ENA Energi, suitable for PV installation. After a literature review and site visits to the facilities, a number of interesting locations were determined. Some economic aspects were reviewed in the literature as well.

The intensity of solar radiation when it reaches ground level is about 1000 W/m^2 . Photovoltaic cells convert the energy of solar radiation directly into electrical energy. Today's PV market is dominated by crystalline silicon cells. The solar cell performance is described with an IV curve. The IV curve shows the relation between current and voltage. On the IV curve lays the optimum operation point, where the generated power is at its max. This point is called Maximum Power Point (MPP). The IV curve is altered when a change in cell temperature or solar radiation occurs. This means that the performance of the solar cell changes.

Key components of the PV system are the PV module and the inverter. In a PV module, several cells are connected in series to achieve a higher voltage. When installing PV modules, shading from near objects should be avoided if possible. Shading can reduce the output from the PV module significantly. In addition to the PV module, the inverter is another key component of the PV system. The main task of the inverter is to convert the DC current generated by the PV modules into AC current. A maximum power point tracker (MPPT) is often integrated in the inverter. The MPPT regulates the voltage of the system or module, to locate and adjust to the MPP. Some inverters lack this feature. Instead the system can be equipped with specific optimization devices for each individual module.

The annual produced energy was projected with the simulation program PVsyst. Simulations were performed at selected locations. Three different system concepts were used in the simulations. A system with power optimizers produced the highest yield, in particular at locations with significant shading.

For the economic analysis the method Levelized Cost of Energy (LCOE) was used. When using LCOE the systems total life cycle cost is calculated. That cost is then divided by the total amount of energy produced over the system lifetime. Statistical average prices from the Swedish PV market was used for the calculations.

The office building turned out to be the worst situated and the building for pellet storage the most profitable, among the roof mounted systems.

The study has shown that in locations with higher percentage of shading, MPPT individually for each module is preferred. Although the system with power optimizers gave a slightly higher yield, a system with a central inverter is recommended for the storage buildings. If the

difference in electricity production is not significant, a system with fewer components is easier to handle. The risk that something will break decreases and potential costs can be avoided.

Keywords: solar energy; PV system; PVsyst; MPP; photovoltaic; solar inverter; system concepts; energy production; levelized cost of energy.

FÖRORD

Det här arbetet är ett examensarbete i Energiteknik 15 hp. Idén till arbetet kommer från ENA energi som är intresserade av att undersöka möjligheten för dem att utvinna energi genom solen. Arbetet har utförts våren 2014 på Mälardalens högskola i Västerås och på ENA Energi i Enköping under våren 2014.

Under arbetets gång har vi fått hjälp av en del personer som vi vill tacka:

Pietro Elia Campana vill vi tacka för all hjälp med simuleringsprogrammet PVsyst.

Richard Thygesen, vår examiner tackar vi för hjälpen med goda råd från våra möten med honom.

Peter Nyström, vår handledare vill vi tacka för hjälpen med diverse frågor som uppkommit i arbetet. Han har även visat oss runt på anläggningarna i Enköping. Tack även till Jouni Widberg som har varit till stor hjälp med ritningar av ENA Energis anläggningar.

Till sist vill vi även tacka hela personalen på ENA Energi som har varit både trevliga och hjälpsamma under tiden vi har vistats där.

SAMMANFATTNING

På grund av ökad koncentration av växthusgaser i atmosfären blir behovet av grön energiproduktion allt viktigare. Priser på solcellssystem har sjunkit i Sverige de senaste åren. ENA Energi vill undersöka möjlig placering och kostnad av en eventuell solcellsanläggning. Syftet med studien är att utvärdera flera olika platser på ENA Energis områden som är lämpliga för solcellsinstallationer. Efter en litteraturstudie och platsbesök på anläggningarna fastställdes ett markområde och fyra byggnadstak som lämpliga för utvärdering.

För att en solcellsanläggning ska vara lönsam att bygga finns det ett antal ekonomiska saker att förhålla sig till som tas upp i litteraturstudien. Bland annat finns det ett investeringsstöd att söka och eventuellt kommer det även vara möjligt att få skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el inom en snar framtid. Även hur prisutvecklingen har sett ut på elmarknaden och på elcertifikatsmarknaden tas upp.

Effekten på solinstrålningen när den når markytan är ungefär 1000 W/m². Solceller omvandlar energin i solinstrålningen direkt till elektrisk energi. Dagens solcellsmarknad domineras av solceller bestående av kristallint kisel. Solcellens prestanda beskrivs med en IV-kurva. IV-kurvan visar förhållandet mellan ström och spänning. På IV-kurvan finns en optimal driftpunkt, där den genererade effekten är som störst. Denna punkt kallas för MPP (Maximum Power Point). IV-kurvan och därmed även solcellens prestanda, ändras vid förändring av celltemperatur och intensitet på solinstrålning.

Viktiga komponenter i solcellssystemet är solcellsmodulen och växelriktaren. I en solcellsmodul är flertalet solceller seriekopplade för att uppnå en högre spänning. Vid placering av solcellsmoduler ska skuggning undvikas om det är möjligt. Skuggning kan reducera en moduls genererade effekt avsevärt. Utöver solcellsmodulen är växelriktaren en huvudkomponent i solcellssystemet. Växelriktarens huvuduppgift är att konvertera genererad likspänning från solcellsmodulerna till växelspänning. En MPPT (Maximum Power Point Tracker) är ofta integrerad i växelriktaren. En MPPT reglerar spänningen för att hitta systemets eller modulens MPP. Vissa växelriktare saknar denna funktion, då kan systemet istället förses med enskilda optimeringsenheter för varje enskild modul.

Med simuleringsprogrammet PVsyst beräknades producerad årlig energi. Simuleringar utfördes på utvalda platser med storleksanpassade system. Tre olika systemkoncept utvärderades vid simulering; ett system med en centralväxelriktare, ett system med mikroväxelriktare och ett system med moduloptimerare. Systemet med moduloptimerare gav högst utbyte, i synnerhet vid placeringar med betydande skuggning. Vid jämförelsen av olika placeringar gav pelletsförrådet högst utbyte utav de takmonterade systemen. Systemet som gav högst specifik energiproduktion var ett fristående systemet med solföljare, som gav hela 1296 kWh/kWp/år.

För den ekonomiska analysen användes LCOE (Levelized Cost Of Energy). Vid användning av LCOE beräknas ett systems totala kostnad för hela livslängden. Den totala kostnaden divideras med den totala mängden energi som produceras under livslängden. För kostnader

av system används statistiska medelpriser på svenska marknaden. Kontorsbyggnaden gav den högsta elproduktionskostnaden, 1,36 kr/kWh. Lägst elproduktionskostnad av de takmonterade systemen gav systemet på pelletsförrådet, 1,15kr/kWh. Eftersom de använda statistiska priserna avser takmonterade system skapades ett diagram för fristående systemen. Diagrammet visar hur produktionskostnaden varierar beroende av investeringskostnaden.

Kontorsbyggnaden visade sig vara sämst belägen då den ligger närmast pannhuset. Studien har visat att vid placeringar med högre andel skuggning, till exempel kontorsbyggnaden är moduloptimerare som behandlar moduler individuellt att föredra.

Trots att system med moduloptimerare gav ett något högre utbyte för pelletsförrådet och förrådet, vill vi ändå rekommendera centralväxelriktare till dessa system. Skillnaden var liten i elproduktionen, men med fler komponenter riskerar underhållskostnaderna att bli högre när anläggningen åldras.

Nyckelord: Solenergi; solcellssystem; PVsyst; MPP; solcell; växelriktare; systemkoncept; energiproduktion; LCOE.

INNEHÅLL

1	INLEDNING	6
1.1	Bakgrund.....	6
1.2	Syfte och mål	6
1.3	Avgränsning	7
1.4	Platsbeskrivning.....	7
2	METOD	9
2.1	Datasimuleringar	9
2.2	Produktionskostnad.....	12
3	SOLTEORI	14
3.1	Solen	14
4	SOLCELLER	17
4.1	Olika typer av solceller.....	18
4.1.1	Kristallina kiselsolceller	18
4.1.1	Tunnsfilmsceller.....	19
4.2	Solcellens elektriska egenskaper.....	19
5	SOLCELLSMODULER	24
5.1	Inverkan av skuggning.....	24
6	OPTIMERINGSUTRUSTNING	27
7	VÄXELRIKTARE	28
7.1	Elnätsstyrda växelriktare	29
7.2	Egenstyrd växelriktare	30
7.2.1	Egenstyrda växelriktare med lågfrekventa transformatorer.....	31
7.2.2	Egenstyrda växelriktare med högfrekventa transformatorer	31
7.2.3	Växelriktare utan transformatorer	32
8	SYSTEMKONCEPT	32
8.1	System med central växelriktare	33

8.2	System med strängväxelriktare och subsystem	34
8.3	Mikroväxelriktare	34
8.4	Moduloptimerare	35
8.5	Positionering av växelriktare	35
9	EKONOMI.....	37
9.1	Investeringsstöd.....	37
9.2	Rotavdrag.....	37
9.3	Elcertifikat.....	37
9.4	Skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el.....	39
9.5	Elmarknaden.....	40
10	RESULTAT.....	42
10.1	Antaganden.....	42
10.2	Placeringar av solcellsanläggningar	43
10.3	Val av komponenter	45
10.3.1	System med centralväxelriktare	45
10.3.2	System med mikroväxelriktare och system med moduloptimerare	46
10.4	Energiberäkningar från PVsyst	46
10.5	Ekonomisk analys	50
11	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	56
12	FÖRSLAG TILL FORTSATT ARBETE.....	57

BILAGOR

BILAGA 1 A-LADAN MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 2 A-LADAN MED MIKROVÄXELRIKTARE

BILAGA 3 A-LADAN MED MODULOPTIMERARE

BILAGA 4 FÖRRÅD MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 5 FÖRRÅD MED MIKROVÄXELRIKTARE

BILAGA 6 FÖRRÅD MED MODULOPTIMERARE

BILAGA 7 KONTOR MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 8 KONTOR MED MIKROVÄXELRIKTARE

BILAGA 9 KONTOR MED MODULOPTIMERARE

BILAGA 10 PELLETFÖRRÅD MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 11 PELLETFÖRRÅD MED MIKROVÄXELRIKTARE

BILAGA 12 PELLETFÖRRÅD MED MODULOPTIMERARE

BILAGA 13 FRISTÅENDE FAST SKUGGFRI MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 14 FRISTÅENDE SOLFÖLJARE SKUGGFRI MED CENTRALVÄXELRIKTARE

BILAGA 15 PRODUKTBLAD CANADIAN SOLAR

FIGUR- OCH TABELLFÖRTECKNING

Figur 1 Undersökta anläggningarna i Enköping	7
Figur 2 Kraftvärmeverket i Enköping	8
Figur 3 Bränsleupplaget Stenvreten	8
Figur 4 Orientering av system.....	10
Figur 5 Val av systemkomponenter i PVsyst.....	10
Figur 6 Utformning av system	10
Figur 7 Skuggmodell i PVsyst.....	12
Figur 8 Spektrum för solinstrålning (Lynn, 2010)	14
Figur 9 Solinstrålning från direkt, diffus, och markreflektion (Lynn, 2010)	15
Figur 10 Uppbyggnad av kiselcell (Energy efficiency, u å)	17
Figur 11 Karakteristisk kurva för spänning och ström hos en kiseldiod (The German Solar Energy Society, 2013).....	20
Figur 12 Karakteristik för belyst och obelyst solcell (The German Solar Energy Society, 2013)	20
Figur 13 Single diode model (The German Solar Energy Society, 2013).....	21
Figur 14 IV-Kurva (Lynn, 2010).....	21
Figur 15 Fillfactor (The German Solar Energy Society, 2013)	22
Figur 16 IV-kurvans varierar med olika intensitet på solinstrålningen och även med celltemperaturen (Soteris, 2010).....	23
Figur 17 Skugginverkan på kristallin kiselmodul med bypassdioder (Jansson, 2001)	25
Figur 18 Möjlig inverkan av snö för vertikal och horisontell orientering (The German Solar Energy Society, 2013).....	26

Figur 19 Algoritmen "peturb and observe"	27
Figur 20 Symbol för växelriktare (The German Solar Energy Society, 2013)	28
Figur 21 Elnätstyrd växelriktare med tyristorer (The German Solar Energy Society, 2013)...	30
Figur 22 Växelriktare med högfrekvenstransformering (The German Solar Energy Society, 2013)	32
Figur 23: Medelpris per månad för elcertifikat (Svenska Kraftnät, A) Statistik hämtad från Cesar.....	39
Figur 24 Elområden i Sverige från och med 1 juli 2011 (Nord Pool Spot, u å A).....	40
Figur 25 Elpriser på Nord Pool Spot (Svensk energi, u å D)	41
Figur 26 Elpriser på Nord Pool Spot med förklaringar (Svensk energi, u å D).....	41
Figur 27 Prisutveckling för solcellssystem på den svenska marknaden (Lindahl, 2013).	42
Figur 28 Intressanta tak på kraftvärmeverket i Enköping	43
Figur 29 Takyta mot syd på A-ladan	44
Figur 30 Takyta mot syd på förrådet	44
Figur 31 Takyta mot syd kontoret	44
Figur 32 Takyta mot syd på pelletsförrådet	45
Figur 33 Årlig energiproduktion	49
Figur 34 Beräknad specifik produktion för samtliga system.....	49
Figur 35 Månadsvis produktion för A-ladan med moduloptimerare	50
Figur 36 Månadsvis produktion för förrådet med centralväxelriktare.....	51
Figur 37 Månadsvis produktion för kontoret med moduloptimerare	51
Figur 38 Månadsvis produktion för pelletsförrådet med centralväxelriktare.....	52
Figur 39 Månadsvis produktion för fasta fristående system med centralväxelriktare.....	53
Figur 40 Månadsvis produktion för fristående solföljande system med centralväxelriktare..	53
Figur 41 LCOE för utvalda system	54
Figur 42 Diagram över LCOE för fristående system som funktion av anläggningskostnaden	55
Tabell 1 Solspektrumet uppdelat i våglängd och energi	15
Tabell 2:Kvotnivåer för åren 2003 till 2035	38
Tabell 3 Resultat från PVsyst: A-ladan (BILAGA 1-3)	46
Tabell 4 Resultat från PVsyst: Förrådet (BILAGA 4-6)	47
Tabell 5 Resultat från PVsyst: Kontoret (BILAGA 7-9)	47
Tabell 6 Resultat från PVsyst: Pelletsförrådet (BILAGA 10-12)	48
Tabell 7 Resultat från PVsyst: Fristående skuggfria system (BILAGA 13-14)	48
Tabell 8 Ekonomisk analys för A-ladan med moduloptimerare.....	50
Tabell 9 Ekonomisk analys för förrådet med centralväxelriktare	51
Tabell 10 Ekonomisk analys för kontoret med moduloptimerare.....	52
Tabell 11 Ekonomisk analys för pelletsförråd med centralväxelriktare.....	52
Tabell 12 Ekonomisk analys för fristående system med centralväxelriktare.....	53
Tabell 13 Ekonomisk analys för fristående solföljande system med centralväxelriktare	54

NOMENKLATUR

Benämning	Tecken	Enhet
Effekt	P	W
modulvinkel	β	°
Toppeffekt	P _{peak}	W _p
Energi	E	J
Frekvens	ν	Hz
Plancks konstant	h	J _s
Ljusets hastighet (vakuum)	c	m/s
Kortslutningsström	I _{sc}	A
Spänning vid öppen krets	V _{oc}	V
Verkningsgrad	η	%
Likspänning	DC	V
Växelspänning	AC	V

FÖRKORTNINGAR OCH BEGREPP

LCOE	Levelized Cost of Energy – Produktionskostnad för energi under en anläggnings uppskattade livstid.
MPP	Maximum Power Point – Solcellens optimala arbetspunkt. Det vill säga där ström och spänning ger den maximala effekten.
MPPT	Maximum Power Point Tracker – Funktion för att lokalisera och styra systemets arbetspunkt mot MPP.
STC	Standard Test Conditions – Standardförhållanden för tester av solceller.
Sträng	Seriekopplad slinga – Används ofta i solcellsbranschen som översättning av Engelskans ”string”. Används både för solceller och solcellsmoduler.
Modulvinkel	Tiltvinkel på moduler – Symbolen β används som symbol och används även till takvinkeln. Lodrät vinkel är definierad som 90° och vågrät som 0°.
U å	Utan årtal – Används som förkortning när källor saknar årtal.

1 INLEDNING

ENA Energi producerar både el och fjärrvärme i Enköping, Nästan uteslutande bibränslen eldas för energiproduktionen. Kraftvärmeverket togs i drift i mitten på 1990-talet.

ENA Energi är ett bolag som har stort fokus på miljön. De vill undersöka möjligheten att producera miljövänlig el med hjälp av solceller.

1.1 Bakgrund

På grund av utsläpp av koldioxid och andra växthusgaser har mänskligheten bidragit till att jordens klimat blir allt varmare. Enligt FN:s klimatpanel IPCC ligger människans påverkan bakom den största delen av de senaste 60 årens temperaturökning (Naturvårdsverket 2014A).

Variationer av klimatet har skett i alla tider, men nu på grund av människans påverkan sker förändringarna allt snabbare. Sedan början av 1900-talet har medeltemperaturen ökat med omkring 0,9 grader. Detta har bidragit till att både luftens och vattnets temperatur har ökat, och världens isar smälter (Naturvårdsverket 2014A).

Koncentrationen av växthusgaser i atmosfären är idag högre än på åtminstone de senaste 800 000 åren. Sedan industrialiseringens början har koncentrationen av koldioxid ökat med 40 %. Den största orsaken till detta är förbränningen av fossila bränslen (Naturvårdsverket 2014A).

Att producera solceller är en energikrävande process. Det mesta av energin kommer ifrån fossila bränslen. På senare år har bland annat förbättrad systemverkningsgrad, minskad materialanvändning och återvinning av material bidragit till en sänkt energiåterbetalningstid för solcellssystem (Epia, 2011A).

I Sverige har priser på solcellsmoduler och kompletta solcellssystem har sjunkit snabbt under de senaste åren. Det beror på att modulpriser fortsätter att sjunka på den internationella marknaden och att det blivit fler installatörer på den svenska marknaden (Lindahl, 2013A).

1.2 Syfte och mål

- Beskriva solteori
- Beskriva solcellssystemets uppbyggnad och dess komponenter
- Beskriva ekonomiska hjälpmedel
- Undersöka möjliga placeringar av solcellsanläggningar
- Utvärdera ett antal utvalda placeringar bland annat med hjälp av datasimuleringsprogram
- Göra ekonomiska utvärderingar på de tänkta anläggningarna

1.3 Avgränsning

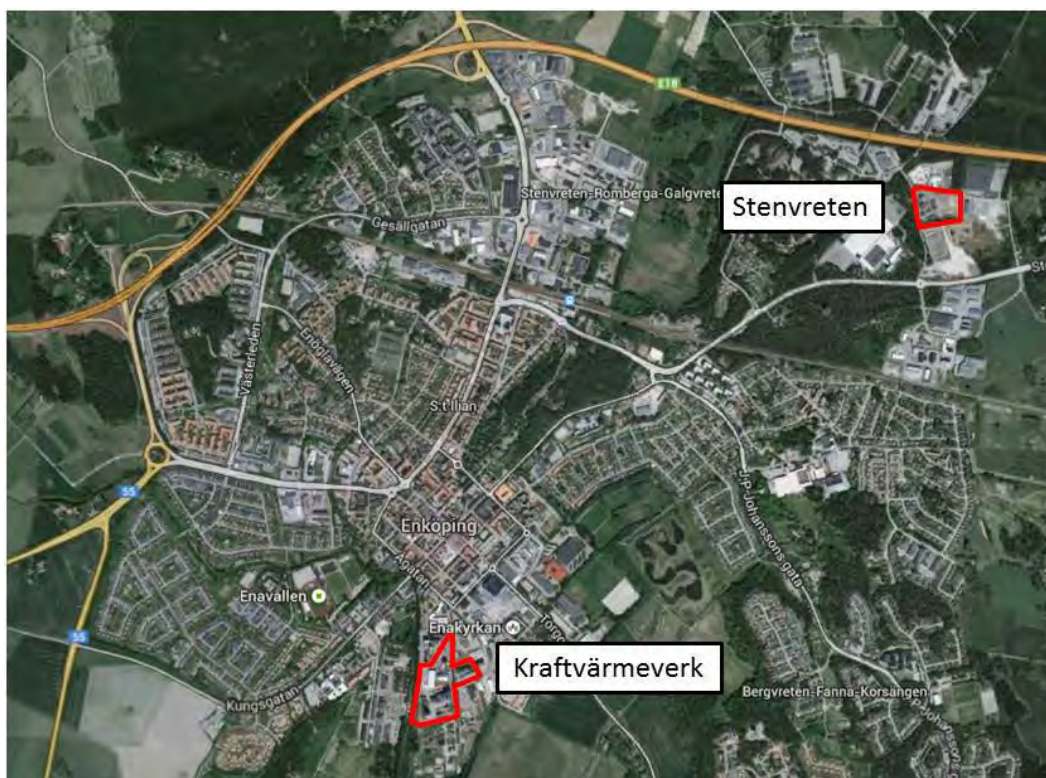
I det här projektet har tekniska lösningar och produkter som är tillgängliga idag på den internationella marknaden använts.

Studien omfattar solcellsanläggningar på ENA Energis egna anläggningar men även alternativa fristående anläggningar undersöks.

I solcellsanläggningarna har systemkoncept med olika varianter av växelriktare utvärderats. För att kunna jämföra dessa med varandra har en och samma solcellsmodul använts i alla testerna.

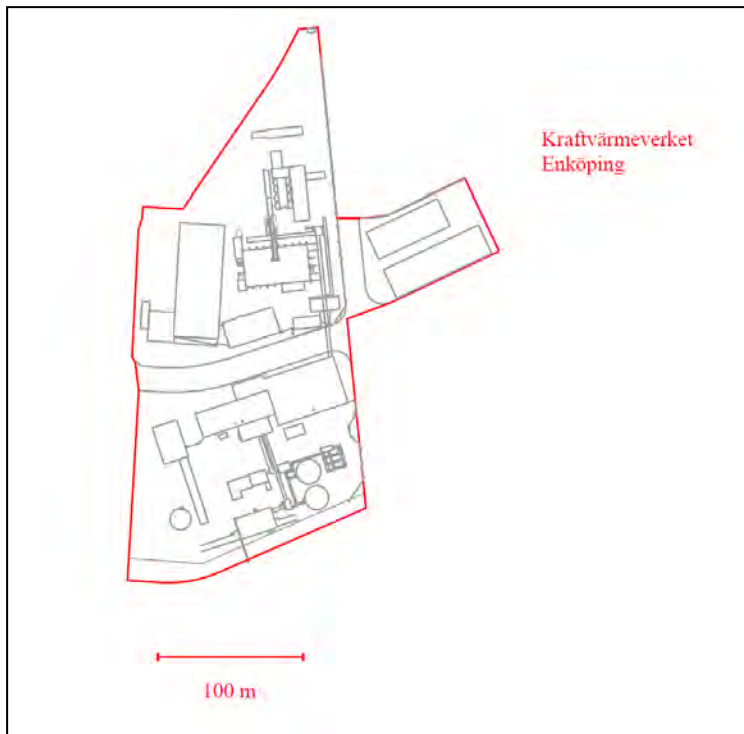
1.4 Platsbeskrivning

Kraftvärmeverket är beläget i södra Enköping. Utöver kraftvärmeverkets huvudområde är även Stenvreten med i förstudien. Stenvreten är ett ytterområde som ägs av ENA Energi och används som bränsleupplag.



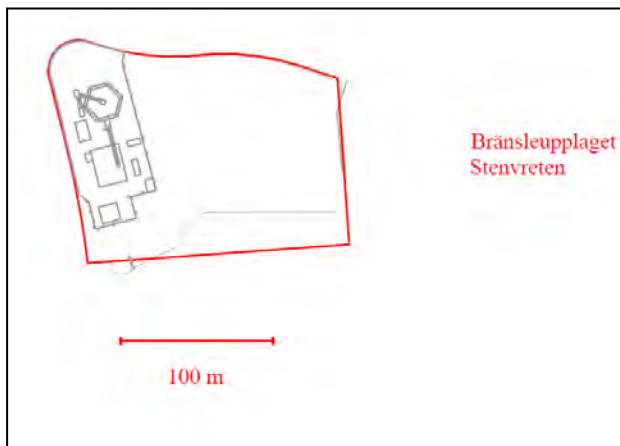
Figur 1 Undersökta anläggningarna i Enköping

Kraftvärmeverket har mycket takytor som är intressanta för utvärdering. Det finns däremot inte några öppna markområden som är lämpliga för ett solcellssystem.



Figur 2 Kraftvärmeverket i Enköping

Stenvreten har stora ytor och potential för en markbaserad anläggning. För tillfället är det mesta av ytan upptagen av bränsle. Det finns möjlighet att flytta bränslet om en solcellsanläggning blir aktuell.



Figur 3 Bränsleupplaget Stenvreten

2 METOD

Arbetet inleddes med en litteraturstudie om solenergi och tekniken kring solcellssystem. Information har insamlats via publicerad litteratur och rapporter.

Ett antal besök utfördes på Ena Energis anläggningar i Enköping för att undersöka möjliga platser för solcellssystem. Ritningar undersöktes för att konstatera byggnaders inbördes placering och väderstreck. Ritningar användes även för att ta reda på takens storlekar och lutningar. Möjliga öppna ytor undersöktes också.

Förarbete till datasimulering utfördes med ritprogrammet AutoCAD, där takytor och lutningar ritades ut. Solcellsmoduler skapades och positionerades i ritningarna för att skapa realistiska system.

2.1 Datasimuleringar

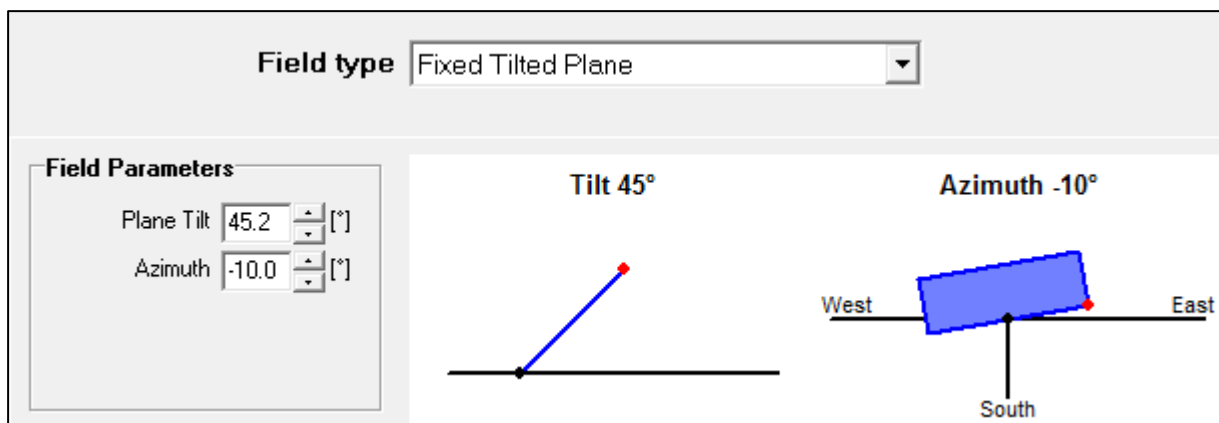
Simuleringar utfördes för beräkningar av producerad energi. Det finns ett antal program tillgängliga på marknaden för att simulera solcellssystem. Det program som har använts i det här projektet är PVsyst.

PVsyst

Pvsyst är ett program för att studera, dimensionera och utföra dataanalyserer för kompletta solcellssystem. Det möjliggör beräkningar på en mängd olika typer av system och orienteringar. Utöver nätanslutna system behandlar PVsyst även komplexa fristående system, pumpsystem och likspänningsnät (PVsyst, u.å.).

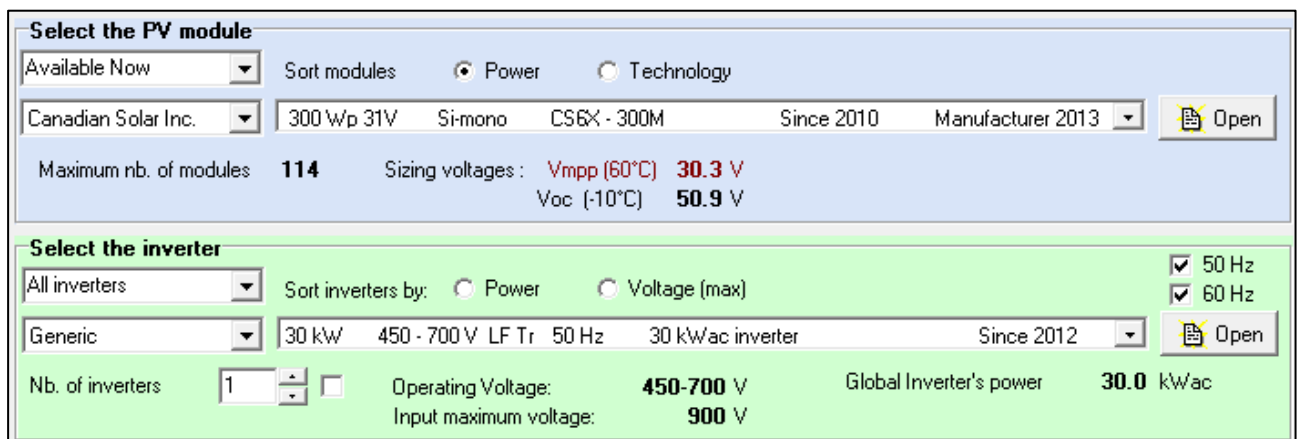
PVsyst har ett stort bibliotek med komponenter för uppbyggnad av solcellssystem. Det finns även en databas med meteorologisk data från platser världen över. Utöver de geografiska platserna som inkluderas av biblioteket finns det även möjlighet att importera externa filer. Programmet hanterar flera olika filformat för import av filer (The German Solar Energy Society, 2013).

I den här studien används meteorologisk data för Stockholm, som ligger nära Enköping.

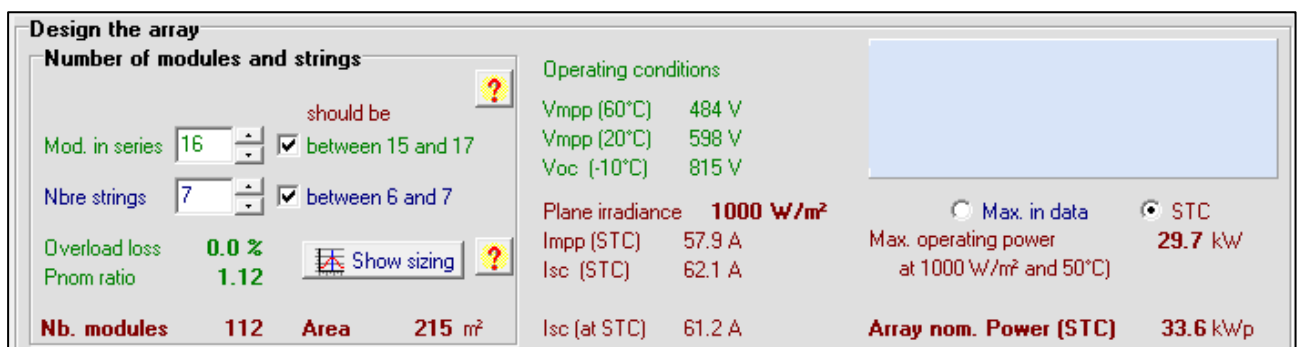


Figur 4 Orientering av system

Vid simulering kan två olika lägen användas. Läget "Preliminary design" är en enklare variant, användbart vid grövre uppskattningar. För mer omfattande simuleringar används läget "project design" (vilket används i detta arbete). Läget "Project design" innehåller betydligt fler valmöjligheter och inställningar (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 5 Val av systemkomponenter i PVsyst



Figur 6 Utformning av system

Meteorologiska data som används är uppmätt eller beräknad mot horisontalplanet timvis. PVsyst räknar om solintrålning för horisontalplanet till solinstrålning för systemets lutning.

Förutom förluster i systemet från obalans och växelriktare beräknas även förluster på grund av smuts och damm. Ledningsförlusterna är uppdelade på växel- och likspänningssidan, vilket är användbart för mer komplexa sammankopplingar (The German Solar Energy Society, 2013).

Moduler

För att beskriva hur solcellsmoduler arbetar använder PVsyst "single diode model". Ekvationer som används i beräkningar är funktioner av följande parametrar:

ISCref	= Kortslutningsström under referensförhållanden.
Vco ref	= Spänning vid öppen krets under referensförhållanden.
Impref/Vmpref	= Förhållandet ström / spänning (nära MPP).
muIsc	= Temperaturkoefficient vid kortslutningsström.
muVco	= Temperaturkoefficient för spänning vid öppen krets.

Dessa parametrar baseras på mätdata eller uppgifter angivet från tillverkare (PVsyst, u å).

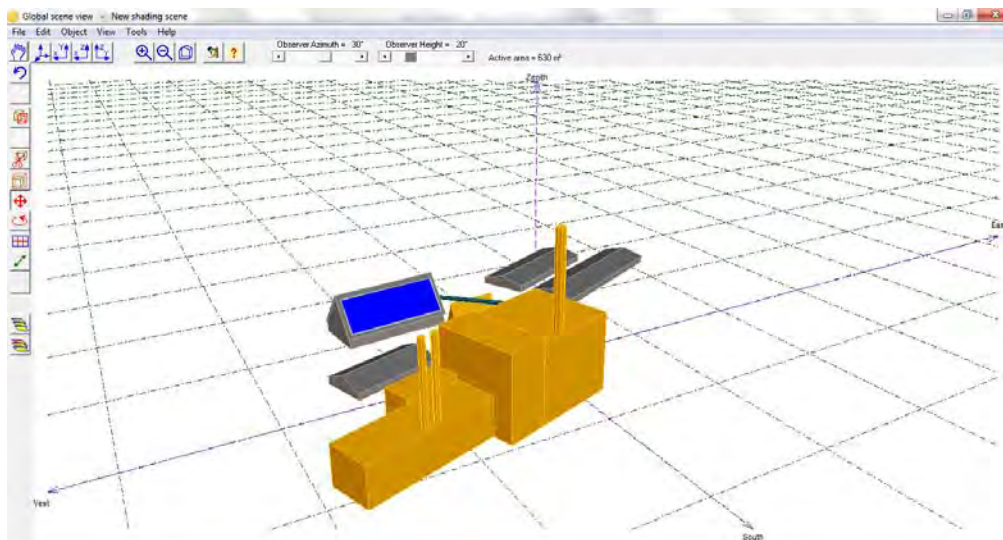
Växelriktare

Växelriktare i PVsyst arbetar enligt en verkningsgradskurva som är en funktion av effekten. Denna kurva är en interpolering av maxverkningsgraden och Europeisk verkningsgrad (eller CEC för USA). Europeisk verkningsgrad är ett slags medelvärde för verkningsgraden för energiproduktion över ett år, baserat på mellaneuropeiskt klimat (Grid inverters, Efficiency curve).

Växelriktaren ska söka efter systemets MPP och reglera spänningen. Denna MPP-tracking kan utföras i ett spänningsområde som definieras av parametrarna VmppMIN och VmppMAX (PVsyst, u å).

Skuggning

För att simulera inverkan av skuggning kan en avancerad skuggmodell byggas upp i 3D. För en noggrann simulering ska systemets uppbyggnad definieras. Antal moduler som är seriekopplade i en sträng och hur många strängar som är parallellkopplade. Strängar ska positioneras i modellen med korrekt orientering för beräkning av skuggförluster (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 7 Skuggmodell i PVsyst

I skuggmodellen kan solens position ses för varje timme under året. Med en animation visas hur stor del av systemet som skuggas vid en given dag på året. Att beräkna skuggning vid varje timme under året tar för lång tid. För simuleringen skapas därför en tabell med skuggfaktorer som en funktion av solens höjd på himlen och förhållande till söder. För varje timme tas en skuggfaktor fram genom interpolering, utifrån den skapade tabellen. (Near shading procedure)

Skuggmodellen till det här projektet (Figur 7) innehåller alla fasta objekt som kan medföra de olika systemen partiell skuggning.

2.2 Produktionskostnad

LCOE användes för att utvärdera den relativa kostnaden av energiproduktionen.

Levelized Cost of Energy

För projekt i solcellsbranschen är Levelized cost of energy (LCOE) en mycket utbredd utvärderingsmetod. Den används för att lätt kunna jämföra energiproduktion från olika energigenererande källor. Metoden tar hänsyn till projektets livslängd och omfattning. LCOE bestäms genom att dividera projektets totala kostnader med den totala genererade energin under hela den förväntade livslängden. Resultat av LCOE presenteras i kr/kWh (solarprofessional, 2012)

$$LCOE = \frac{\text{Total livscykelkostnad}}{\text{Total energiproduktion}}$$

För att beräkna de totala livscykelkostnaderna ska utgifterna omräknas till dagens penningvärde, så kallat nuvärde. Nuvärdet bestäms med hjälp av en nuvärdesfaktor. Nuvärdesfaktorn är i sin tur beroende av kalkylränta, inflation och årtal (solarprofessional, 2012).

Möjliga poster för kostnader enligt solarprofessional (2012) kan vara:

- Investeringskostnad
- Drift och underhåll
- Försäkringar
- Fastighetsskatt
- Rivningskostnad

Årliga inkomster kommer från den elproduktion som förväntas. Hänsyn bör tas till systemets försämrade effektivitet under livslängden (solarprofessional, 2012).

3 SOLTEORI

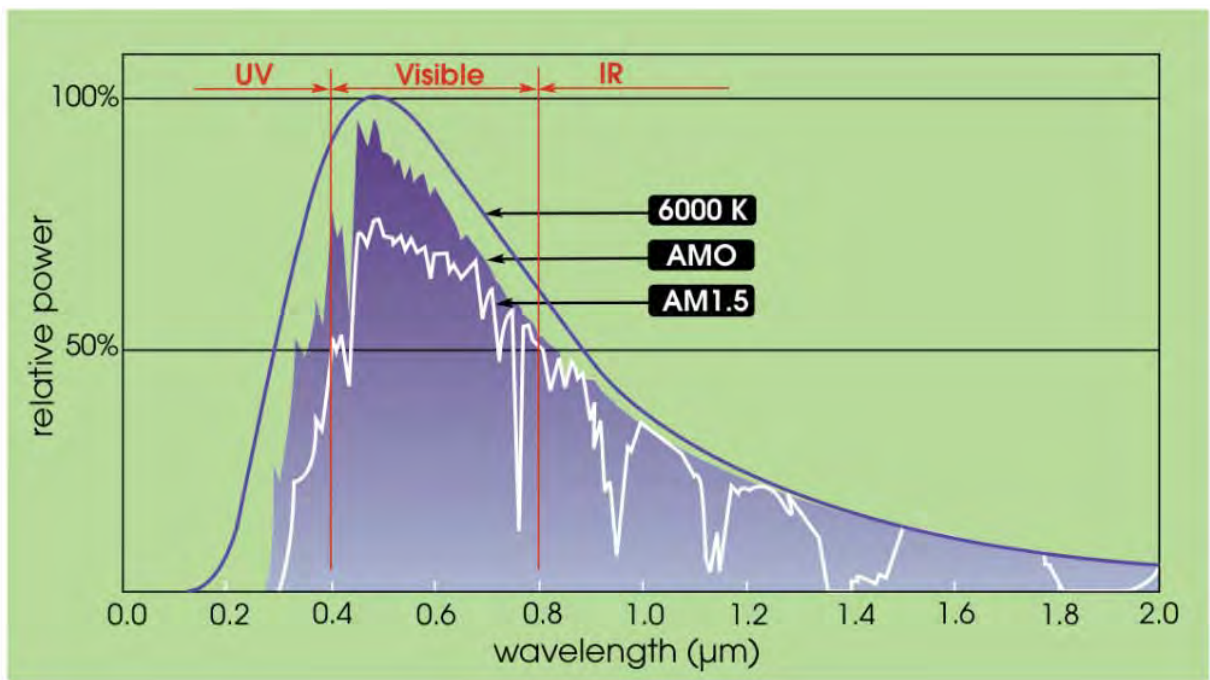
3.1 Solen

Solintensitet utanför atmosfären

Solen strålar stora mängder energi mot jordens yta. Energin som går mot jorden under en timme skulle täcka energianvändningen för hela jordens befolkning under ett helt år (Lynn, 2010)

Solen agerar som en ideal strålare (svart kropp) vid 5777K. Det vill säga, en svart kropp med temperaturen 5777K sänder ut lika mycket energi som solen. Solens strålningseffekt per ytenhet precis över atmosfären kallas för solarkonstanten. Uppskattningar av storleken på solarkonstanten har varierat genom åren. "The World Radiation Center" (WRC) har utgått från tidigare värden och uppskattat 1367 w/m² som medelvärde, med felmarginalen 1 %. Solinstrålningen varierar under året på grund av jordens elliptiska bana runt solen (Duffie & Beckman, 2013).

Solinstrålningens intensitetsvariation delas in i tre delar. Ultraviolet, synlig och infraröd strålning. Intesitetsvariationen kan illustreras i ett diagram som funktion av våglängden (Duffie & Beckman, 2013).



Figur 8 Spektrum för solinstrålning (Lynn, 2010)

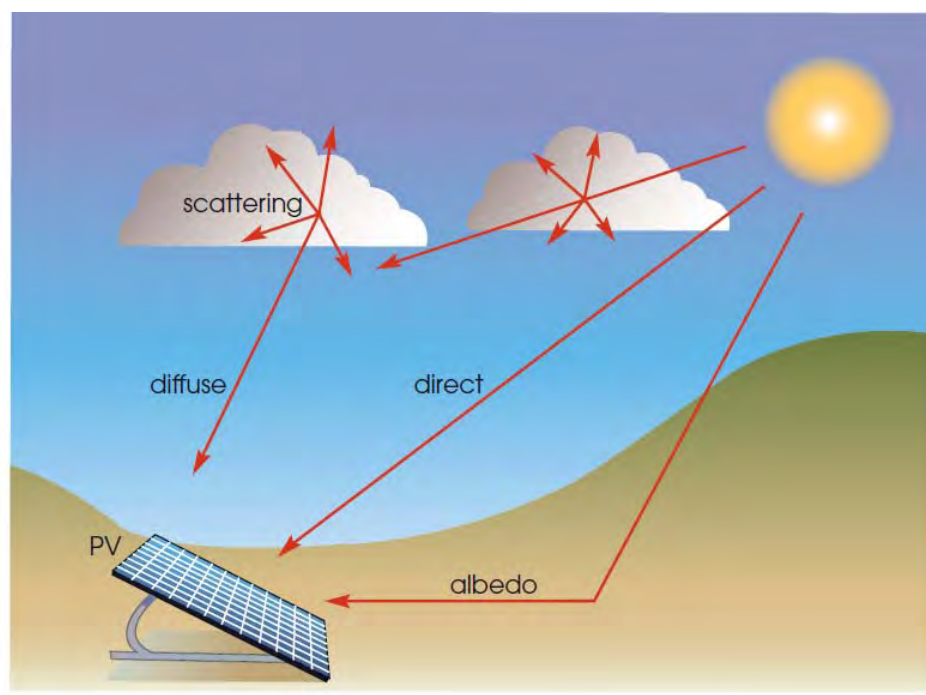
Tabell 1 Solspektrumet uppdelat i våglängd och energi

	Ultraviolet	Synligt	Infrarött
Våglängd (μm)	0 - 0.38	0.38 - 0.78	0.78 - ∞
Andel av strålning	0.064	0.480	0.456
Energi i området (W/m^2)	87	656	623

Solintensitet innanför atmosfären

När strålning når atmosfären sprids en del, medan en del fortsätter igenom. Hur mycket som återstår samt dess spektrala fördelning är beroende av flera faktorer. Bland annat beror det på hur lång distans strålning har färdats genom atmosfären. Distansen beror på hur stor avvikelse det är mellan vinkeln på solinstrålningen och normalen mot atmosfären. Hur mycket som kommer igenom atmosfären beror även på förekomsten av moln och aerosoler (Lynn, 2010).

En yta på marknivå erhåller både direkt och indirekt solinstrålning. Direkt instrålning är precis som det låter, strålningen som kommer direkt från solen. Den direkta instrålning är som störst när solen står i zenit, vägen genom atmosfären är då som kortast. Indirekt strålning kan delas in i diffus och markreflektad strålning. Diffusa strålningen kommer från den strålning som splittrats av moln och partiklar i atmosfären (Lynn, 2010). I Sverige är ca 45-65 % av instrålningen diffus (www.ssolar.com). Markreflektad strålning är strålning som reflekteras från marken eller andra objekt, exempelvis byggnader. Ofta är andelen markreflektad instrålning liten. I vissa miljöer kan den ha större betydelse, till exempel Schweiziska alperna. Där mycket solinstrålning reflekteras i snön (Lynn, 2010).



Figur 9 Solinstrålning från direkt, diffus, och markreflektion (Lynn, 2010)

För att beräkna inverkan av atmosfären på den direkta instrålningen används begreppet *air mass*. Air mass definieras som den relativa längden en direkt stråle färdas en klar dag. Den relativa längden är i förhållande till en vertikal stråle som går rakt mot havsnivå (Luque & Hegedus, 2011).

$Air\ mass\ (AM) = \frac{1}{\cos\theta}$ (vinkeln θ är 0 när solen står direkt över markytan, vilket ger AM 1) (Luque & Hegedus, 2011).

AM1.5 är vanligen standardvärde för air mass vid jämförelser av prestanda hos solceller. När solinstrålningen når marknivå är den reducerad till omkring 1000 W/m² (Luque & Hegedus, 2011).

4 SOLCELLER

En solcell (PV) består av ett halvledarmaterial och fungerar som en diod. Den allmänna beteckningen PV kommer från engelskans photovoltaics. Solceller omvandlar en del av energin i den inkommande solstrålningen direkt till elektrisk energi. Energin som finns i ljus, exempelvis solljus anses bestå av så kallade fotoner. Energin hos en foton är en funktion av strålningens frekvens (ν) och Plancks konstant (h).

$$E = \nu * h$$

Ljusets hastighet (c) är produkten av dess frekvens och våglängd.

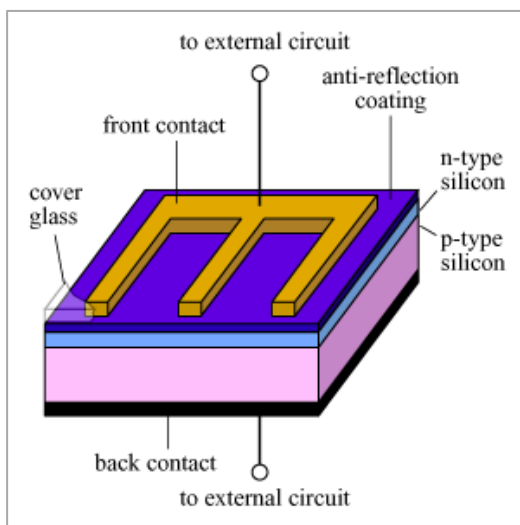
$$c = \nu * \lambda$$

Vilket betyder att energin hos en foton även kan uttryckas som en funktion av våglängden.

$$E = \frac{c * h}{\lambda}$$

Detta medför att fotonerna med mest energi har höga frekvenser och korta våglängder (Duffie & Beckman, 2013).

De flesta solceller använder kristallint kisel som halvledarmaterial. En kiselatom absorberar en foton från solinstrålningen. Om fotonen innehåller tillräckligt med energi frigörs en elektron. Det resulterar i bildandet av ett elektron-hål-par. En fri elektron och ett positivt laddat hål där en elektron saknas. Normalt så försvinner dessa elektron-hål-par då elektroner fyller hålen igen. Genom att skapa en slags barriär, ett tunt lager med en statisk laddning, kan återfyllnaden av dessa hål reduceras. Denna barriär skapas genom att dopa kiset på ena sidan med små mängder bor, s.k. p-dopning. Det ger en avsaknad av elektroner i det yttre skalet. Den andra sidan dopas med fosfor och får ett överskott på elektroner, s.k. n-dopning. Barriären hindrar elektroner från att vandra fritt mellan sidorna. Det ger en uppbyggnad av elektroner på n-dopade sidan, och en uppbyggnad av elektronhål i den p-dopade (Duffie & Beckman, 2013).



Figur 10 Uppbyggnad av kiselcell (Energy efficiency, u å)

De två sidorna ansluts till en extern krets, vilket ger ett flöde av elektroner genom kretsen. De elektriska kontakterna består av en metallplatta i botten på solcellen och ett rutnät i toppen (Duffie & Beckman, 2013). Kisel reflekterar en del solinstrålning, därför används även ett transparent lager med antireflekerande egenskaper (Tiwari & Dubey, 2010).

4.1 Olika typer av solceller

Solcellsteknik kan delas in i flera undergrupper, bland annat kristallina kiselceller och tunnfilmsceller. Dagens marknad domineras av kristallina kiselceller, men användandet av tunnfilmsceller förväntas öka den närmaste framtiden (The German Solar Energy Society, 2013).

4.1.1 Kristallina kiselceller

Kisel är det viktigaste materialet i kristallina solceller. Kisel är ett av jordens vanligaste grundämnen, men förekommer aldrig i ren form. I naturen finns det i bindningar med syre i t.ex. sand och kvarts. Vid framställning av dessa celler måste kisel separeras från syre och andra föroreningar. Kiselceller finns på marknaden i form av multikristallina och monokristallina celler.

Monokristallina kiselceller

Czochralskiprocessen kallas en process som används vid produktion av monokristallint kisel (The German Solar Energy Society, 2013). Bitar av rent kisel smälts då i ett grafitkärl. Ett litet frö av kisel förs sedan mot ytan på det smälta kiset för att sätta igång en kristallisation. Kiset börjar stelna och en stor gröt börjar växa horisontellt och vertikalt i kärlet. Atomerna tenderar att ordna sig i en perfekt kristallstruktur. När processen är klar blir resultatet en cylinder med monokristallint kisel. Cylindern skärs i tunna skivor, och de trimmas ofta på sidorna för att få en bättre passform i solcellsmodulerna (Lynn, 2010).

Czochralskiprocessen är en långsam och energikrävande process vilket leder till höga produktionskostnader. Föroreningar kan förekomma på grund av kontakten med grafitkärlet (Lynn, 2010).

Monokristallina celler har en något högre verkningsgrad än polykristallina. Eftersom solcellerna inte är rektangulära blir passformen för moduler aningen försämrade vilket leder till mellanrum mellan cellerna (The German Solar Energy Society, 2013).

Polykristallina kiselceller

Polykristallina celler tillverkas också från rent smält kisel men genom en gjutningsprocess. När kiset svalnar stelnar det till en stor kristall med oregelbunden struktur. Kristallen skärs till rektangulära skivor. Den oregelbundna kristallstrukturen är inte lika ideal som den monokristallina. Verkningsgraden är något lägre, däremot är tillverkningen mindre kostsam. Utseendemässigt är monokristallina kiselceller ofta distinkt skimrande blåa.

4.1.1 Tunnfilmceller

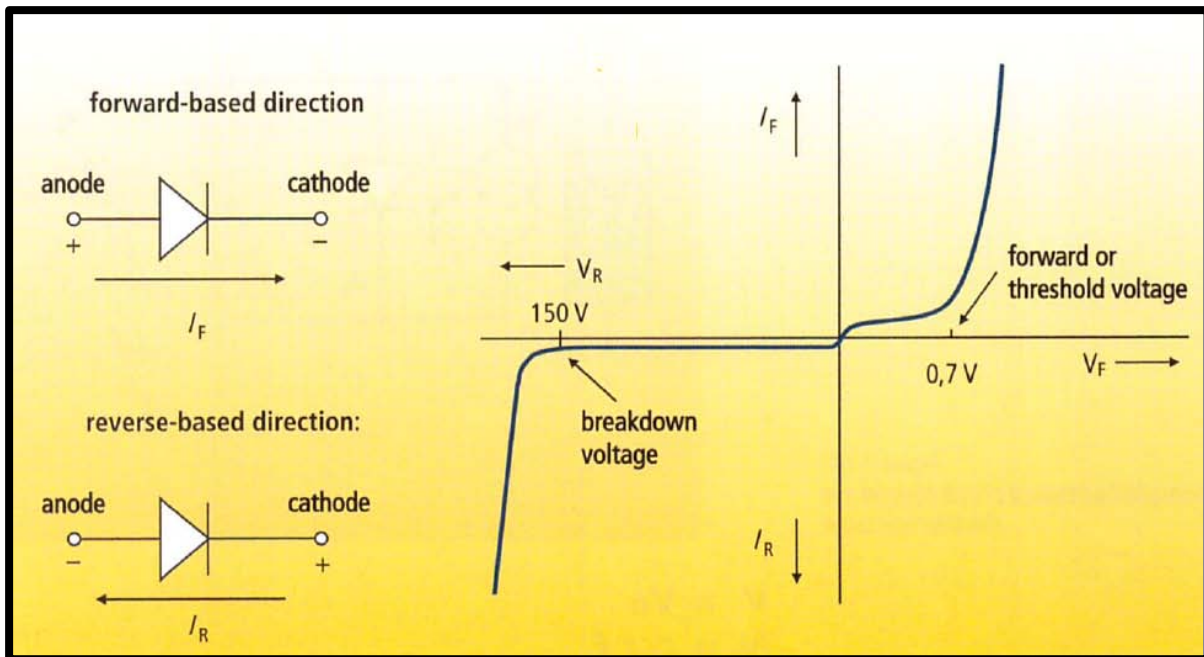
Sedan 90-talet har utvecklingen av så kallade tunnfilmcellers ökat. Tunna lager av halvledarmaterial läggs på ett mindre kostsamt substrat. Laserteknik används för att skapa individuella solceller. Amorft kisel och kadmiumtellurid används bland annat som halvledarmaterial. Tunnfilmceller är inte bundna till samma standardstorlekar som kristallina celler, vilket ger mer flexibilitet vid utformning av moduler (The German Solar Energy Society, 2013).

Till skillnad från kristallina kiselsolceller tillverkas tunnfilmceller i tunna skikt. Bottenskiktet består av ett lager flexibelt substrat och en metallkontakt. Substratet är ofta belagt glas, rostfritt stål eller plast. Ett lager med halvledarmaterial placeras ovanpå substratet. Ett transparent ledande oxidskikt används sedan för att bilda cellens främre kontakt. Överst läggs ett skyddande ytskikt (biosolar, u å).

Fördel med tunnfilmceller är att det inte används lika mycket halvledarmaterial. Vilket teoretiskt kan medföra en billig massproduktion. Materialen är även mer tåliga mot föroreningar från främmande atomer. Nackdel med dessa celler är den låga verkningsgraden, 5-12 % (The German Solar Energy Society, 2013).

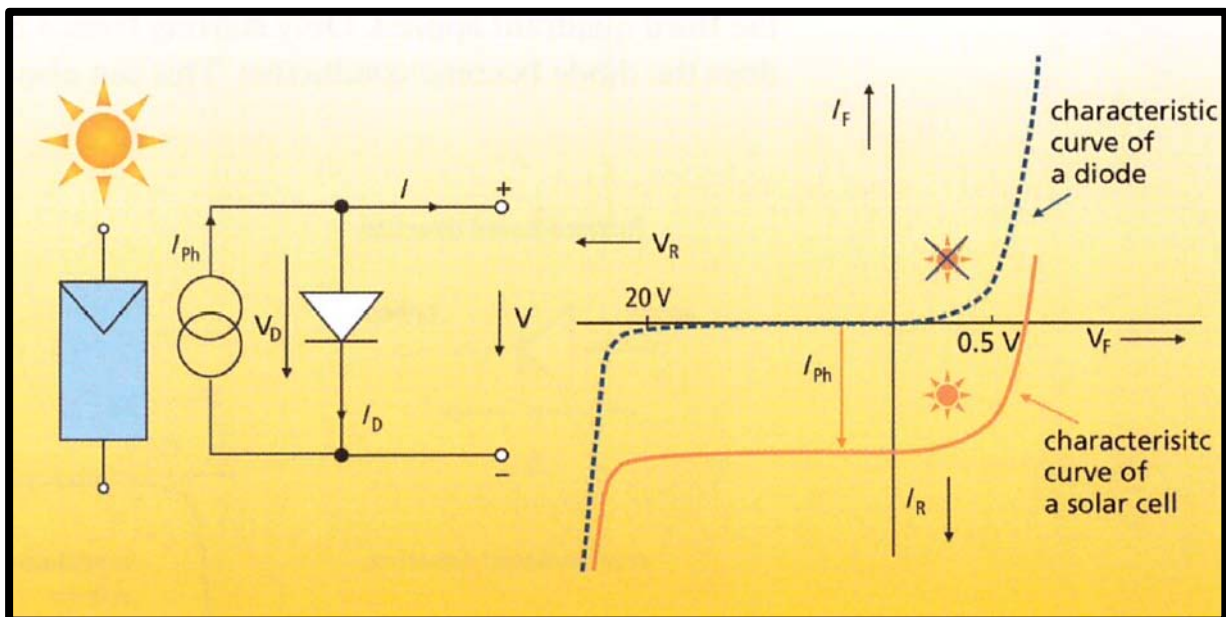
4.2 Solcellens elektriska egenskaper

En solcell bestående av n-dopat och p-dopat kisel är egentligen en uppskalad diod. Karakteristiken hos en kiseldiod kan ses i Figur 11. I första kvadranten visas förhållandet mellan ström och spänning, när strömmen går i framriktningen. Det vill säga när anoden är positiv och katoden negativ. Tredje kvadranten visar karakteristiken när strömmen går i backriktningen. Då anoden är negativ och katoden är positiv.



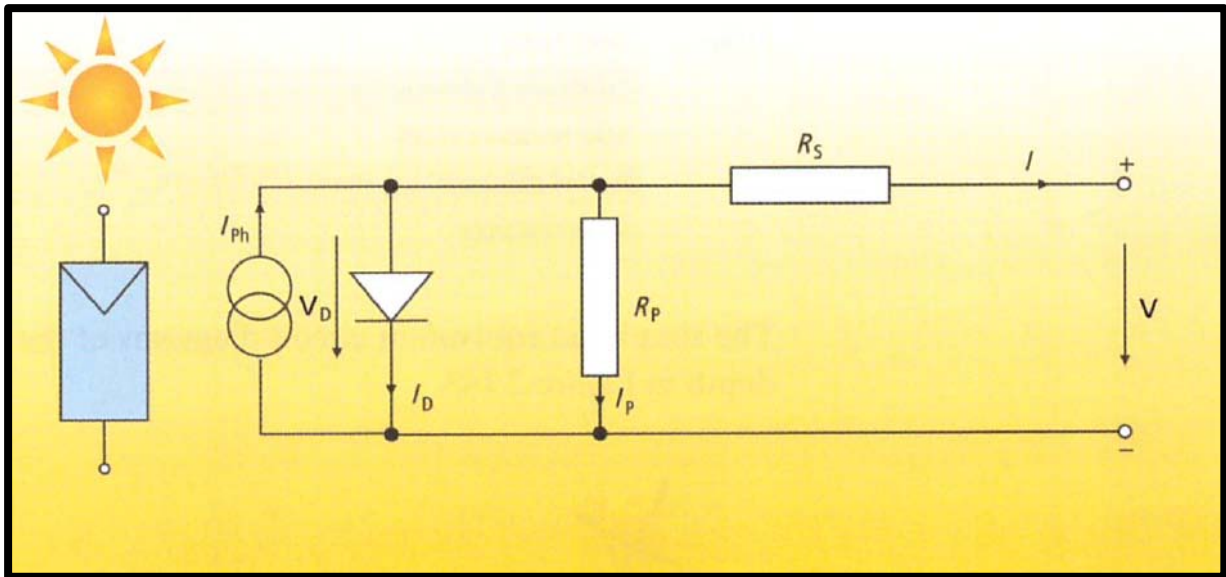
Figur 11 Karakteristisk kurva för spänning och ström hos en kiseldiod (The German Solar Energy Society, 2013)

Karakteristiken för en belyst och en obelyst solcell visas i Figur 12. Den obelysta solcellen har samma egenskaper som dioden.



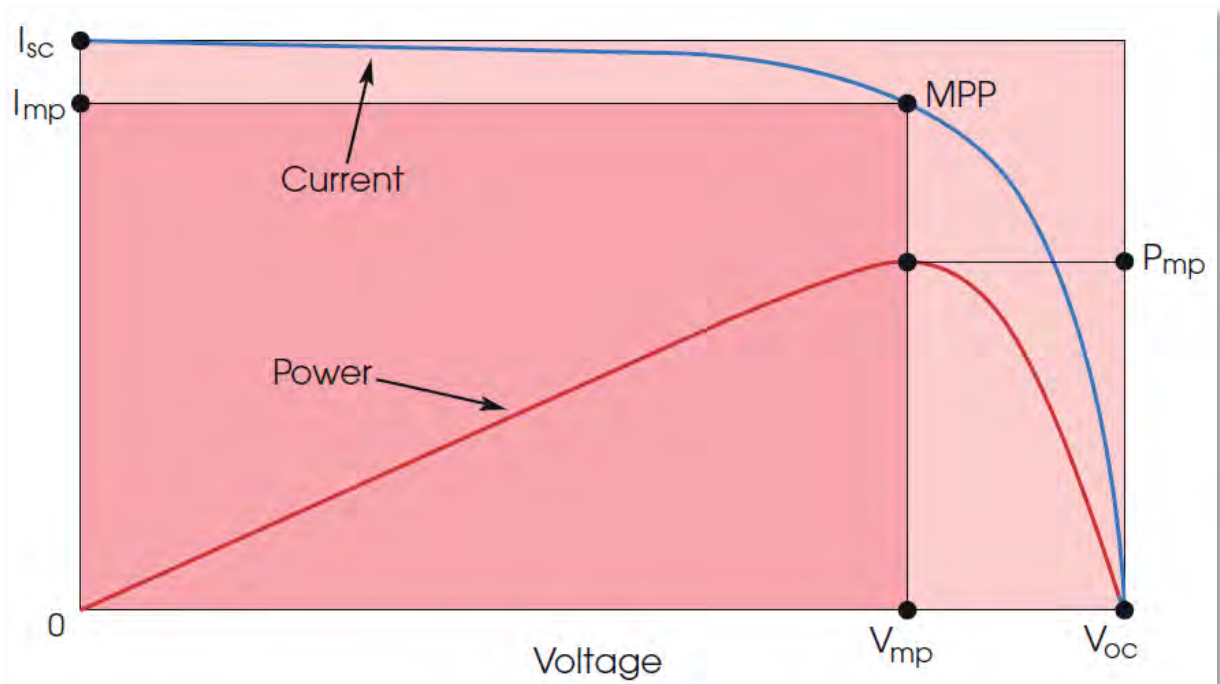
Figur 12 Karakteristik för belyst och obelyst solcell (The German Solar Energy Society, 2013)

En belyst solcell kan beskrivas som en parallellkrets bestående av en kraftkälla och en diod. Kraftkällan producerar elektrisk ström. Strömstyrkan är beroende av intensiteten på solinstrålningen. Den här kretsen kallas "single diode model" och används som standard för att beskriva en solcell.



Figur 13 Single diode model (The German Solar Energy Society, 2013)

I modellen beskrivs förlusterna uppdelade i seriemotstånd och parallellmotstånd. Resistansen i serie motsvarar förluster från elektriska kontakter. Den parallella resistansen kan beskrivas som läckström. För att beskriva prestandan hos en specifik solcell brukar en så kallad IV-kurva användas. IV-kurvan motsvarar karakteristiken hos en belyst solcell i fjärde kvadranten, men vänds ofta uppåt enligt Figur 14. IV-kurvan beskriver förhållandet mellan spänning och ström (The German Solar Energy Society, 2013).



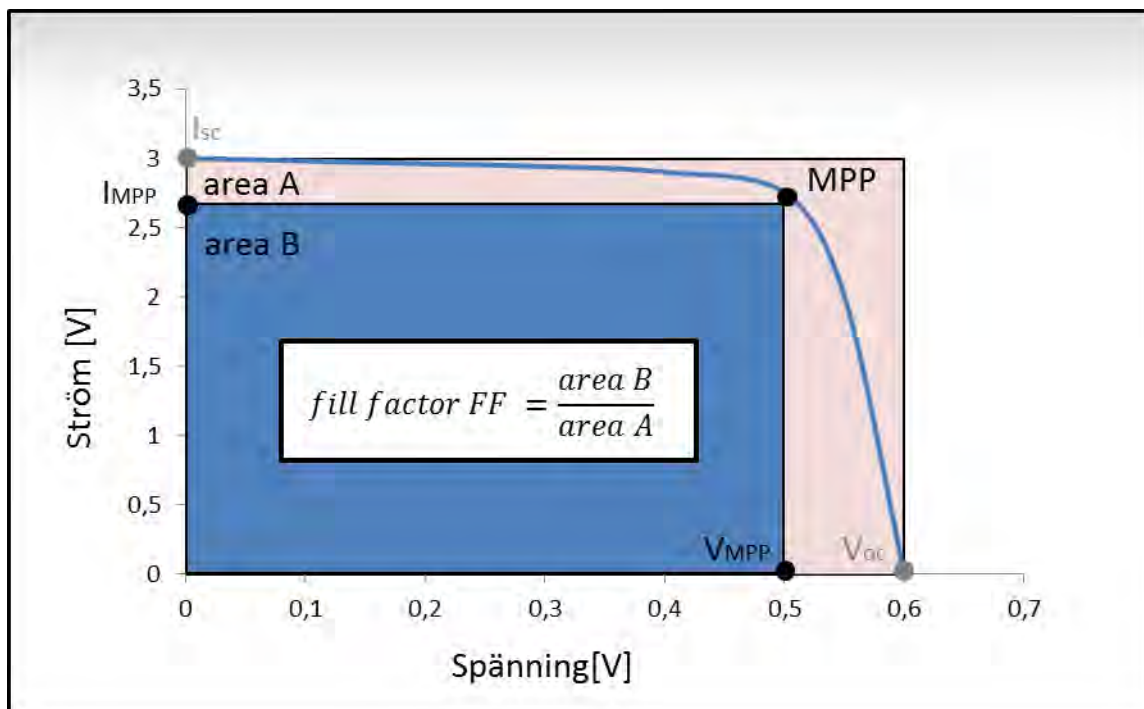
Figur 14 IV-Kurva (Lynn, 2010)

I_{sc} är kortslutningsströmmen, vilket kan ges via kortslutning. V_{oc} är spänning vid öppen krets. Den optimala driftpunkten MPP (Maximum Power Point) infinner sig när kurvans gradient är -1. Vid MPP fås strömmen I_{MP} och spänningen V_{MP} . (The German Solar Energy Society, 2013)

Fill factor (FF) är ett begrepp som används för att beskriva kvalitén hos solcellen.

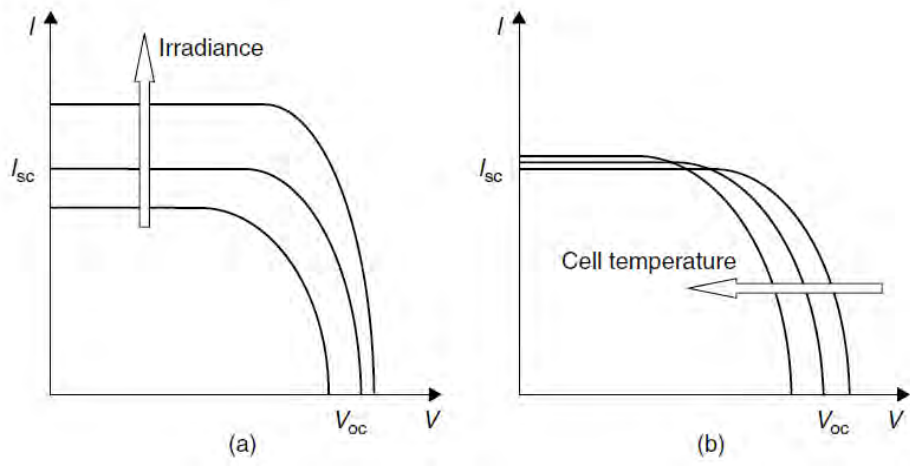
$$FF = \frac{I_{MP} * V_{MP}}{I_{SC} * V_{OC}}$$

För kristallina celler är FF omkring 75–85 %. FF kan även uttryckas i en graf, där FF är kvoten av area b och area a (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 15 Fillfactor (The German Solar Energy Society, 2013)

IV-karakteristiken för en viss solcell varierar med intensiteten på solinstrålning och cellens temperatur. Bilden visar hur IV-kurvan påverkas av ökad solintensitet och celltemperatur (Soteris, 2010)



Figur 16 IV-kurvans varierar med olika intensitet på solinstrålningen och även med celltemperaturen (Soteris, 2010).

5 SOLCELLSMODULER

Flertalet solceller kopplas samman och formar en solcellsmodul. Vid tillverkning av solcellsmoduler seriekopplas solcellerna. Kontaktrutnätet på framsidan löds ihop med kontaktsidan på nästa cells undersida. De individuella cellerna placeras med flera millimeters mellanrum. I de flesta moduler kopplas 36 till 72 celler i serie, fördelat på 4 eller 6 rader (The German Solar Energy Society, 2013).

STC

Standardförhållanden för tester av solceller (STC) används för att underlätta jämförelser av olika solceller och moduler. Prestanda för aktuell cell eller modul testas vid specificerade förhållanden. Dessa förhållanden råder för tester vid STC:

- En vinkelrät strålning på 1000 W/m²
- En celltemperatur på 25°C, med toleransen ±2°C.
- Ett definierat ljusspektrum

På datablad för en specifik solcellsmodul eller solcell anges verkningsgrad vid STC.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \cdot 1000 \text{ W/m}^2}$$

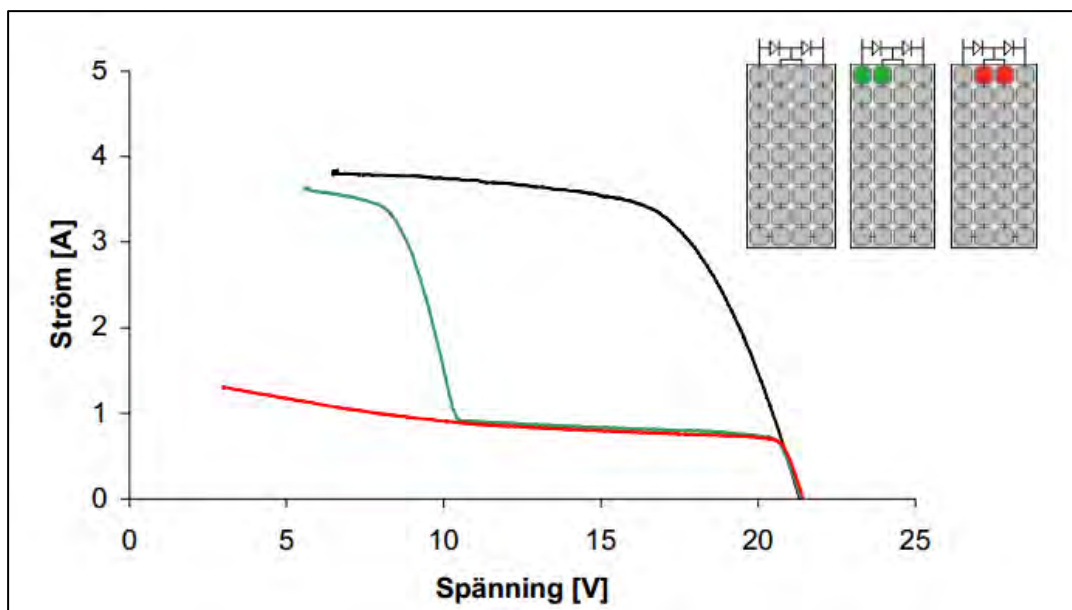
(The German Solar Energy Society, 2013).

5.1 Inverkan av skuggning

Skuggning av moduler

Skuggning av solceller har en kraftigt negativ inverkan på effekten som produceras. Moduler består av celler som är seriekopplade, där modulens ström går genom alla de individuella cellerna. Vid skuggning av en enskild cell minskar strömmen från den cellen. Eftersom cellen fungerar som en diod motverkar den strömmen som vill passera. Den skuggade cellen stryper då strömmen för hela modulen (Jansson, 2001).

En lösning för att komma förbi detta är att ha så kallade bypassdioder integrerade i modulen. De seriekopplade cellerna delas då upp över två eller flera dioder. Om en del av modulen skuggas kan strömmen ledas vidare genom bypassdioden. På så vis kan samma ström hållas vid låga spänningar. Kristallina solcellsmoduler är vanligen uppdelade med fyra rader solceller. Dessa rader är ofta uppdelade på två bypassdioder. (Jansson, 2001).



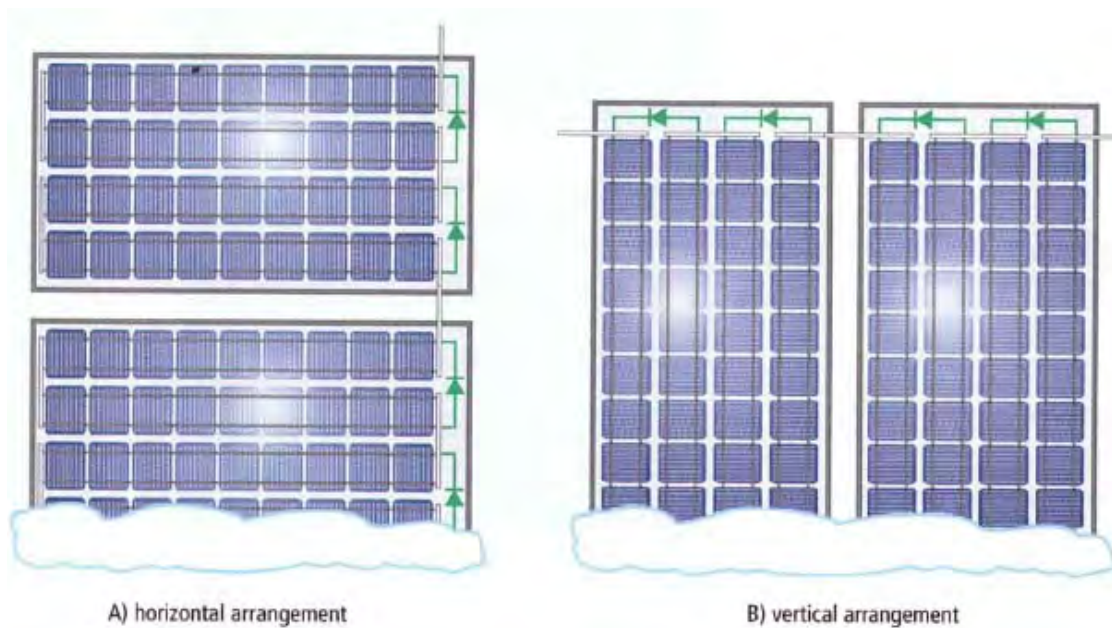
Figur 17 Skugginverkan på kristallin kiselmodul med bypassdioder (Jansson, 2001)

Tunnsfilmsmoduler är inte drabbade på samma sätt. Tunnsfilmscellerna går längs med hela modulen. Det medför en relativt liten risk att en hel cell ska skuggas (Jansson, 2001).

Inverkan av skuggning på solcellssystemet

Hur skuggning påverkar ett helt system kan vara svårt att förutse, då det är beroende av flertalet faktorer. Antalet skuggade moduler ska vara så få som möjligt. Beroende på om modulerna är orienterade vertikalt eller horisontellt, i förhållande till skuggan kan ha stor betydelse. Antalet moduler som är partiellt skuggade kan ibland halveras med en annorlunda orientering. Därför är orientering av moduler en viktig aspekt vid projektering (The German Solar Energy Society, 2013).

I kallare områden där snö är vanligt på vintern kan det vara fördelaktigt med horisontell placering. Färre moduler och strängar drabbas av snö som täcker nedre delen av systemet (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 18 Möjlig inverkan av snö för vertikal och horisontell orientering (The German Solar Energy Society, 2013)

Skuggor från omgivande byggnader är kritiska då de skapar direkta skuggor. Direkta skuggor kan orsaka stora effektförluster. Ju närmare objektet som avger skuggan är desto mörkare blir skuggan. Så kallad kärnskugga träffar modulen och mindre diffust ljus når fram (The German Solar Energy Society, 2013).

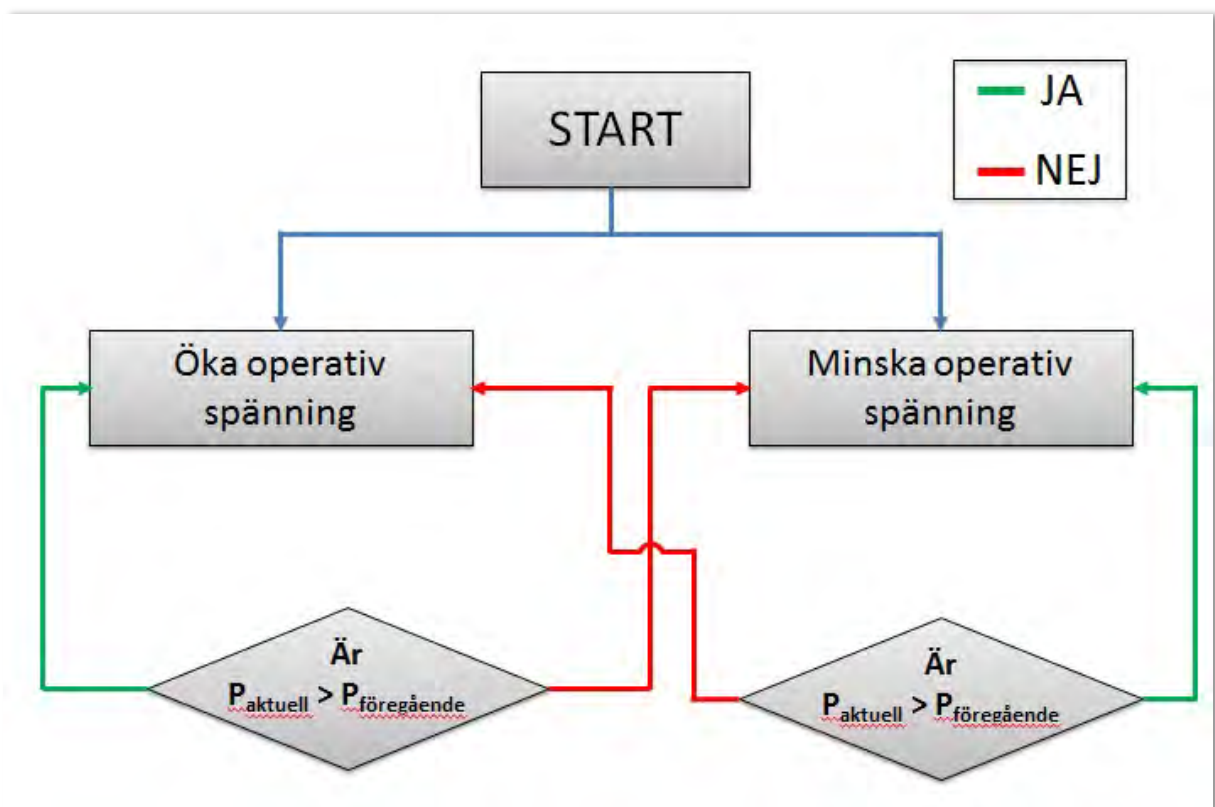
Vid projektering av fristående system är det viktigt att undvika så kallad självsugga. Ställningar och solföljare ska placeras med rätt avstånd från varandra, för att undvika skuggning från varandra. Med optimering av systemets lutning och avstånd mellan ställningar kan skuggförluster minimeras (The German Solar Energy Society, 2013).

6 OPTIMERINGSUTRUSTNING

Solcellen har en optimal driftpunkt där effekten är som störst, vilken kallas ”maximum power point” (MPP). Denna punkt är inte fast utan varierar med solinstrålning och celltemperatur. För att cellerna vid drift ska hitta rätt driftpunkt används en så kallad ”Maximum Power Point Tracker” (MPPT). En MPPT implementeras ofta i växelriktaren men även i enskilda moduloptimerare, en till varje solcellsmodul. Flertalet algoritmer kan användas till en MPPT-funktion (Hassaine et al. 2013).

Den vanligaste algoritmen som används för MPPT är ”perturb and observe”. Det är möjligen inte den mest effektiva algoritmen men den används ofta på grund av dess enkla logik. Förenklat arbetar den genom att minska eller öka spänning, och sedan observera vad som händer med effekten (National Instruments, 2009).

En stor nackdel med den här algoritmen är att den erhållna effekten pendlar omkring MPP vid stationära driftförhållanden. Ytterligare en nackdel är att den vid snabbt omväxlande solinstrålning kan spåra i fel riktning (National Instruments, 2009).

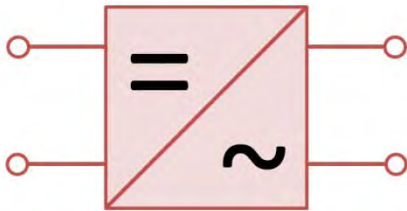


Figur 19 Algoritmen ”perturb and observe”

7 VÄXELRIKTARE

Växelriktaren är länken mellan solcellsmodulerna och elnätet (lasten). Dess uppgift är att omrikta likströmmen från modulerna till växelström och justera dess spänning och frekvens till elnätets (The German Solar Energy Society, 2013).

Den här symbolen används i elkretsscheman för växelriktare:



Figur 20 Symbol för växelriktare (The German Solar Energy Society, 2013)

Växelriktaren kallas även för DC/AC konverter. Genom att använda modern kraftteknisk utrustning resulterar konverteringen till nätets växelström endast med mindre förluster. (The German Solar Energy Society, 2013).

Växelriktare kan även användas till fristående system som inte är nätanslutna, men vi kommer i den här rapporten enbart diskutera nätanslutna växelriktare.

I nätanslutna solcellssystem är växelriktaren länken till elnätet, ofta via byggnadens elsystem. Med en direkt anslutning går den genererade elen direkt ut på elnätet. Med en koppling via byggnadens elsystem används den genererade elen först av byggnaden och det som blir över skickas till elnätet (The German Solar Energy Society, 2013).

Solcellssystem upp till 5kWp byggs generellt som enfasssystem. Större system matas på tre faser. Trefasväxelriktare har en relativt enkel uppbyggnad som delar laster lika över de tre faserna. Det leder till en bättre kvalitet på växelspänningen och en högre verkningsgrad. Ett annat alternativ är användning av flera enfasväxelriktare. Dessa delas lika mellan de tre faserna (The German Solar Energy Society, 2013).

För att kunna mata maximal effekt till elnätet måste växelriktaren arbeta vid solcellssystemets MPP. Som omtalats tidigare ändras solcellsmodulernas MPP beroende på klimatets faktorer, och då även hela solcellssystemets MPP. I växelriktaren finns en MPP-tracker (MPPT) som ser till att växelriktaren justeras till att jobba vid MPP. Eftersom modulernas ström och spänning varierar avsevärt beroende på klimatförhållanden, måste växelriktaren flytta sin arbetspunkt för att fungera optimalt. För att kunna göra detta används en elektrisk krets som justerar spänningen så att växelriktaren körs vid punkten där

solcellssystemet uppnår den maximala effekten MPP. MPP-trackern ser till att den största möjliga effekten matas ut på elnätet. MPP-trackern består väsentligen av en elektroniskt styrd DC-omvandlare (The German Solar Energy Society, 2013).

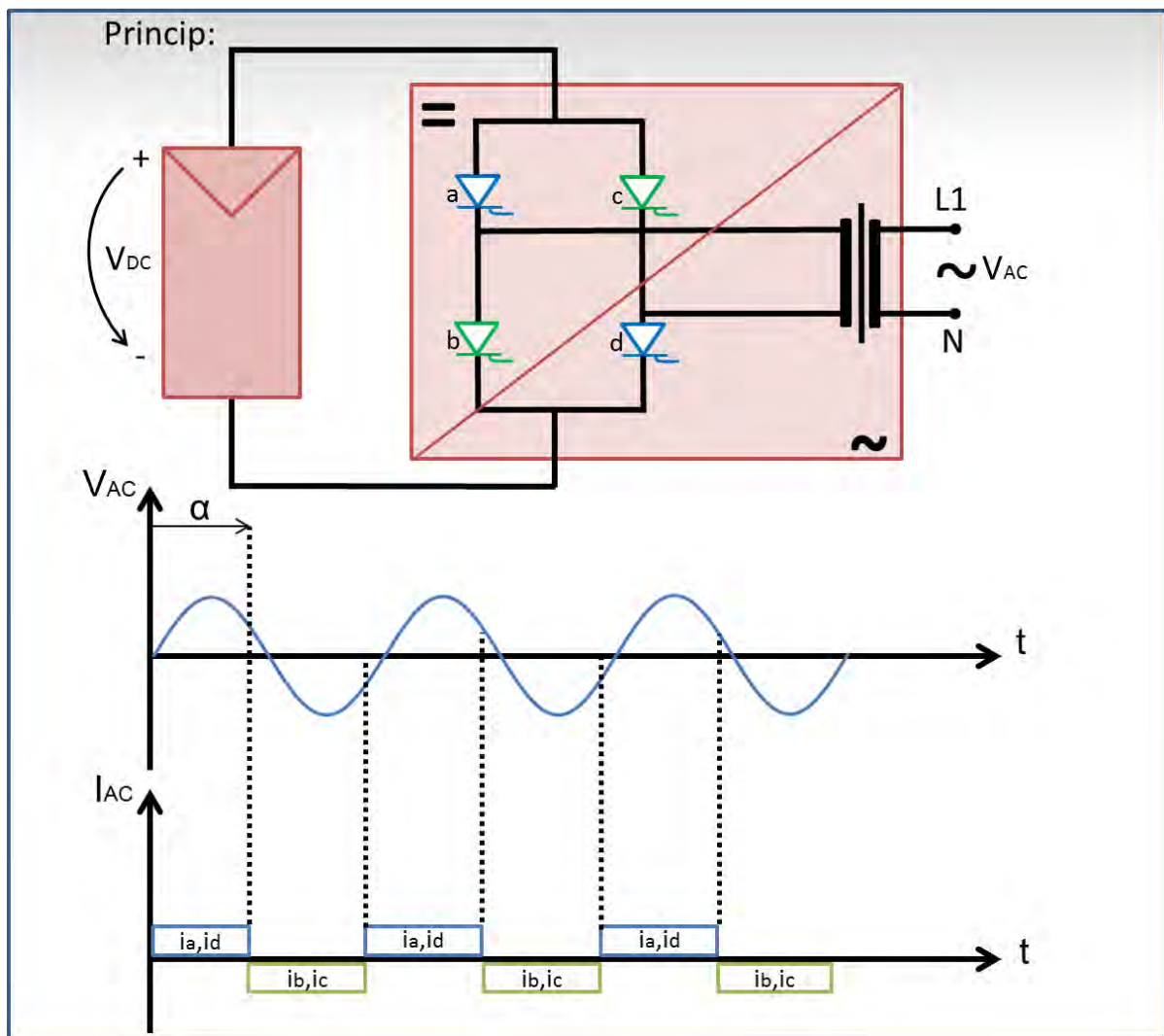
Solcellsväxleriktarens funktioner enligt The German Solar Energy Society (2013):

- Konvertera likström genererad av solcellsmoduler till elnätets standardström
- Justera växleriktarens arbetspunkt till solcellsmodulernas, MPP-tracking
- Samla in och spara driftdata. Larma om fel skulle uppstå
- Skydda utrustning på både lik- och växelströmssidan, t.ex. skydd mot överlast, skydd mot överspänning och skydd mot felvänd polaritet
- Övervakning och hantering av elnätet

7.1 Elnätsstyrda växleriktare

Grundläggande komponenter för en nätstyrd växleriktare är en bryggkrets med tyristorer. Det traditionella användandet av dessa växleriktare inom automationsteknik ledde till att de första solcellsväxleriktarna designades som tyristorenheter. Idag finns endast ett fåtal tillverkare som använder den här tekniken för att tillverka växleriktare (The German Solar Energy Society, 2013).

De nätstyrda växleriktarna använder elnätets spänning för att fastställa tillslagspuls och avstängningspuls för den elektroniska switchutrustningen. Varje par av tyristorer i bryggkretsen omkopplar riktningen på likspänningen i hastigheten 50Hz. Vid omkopplingen lagras energin i elektrolytiska kondensatorer, som är kopplade parallellt med DC-ingången. Eftersom tyristorer bara kan slå på strömmen men inte kan slå av den igen, behövs elnätets spänning för att slå av tyristorerna. På grund av detta kallas dessa växleriktare "nätstyrda". Om det sker ett strömbrott på elnätet är det inte längre möjligt för växleriktarna att leverera någon växelström. I figuren visas så kallad fyrkantsspänning som växleriktaren skapar (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 21 Elnätstyrd växelriktare med tyristorer (The German Solar Energy Society, 2013)

7.2 Egenstyrd växelriktare

Hos egenstyrda växelriktare används switchkomponenter som kan stängas av och slås på i bryggkretsen. Beroende på systemets prestanda och spänning används följande halvledarkomponenter:

- MOSFET (en fälteffekttransistor, metal oxide semiconductor field effect transistor)
- Bipolär transistor (trepolig halvledarkomponent)
- JFET (junction field-effect transistor)
- GTO (Gate turn-off)
- IGBT (bipolar transistor med isolerat styre)

Dessa kraftkopplande anordningar använder så kallad pulsbreddsmodulering som möjliggör en bra reproduktion av sinusvågor. Genom att snabbt slå av och på switchkomponenterna i frekvenser inom området 10-100Hz skapas impulser. Varaktigheten och avståndet mellan

impulserna motsvarar sinusvågen. Efter att vågen jämnats till med ett nedströms lågpasfilter överensstämmer sinusvågen som matas in med elnätets sinusvåg. På grund av detta har den inmatade strömmen bara en liten lågfrekvent överton, och därför är det reaktiva effektbehovet för egenstyrda växelriktare lågt (The German Solar Energy Society, 2013).

På grund av den höga frekvensen från pulsbreddsmoduleringen skapas högfrekventa störningar. Detta betyder att problem med elektromagnetisk kompatibilitet (EMC) måste tas hänsyn till. För att klara detta används lämpliga skyddskretsar och skärmningar av utrustningen. Egenstyrda växelriktare som är CE-märkta ska klara att hålla sig inom gränsvärdena för EMC (The German Solar Energy Society, 2013).

Egenstyrda växelriktare kan användas i fristående elsystem. När dessa växelriktare är anslutna till elnätet måste frekvensen och effekten anpassas till nätets. Impulserna från bryggkretsen måste motsvara elnätets sinusvåg (The German Solar Energy Society, 2013).

7.2.1 Egenstyrda växelriktare med lågfrekventa transformatorer

I egenstyrda och nätstyrda växelriktare används ofta lågfrekventa transformatorer vid 50Hz för att matcha elnätets spänning. Transformatorns magnetfält separerar likspänningskretsen från växelspänningskretsen. På grund av det får solcellssystemet utformas enligt SELV (safety extra-low voltage), som gör att ingen potentialutjämning är nödvändig för solcellssystemet. Transformatorn reducerar även elektromagnetiska störningar (The German Solar Energy Society, 2013).

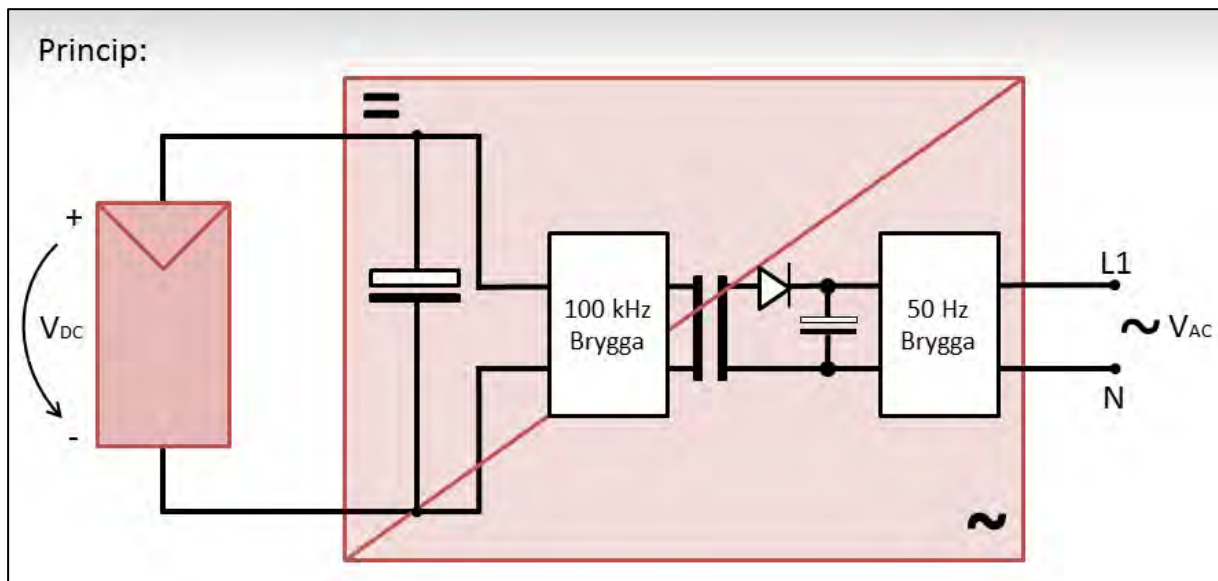
Effektförluster kan orsakas av transformatorn. Även ökad vikt, storlek och kostnader för utrustningen på grund av transformatorn. På grund av detta använder vissa tillverkare mindre transformatorer eller utelämnar dessa helt (The German Solar Energy Society, 2013)..

7.2.2 Egenstyrda växelriktare med högfrekventa transformatorer

Högfrekventa transformatorer har en frekvens mellan 10kHz och 50kHz. Dessa är i jämförelse med lågfrekventa transformatorer mindre i storlek och ger upphov till mindre förluster. Däremot är kretsen i växelriktare med högfrekventa transformatorer mer komplex. Tidigare lågfrekventa switchar förde med sig stora förluster, men idag tillverkas effektiva switchar för 50Hz (The German Solar Energy Society, 2013).

Bryggkretsen konverterar likspänningen till högfrekvent växelspänning vilken sedan omvandlas till 230V med den högfrekventa transformatorn. Därefter likriktas strömmen och inverteras av 50Hz-bryggkretsen till nätanpassad lågfrekvens. Filter behövs för att jämna ut och skärma av strömmen. För att förbättra verkningsgraden på anordningar används ibland flera högfrekvenstransformatorer vid olika spänningsområden. Om transformatorns spänningsrelaterade förluster är för höga sker en omkoppling till en transformator som

passar aktuellt spänningsområde. På så sätt säkras en hög verkningsgrad för ett brett spänningsområde (The German Solar Energy Society, 2013).



Figur 22 Växelriktare med högfrekvenstransformering (The German Solar Energy Society, 2013)

För växelriktare som använder högfrekventa transformatorer är lik- och växelspänningssidorna elektriskt isolerade (The German Solar Energy Society, 2013).

7.2.3 Växelriktare utan transformatorer

Växelriktare utan transformator är den typ som har högsta verkningsgraden. Av denna anledning används de allt oftare i alla effektområden. Förlusterna reduceras genom borttagning av transformatorn. Utöver det så reduceras storlek, vikt och kostnaden. Solcellssystemets spänning måste vara antingen väsentligt högre än nätets maxspänning eller ändras med en DC-DC-omvandlare. Där DC-DC-omvandlare används tillkommer förluster, förluster från transformatorn undviks bara delvis (The German Solar Energy Society, 2013).

8 SYSTEMKONCEPT

Systemkoncepten bestäms av växelriktarsystemets komponenter. Detta resulterar i ett centralt och ett decentraliserat koncept. Anslutningen av moduler för att bygga upp strängar och strängar som parallellkopplas för att bygga upp matrisen bör vara optimalt samordnat med växelriktaren. Beroende på modulens tolerans kommer större eller mindre förluster orsakas på grund av obalans, när modulerna kopplas samman i strängar (The German Solar Energy Society, 2013).

Om moduler med en elproduktionstolerans på $\pm 5\%$ seriekopplas osorterat blir förlusterna knappt 1 %. Om istället modulerna sorteras efter strömstyrka kan dessa förluster reduceras till omkring 0,2 %. Med en elproduktionsvariation större än 8 % kan en sortering av moduler efter strömstyrka anses vara en standardpraxis. I fallet vid storskaliga installationer med flertalet strängar inkluderas även spänningstolerans, då förluster vid obalanserat system är ännu högre (The German Solar Energy Society, 2013).

Växelriktare finns tillgängliga i form av central-, sträng- eller modulväxelriktare. Centralväxelriktare för ett helt system, strängväxelriktare för en sträng med moduler och modulväxelriktaren för den enskilda modulen. Alla tre koncepten har sina fördelar och nackdelar. Vilket koncept som väljs beror på typen av installation. Decentraliserade koncept bör övervägas för system bestående av flera subsystem med olika orienteringar och lutningar. Det kan även vara fördelaktigt för system som är partiellt skuggade. Vanligtvis är jordisolerade DC-system uppbyggda där plus- och minuspolen i solcellssystemet inte är jordade. Detta har den säkerhetsrelaterade fördelen att ifall ett enstaka fel uppstår hindras felströmmar från att flöda. För växelriktare som saknar transformator utförs en jordning av modulramen för att tillåta statiska laddningar att avledas till marken (The German Solar Energy Society, 2013).

8.1 System med central växelriktare

System med låg spänning

I det lägre spänningsområdet ($V_{DC} \leq 120V$) är bara ett fåtal moduler seriekopplade i en sträng. En fördel med dessa korta strängar i jämförelse med längre är att skuggning har mindre påverkan på systemet. Detta eftersom modulen med mest skuggning bestämmer spänningen för hela strängen. Ytterligare beror förlusterna på antalet skuggade strängar, där antalet skuggade moduler är av mindre betydelse. Om endast ett mindre antal strängar är skuggade är förlusterna relativt låga (The German Solar Energy Society, 2013).

Nackdelen med det här systemet är att det resulterar i höga strömmar. Relativt grova kabelareor måste användas för att reducera förluster. Dessutom ger låga spänningar och höga strömmar en försämrad prestanda hos växelriktaren. På grund av detta är konceptet sällan implementerat. Typiska system där det används är byggnadsintegrerade med specialtillverkade moduler (The German Solar Energy Society, 2013).

System med hög spänning

En fördel med det här konceptet är den lägre strömmen vilket resulterar i att mindre dimensioner på kablar kan användas. Dessa koncept som inkluderar en systemspänning upp till 1000V med centrala växelriktare, appliceras ofta på medium- och storskaliga solcellssystem. En klar nackdel är den ökade förlusten orsakad av skuggning på grund av långa strängar. Under projektering måste hänsyn tas till modulers tillåtna systemspänning. Många kristallina och en del tunnfilmsmoduler tillåter bara systemspänningar upp till 1000V. Användning av växelriktare utan transformatorer blir allt vanligare i alla storlekar på system, på grund av dess höga verkningsgrad. För att ytterligare minska kostnader och förluster är växelriktare som hanterar en systemspänning upp till 1500V under utveckling. Detta kräver dock att alla ingående komponenter kan hantera en sådan hög spänning (The German Solar Energy Society, 2013).

8.2 System med strängväxelriktare och subsystem

System med relativt låg effekt byggs generellt med en s.k. strängväxelriktare. I de flesta fall byggs hela systemet i en enda sträng av moduler. Till exempel 12 stycken moduler med effekten $200W_{\text{peak}}$ ansluts i en sträng. Hela systemet är då $2,4 kW_{\text{peak}}$ anslutet i serie (The German Solar Energy Society, 2013).

Med ett system som består av flera undersystem eller strängar, med olika orientering eller skuggning ger en strängväxelriktare bättre effektrelaterad anpassning till instrålningsförhållandena. En växelriktare används för varje undersystem eller sträng. Moduler med samma orientering, vinkel och skuggförhållande ansluts i en sträng. Strängväxelriktare ger en enklare installation och kan reducera installationskostnader avsevärt. Växelriktarna monteras ofta i närheten av solcellssystemet och ansluts strängvis (The German Solar Energy Society, 2013).

Eftersom växelriktarna ansluts direkt till modulsträngen kan kopplingsboxar och likspänningskablar reduceras. Ytterligare en fördel med den här typen av system är flexibiliteten angående antalet moduler. Med en centralväxelriktare måste antalet moduler vara lika i alla strängar.

8.3 Mikroväxelriktare

En förutsättning för en hög systemverkningsgrad är att växelriktarna är optimalt anpassade till solcellsmodulerna. Mest optimalt är om varje individuell modul alltid arbetar vid MPP. MPP-matchningen är mer framgångsrik om modul och växelriktare fungerar som en enhet. Sådana modulväxelriktare kallas även mikroväxelriktare och moduler med mikroväxelriktare kallas AC-moduler. Vissa av dessa anordningar är så små att de får plats i modulens kopplingslåda (The German Solar Energy Society, 2013).

En fördel med dessa växelriktare är att det är lätt att utöka systemet med fler moduler. Modulväxelriktare gör det möjligt att expandera systemet hur som helst, även med en enstaka modul (The German Solar Energy Society, 2013).

Än så länge är dessa växelriktare sällan använda. Anledningar till detta är en hög specifik kostnad och osäker livsläng på grund av att de utsätts för höga temperaturer på baksidan av modulerna. Den lite lägre verkningsgraden kompenseras med en förbättrad MPP-tracking för varje enskild modul. Förluster på grund av obalans i systemet är minimerade. Detta blir dock mindre relevant i stora system där verkningsgraden skiljer mer än 9 % (The German Solar Energy Society, 2013).

Vid montage av AC-moduler är det viktigt att felfungerande växelriktare är lätta att byta ut. Lika viktigt är det att övervaka elproduktionen för varje individuell modul, genom att spela in driftdata och felsignaler. Tillverkare erbjuder system som kan övervakas via en PC, en mjukvara visar inspelad data (The German Solar Energy Society, 2013).

Konceptet med modulväxelriktare är fördelaktigt för fasadintegrerade system, speciellt om det finns omfattande partiell skuggning från omgivningen (The German Solar Energy Society, 2013).

8.4 Moduloptimerare

Ett sätt att minimera förlusterna som orsakas av obalanser är att ansluta decentraliserade DC-omvandlare. I detta koncept sker MPP-trackingen genom DC-omvandlare för varje eller ett par moduler. Precis som ett vanligt strängkoncept kopplas dessa moduler med DC-omvandlare i serie med varandra. Omvandlarna kommunicerar med varandra och reglerar de individuella spänningarna så att strängens totala spänning hålls på en given konstant nivå. Konvertering till växelspanning sker med en centralväxelriktare, som arbetar vid given spänning istället för att använda en MPP-tracker (The German Solar Energy Society, 2013).

Fördelen med denna typ av system är den modulatorierade justeringen av MPP och det förbättrade användandet av takytan. Olika typer av moduler med olika orientering och skuggförhållanden kan sammankopplas (The German Solar Energy Society, 2013).

Förlusterna från moduloptimerarna är ca 1,5 %. Detta gör att systemverkningsgraden blir något lägre än för system med moderna växelriktare. Trots fördelen med optimerad arbetspunkt för varje modul är förtjänsten blygsam om systemet är skuggfritt och alla moduler är orienterade åt samma håll (The German Solar Energy Society, 2013).

8.5 Positionering av växelriktare

Vid val av installationsplats är det viktigt att miljöförhållanden som angivits av tillverkaren uppfylls, väsentligen temperatur och luftfuktighet. Ideal plats för installation är en sval, torr, och dammfri miljö, helst inomhus. Logiskt är att installera växelriktaren bredvid

elmätarskåpet, eller i närheten. Om miljön tillåter så kan växelriktaren även installeras nära systemet med solcellsmoduler. Det reducerar längden på likspänningskablar och ger en lägre installationskostnad (The German Solar Energy Society, 2013).

9 EKONOMI

9.1 Investeringsstöd

Det finns ett statligt stöd för installationer av solceller. Stödet riktar sig till både företag och privatpersoner. Det är många som har sökt stödet, fram till och med mars 2014 hade ca 6 300 ansökt sedan 2009 när stödet infördes, men bara 2 500 har beviljats. För perioden 2013-2016 har regeringen avsatt 210 miljoner kronor. Stödet ges så länge pengarna räcker (Energimyndigheten, 2014A).

Från första januari 2013 är stödnivån 35 % av investeringskostnaden med ett tak på 1,2 miljoner kronor. För att vara stödberättigad får kostnad för systemet inte överstiga 37000 kr exklusive moms per kWp (Energimyndigheten, 2014A).

9.2 Rotavdrag

Privatpersoner kan få rotavdrag för arbetskostnader, dock ej för material-, och resekostnader i samband med arbetet. Rotavdraget gäller för reparation och underhåll samt om-, och tillbyggnad. Arbetet ska ske i eller i nära anslutning till bostaden som personen äger och bor i. Det kan även vara ett fritidshus, eller ett hus där föräldrarna bor i. Rotavdraget är en skattereduktion som medges med halva arbetskostnaden. Dock högst 50 000 kr per person och år. (Skatteverket, u å A)

Rörande solceller kan privatpersoner beviljas skatteavdrag för arbetskostnader för installation av solcellsanläggningar. Service av solpaneler ger däremot inte rätt till skattereduktion (Skatteverket, u å B).

9.3 Elcertifikat

Den som producerar förnybar el kan få ekonomiskt stöd genom elcertifikatsystemet. Systemet är marknadsbaserat och har som syfte att öka produktionen av förnybar el. Målet för Sverige är att elcertifikatsystemet ska ge 25 TWh förnybar el mellan 2002 och 2020. Sedan 1 januari 2012 är elcertifikatsmarknaden gemensam med Norge, och detta ska öka produktionen med ytterligen 13,2 TWh mellan 2012 och 2020. (Energimyndigheten, 2013A)

För att bli tilldelad elcertifikat ansöker man om godkännande av anläggningen till Energimyndigheten. Efter godkännande är det Svenska Kraftnät som utfärdar elcertifikaten. Rätten till elcertifikat har man sedan i 15 år dock senast till utgången av år 2035. Tilldelningen sker den 15:e varje månad (Energimyndigheten 2012A), och det delas ut ett elcertifikat per producerad megawattimme. (Energimyndigheten 2013B) Dessa elcertifikat kan sedan säljas till högstbjudande. De som köper dessa är de kvotpliktiga. Kvotpliktiga är de

som är skyldiga att ha ett antal elcertifikat i förhållande till försäljning eller använd el. Kvotnivåerna är enligt Tabell 2 (Energimyndigheten, 2012B)

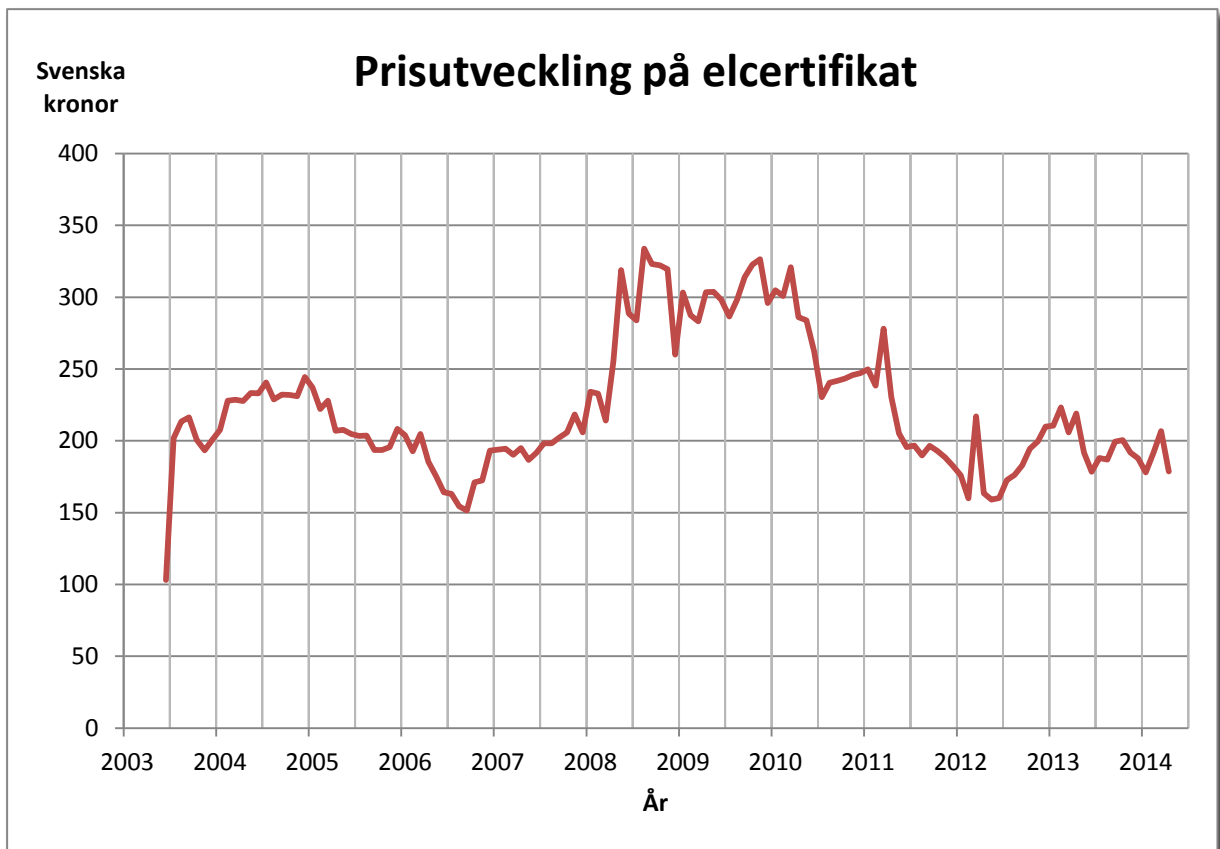
De som är kvotpliktiga enligt energimyndigheten (2012B):

- Elleverantörer.
- Elanvändare som använder el som de själva producerat om mängden använd el uppgår till mer än 60 megawattimmar per beräkningsår och har producerats i en anläggning med installerad effekt som är högre än 50 kilowatt.
- Elanvändare i den utsträckning de har använt el som de har importerat eller köpt på den nordiska elbörsen.
- Elintensiva industrier som har registrerats av energimyndigheten.

Tabell 2: Kvotnivåer för åren 2003 till 2035

Beräkningsår	Kvot i %	Beräkningsår	Kvot i %
2003	7,4	2020	19,5
2004	8,1	2021	19
2005	10,4	2022	18,0
2006	12,6	2023	17,0
2007	15,1	2024	16,1
2008	16,3	2025	14,9
2009	17	2026	13,7
2010	17,9	2027	12,4
2011	17,9	2028	10,7
2012	17,9	2029	9,2
2013	13,5	2030	7,6
2014	14,2	2031	6,1
2015	14,3	2032	4,5
2016	14,4	2033	2,8
2017	15,2	2034	1,2
2018	16,8	2035	0,8
2019	18,1		

Priserna på avslutade affärer av elcertifikaten registreras i Svenska kraftnäts kontoföringssystem, Cesar. Figur 23 visar hur prisutvecklingen har varit sedan starten.



Figur 23: Medelpris per månad för elcertifikat (Svenska Kraftnät, A) Statistik hämtad från Cesar

9.4 Skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el

Regeringen föreslår i en remiss till lagrådet att en skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el införs. Förslaget har som syfte att underlätta för privatpersoner och företag att investera i framställning av el som kommer från förnybara energikällor och som är till för egen förbrukning. (Regeringen, 2014A)

För att skattereduktionerna ska gälla får säkringen till produktionsanläggningen max vara 100 ampere. Skattereduktionerna ska beräknas på årsbasis. Storleken på reduktionen är baserad på mängden förnybar el som matas ut på elnätet. Men med begränsningen att lika mycket el ska ha köpts tillbaka. Storleken på skattereduktionerna är 60 öre per kilowattimme.

Skattereduktionerna gäller för högst 30 000 kilowattimmar vilket som högst kan ge 18 000 kronor per år. (Regeringen, 2014A)

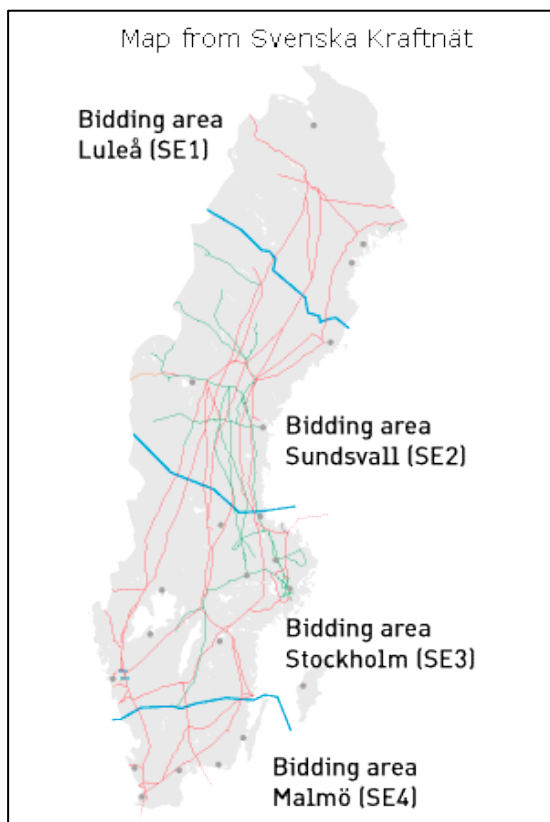
Den 1 juli 2014 föreslås de nya bestämmelserna träda i kraft. Först måste förslaget dock godkännas av Europeiska kommissionen. (Regeringen, 2014A)

9.5 Elmarknaden

Elmarknaden är gemensam i Norden med undantag för Island. Det var den 1 januari 1996 som den svenska elmarknaden avreglerades, dock inte för elnätsverksamheten som förblev ett reglerat monopol (Svensk energi, u å A).

Mellan de nordiska länderna sker kontinuerligt handel med el, men också mellan Norden och övriga Europa. Det är prisskillnaderna i de olika marknaderna som i hög grad bidrar till utbytet. I Norden är tillgången på vatten en viktig faktor. I Norden bidrar även vattenkraften till att hålla ett ganska jämt pris över dygnet jämfört med övriga Europa där priserna varierar kraftigt. Detta bidrar till varierat utbytet över dygnet (Svensk energi, u å B).

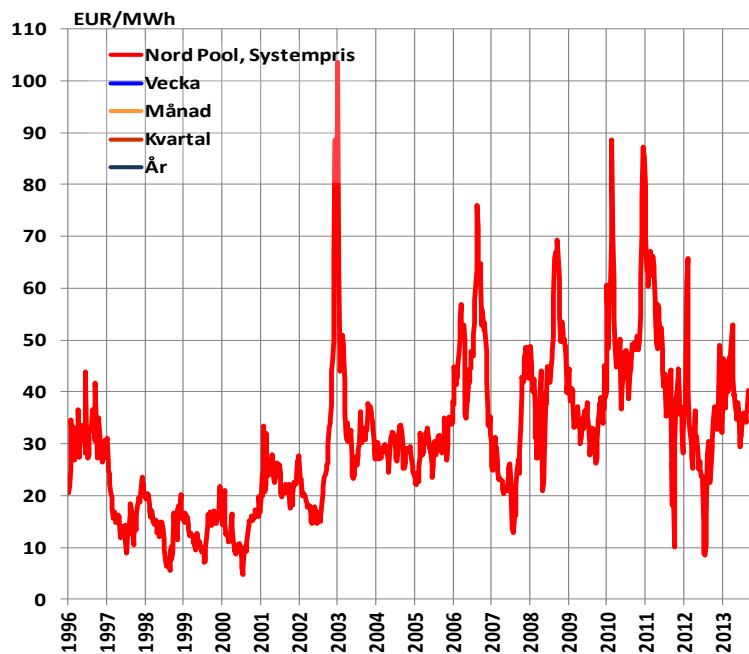
Den största delen av elhandeln sker genom elbörsen: Nord Pool Spot. 90 % av den årliga elproduktionen i Sverige säljs direkt dit. Nord Pool Spots ägare är systemoperatörerna i Sverige (Svenska kraftnät), Norge (Statnett), Finland (Fingrid) och Danmark (Energinet.dk). Elpriset bestäms för varje timme året om ett dygn i förväg. Detta pris kallas för spottpris och bestäms som ett jämnviktspris av köp- och säljbuden i ett visst område. De olika områdena i Sverige visas i Figur 24 (Svensk energi u å C).



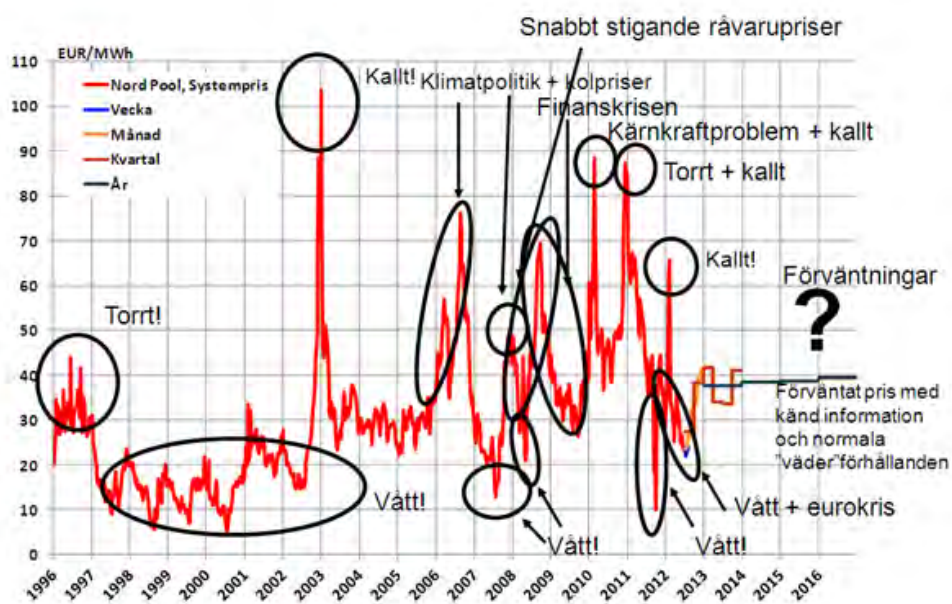
Figur 24 Elområden i Sverige från och med 1 juli 2011 (Nord Pool Spot, u å A)

Det finns en rad olika faktorer som påverkar spotpriset. I Figur 25 visas statistik över spottpriset sedan 1996 och i Figur 26 visas samma sak med vissa förklaringar till en del toppar och dalar som varit under åren. (Svensk energi, u å D)

Elbas är en marknad vars syfte är att balansera elspottmarknaden. Där sker handel i de nordiska länderna, Tyskland och östersjöregionen. Budgivning kan ske dygnet runt året runt fram till en timme före leveransen av elen. (Svensk energi, u å C)



Figur 25 Elpriser på Nord Pool Spot (Svensk energi, u å D)



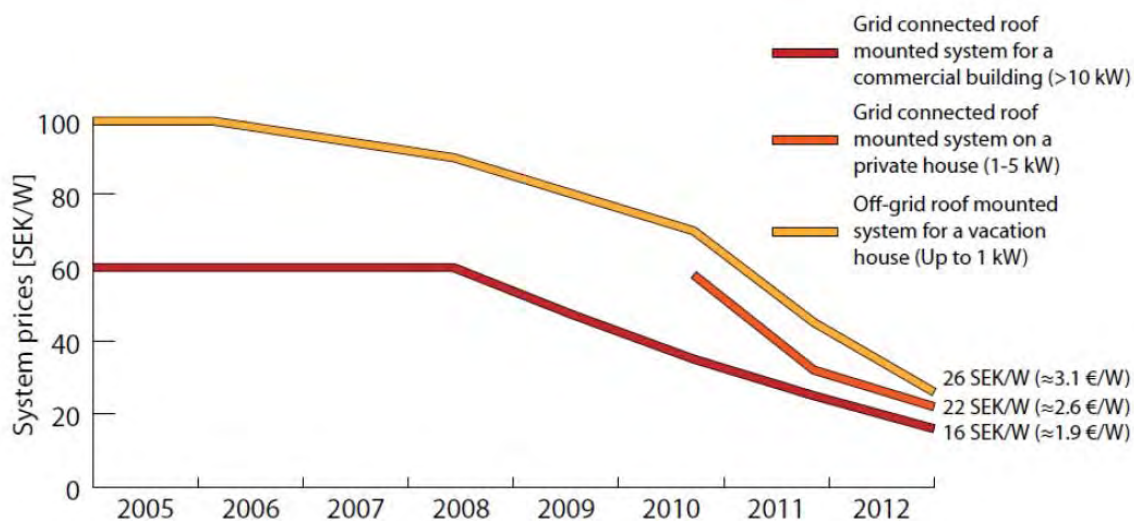
Figur 26 Elpriser på Nord Pool Spot med förklaringar (Svensk energi, u å D)

10 RESULTAT

10.1 Antaganden

För de ekonomiska beräkningarna har priser på solmoduler antagits med utgångspunkt på statistiska medelpriser.

Systempriserna har stadigt minskat på den svenska marknaden senaste åren. Enligt Lindahl (2013) låg priset för nätanslutna takmonterade system större än 10 kWp omkring 16kr/Wp exklusive moms, år 2012. Utifrån prisutvecklingen (Figur 27) är det antaget att priset idag är omkring 13 000 kr/kWp exklusive moms.



Figur 27 Prisutveckling för solcellssystem på den svenska marknaden (Lindahl, 2013).

Förväntad produktion för hela livstiden beräknas med en linjär degradering av modulernas verkningsgrad. Canadian Solar lämnar 25 års linjär effektgaranti på sina moduler (BILAGA 15). I beräkningarna antar vi att toppeffekten försämras linjärt till 80 % av den ursprungliga efter 25 år.

Solcellsanläggningar kräver väldigt lite underhåll på grund av lång livslängd på moduler och avsaknad av lösa delar. (solelsprogrammet, u.å.). Kostnader för drift och underhåll försummas därför i våra beräkningar.

En real kalkylränta på 3 % har använts i beräkningar och är den ränta ENA Energi vill använda sig av.

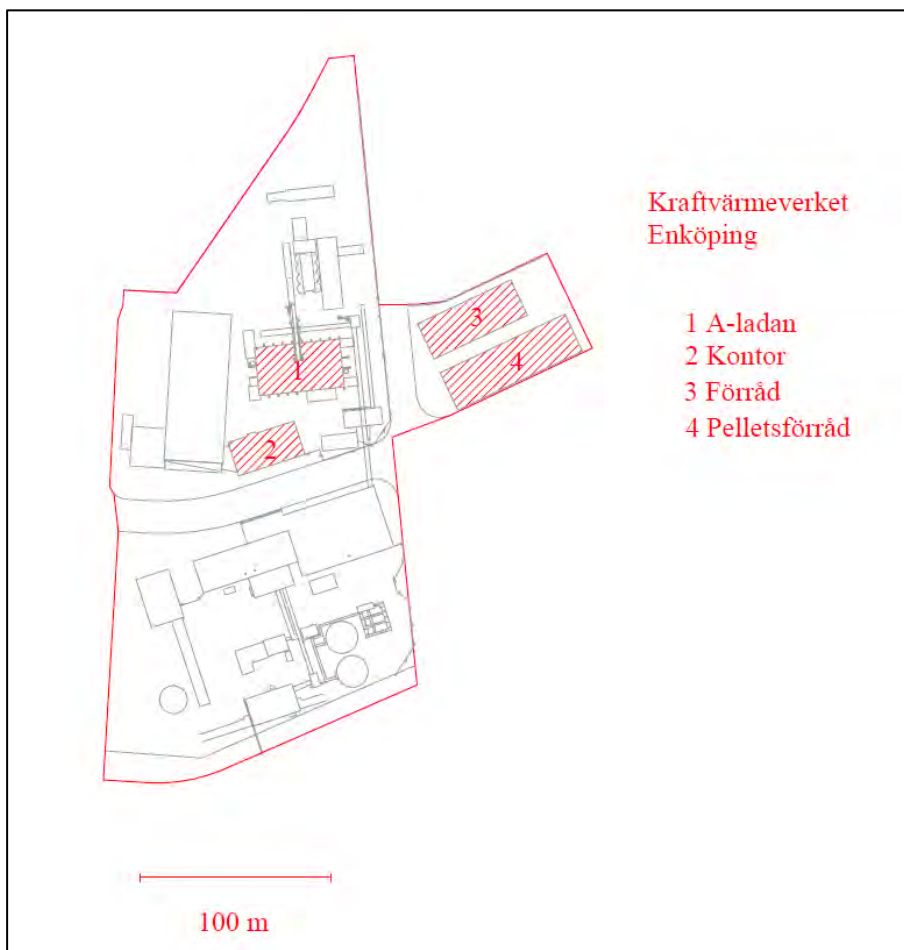
Solcellskomponenter har ofta en garantitid på 25 år, därför utförs beräkningarna baserat på livslängden 25 år.

10.2 Placeringar av solcellsanläggningar

Efter besök i Enköping har ett antal intressanta platser för solcellsanläggningar konstaterats. Detta med hjälp av möten med personal, rundvandring, bilfärder till yttre mindre anläggningar och genom att studera ritningar i arkivet.

De objekt som valdes ut var tak på ENA Energis huvudanläggning som hade tak med lutning mot syd (nära syd), stora takytor och relativt skuggfria. Skuggfria tak saknar höga objekt i sydlig riktning. Kontoret som ligger nära och norr om pannhuset togs med trots potentiella skuggförluster, på grund av det stora antalet besökare som går genom huvudentrén i kontorsbyggnaden.

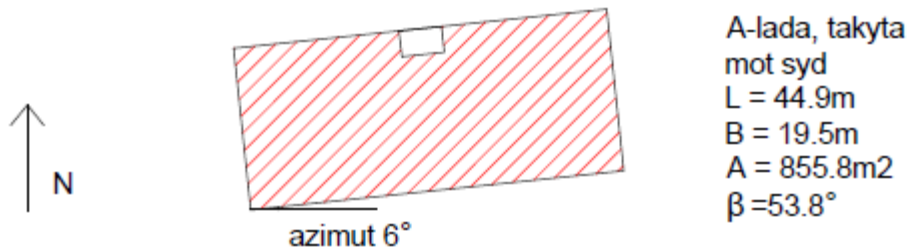
Även en fast markbaserad anläggning valdes ut som ett lämpligt objekt att undersöka. Den skulle kunna ligga på Stenvreten som idag används som bränsleupplag, men den skulle även kunna ha någon annan placering i den geografiska närheten (pga. simuleringar med meteorologisk data för Stockholm).



Figur 28 Intressanta tak på kraftvärmeverket i Enköping

A-ladan

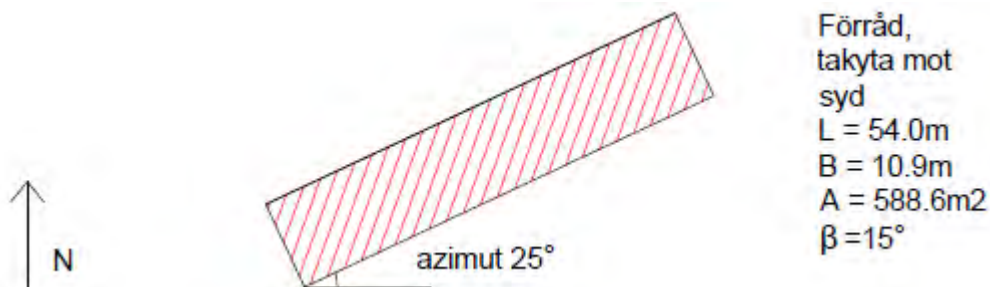
A-ladan riktning ligger 6° från syd. Den sydvända delen av taket har en area på 856 m^2 . Takets lutning är $53,8^\circ$



Figur 29 Takyta mot syd på A-ladan

Förrådet

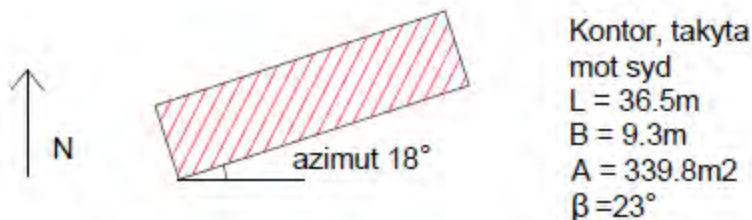
Förrådet riktning ligger 25° från syd. Den sydvända delen av taket har en area på 589 m^2 . Takets lutning är 15°



Figur 30 Takyta mot syd på förrådet

Kontoret

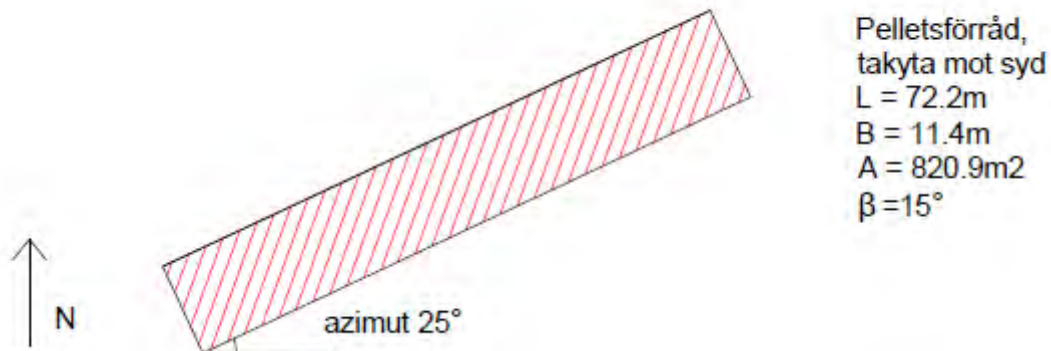
Kontorets riktning ligger 18° från syd. Den sydvända delen av taket har en area på 340 m^2 . Takets lutning är 23°



Figur 31 Takyta mot syd kontoret

Pelletsförrådet

Pelletsförrådets riktning ligger 25° från syd. Den sydvända delen av taket har en area på 821 m^2 . Takets lutning är 15°



Figur 32 Takyta mot syd på pelletsförrådet

Markbaserade

Två olika typer av markbaserade anläggningar valdes för undersökningen. En med ett fast stativ i riktning mot syd och med en lutning på 45° . Den andra med 10 stycken tvåaxlade solföljare, som automatiskt styr panelerna mot den optimala riktningen. Varje solföljare har 36 paneler, vilket ger det totala antalet av 360 stycken, som även det fasta systemet har för enklare jämförelse. Båda markbaserade systemen ska placeras på skuggfritt område.

10.3 Val av komponenter

Tre olika huvudsystem har valts för att jämföra några olika systemkoncept.

Olika typer av solceller i olika moduler har testats, men vi valde att redovisa resultatet för simuleringar av en och samma typ. Detta för att lägga fokus på olika systemkoncept. Med olika moduler hade jämförelsen blivit missvisande. Vi valde en modul av monokristallina celler som har en relativt hög verkningsgrad för att kunna producera så mycket elektricitet som möjligt på de begränsade takareorna. Märket på modulerna är Canadian solar Inc och de har en peakeffekt på 300 W .

10.3.1 System med centralväxleriktare

I systemen med centralväxleriktare har en växleriktare valts som passar den totala peakeffekten från panelerna när taken har optimerats med så många solpaneler som möjligt.

Växelriktaren har valts så att dess spänning ska matcha en lämplig koppling av modulerna, samt att den ska klara V_{OC} vid -25°C eftersom Sverige ligger förhållandevis långt norr ut. I länder söderut där det är vanligare med solcellsanläggningar är det standard att växelriktaren ska klara V_{OC} vid -10°C . (The German Solar Energy Society, 2013)

10.3.2 System med mikroväxelriktare och system med moduloptimerare

I systemen med mikroväxelriktare har varje modul en egen växelriktare. Systemet kan vara fördelaktigt vid placeringar där skuggning är vanligt förekommande.

Precis som system med mikroväxelriktare kan moduloptimerare vara bra för system som är drabbade av skuggning. Varje enskild modul kan arbeta vid MPP och ger därmed en högre effekt. Tanken med att testa både mikroväxelriktare och moduloptimerare är att kunna granska skillnader i systemens prestanda.

System med mikroväxelriktare kan kopplas relativt fritt då likspänningen omvandlas till växelspanning för varje enskild modul. System med moduloptimerare måste däremot kopplas till lämpliga växelriktare.

10.4 Energiberäkningar från PVsyst

Resultaten från simuleringar av de olika systemen och placeringarna redovisas i detta avsnitt. De olika storlekarna på systemen beror på de olika takareorna.

Taket på A-ladan simulerades med ett system på 105 kWp. Högst produktion ger system med moduloptimerare, 89909 kWh/år.

Tabell 3 Resultat från PVsyst: A-ladan (BILAGA 1-3)

A-ladan med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	88487 kWh/år
Specifik produktion	843 kWh/kWp/år
A-ladan med micrväxelriktare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	82179 kWh/år
Specifik produktion	783kWh/kWp/år
A-ladan med moduloptimerare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	89909 kWh/år
Specifik produktion	856 kWh/kWp/år

Systemet till Förrådets tak har en storlek på 75kWp. Högst produktion ger systemet med moduloptimerare, 67024 kWh/år.

Tabell 4 Resultat från PVsyst: Förrådet (BILAGA 4-6)

Förrådet med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	75 kWp
Produktion	65400 kWh/år
Specifik produktion	872 kWh/kWp/år
Förrådet med mikroväxelriktare	
Storlek/ effekt	75 kWp
Produktion	61500 kWh/år
Specifik produktion	820 kWh/kWp/år
Förrådet med moduloptimerare	
Storlek/ effekt	75 kWp
Produktion	67024 kWh/år
Specifik produktion	894 kWh/kWp/år

Det minsta systemet är taket till kontoret, 39,6 kWp. Väldigt tydligt att system med moduloptimerare ger bäst resultat, 29959 kWh/år.

Tabell 5 Resultat från PVsyst: Kontoret (BILAGA 7-9)

Kontoret med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	39,6 kWp
Produktion	27940 kWh/år
Specifik produktion	706 kWh/kWp/år
Kontoret med mikroväxelriktare	
Storlek/ effekt	39,6 kWp
Produktion	27130 kWh/år
Specifik produktion	685 kWh/kWp/år
Kontoret med moduloptimerare	
Storlek/ effekt	39,6 kWp
Produktion	29959 kWh/år
Specifik produktion	757 kWh/kWp/år

Ett system med storleken 105 kWp är lämpligt till Pelletsförrådets takyta. Bäst resultat enligt simuleringar ger system med moduloptimerare, 94123 kWh/år. Den specifika produktionen beräknades till 896 kWh/kWp/år, vilket är högst av de takmonterade systemen.

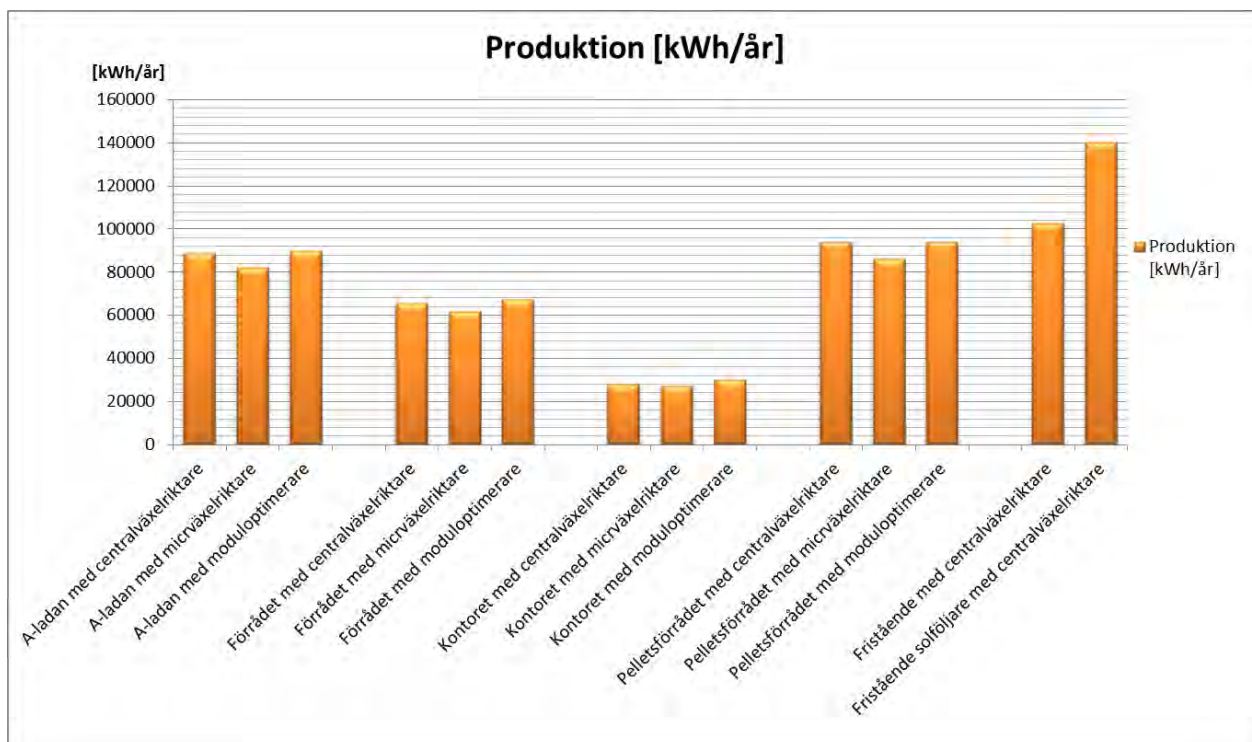
Tabell 6 Resultat från PVsyst: Pelletsförrådet (BILAGA 10-12)

Pelletsförrådet med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	93800 kWh/år
Specifik produktion	894 kWh/kWp/år
Pelletsförrådet med mikroväxelriktare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	86000 kWh/år
Specifik produktion	819 kWh/kWp/år
Pelletsförrådet med moduloptimerare	
Storlek/ effekt	105 kWp
Produktion	94123 kWh/år
Specifik produktion	896 kWh/kWp/år

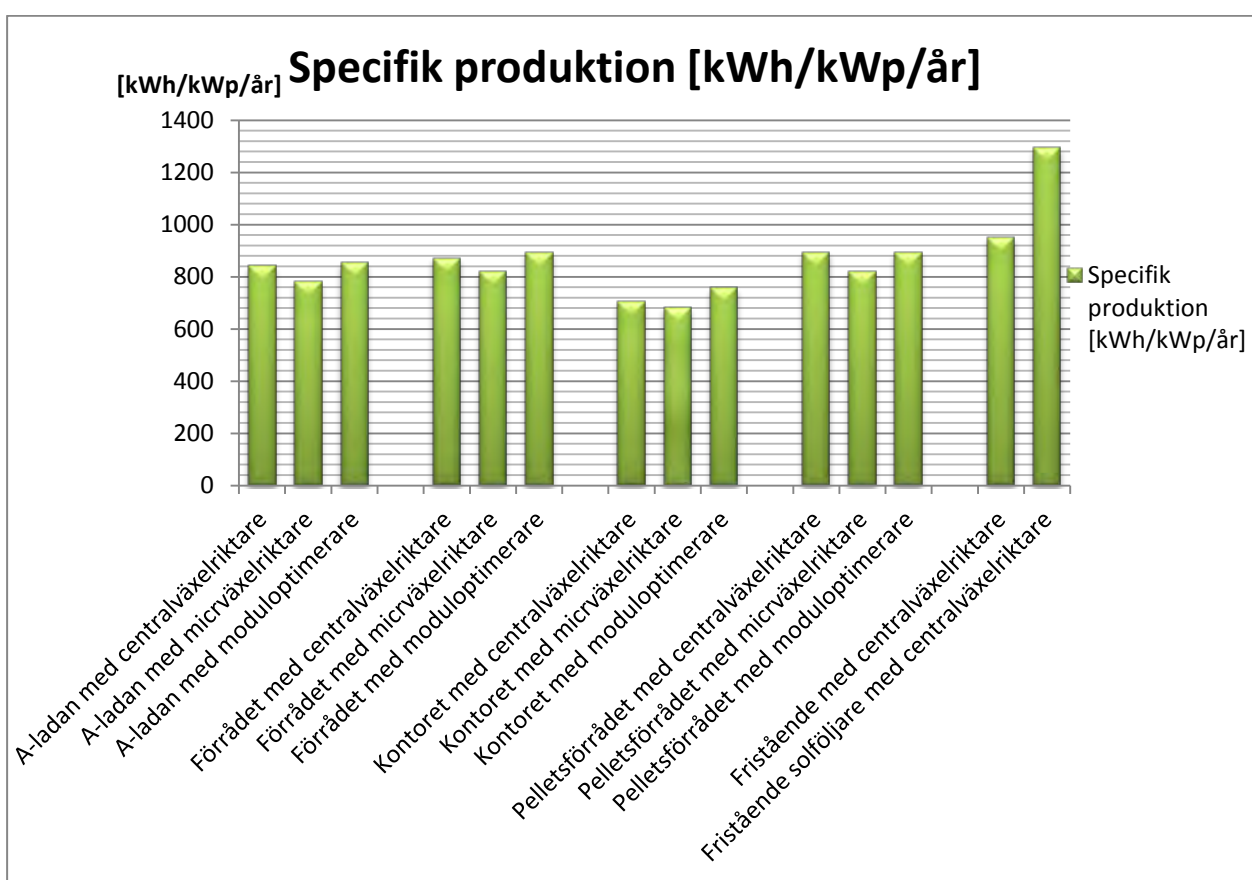
Storleken på fristående systemen är 108 kWp. Fristående system simulerades enbart med centralväxelriktare på grund av totalt skuggfria förhållanden. Den fasta anläggningen simulerades med en lutning på 45°. Den beräknas ge en årlig produktion på 102459 kWh/år. Det solföljande systemet ger som väntat högst produktion, 140000 kWh/år. Det ger en specifik produktion på 1296 kWh/kWp/år.

Tabell 7 Resultat från PVsyst: Fristående skuggfria system (BILAGA 13-14)

Fristående, fast, skuggfri med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	108 kWp
Produktion	102459 kWh/år
Specifik produktion	949 kWh/kWp/år
Fristående, solföljare, skuggfri med centralväxelriktare	
Storlek/ effekt	108 kWp
Produktion	140000 kWh/år
Specifik produktion	1296 kWh/kWp/år



Figur 33 Årlig energiproduktion

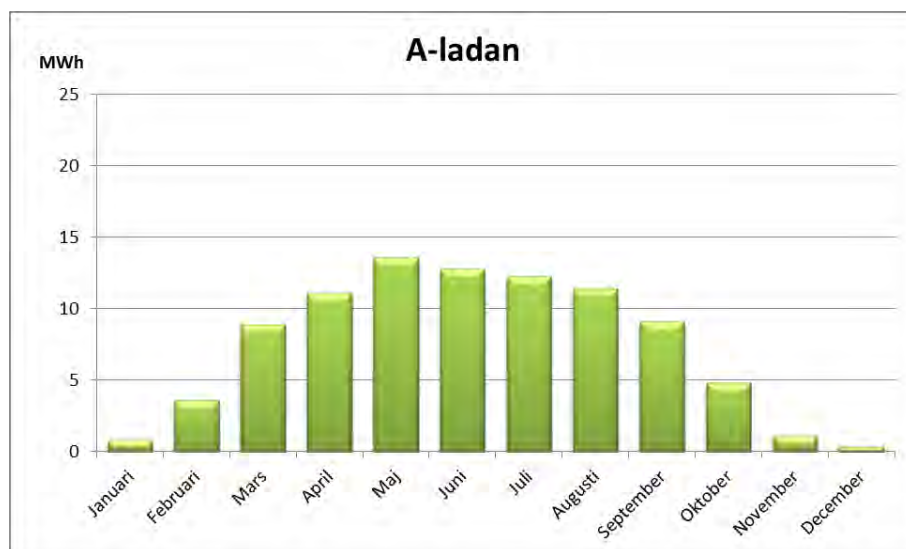


Figur 34 Beräknad specifik produktion för samtliga system

10.5 Ekonomisk analys

I det här avsnittet redovisas resultat av kalkyler utförda på utvalda system. Valda system är det system som gav högst årlig produktion för respektive plats. I de fall där resultat är likartade har systemet med minst antal komponenter valts. Exempelvis innehåller systemet med centralväxelriktare färre komponenter än systemet med moduloptimerare.

A-ladan

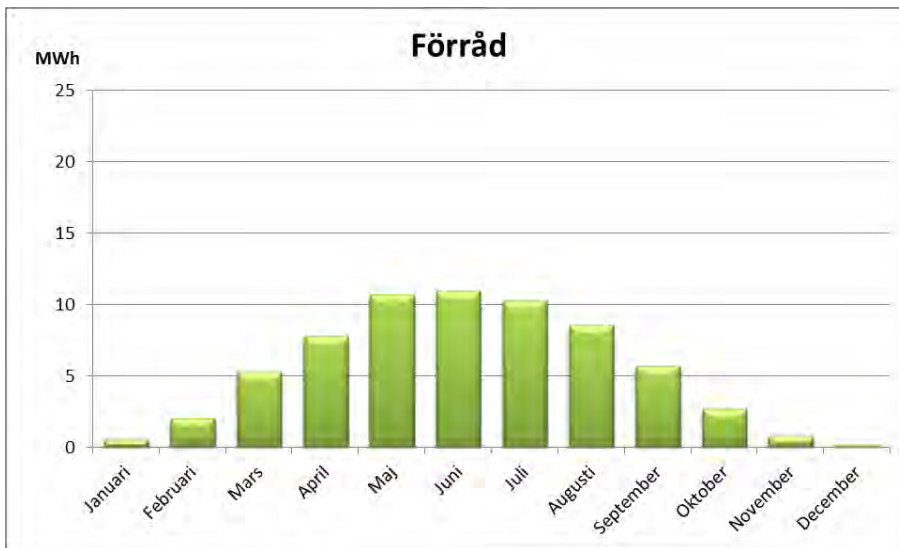


Figur 35 Månadsvis produktion för A-ladan med moduloptimerare

Tabell 8 Ekonomisk analys för A-ladan med moduloptimerare

Kostnad 13000 kr/ kWp	1 365 000 kr
Medelproduktion 25 år	80918 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	0,97 kr/kWh

Förrådet

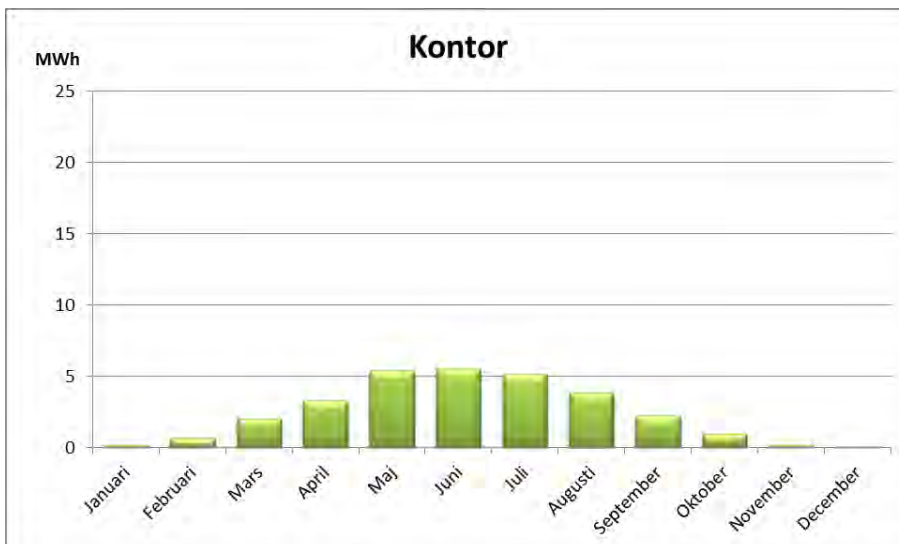


Figur 36 Månadsvis produktion för förrådet med centralväxelriktare

Tabell 9 Ekonomisk analys för förrådet med centralväxelriktare

Kostnad 13000 kr/ kWp	975 000 kr
Medelproduktion 25 år	58860 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	0,95 kr/kWh

Kontoret

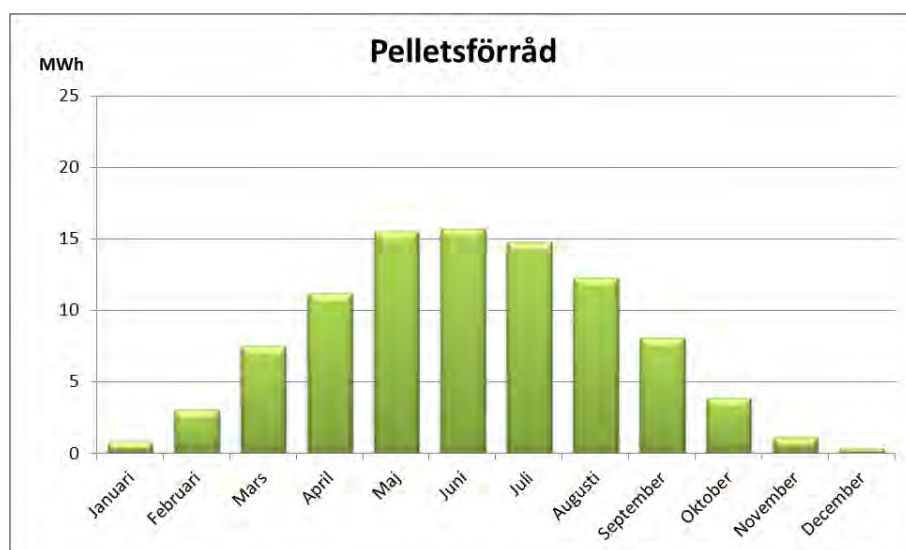


Figur 37 Månadsvis produktion för kontoret med moduloptimerare

Tabell 10 Ekonomisk analys för kontoret med moduloptimerare

Kostnad 13000 kr/ kWp	514 800 kr
Medelproduktion 25 år	26963 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	1,10 kr/kWh

Pelletsförrådet

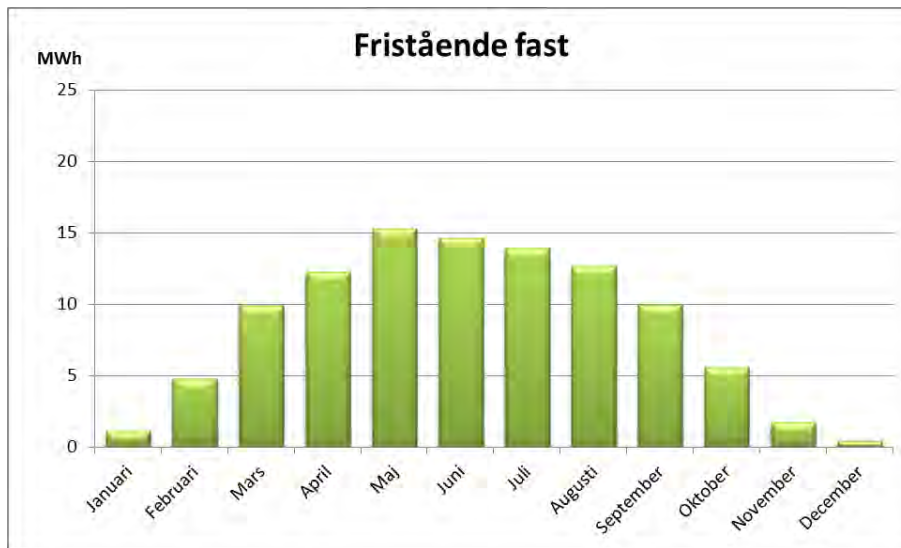


Figur 38 Månadsvis produktion för pelletsförrådet med centralväxelriktare

Tabell 11 Ekonomisk analys för pelletsförråd med centralväxelriktare

Kostnad 13000 kr/ kWp	1 365 000 kr
Medelproduktion 25 år	84420 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	0,93 kr/kWh

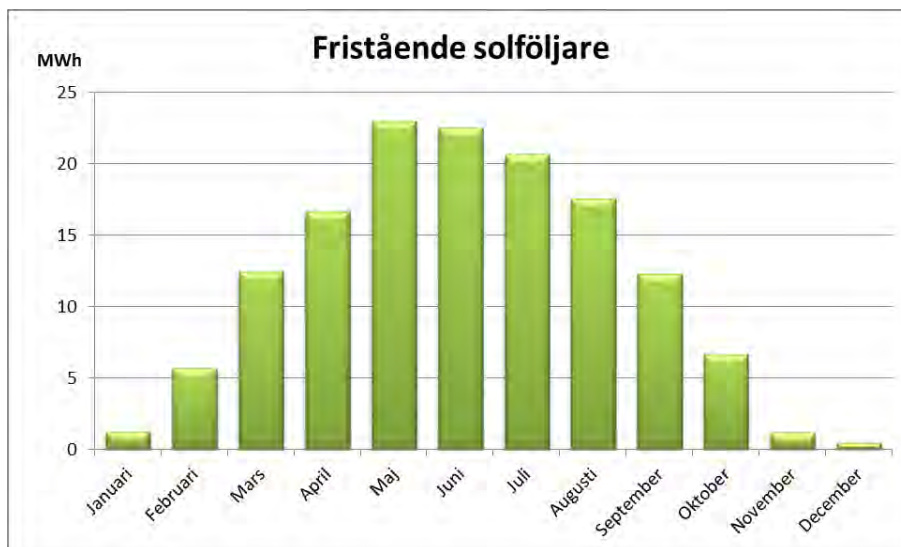
Fristående system



Figur 39 Månadsvis produktion för fasta fristående system med centralväxelriktare

Tabell 12 Ekonomisk analys för fristående system med centralväxelriktare

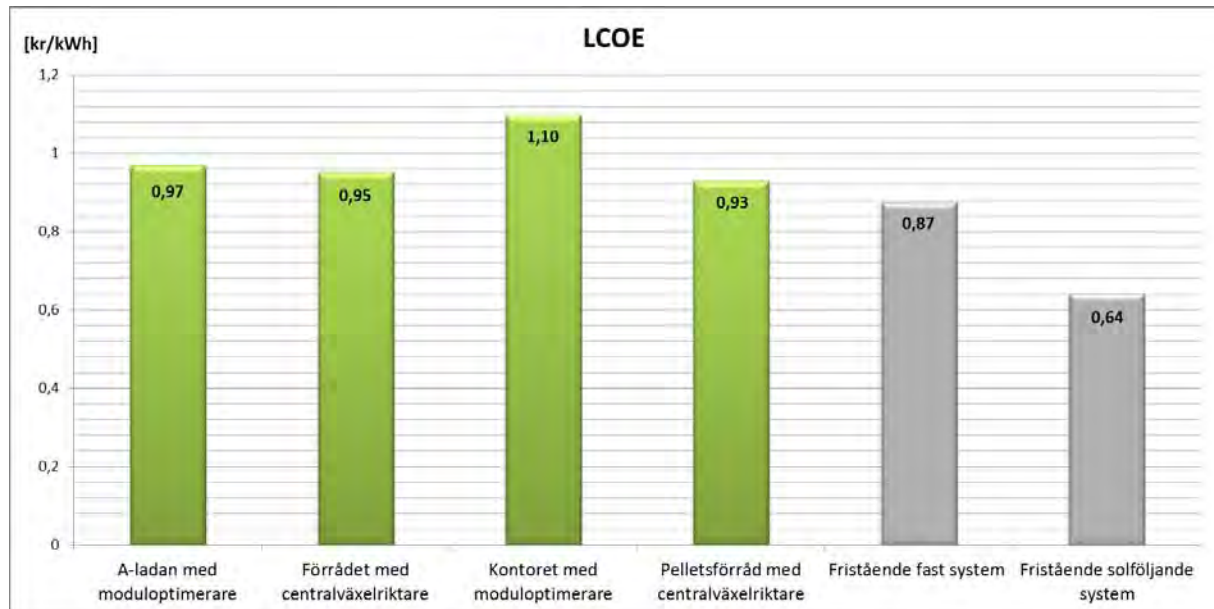
Kostnad 13000 kr/ kWp	1 404 000 kr
Medelproduktion 25 år	92213 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	0,87 kr/kWh



Figur 40 Månadsvis produktion för fristående solföljande system med centralväxelriktare

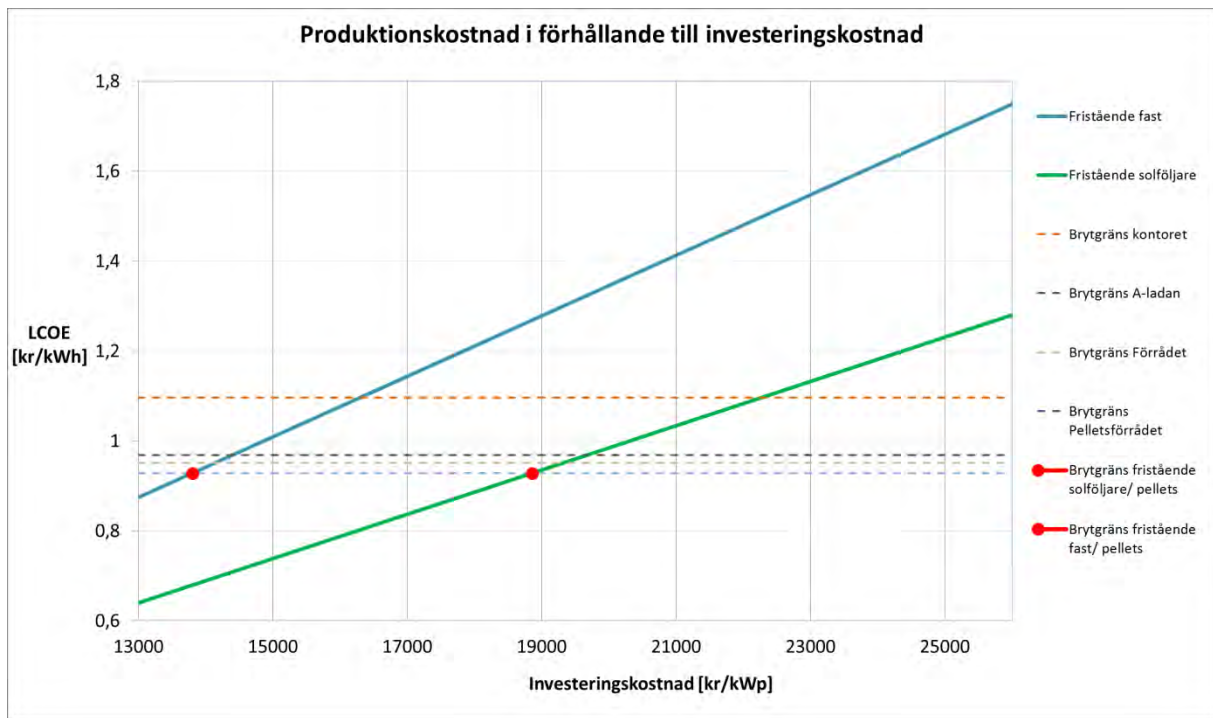
Tabell 13 Ekonomisk analys för fristående solföljande system med centralväxelriktare

Kostnad 13000 kr/ kWp	1 404 000 kr
Medelproduktion 25 år	126000 kWh/ år
Annuitetsfaktor 25 år, 3 %	0,057
LCOE	0,64 kr/kWh



Figur 41 LCOE för utvalda system

LCOE för fristående system kan inte jämföras med takmonterade system, utan att ta hänsyn till en möjlig extra kostnad i form av solföljande stativ och fasta ställningar. Utan priser har istället gjorts ett diagram som visar produktionskostnaden för de fristående systemen i förhållande till anläggningskostnad. Som jämförelse är produktionskostnad för de takmonterade systemen inritade med streckade linjer.



Figur 42 Diagram över LCOE för fristående system som funktion av anläggningskostnaden

11 DISKUSSION OCH SLUTSATSER

I våra kostnadsberäkningar har vi inte räknat med några underhållskostnader, vilket det i vissa fall säkert kan bli. Drift- och underhållskostnader skiljer sig troligtvis för olika typer av system vilket gör de ekonomiska kalkylerna en aning förenklade. För system med få komponenter bör rimligen underhållskostnader vara lägre än för system med till exempel mikroväxelriktare. System med tvåaxliga solföljare innehåller rörliga delar vilket också kan medföra extra drift- och underhållskostnader. För att säkerställa så lite underhållskostnader som möjligt bör man vid upphandling av system noga undersöka de ingående delarnas garantitid, garantitider på 25 år bör eftersträvas om möjligt.

Vi har räknat energiproduktion baserat på minsta effekten som garanteras av modultillverkaren garanterar under 25 år. Den verkliga produktionen bör vara högre. Moduler bör även fortsätta producera energi efter den garanterade livslängden på 25 år.

Den specifika produktionen är relativt lika för de olika takplacerade solcellsanläggningar, något lägre för kontoret. Att kontorets specifika produktion är lägre än de andra byggnadernas beror på att det är beläget närmare pannhuset som ligger söder om kontoret, och att kontoret är betydligt lägre.

På pelletsförrådet och förrådet, när resultaten mellan de olika systemkoncepten är likvärdiga känns det bäst att försöka välja system med så få komponenter som möjligt. Särskilt när det är ett företag som ska ha anläggningen. Speciellt om solcellsanläggningen inte är företagets huvudområde. Detta på grund av risken att inte upptäcka när komponenter går sönder. Ju fler komponenter desto fler komponenter som kan gå sönder, vilket förutom att vara svårt att upptäcka även kan leda till flera underhållsarbeten och därför dyrare underhållskostnader.

Skuggning har stor inverkan av prestandan på en solcellsanläggning därför tycker vi att man bör satsa på ett system med separata MPPT till kontoret och A-ladan. I våra simuleringar fick vi bäst resultat i systemet med moduloptimerare.

I samtliga anläggningar är det viktigt att undanröja onödiga objekt som kan ge skugga, t.ex. träd. Det är även viktigt att se till att inga nya objekt som kan skugga solcellsanläggningen monteras. Detta tror vi kan vara en utmaning för ett företag eftersom det kräver att kunskapen måste finnas om hur avgörande skuggningen påverkar produktionen. Eftersom livslängden för en anläggning är lång så finns risken att kunnig personal byter arbetsplats eller går i pension. Om solcellsproduktion inte är företagets huvudsyssla finns risken även att huvudverksamheten kräver objekt som kan skugga solcellerna.

Om ENA Energi ska satsa på dessa solcellsanläggningar kan bero på flera saker t.ex.:

- Vad kostar alternativet? ENA energi eldar idag biobränsle i sin anläggning som förmodligen har en betydligt lägre LCOE
- Hur högt är marknadsföringsvärdet?
- Går det att sälja den gröna elen till ett högre pris?
- Går det av skattemässiga skäl att tjäna på att använda elen i sin egen verksamhet?

12 FÖRSLAG TILL FORTSATT ARBETE

Det här arbetet är en förstudie för att undersöka möjligheterna till en framtida solcellsanläggning. För vidareutveckling av projektet bör kalkyler grundas på offerter från leverantörer och installatörer. Kalkyler utförda i det här arbetet baseras på solcellsmarkadens medelpriser. Det är kanske möjligt att hitta billigare lösningar som ger bättre lönsamhet.

En viktig del av projektet är användning av den producerade energin. Vad elen används till är en avgörande faktor för hur lönsam investeringen kan bli. Förslagsvis skulle den kunna användas till interna processer i kraftvärmeverket. Alternativt säljas som miljömärkt el till kunder som är intresserade.

Vidare undersökning av stora markbaserade anläggningar vid Stenvreten eller annan lämplig plats, kan vara fördelaktigt. Platser som har ett värde i marknadsföringssyfte är av extra intresse.

KÄLLFÖRTECKNING

- Bio Solar, u å, How solar cell manufacturing works,
<http://www.biosolar.com/how-solar-technology.html> Hämtad 2014-06-23
- Duffie J, Beckman W, 2013, Solar Engineering of Thermal Processes 4th edition, New Jersey, Wiley
- Energimyndigheten, 2012A, Elproducent,
<http://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Elproducent/> Hämtad 2014-05-13
- Energimyndigheten, 2012B, Kvotpliktig,
<http://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Kvotplikt/> Hämtad 2014-05-14
- Energimyndigheten, 2013A, Elcertifikat,
<http://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/> Hämtad 2014-05-13
- Energimyndigheten, 2013B, Om elcertifikatsystemet,
<http://www.energimyndigheten.se/Foretag/Elcertifikat/Om-elcertifikatsystemet/>
- Energimyndigheten, 2014A, Stöd till solceller,
<http://www.energimyndigheten.se/Hushall/Aktuella-bidrag-och-stod-du-kan-soka/Stod-till-solceller/> Hämtad 2014-05-15
- Energy efficiency, u å , How does a solar cell work?, http://www.hk-phy.org/energy/alternate/solar_phy/images/solar_cell_struc.gif Hämtad 2014-05-27
- Hassaine L, E.O.Lias, Quintero J, Salas V, 2013, Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30, s.796–807
- Jansson S, 2001, Skugginverkan på PV-moduler, Vattenfall Utveckling AB
- Lindahl, 2013, National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2012, Ångström Solar Center, Uppsala University, Uppsala
- Luque A, Hegedus S, 2011, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering: Second Edition, West Sussex, Wiley
- Lynn, P, 2010. Electricity from sunlight: An Introduction to Photovoltaics, Imperial College London, Wiley
- National Instruments, 2009, Maximum Power Point Tracking, <http://www.ni.com/white-paper/8106/en/> Hämtad 2014-06-17
- Naturvårdsverket, 2014A, Klimat, <http://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Klimat-och-luft/Klimat/> Hämtad 2014-06-03
- Nord Pool Spot, A, Bidding areas, <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/Bidding-areas/> Hämtad 2014-05-20

PVsyst, u å, PVsyst 6 Help, <http://files.pvsyst.com/help/> Hämtad 2014-06-17

Regeringen, 2014A, Skattereduktion för mikroproduktion av förnybar el,
<http://www.regeringen.se/sb/d/18340/a/233006> Hämtad 2014-05-13

Skatteverket ,u å A, Rot- och rutarbeten,
<http://www.skatteverket.se/privat/skatter/fastigheterbostad/rotrutarbete.4.2e56d4ba1202f95012080002966.html> Hämtad 2014-05-13

Skatteverket, u å B, Exempel på rotarbete,
<http://www.skatteverket.se/privat/skatter/fastigheterbostad/rotrutarbete/exempelparotarbexe.106.7afdf8a313d3421e9a9256b.html#S> Hämtad 2014-06-17

SolarPro Magazine Issues 5.3, 2012, *Levelized Cost of Energy*
<http://solarprofessional.com/articles/finance-economics/levelized-cost-of-energy> Hämtad 2014-06-02

Solelprogrammet, u.å., Skötsel
<http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/Skotsel/> Hämtad 2014-05-26

Soteris, S, 2010, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Cyprus University of Technology, Academic Press

Svensk energi, u å A, Elmarknaden, <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elmarknaden/> Hämtad-2014-05-14

Svensk energi, u å B, Elmarknadens utveckling,
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elmarknaden/Elmarknadens-utveckling/> Hämtad 2014-05-14

Svensk energi, u å C, Elbörsen Nord Pool Spot,
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elmarknaden/Elborsen-Nord-Pool-Spot/> Hämtad 2014-05-14

Svensk energi, u å D, Spotprisets utveckling,
<http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elmarknaden/Spotprisets-utveckling/> Hämtad 2014-05-14

Svenska Kraftnät, A, Medelpris per månad,
<http://certifikat.svk.se/WebPartPages/AveragePricePage.aspx> Hämtad 2014-04-28

The German Solar Energy Society, 2013, *Planning and Installing Photovoltaic Systems: a guide for installers, architects and engineer*, Ashford Colour Press Ltd, Gosp

BILAGA 1 A-ladan med centralväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	A-ladan med centralväxelriktare		
	Simulation date	28/05/14 18h51	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	54°	Azimuth -6°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 35 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	350	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond. 92.9 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp 287 A
Total area	Module area	672 m²	Cell area 602 m²
Inverter	Model	Ray Max 100	
	Manufacturer	Nexttronex	
Characteristics	Operating Voltage	300-850 V	Unit Nom. Power 100 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

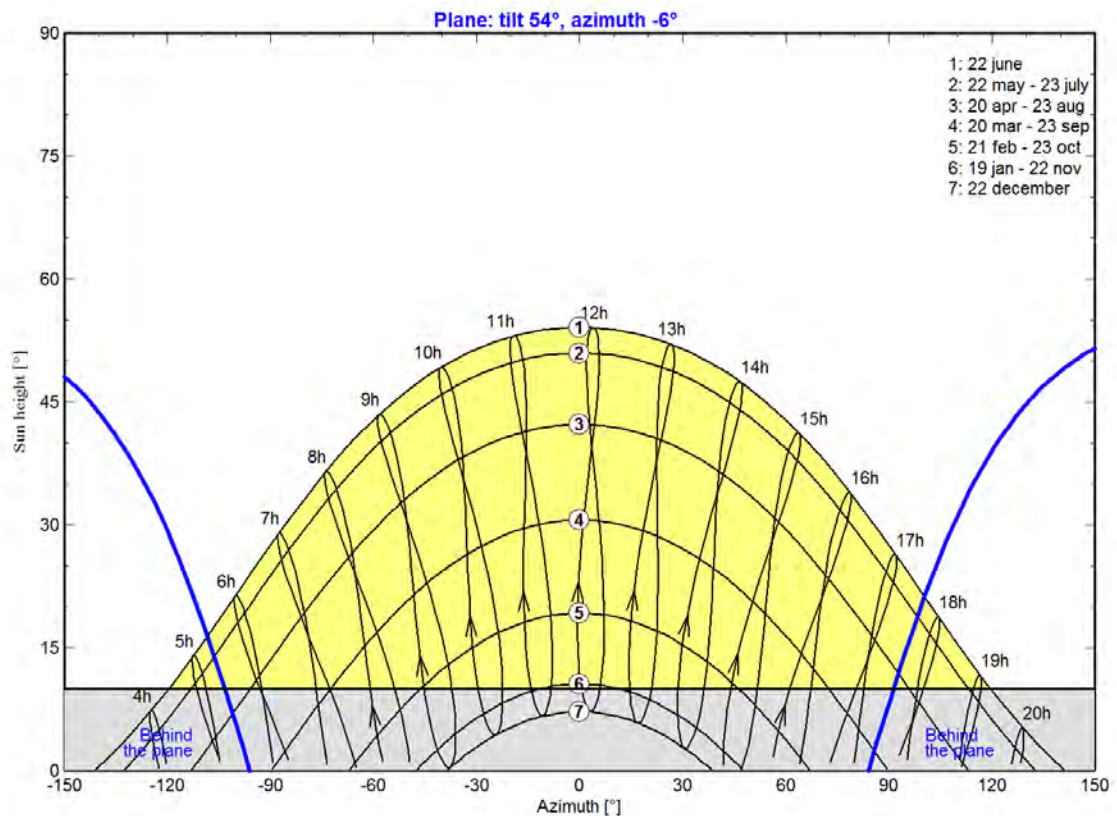
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med centralväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

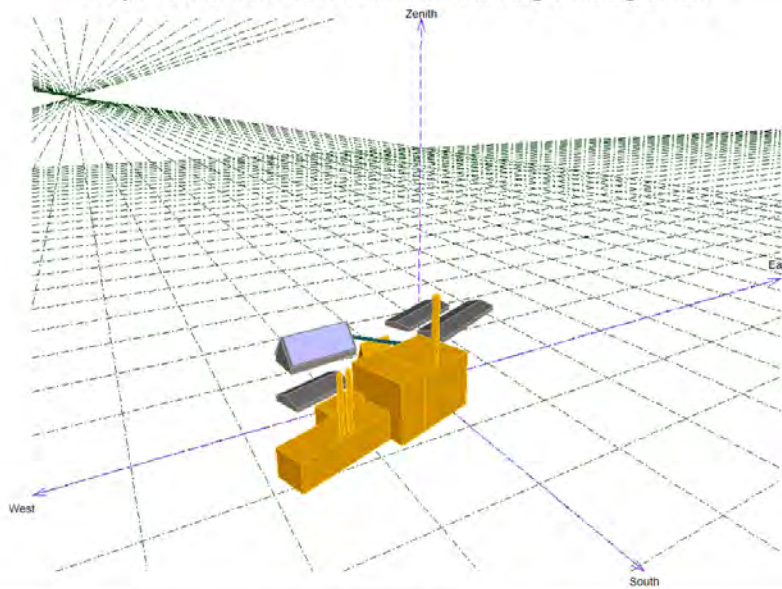


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med centralväxelriktare

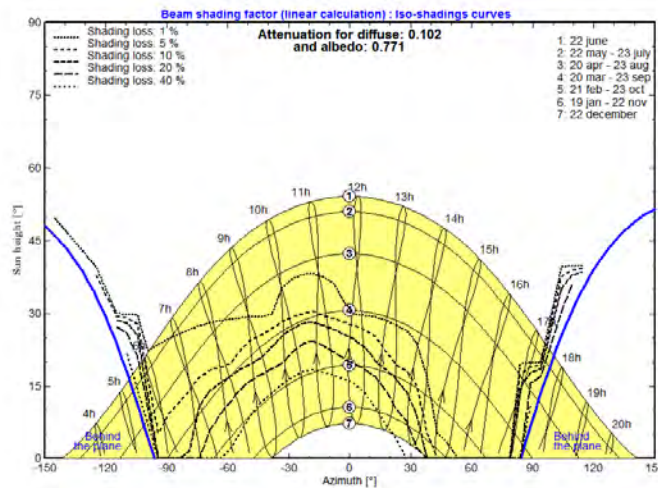
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: shading_A-ladan



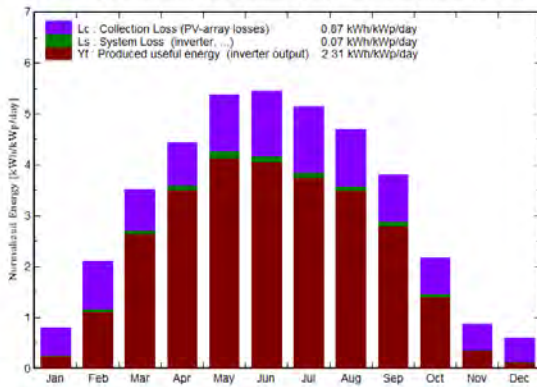
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med centralväxelriktare

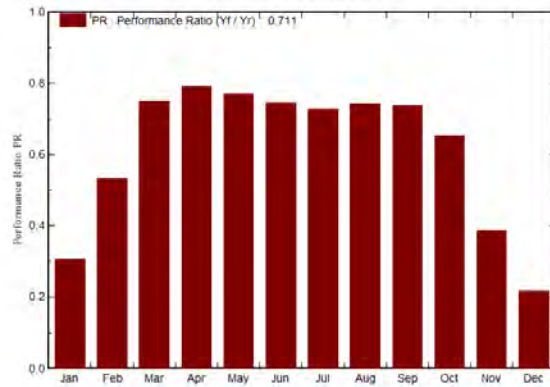
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 88487 kWh/year** Specific prod. 843 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **71.1 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



A-ladan med centralväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	24.8	9.5	862	793	5.18	4.77
February	26.2	-1.70	59.0	37.6	3421	3296	8.64	8.32
March	67.7	0.90	109.1	91.9	8845	8608	12.08	11.75
April	110.2	6.10	132.6	116.6	11333	11033	12.72	12.39
May	163.7	11.10	166.8	145.8	13878	13501	12.39	12.05
June	174.2	15.70	163.2	140.7	13163	12786	12.01	11.87
July	165.2	18.70	159.4	137.1	12559	12201	11.73	11.40
August	130.2	18.10	145.4	127.1	11673	11354	11.95	11.63
September	78.5	13.10	114.2	98.6	9080	8837	11.84	11.52
October	36.5	7.30	67.2	52.7	4764	4605	10.56	10.21
November	12.2	3.00	26.0	13.1	1138	1055	6.52	6.05
December	6.0	-0.60	18.3	4.9	463	417	3.77	3.39
Year	980.2	7.56	1185.9	975.6	91181	88487	11.45	11.11

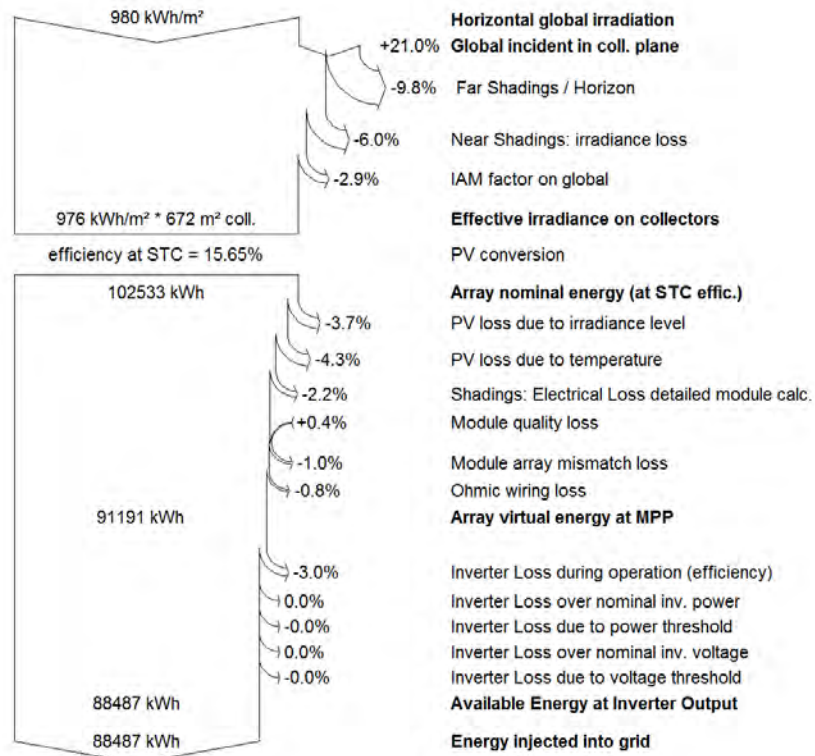
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med centralväxleriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



BILAGA 2 A-ladan med mikroväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	A-ladan med mikroväxelriktare		
	Simulation date	28/05/14 19h02	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	54°	Azimuth -6°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 350 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	350	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond. 92.9 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	32 V	I mpp 2867 A
Total area	Module area	672 m²	Cell area 602 m ²
Inverter		Model	DMI 450/35
		Manufacturer	Dorfmuller
Characteristics	Operating Voltage	28-50 V	Unit Nom. Power 0.410 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	350 units	Total Power 143.500 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

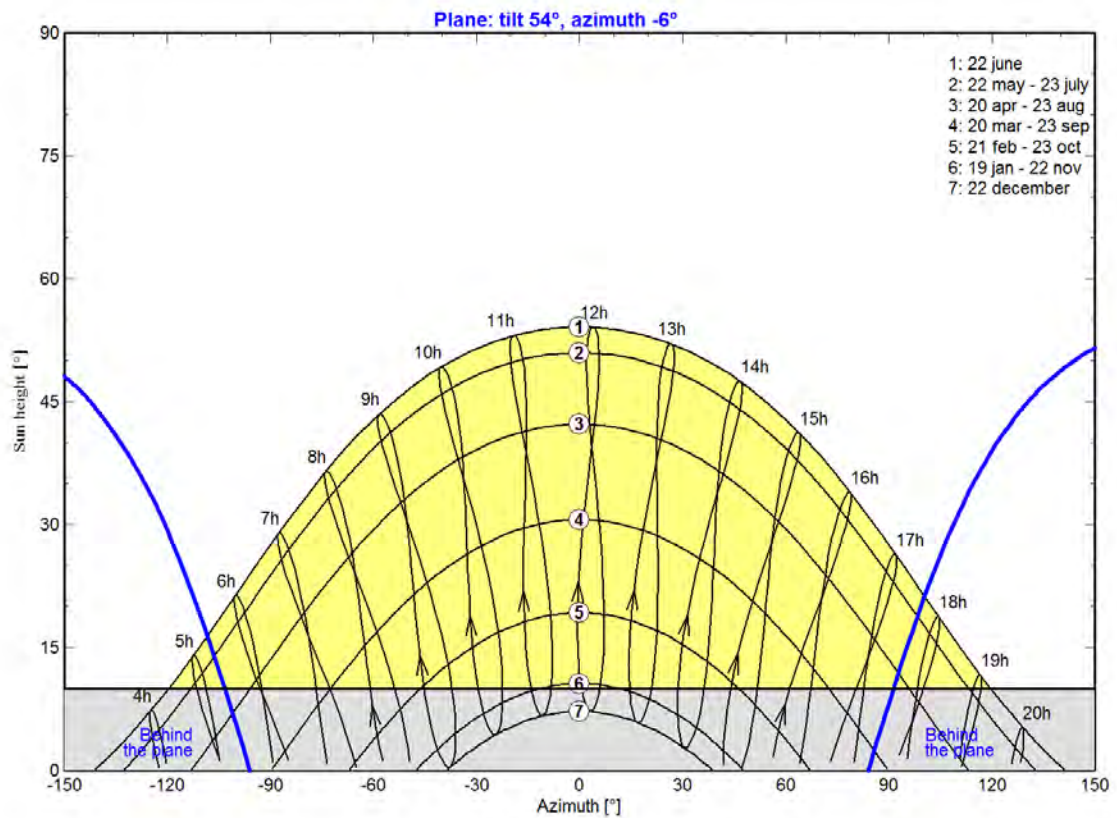
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med microväxelriktare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	54°	azimuth -6°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter		Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack		Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

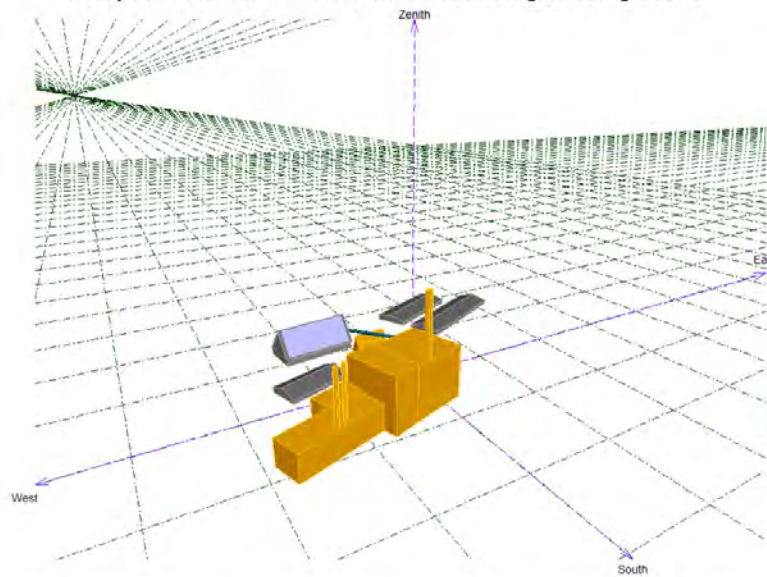


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med microväxelriktare

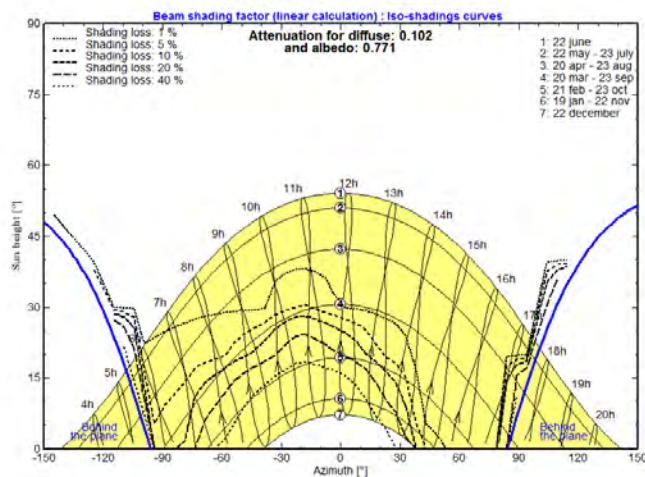
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: shading_A-ladan



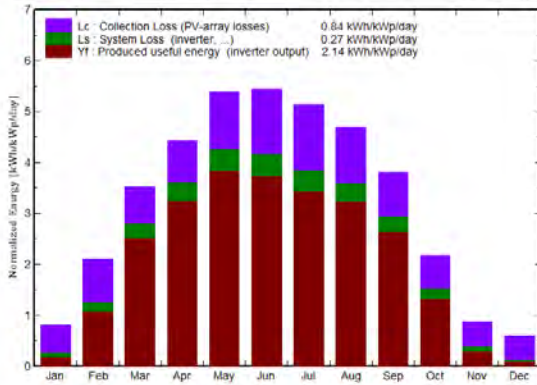
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med microväxelriktare

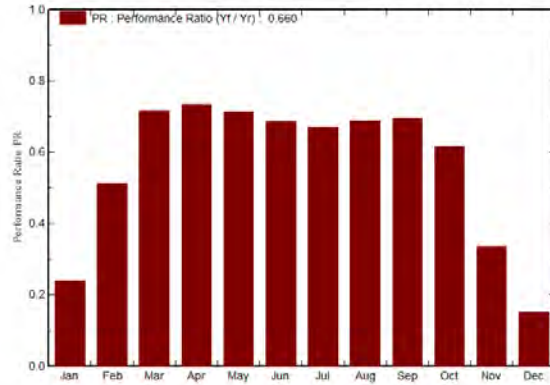
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	54°
PV modules	Model	CS6X - 300M
PV Array	Nb. of modules	350
Inverter	Model	DMI 450/35
Inverter pack	Nb. of units	350.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-6°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	105 kWp
	Pnom	410 W ac
	Pnom total	144 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 82179 kWh/year** Specific prod. 783 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 66.0 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



A-ladan med microväxelriktare
 Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	9.7	-1.60	24.8	9.5	906	621	5.44	3.73
February	26.2	-1.70	59.0	37.6	3698	3172	9.33	8.01
March	67.7	0.90	109.1	91.9	9143	8211	12.48	11.21
April	110.2	6.10	132.6	116.6	11303	10237	12.78	11.49
May	163.7	11.10	166.8	145.8	13900	12504	12.41	11.16
June	174.2	15.70	163.2	140.7	13172	11785	12.02	10.75
July	165.2	18.70	159.4	137.1	12577	11225	11.75	10.49
August	130.2	18.10	145.4	127.1	11719	10512	12.00	10.76
September	78.5	13.10	114.2	98.6	9307	8355	12.13	10.89
October	36.5	7.30	67.2	52.7	4982	4349	11.05	9.64
November	12.2	3.00	26.0	13.1	1236	917	7.08	5.25
December	6.0	-0.60	18.3	4.9	463	290	3.77	2.36
Year	980.2	7.56	1185.9	975.6	92487	82179	11.61	10.32

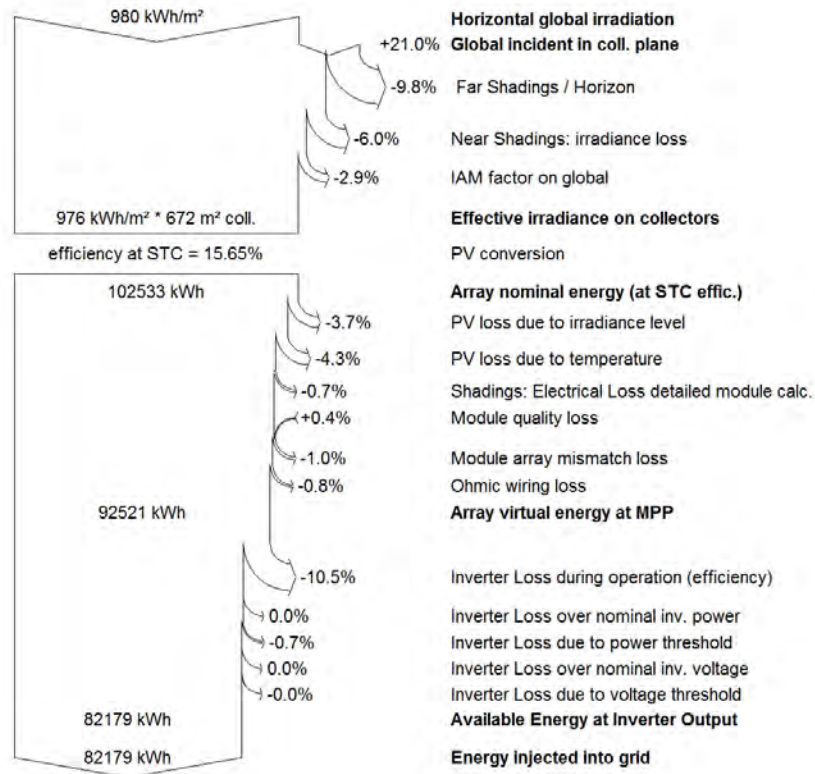
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med microväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	54° azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350 Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35 Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	350.0 Pnom total 144 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 3 A-ladan med moduloptimerare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Projekt Enköping				
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	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	A-ladan med moduloptimerare				
	Simulation date	28/05/14 19h32			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	54°	Azimuth	-6°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon	Average Height	10.0°			
Near Shadings	According to strings		Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M		
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Power Box		Model	PB350-AOB	Unit nom. power	350 W
PV modules on one Power Box		in series	1	in parallel	1
Number of PowerBoxes		In series	35	In parallel	10 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	350	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power		Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond.	92.9 kWp (50°C)
Output of Power Boxes		U oper	750 V	I at Poper	124 A
Total area		Module area	672 m²	Cell area	602 m²
Inverter		Model	SE10k		
		Manufacturer	SolarEdge		
Characteristics		Operating Voltage	750 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	10 units	Total Power	100.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	80 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.0 % (fixed voltage)
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)				

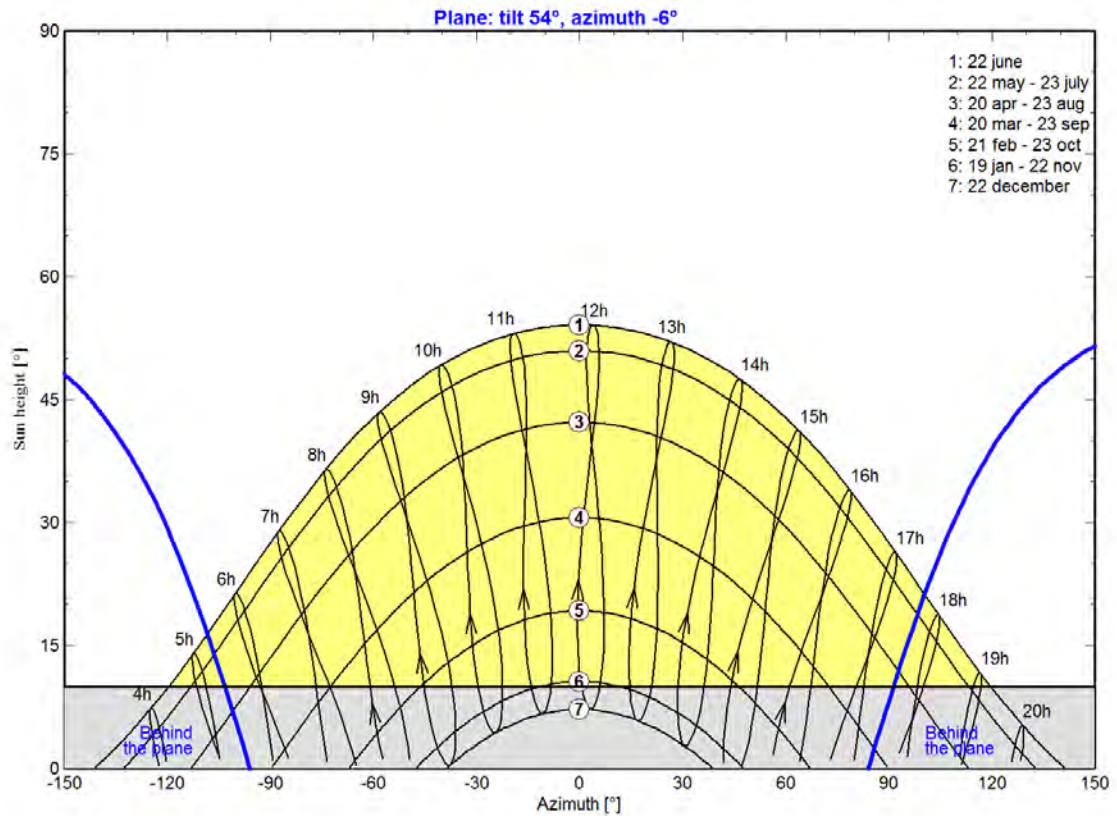
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med modulloptimerare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		According to strings		
PV Field Orientation		tilt	54°	azimuth -6°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter		Model	SE10k	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	10.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.89
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

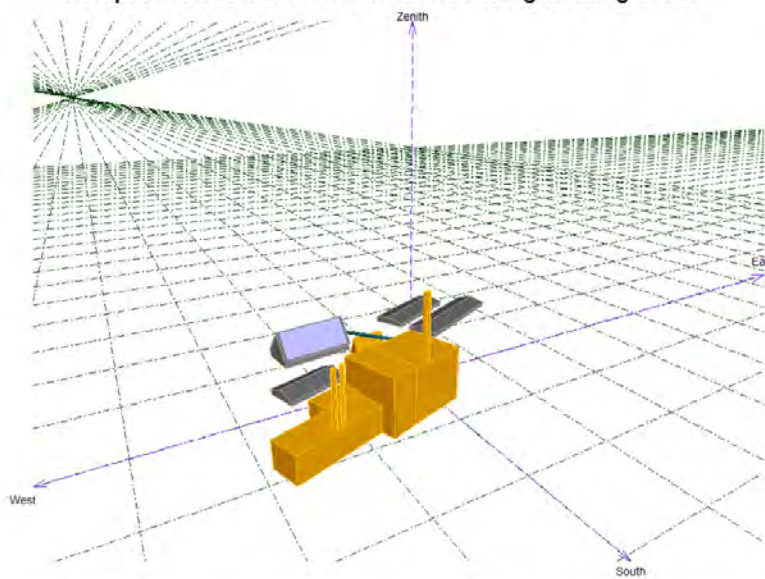


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med modulloptimerare

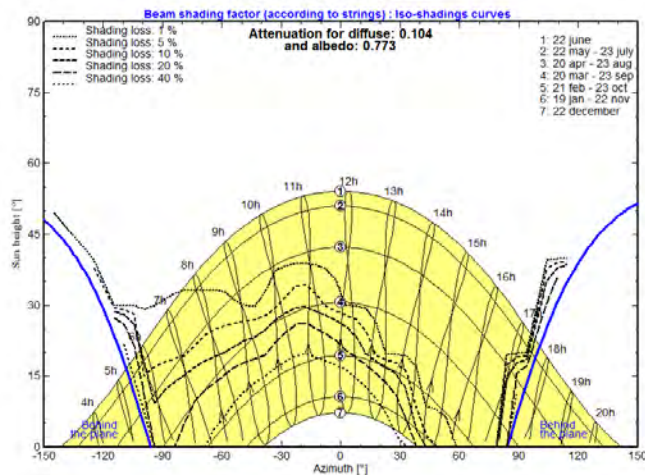
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	54°	azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	SE10k	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: shading_A-ladan



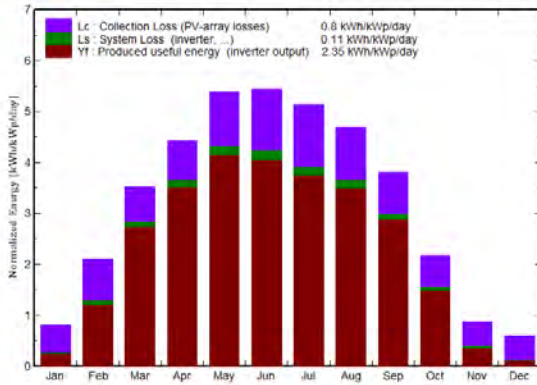
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med modulloptimerare

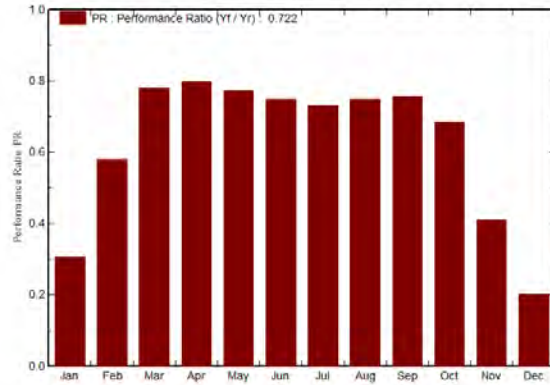
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	54°
PV modules	Model	CS6X - 300M
PV Array	Nb. of modules	350
Inverter	Model	SE10k
Inverter pack	Nb. of units	10.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-6°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	105 kWp
	Pnom	10.00 kW ac
	Pnom total	100 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 89909 kWh/year** Specific prod. 856 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **72.2 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



A-ladan med modulloptimerare
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	9.7	-1.60	24.8	9.5	922	797	5.54	4.79
February	26.2	-1.70	59.0	37.6	3794	3591	9.58	9.06
March	67.7	0.90	109.1	91.9	9305	8942	12.70	12.21
April	110.2	6.10	132.6	116.6	11567	11108	12.99	12.47
May	163.7	11.10	166.8	145.7	14123	13559	12.60	12.10
June	174.2	15.70	163.2	140.7	13380	12822	12.21	11.70
July	165.2	18.70	159.4	137.1	12775	12240	11.94	11.44
August	130.2	18.10	145.4	127.0	11906	11431	12.19	11.70
September	78.5	13.10	114.2	98.5	9456	9088	12.33	11.85
October	38.5	7.30	67.2	52.6	5078	4825	11.26	10.70
November	12.2	3.00	26.0	13.1	1259	1119	7.22	6.41
December	6.0	-0.60	18.3	4.9	468	387	3.80	3.15
Year	980.2	7.56	1185.9	975.2	94033	89909	11.81	11.29

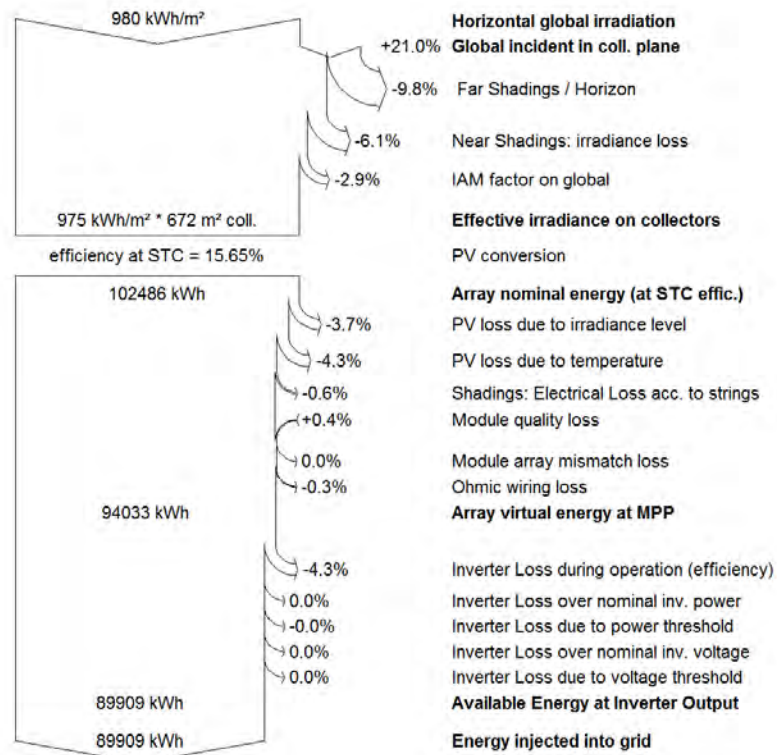
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : A-ladan med modulloptimerare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	54° azimuth -6°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350 Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	SE10k Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0 Pnom total 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 4 Förråd med centralväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Förrådet med centralväxelriktare		
	Simulation date	28/05/14 17h21	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -25°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 25 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	250	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	75.0 kWp	At operating cond. 66.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp 205 A
Total area	Module area	480 m²	Cell area 430 m ²
Inverter	Model	HSLV 70	
	Manufacturer	Helios Systems	
Characteristics	Operating Voltage	300-600 V	Unit Nom. Power 70 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	27 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

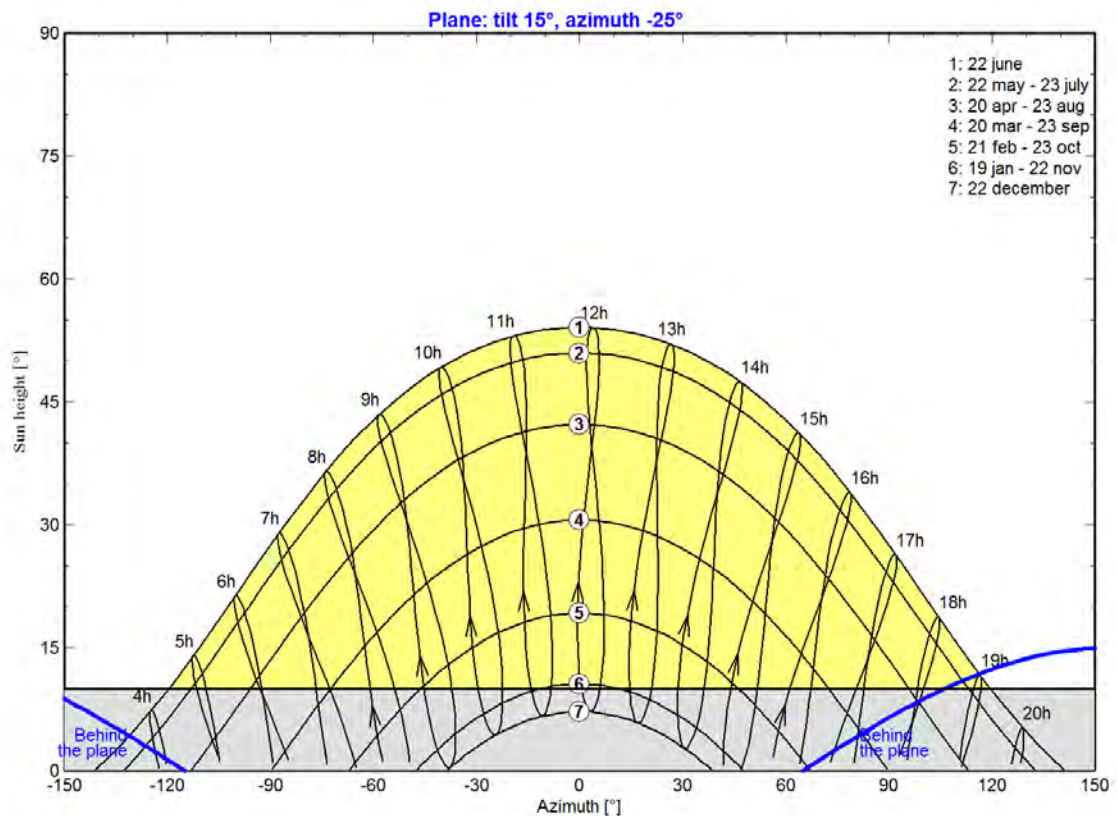
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med centralväxelriktare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter		Model	HSLV 70	Pnom 70.0 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

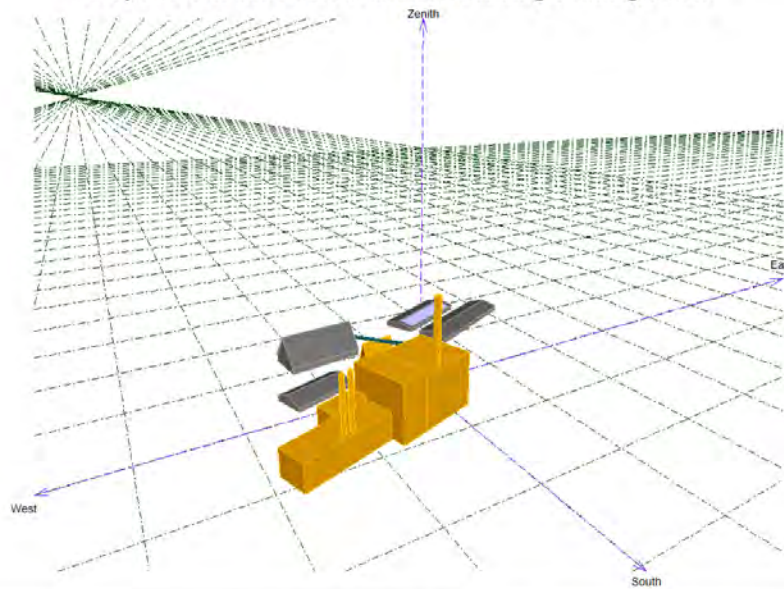


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med centralväxelriktare

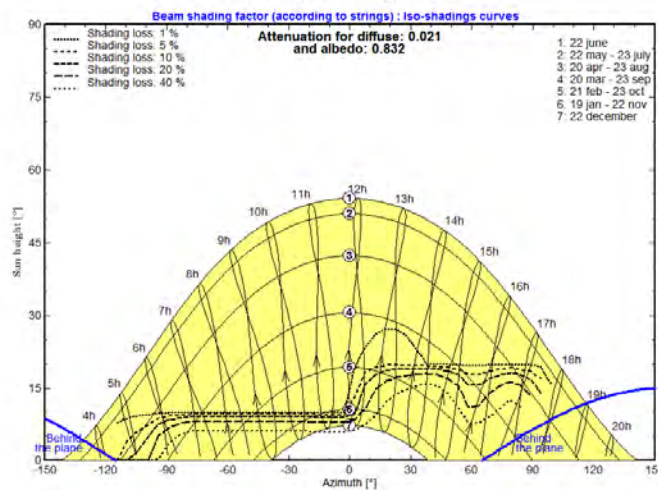
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	HSLV 70	Pnom 70.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Förrådet



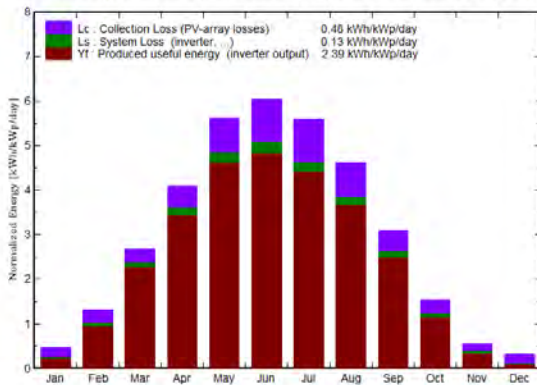
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med centralväxelriktare

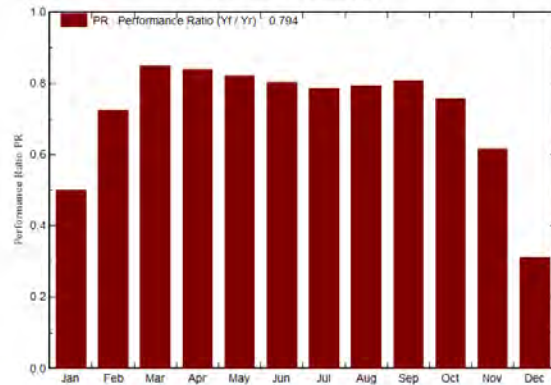
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	HSLV 70	Pnom 70.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 65.4 MWh/year** Specific prod. 872 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **79.4 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 75.0 kWp



Performance Ratio PR



Förrådet med centralväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	14.5	9.1	0.63	0.54	9.13	7.82
February	26.2	-1.70	37.1	30.0	2.18	2.02	12.21	11.35
March	67.7	0.90	83.1	76.1	5.57	5.28	13.98	13.25
April	110.2	6.10	123.2	115.1	8.16	7.76	13.81	13.13
May	163.7	11.10	174.3	164.3	11.29	10.74	13.51	12.85
June	174.2	15.70	181.2	170.8	11.46	10.90	13.18	12.54
July	165.2	18.70	174.0	163.5	10.80	10.27	12.94	12.30
August	130.2	18.10	143.6	134.6	8.99	8.54	13.04	12.40
September	78.5	13.10	93.1	86.0	5.94	5.64	13.30	12.62
October	36.5	7.30	47.4	41.7	2.89	2.70	12.70	11.85
November	12.2	3.00	16.7	12.6	0.87	0.77	10.91	9.64
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	0.29	0.23	6.24	4.90
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.0	69.08	65.40	13.12	12.42

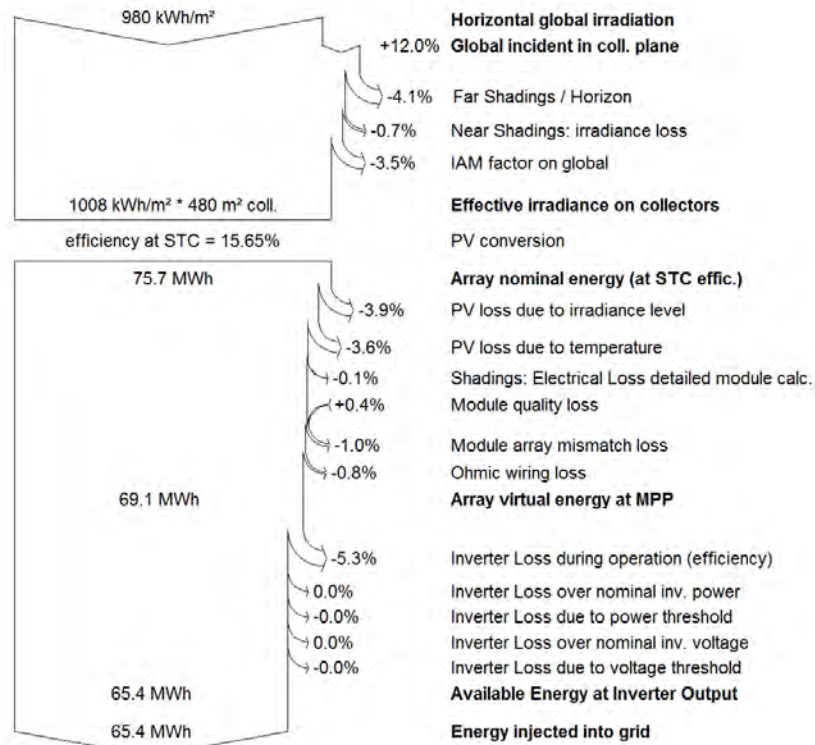
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation
 T Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 EffArrR Effic. Eout array / rough area
 EffSysR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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med centralväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	HSLV 70	Pnom 70.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



BILAGA 5 Förråd med mikroväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Förrådet med microväxelriktare		
	Simulation date	28/05/14 17h50	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -25°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 250 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	250	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	75.0 kWp	At operating cond. 66.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	32 V	I mpp 2048 A
Total area	Module area	480 m²	Cell area 430 m ²
Inverter		Model	DMI 450/35
		Manufacturer	Dorfmuller
Characteristics	Operating Voltage	28-50 V	Unit Nom. Power 0.410 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	250 units	Total Power 102.500 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.27 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

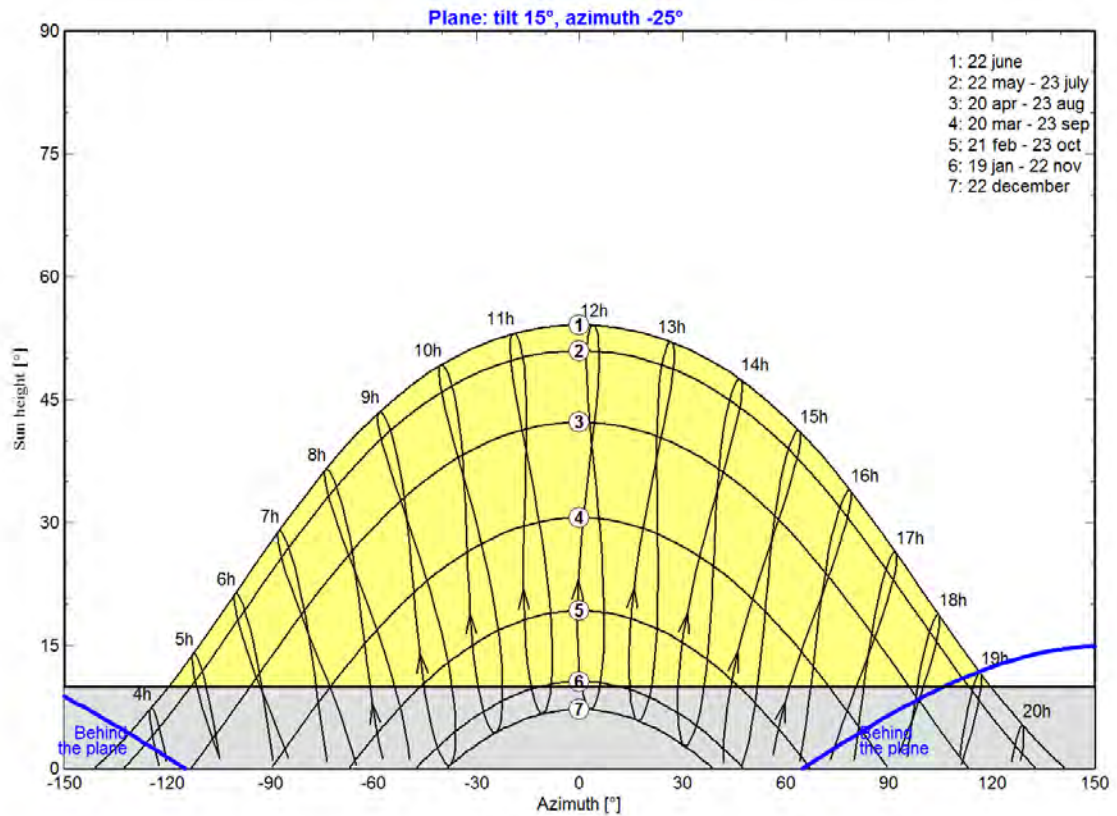
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med microväxelriktare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter		Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack		Nb. of units	250.0	Pnom total 103 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

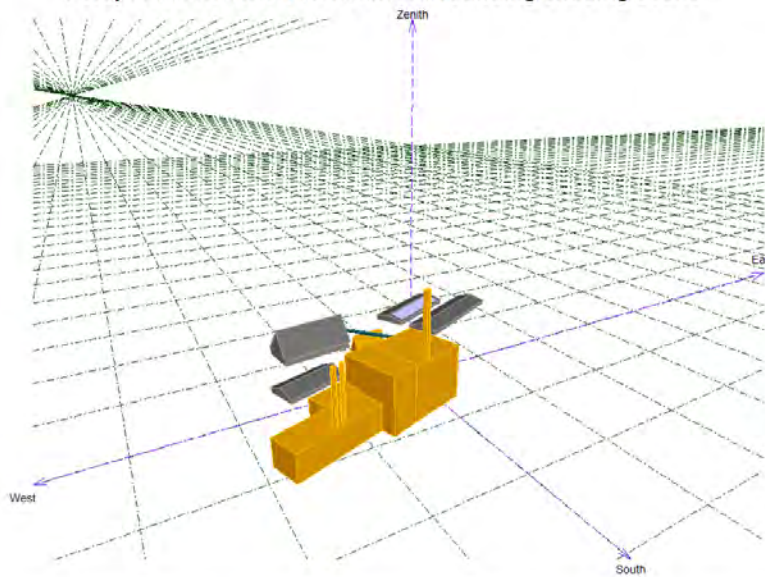


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med microväxelriktare

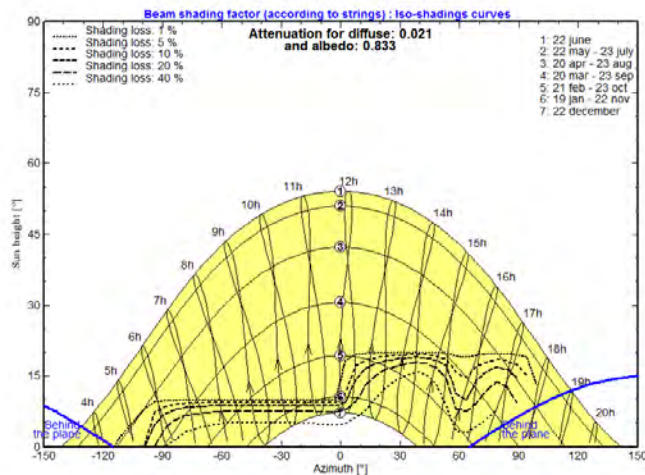
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	250.0	Pnom total 103 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Förrådet



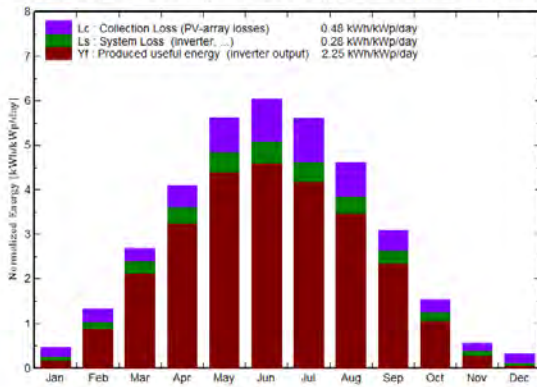
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med microväxelriktare

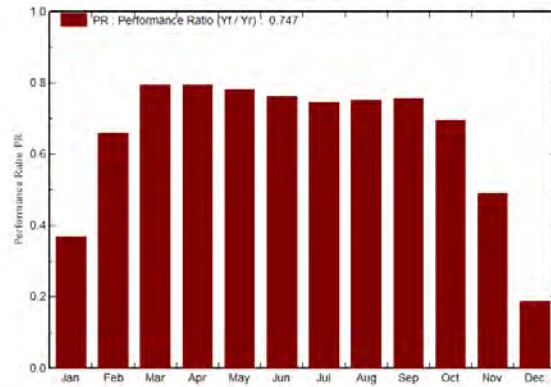
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	250.0	Pnom total 103 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 61.5 MWh/year** Specific prod. 820 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **74.7 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 75.0 kWp



Performance Ratio PR



Förrådet med microväxelriktare Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	14.5	9.1	0.63	0.40	9.14	5.78
February	26.2	-1.70	37.1	30.0	2.20	1.84	12.37	10.31
March	67.7	0.90	83.1	76.1	5.58	4.95	14.00	12.43
April	110.2	6.10	123.2	115.1	8.16	7.34	13.81	12.42
May	163.7	11.10	174.3	164.3	11.29	10.23	13.51	12.23
June	174.2	15.70	181.2	170.6	11.46	10.37	13.18	11.93
July	165.2	18.70	174.0	163.5	10.80	9.75	12.94	11.67
August	130.2	18.10	143.6	134.6	8.99	8.09	13.04	11.74
September	78.5	13.10	93.1	86.0	5.94	5.29	13.31	11.85
October	36.5	7.30	47.4	41.7	2.92	2.47	12.85	10.88
November	12.2	3.00	16.7	12.6	0.88	0.62	10.98	7.70
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	0.29	0.14	6.24	2.92
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.0	69.16	61.47	13.13	11.67

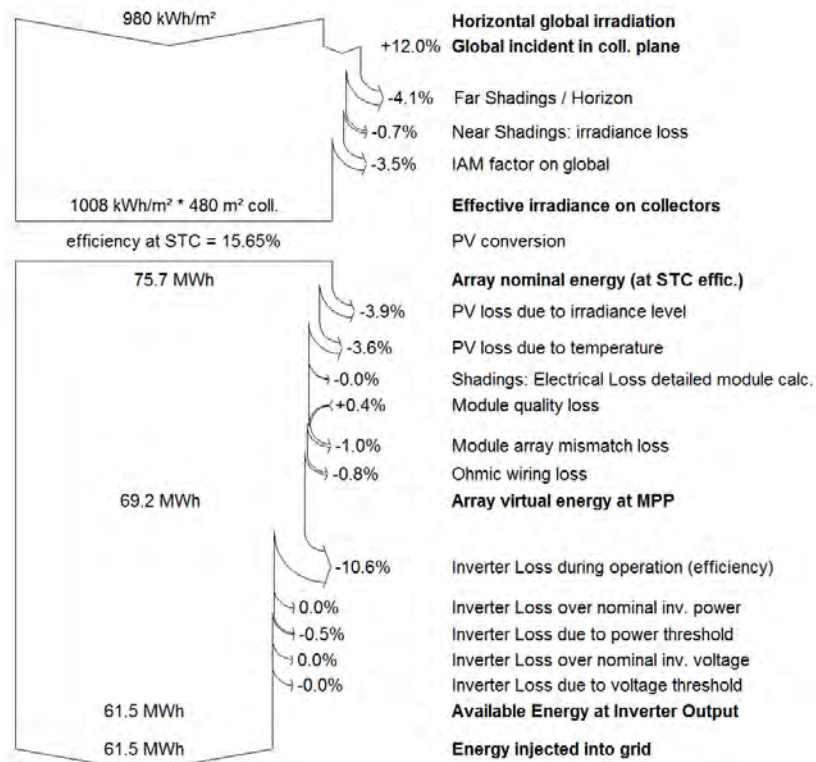
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med microväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	15° azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250 Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35 Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	250.0 Pnom total 103 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 6 Förråd med moduloptimerare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Projekt Enköping				
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	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	Förrådet med moduloptimerare				
	Simulation date	28/05/14 17h35			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	-25°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon	Average Height	10.0°			
Near Shadings	According to strings		Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M		
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Power Box		Model	PB350-AOB	Unit nom. power	350 W
PV modules on one Power Box		in series	1	in parallel	1
Number of PowerBoxes		In series	25	In parallel	10 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	250	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power		Nominal (STC)	75.0 kWp	At operating cond.	66.4 kWp (50°C)
Output of Power Boxes		U oper	750 V	I at Poper	88 A
Total area		Module area	480 m²	Cell area	430 m²
Inverter		Model	SE15k		
		Manufacturer	SolarEdge		
Characteristics		Operating Voltage	750 V	Unit Nom. Power	15.0 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	5 units	Total Power	75.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	112 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.0 % (fixed voltage)
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)				

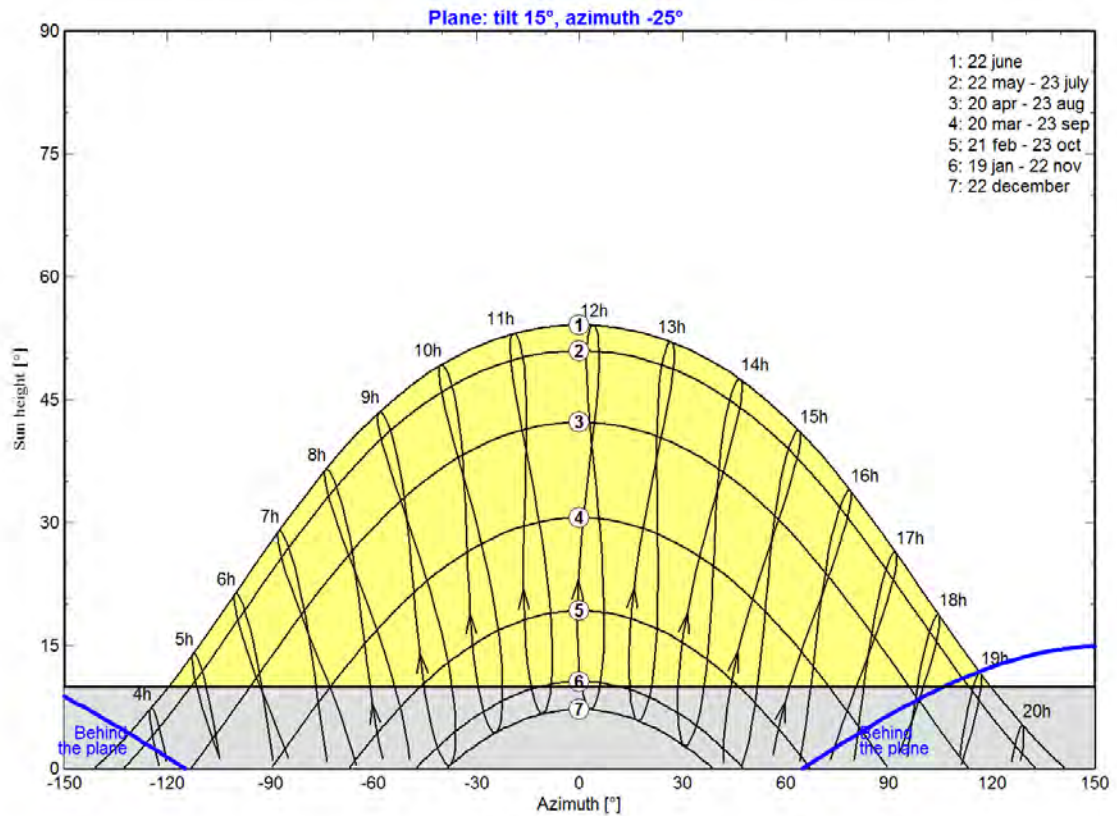
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med modulloptimerare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		According to strings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter		Model	SE15k	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	5.0	Pnom total 75.0 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

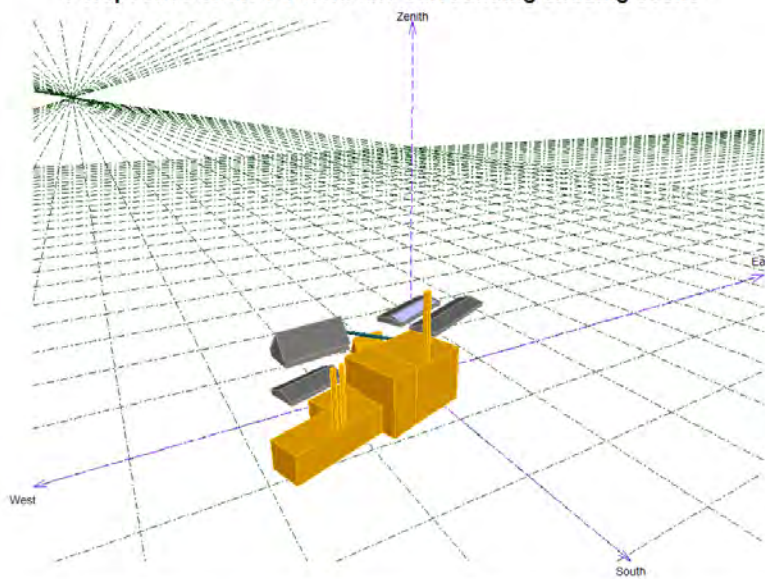


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med modulloptimerare

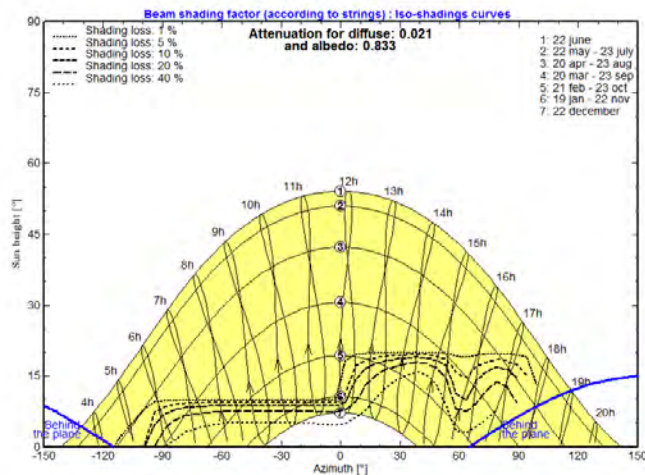
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	SE15k	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Förrådet



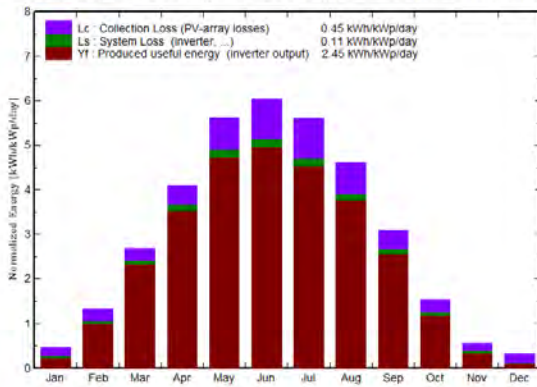
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med modulloptimerare

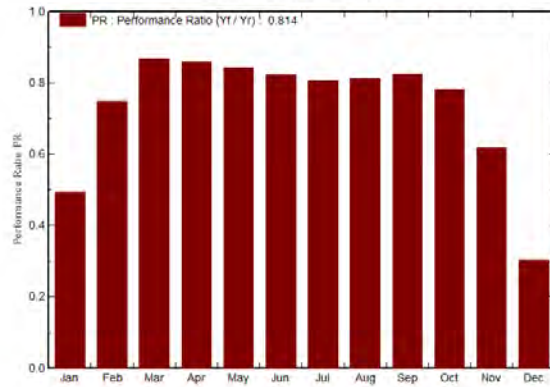
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250	Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	SE15k	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total 75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 67024 kWh/year** Specific prod. 894 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 81.4 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 75.0 kWp



Performance Ratio PR



Förrådet med modulloptimerare Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	14.5	9.1	641	537	9.24	7.73
February	26.2	-1.70	37.1	30.0	2229	2083	12.51	11.69
March	67.7	0.90	83.1	76.1	5647	5410	14.16	13.57
April	110.2	6.10	123.2	115.1	8264	7948	13.99	13.45
May	163.7	11.10	174.3	164.3	11438	11024	13.68	13.19
June	174.2	15.70	181.2	170.6	11611	11185	13.36	12.87
July	165.2	18.70	174.0	163.5	10944	10536	13.11	12.62
August	130.2	18.10	143.6	134.6	9103	8759	13.21	12.71
September	78.5	13.10	93.1	86.0	6015	5768	13.47	12.92
October	36.5	7.30	47.4	41.7	2959	2779	13.01	12.22
November	12.2	3.00	16.7	12.6	887	774	11.10	9.68
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	295	221	6.30	4.73
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.0	70033	67024	13.30	12.73

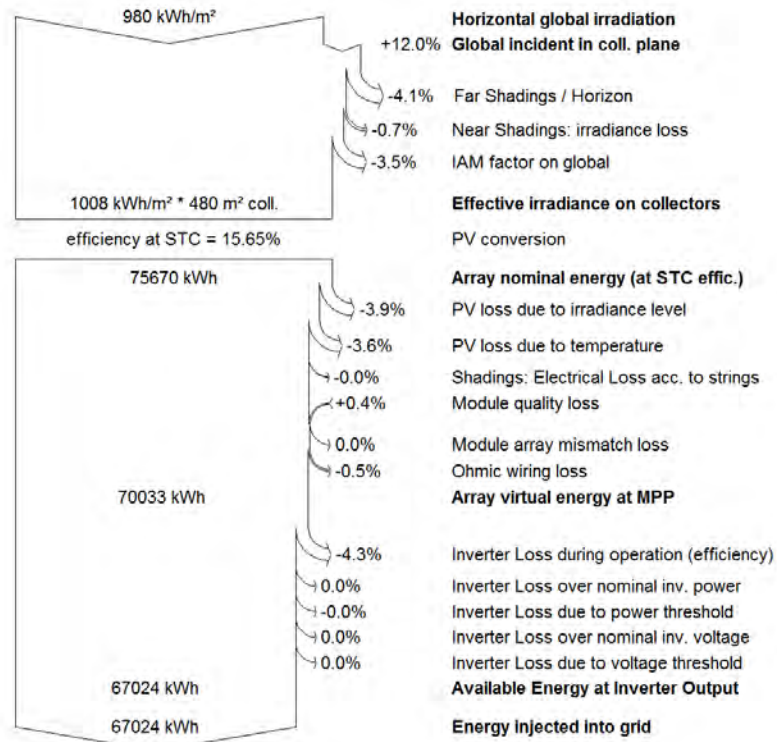
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Förrådet med modulloptimerare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	15° azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	250 Pnom total 75.0 kWp
Inverter	Model	SE15k Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0 Pnom total 75.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 7 Kontor med centralväxelriktare

PVSYST V6.11		27/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Kontor med centralväxelriktare		
	Simulation date	27/05/14 17h34	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	23°	Azimuth -18°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	12 modules	In parallel 11 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	132	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	39.6 kWp	At operating cond. 35.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	389 V	I mpp 90 A
Total area	Module area	253 m²	Cell area 227 m ²
Inverter		Model	Soleaf DSP-3340K
		Manufacturer	Dasstech
Characteristics	Operating Voltage	200-820 V	Unit Nom. Power 40.0 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	74 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

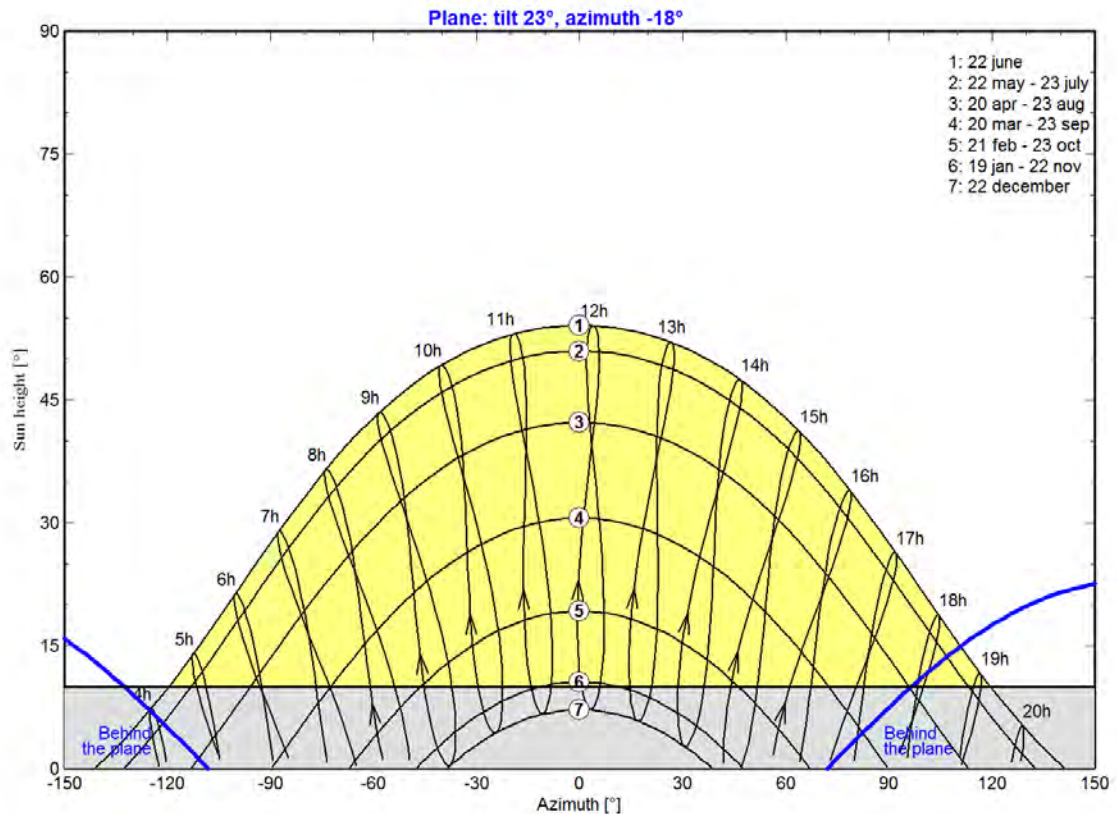
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med centralväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	Soleaf DSP-3340K	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.95
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

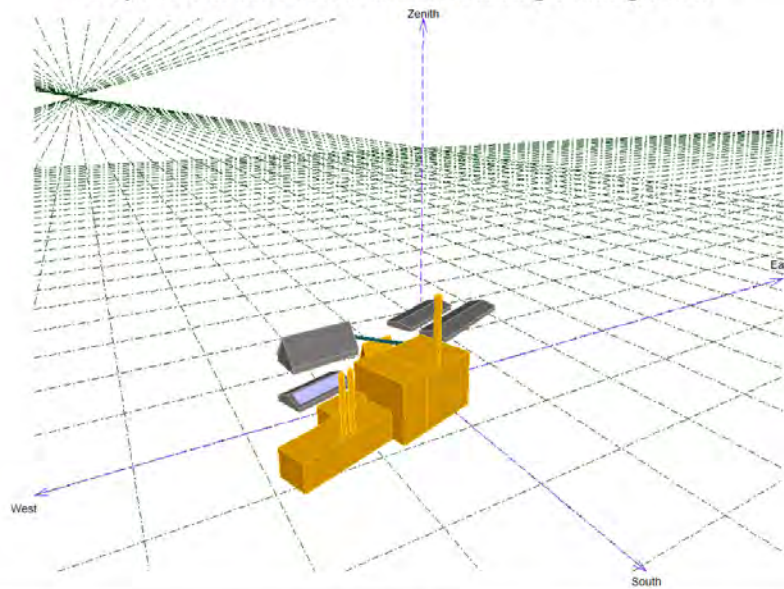


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med centralväxelriktare

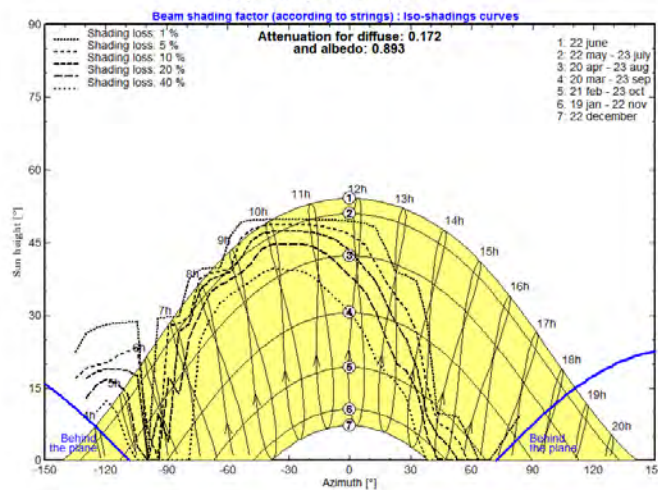
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Horizon	Average Height	10.0°		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth	-18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom	300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total	39.6 kWp
Inverter	Model	Soleaf DSP-3340K	Pnom	40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Kontor



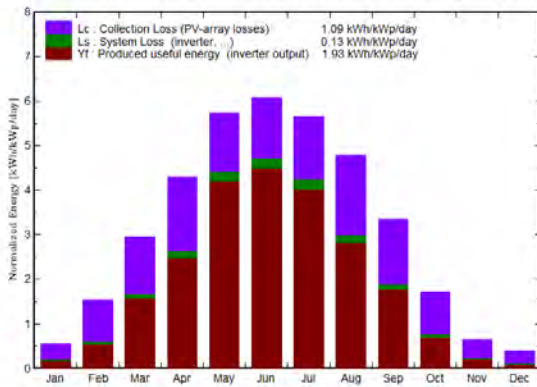
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med centralväxelriktare

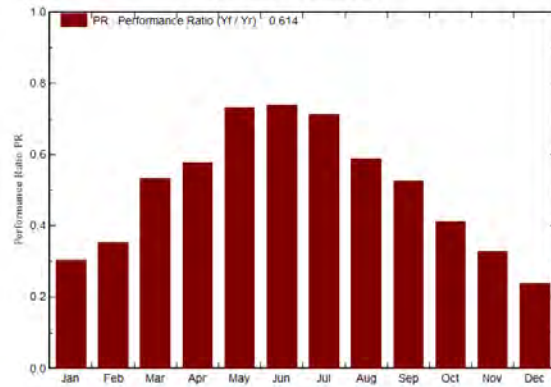
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	Soleaf DSP-3340K	Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 27.94 MWh/year** Specific prod. 706 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **61.4 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 39.6 kWp



Performance Ratio PR



Kontor med centralväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	17.2	7.1	0.247	0.207	5.68	4.75
February	26.2	-1.70	43.2	20.4	0.677	0.602	6.19	5.51
March	67.7	0.90	91.4	57.9	2.071	1.927	8.95	8.33
April	110.2	6.10	129.0	94.5	3.146	2.957	9.63	9.05
May	163.7	11.10	177.9	155.8	5.430	5.156	12.05	11.45
June	174.2	15.70	182.2	160.5	5.828	5.341	12.19	11.57
July	165.2	18.70	175.7	153.3	5.225	4.952	11.74	11.13
August	130.2	18.10	148.5	116.8	3.687	3.471	9.80	9.22
September	78.5	13.10	100.5	66.0	2.248	2.096	8.83	8.23
October	36.5	7.30	53.2	29.8	0.959	0.868	7.12	6.44
November	12.2	3.00	19.2	8.7	0.295	0.248	6.08	5.12
December	6.0	-0.60	12.0	4.1	0.139	0.113	4.61	3.73
Year	980.2	7.56	1149.9	874.8	29.752	27.938	10.22	9.59

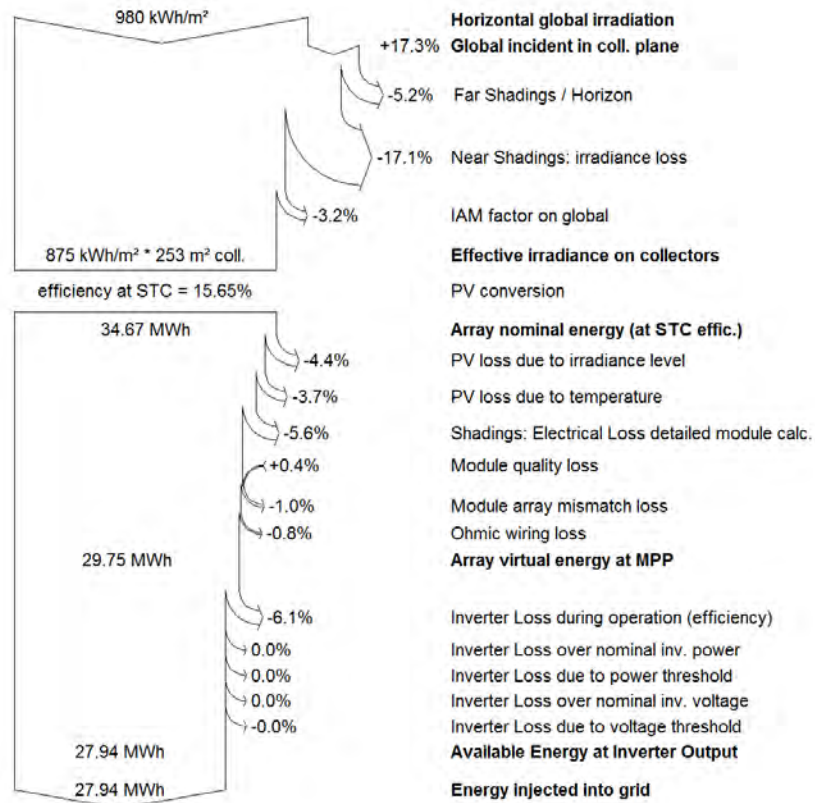
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Projekt Enköping**
Simulation variant : **Kontor med centralväxelriktare**

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	23° azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132 Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	Soleaf DSP-3340K Pnom 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 8 Kontor med mikroväxleriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Kontor med mikroväxleriktare		
	Simulation date	28/05/14 13h40	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	23°	Azimuth -18°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 132 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	132	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	39.6 kWp	At operating cond. 35.0 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	32 V	I mpp 1081 A
Total area	Module area	253 m²	Cell area 227 m ²
Inverter	Model	DMI 450/35	
	Manufacturer	Dorfmuller	
Characteristics	Operating Voltage	28-50 V	Unit Nom. Power 0.410 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	132 units	Total Power 54.120 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.51 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

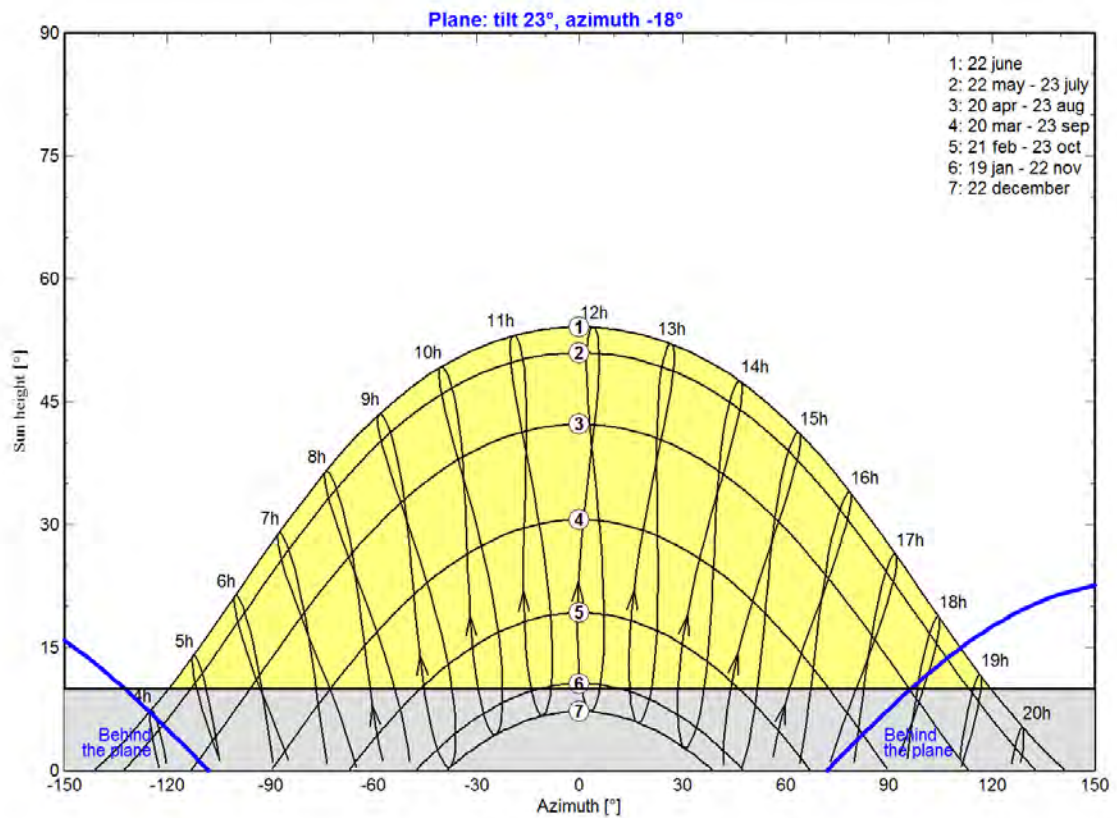
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med microväxleriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	132.0	Pnom total 54.1 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.95
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

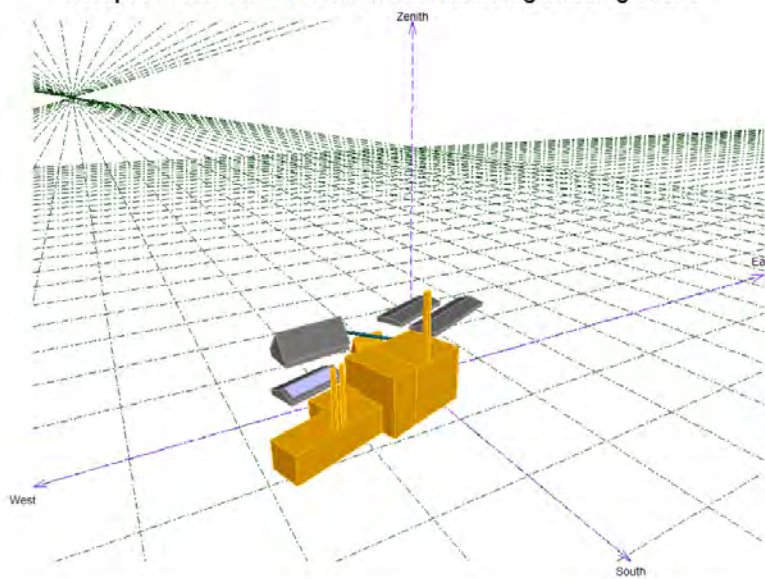


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med microväxelriktare

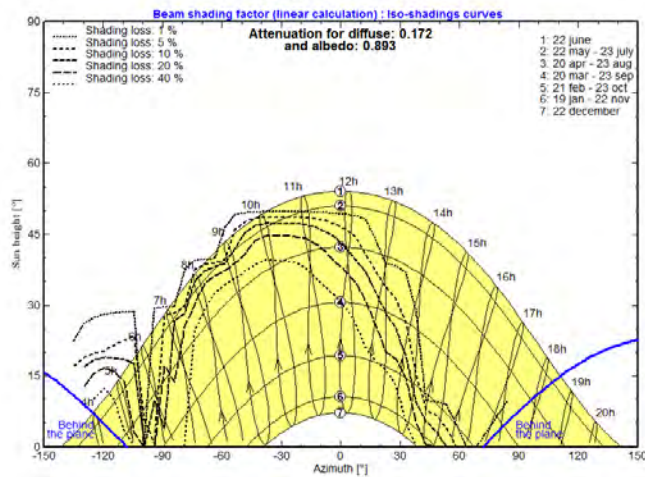
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	132.0	Pnom total 54.1 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Kontor



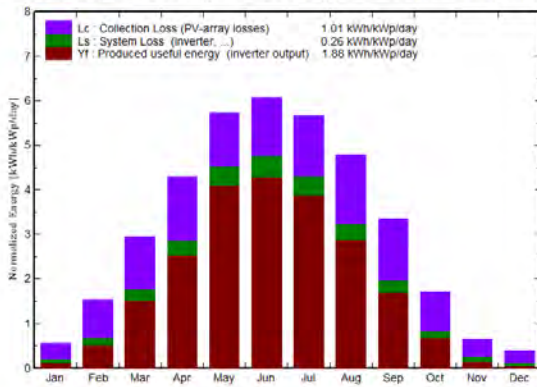
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med microväxelriktare

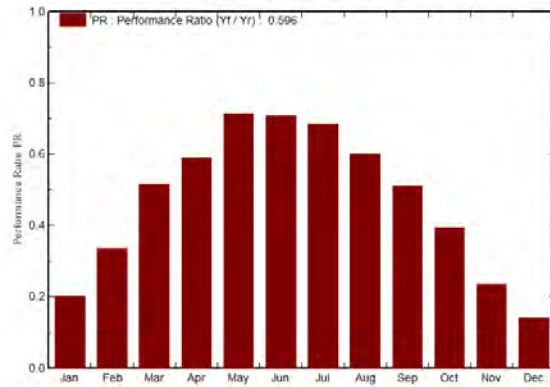
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	23°
PV modules	Model	CS6X - 300M
PV Array	Nb. of modules	132
Inverter	Model	DMI 450/35
Inverter pack	Nb. of units	132.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-18°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	39.6 kWp
	Pnom	410 W ac
	Pnom total	54.1 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 27.13 MWh/year** Specific prod. 685 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 59.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 39.6 kWp



Performance Ratio PR



Kontor med microväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	9.7	-1.60	17.2	7.1	0.250	0.137	5.75	3.15
February	26.2	-1.70	43.2	20.4	0.750	0.573	6.86	5.24
March	67.7	0.90	91.4	57.9	2.169	1.870	9.37	8.08
April	110.2	6.10	129.0	94.5	3.408	3.015	10.43	9.23
May	163.7	11.10	177.9	155.8	5.576	5.033	12.38	11.17
June	174.2	15.70	182.2	160.5	5.666	5.108	12.28	11.07
July	165.2	18.70	175.7	153.3	5.302	4.765	11.91	10.71
August	130.2	18.10	148.5	116.8	3.972	3.533	10.56	9.39
September	78.5	13.10	100.5	66.0	2.339	2.026	9.16	7.96
October	36.5	7.30	53.2	29.8	1.043	0.830	7.74	6.15
November	12.2	3.00	19.2	8.7	0.305	0.179	6.28	3.68
December	6.0	-0.60	12.0	4.1	0.139	0.066	4.61	2.19
Year	980.2	7.56	1149.9	874.9	30.918	27.134	10.62	9.32

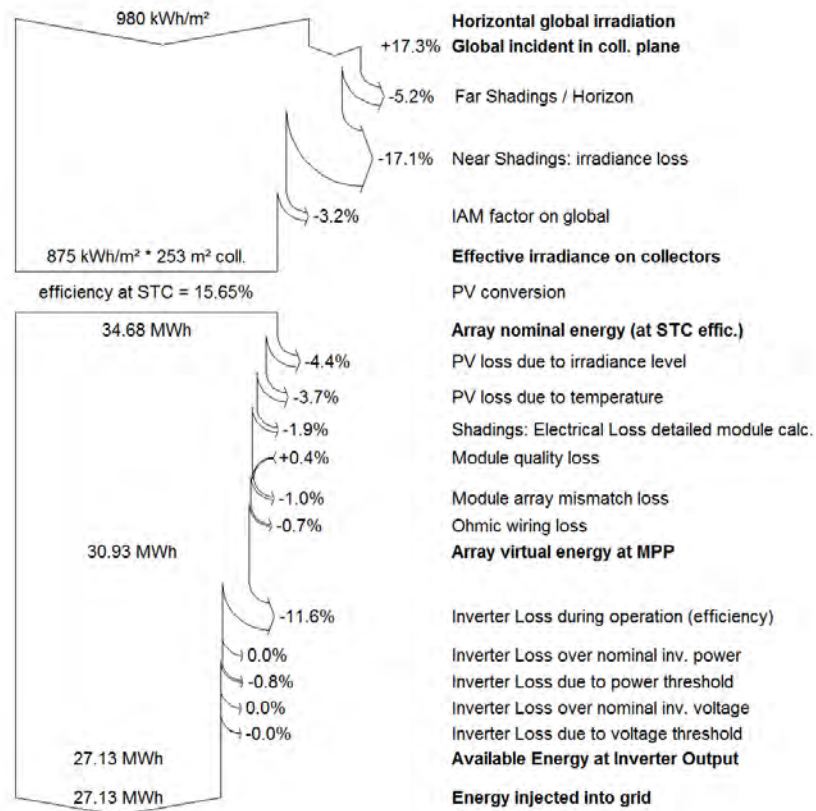
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med microväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	23° azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132 Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35 Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	132.0 Pnom total 54.1 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 9 Kontor med moduloptimerare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Projekt Enköping				
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	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	Kontor med moduloptimerare				
	Simulation date	28/05/14 15h07			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	23°	Azimuth	-18°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon	Average Height	10.0°			
Near Shadings	According to strings		Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M		
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Power Box		Model	PB350-AOB	Unit nom. power	350 W
PV modules on one Power Box		in series	1	in parallel	1
Number of PowerBoxes		In series	33	In parallel	4 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	132	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power		Nominal (STC)	39.6 kWp	At operating cond.	35.0 kWp (50°C)
Output of Power Boxes		U oper	750 V	I at Poper	47 A
Total area		Module area	253 m²	Cell area	227 m²
Inverter		Model	SE10k		
		Manufacturer	SolarEdge		
Characteristics		Operating Voltage	750 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	4 units	Total Power	40.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	213 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.0 % (fixed voltage)
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)				

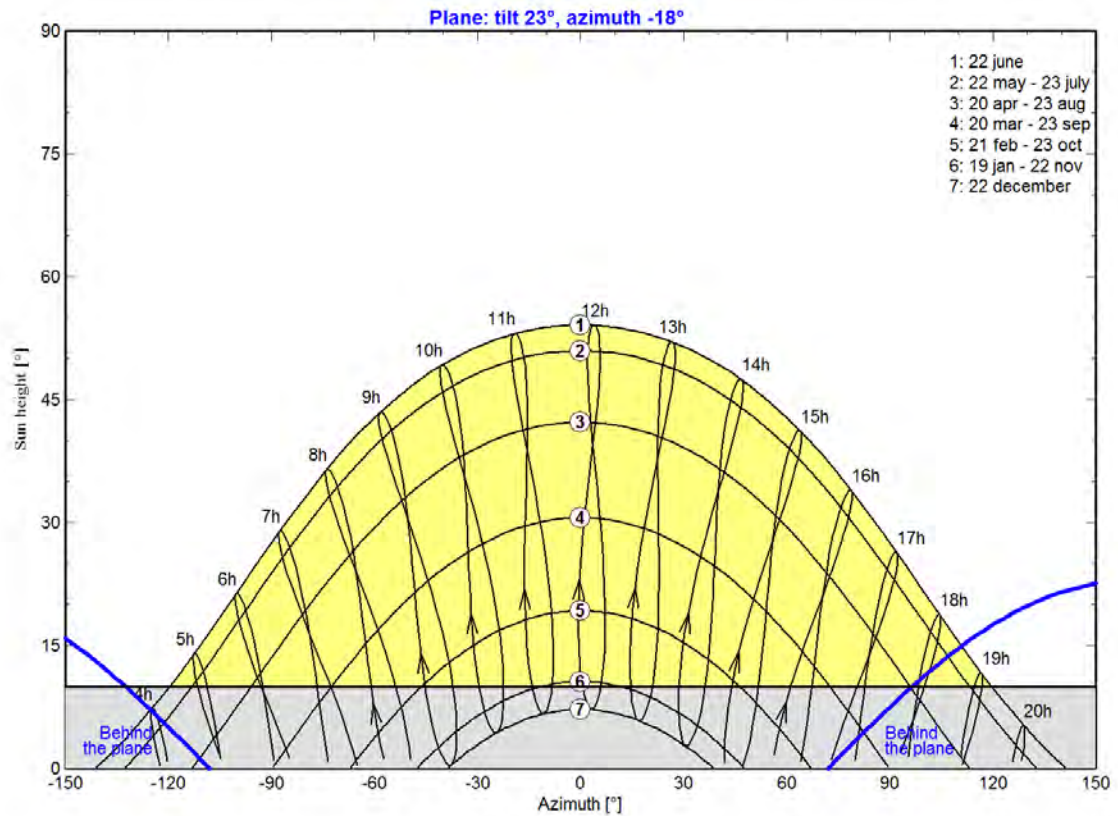
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med modulloptimerare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°		
Near Shadings	According to strings			
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth	-18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom	300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total	39.6 kWp
Inverter	Model	SE10k	Pnom	10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.95
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

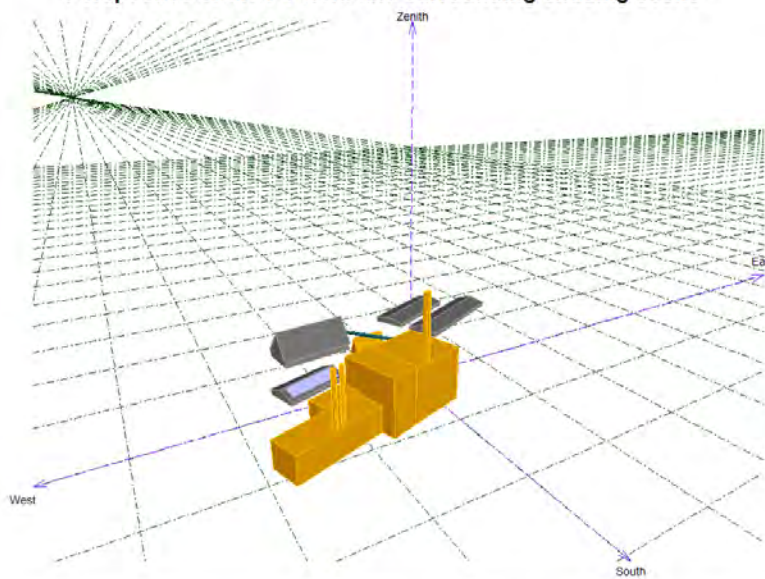


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med modulloptimerare

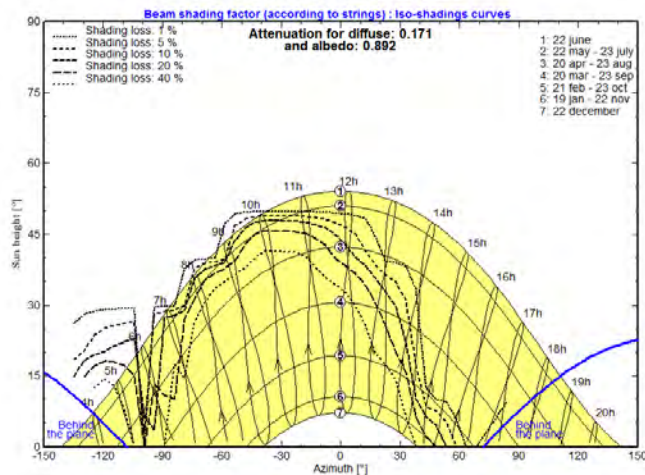
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	23°	azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132	Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	SE10k	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Kontor_DCDC



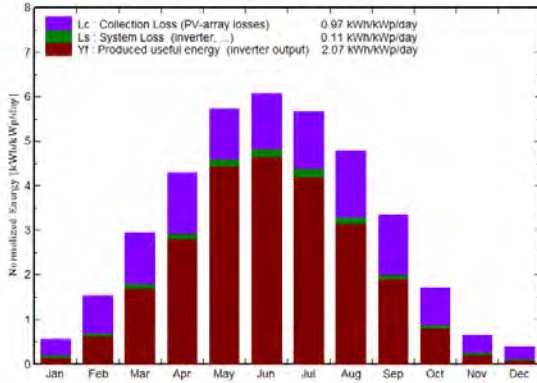
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med moduloptimerare

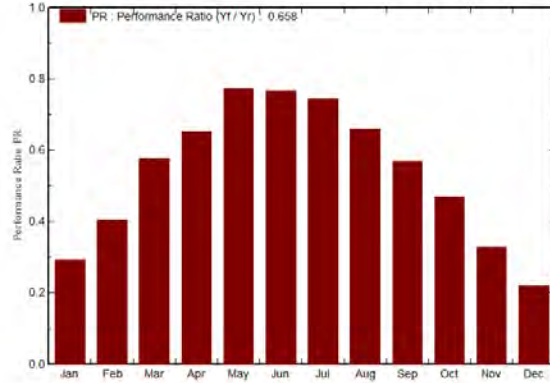
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	23°
PV modules	Model	CS6X - 300M
PV Array	Nb. of modules	132
Inverter	Model	SE10k
Inverter pack	Nb. of units	4.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-18°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	39.6 kWp
	Pnom	10.00 kW ac
	Pnom total	40.0 kW ac

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 29959 kWh/year** Specific prod. 757 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **65.8 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 39.6 kWp



Performance Ratio PR



Kontor med moduloptimerare Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	17.2	7.1	253	199	5.82	4.58
February	26.2	-1.70	43.2	20.4	770	693	7.04	6.34
March	67.7	0.90	91.4	58.0	2211	2093	9.55	9.04
April	110.2	6.10	129.0	94.5	3488	3334	10.68	10.20
May	163.7	11.10	177.9	155.8	5665	5448	12.57	12.09
June	174.2	15.70	182.2	160.5	5755	5530	12.47	11.98
July	165.2	18.70	175.7	153.3	5384	5171	12.10	11.62
August	130.2	18.10	148.5	116.8	4053	3881	10.77	10.31
September	78.5	13.10	100.5	66.1	2391	2268	9.39	8.91
October	36.5	7.30	53.2	29.8	1079	988	8.01	7.33
November	12.2	3.00	19.2	8.7	310	250	6.38	5.15
December	6.0	-0.60	12.0	4.1	141	104	4.65	3.42
Year	980.2	7.56	1149.9	875.0	31500	29959	10.82	10.29

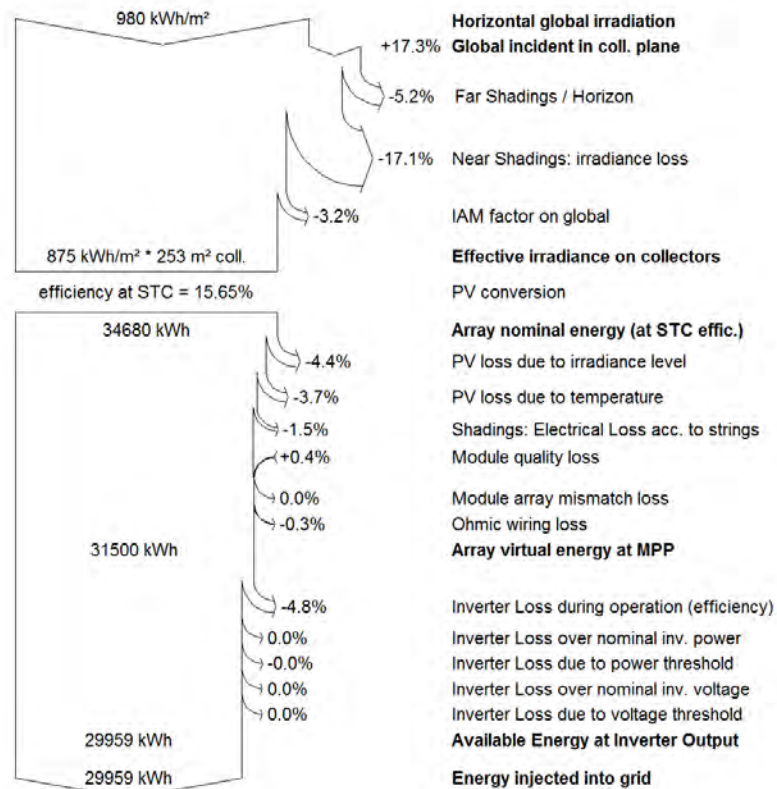
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Kontor med modulloptimerare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	23° azimuth -18°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	132 Pnom total 39.6 kWp
Inverter	Model	SE10k Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0 Pnom total 40.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 10 Pelletförråd med centralväxleriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Pelletsförrådet med centralväxleriktare		
	Simulation date	28/05/14 15h48	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -25°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 35 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	350	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond. 92.9 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp 287 A
Total area	Module area	672 m²	Cell area 602 m ²
Inverter	Model	Ray Max 100	
	Manufacturer	Nexttronex	
Characteristics	Operating Voltage	300-850 V	Unit Nom. Power 100 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Horizon definition

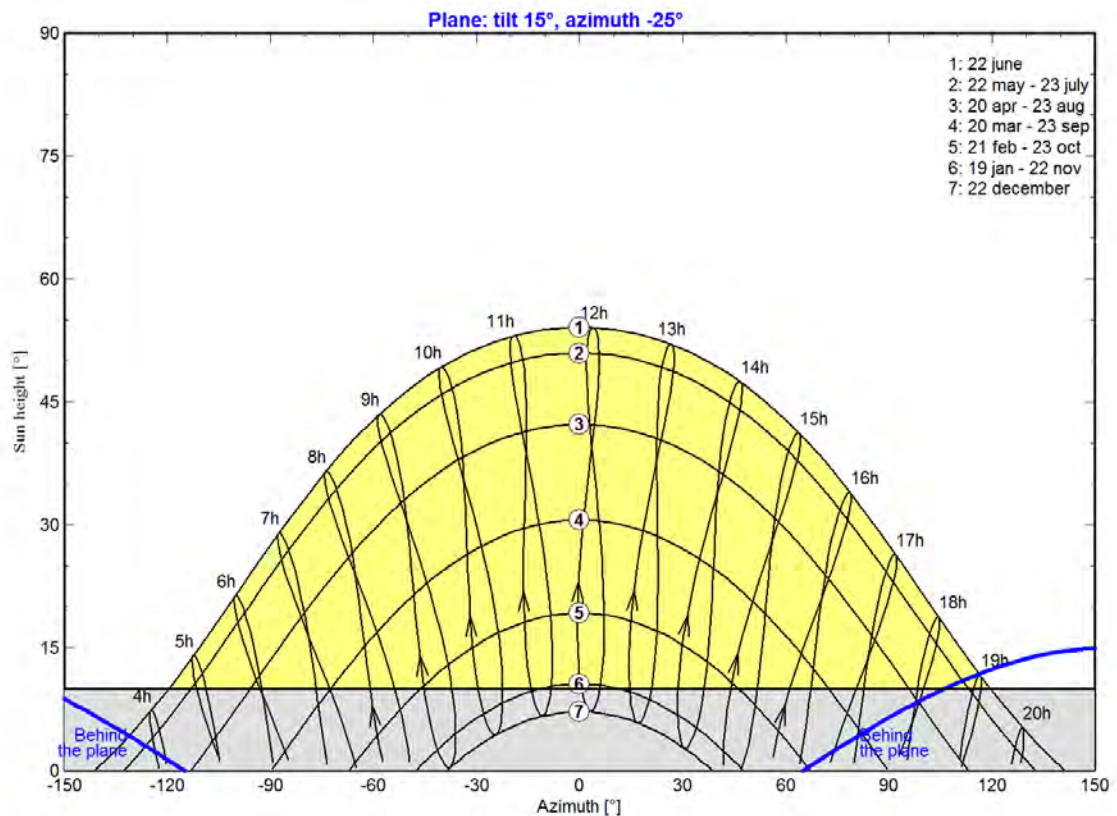
Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med centralväxelriktare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter		Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

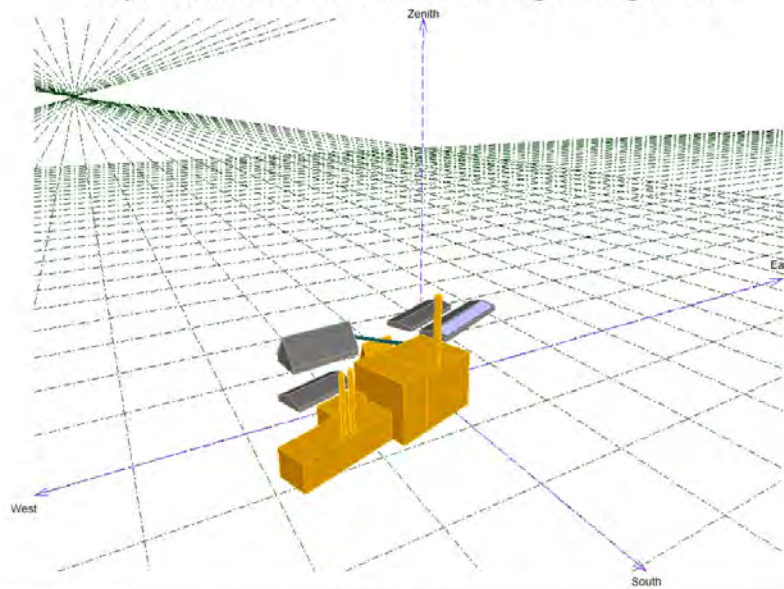


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Pelletsförrådet med centralväxelriktare

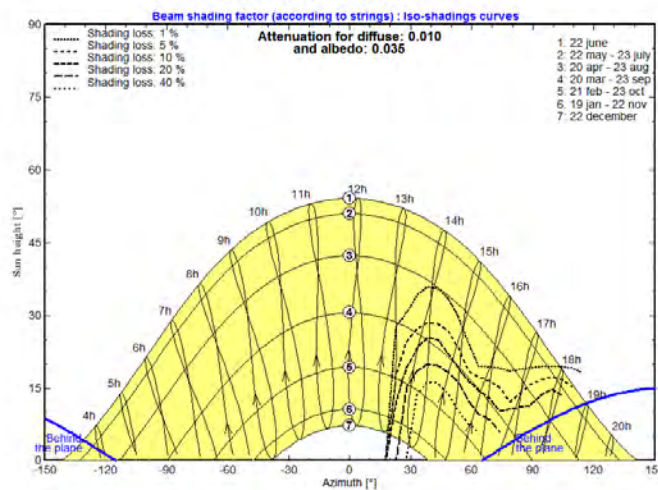
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Pelletsförråd



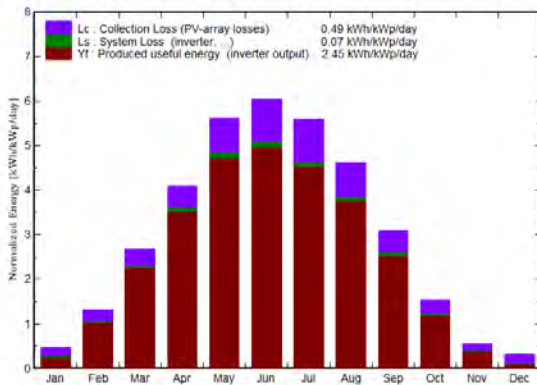
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Pelletsförrådet med centralväxelriktare

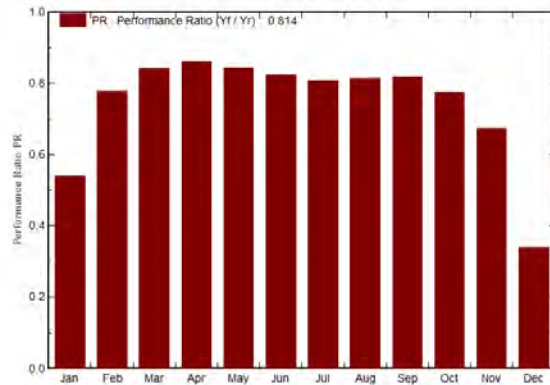
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 93.8 MWh/year** Specific prod. 894 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.4 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



Pelletsförrådet med centralväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	14.5	9.3	0.90	0.82	9.26	8.43
February	26.2	-1.70	37.1	30.6	3.15	3.03	12.65	12.15
March	67.7	0.90	83.1	75.1	7.57	7.36	13.56	13.18
April	110.2	6.10	123.2	115.2	11.43	11.14	13.82	13.46
May	163.7	11.10	174.3	164.4	15.82	15.43	13.52	13.18
June	174.2	15.70	181.2	170.7	16.06	15.65	13.20	12.86
July	165.2	18.70	174.0	163.7	15.14	14.75	12.95	12.62
August	130.2	18.10	143.6	134.7	12.59	12.26	13.05	12.71
September	78.5	13.10	93.1	85.7	8.23	8.00	13.16	12.80
October	36.5	7.30	47.4	41.3	4.02	3.86	12.61	12.13
November	12.2	3.00	16.7	13.0	1.27	1.18	11.33	10.54
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	0.41	0.35	6.25	5.32
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.2	96.58	93.82	13.10	12.72

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

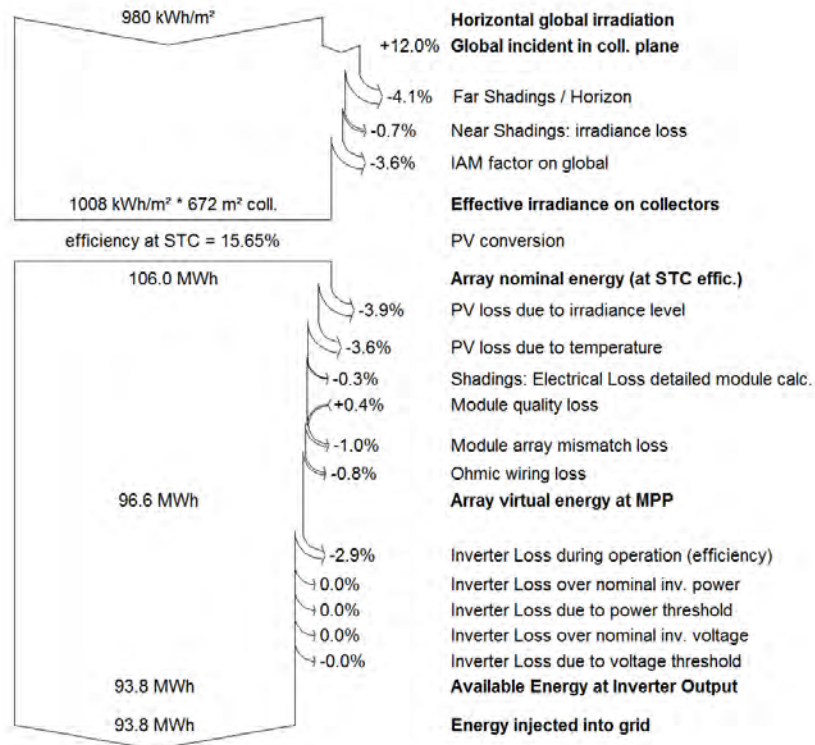
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med centralväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



BILAGA 11 Pelletförråd med mikroväxeriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Pelletsförrådet med mikroväxeriktare		
	Simulation date	28/05/14 16h28	
Simulation parameters			
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth -25°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Detailed electrical calculations		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules	In series	1 modules	In parallel 350 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	350	Unit Nom. Power 300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond. 92.9 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	32 V	I mpp 2867 A
Total area	Module area	672 m²	Cell area 602 m ²
Inverter		Model	DMI 450/35
		Manufacturer	Dorfmuller
Characteristics	Operating Voltage	28-50 V	Unit Nom. Power 0.410 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	350 units	Total Power 143.500 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Grid-Connected System: Horizon definition

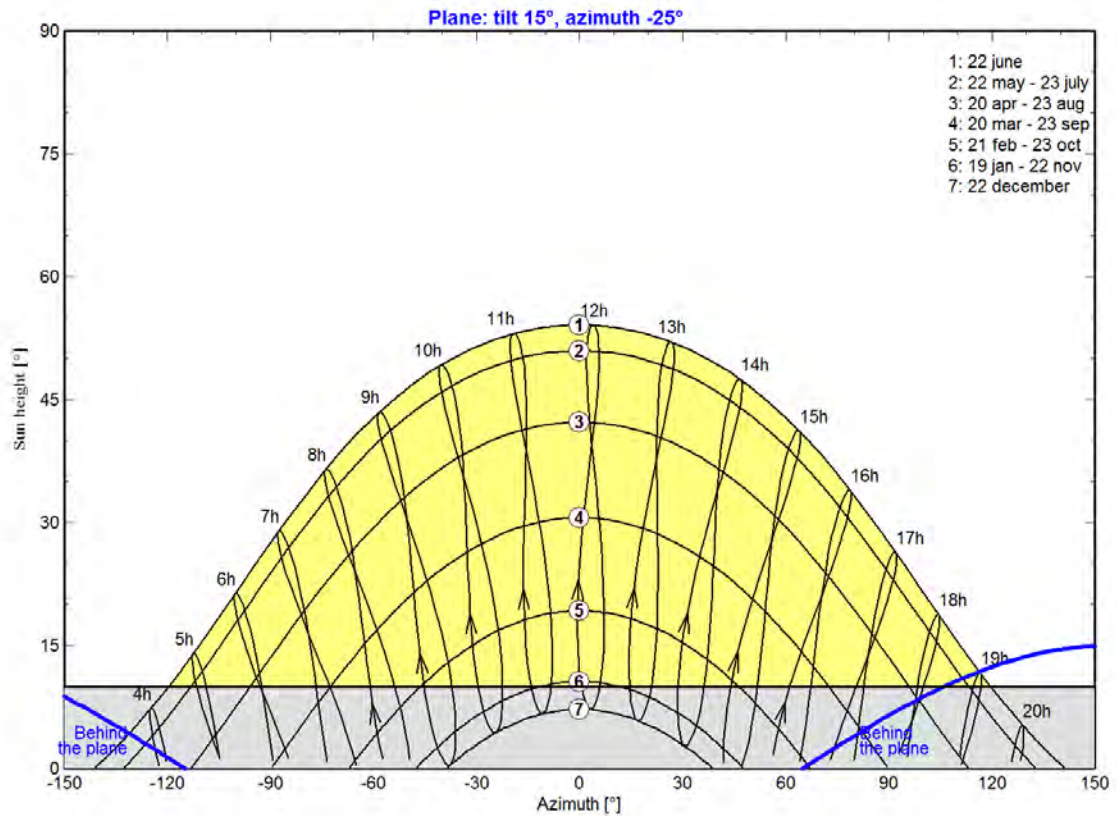
Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med microväxleriktare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		Linear shadings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter		Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack		Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150

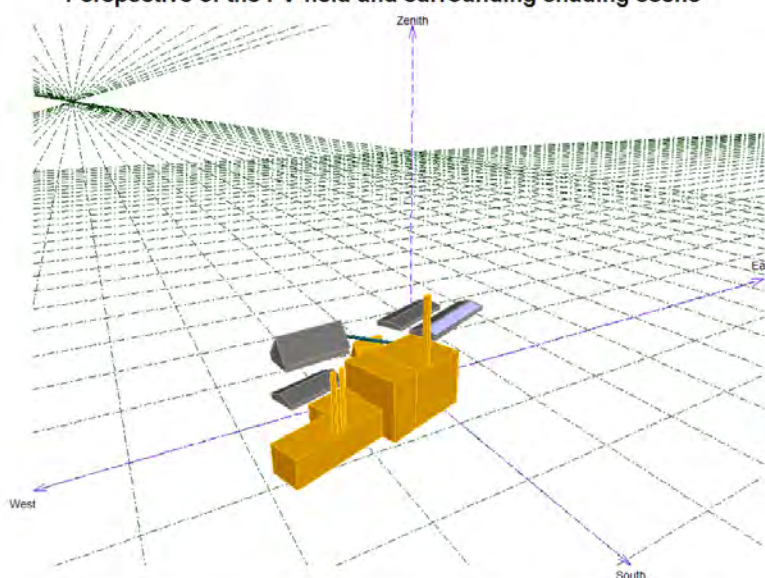


Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Pelletsförrådet med microväxelriktare

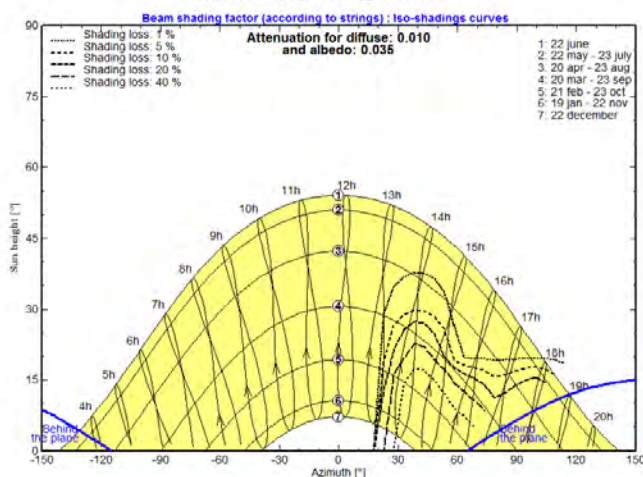
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Pelletsförråd



Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping

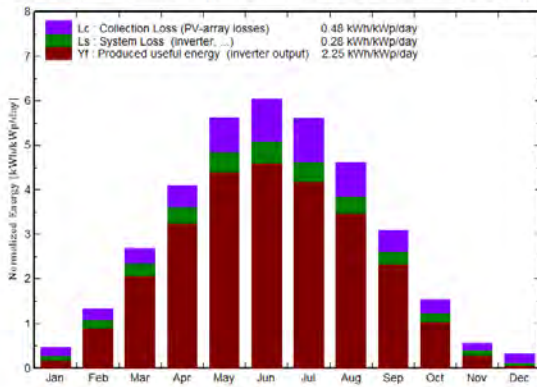
Simulation variant : Pelletsförrådet med microväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

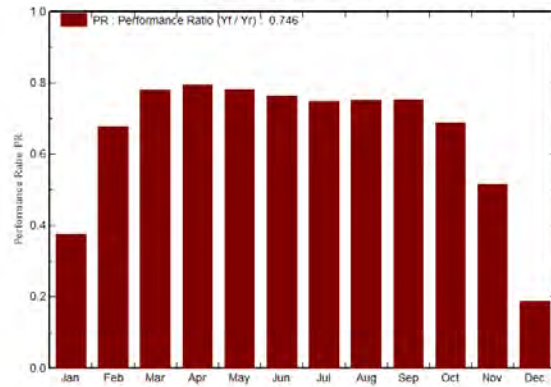
Main simulation results

System Production **Produced Energy 86.0 MWh/year** Specific prod. 819 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **74.6 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



Pelletsförrådet med microväxelriktare
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	9.7	-1.60	14.5	9.3	0.90	0.57	9.26	5.90
February	26.2	-1.70	37.1	30.6	3.16	2.64	12.68	10.60
March	67.7	0.90	83.1	75.1	7.68	6.80	13.75	12.19
April	110.2	6.10	123.2	115.2	11.43	10.28	13.82	12.43
May	163.7	11.10	174.3	164.4	15.82	14.33	13.52	12.24
June	174.2	15.70	181.2	170.7	16.06	14.53	13.20	11.94
July	165.2	18.70	174.0	163.7	15.14	13.66	12.95	11.69
August	130.2	18.10	143.6	134.7	12.59	11.33	13.05	11.75
September	78.5	13.10	93.1	85.7	8.28	7.37	13.25	11.79
October	36.5	7.30	47.4	41.3	4.08	3.43	12.75	10.78
November	12.2	3.00	16.7	13.0	1.27	0.90	11.36	8.07
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	0.41	0.19	6.25	2.92
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.2	96.80	86.04	13.13	11.67

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

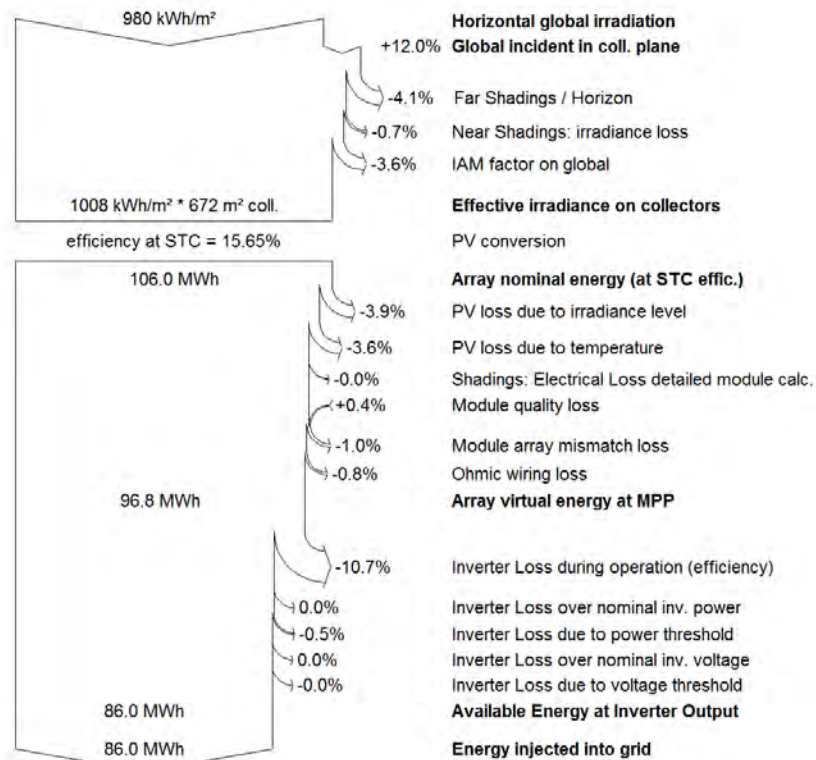
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med microväxelriktare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	DMI 450/35	Pnom 410 W ac
Inverter pack	Nb. of units	350.0	Pnom total 144 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



BILAGA 12 Pelletförråd med moduloptimerare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/5		
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	Projekt Enköping				
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	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1			
Simulation variant :	Pelletsförrådet med moduloptimerare				
	Simulation date	28/05/14 19h25			
Simulation parameters					
Collector Plane Orientation	Tilt	15°	Azimuth	-25°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured	
Horizon	Average Height	10.0°			
Near Shadings	According to strings		Electrical effect	100 %	
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M		
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Power Box		Model	PB350-AOB	Unit nom. power	350 W
PV modules on one Power Box		in series	1	in parallel	1
Number of PowerBoxes		In series	35	In parallel	10 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	350	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power		Nominal (STC)	105 kWp	At operating cond.	92.9 kWp (50°C)
Output of Power Boxes		U oper	750 V	I at Poper	124 A
Total area		Module area	672 m²	Cell area	602 m²
Inverter		Model	SE10k		
		Manufacturer	SolarEdge		
Characteristics		Operating Voltage	750 V	Unit Nom. Power	10.0 kW AC
Inverter pack		Number of Inverter	10 units	Total Power	100.0 kW AC
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	80 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	0.0 % (fixed voltage)
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)				

Grid-Connected System: Horizon definition

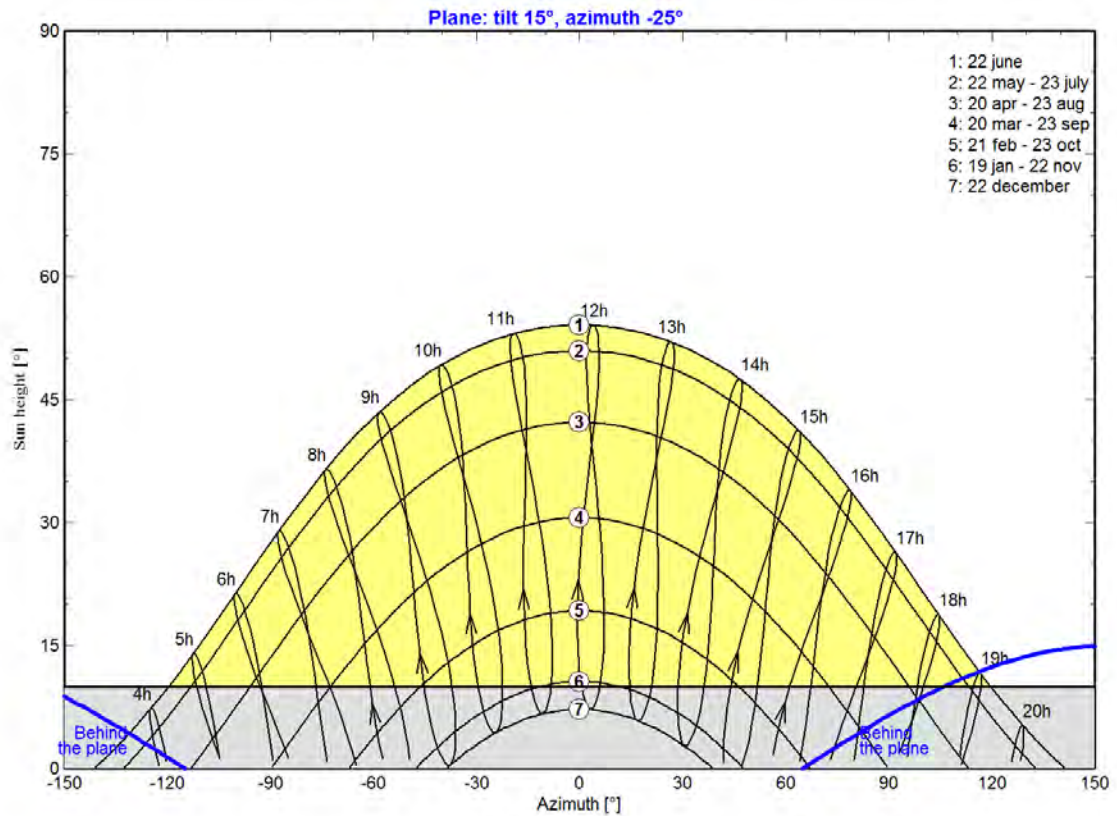
Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med modulloptimerare

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon		Average Height	10.0°	
Near Shadings		According to strings		
PV Field Orientation		tilt	15°	azimuth -25°
PV modules		Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array		Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter		Model	SE10k	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	10.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.96
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150



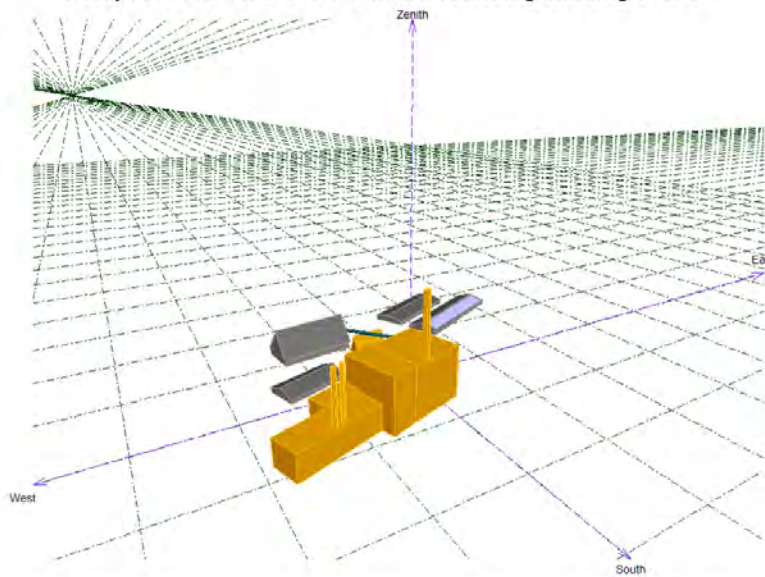
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : **Projekt Enköping**

Simulation variant : **Pelletsförrådet med modulloptimerare**

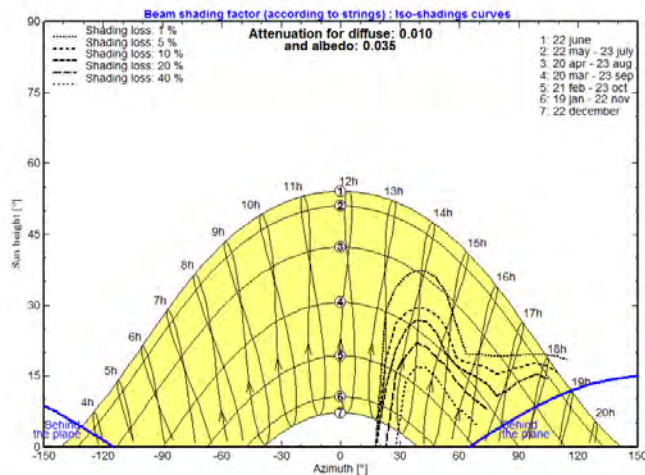
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	15°
PV modules	Model	CS6X - 300M
PV Array	Nb. of modules	350
Inverter	Model	SE10k
Inverter pack	Nb. of units	10.0
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	-25°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	105 kWp
	Pnom	10.00 kW ac
	Pnom total	100 kW ac

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Projekt Enköping: Shading_Pelletsförråd



Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping

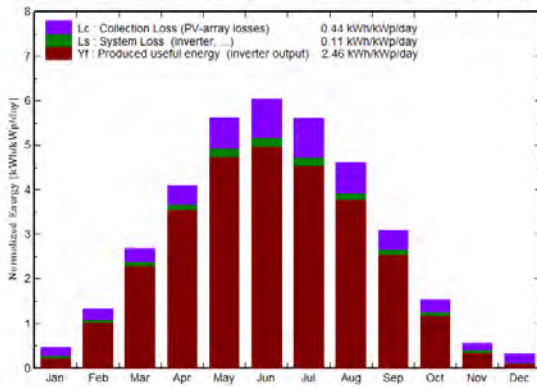
Simulation variant : Pelletsförrådet med modulloptimerare

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	According to strings		
PV Field Orientation	tilt	15°	azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350	Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	SE10k	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0	Pnom total 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

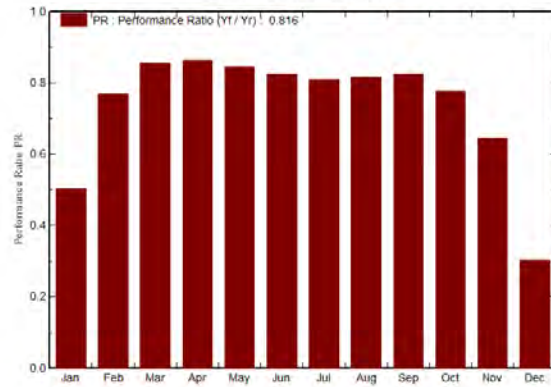
Main simulation results

System Production **Produced Energy 94123 kWh/year** Specific prod. 896 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **81.6 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 105 kWp



Performance Ratio PR



Pelletsförrådet med modulloptimerare

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	14.5	9.3	910	766	9.37	7.88
February	26.2	-1.70	37.1	30.6	3203	3002	12.84	12.03
March	67.7	0.90	83.1	75.1	7792	7468	13.96	13.38
April	110.2	6.10	123.2	115.2	11602	11164	14.03	13.50
May	163.7	11.10	174.3	164.4	16074	15495	13.73	13.24
June	174.2	15.70	181.2	170.7	16319	15723	13.41	12.92
July	165.2	18.70	174.0	163.7	15380	14812	13.16	12.67
August	130.2	18.10	143.6	134.7	12788	12311	13.26	12.76
September	78.5	13.10	93.1	85.7	8407	8069	13.45	12.91
October	36.5	7.30	47.4	41.3	4120	3873	12.94	12.16
November	12.2	3.00	16.7	13.0	1285	1129	11.49	10.09
December	6.0	-0.60	9.8	4.5	414	310	6.31	4.73
Year	980.2	7.56	1097.9	1008.2	98293	94123	13.33	12.76

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

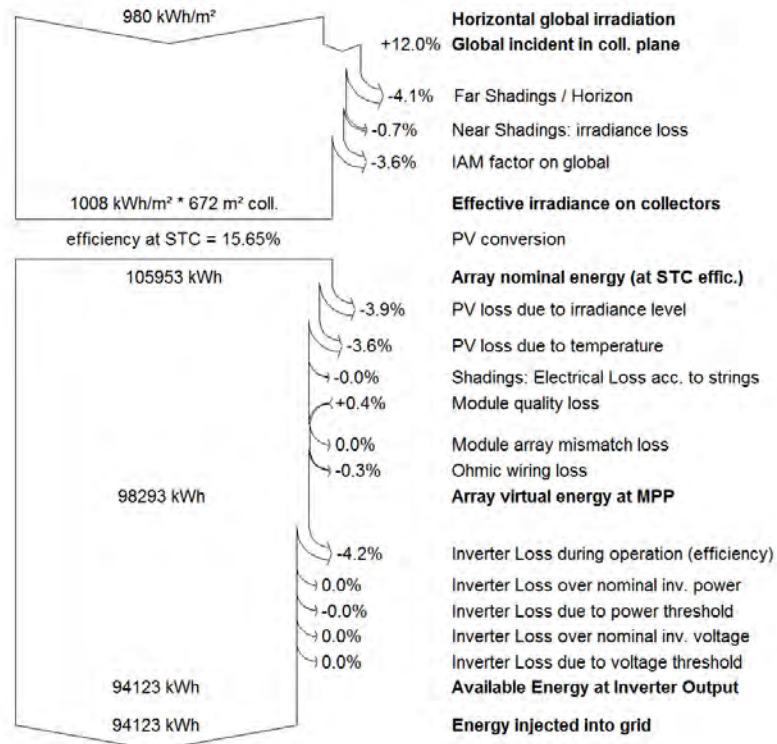
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Pelletsförrådet med modulloptimerare

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near Shadings	According to strings	
PV Field Orientation	tilt	15° azimuth -25°
PV modules	Model	CS6X - 300M Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	350 Pnom total 105 kWp
Inverter	Model	SE10k Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	10.0 Pnom total 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



BILAGA 13 Fristående fast skuggfri med centralväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters				
Project :	Projekt Enköping			
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
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1		
Simulation variant :	Fristående fast skuggfri			
	Simulation date	28/05/14 20h05		
Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	45°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Measured
Horizon	Average Height	10.0°		
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M	
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel	36 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	360	Unit Nom. Power	300 Wp
Array global power	Nominal (STC)	108 kWp	At operating cond.	95.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	324 V	I mpp	295 A
Total area	Module area	691 m²	Cell area	619 m ²
Inverter	Model	Ray Max 100		
	Manufacturer	Nexttronex		
Characteristics	Operating Voltage	300-850 V	Unit Nom. Power	100 kW AC
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)			

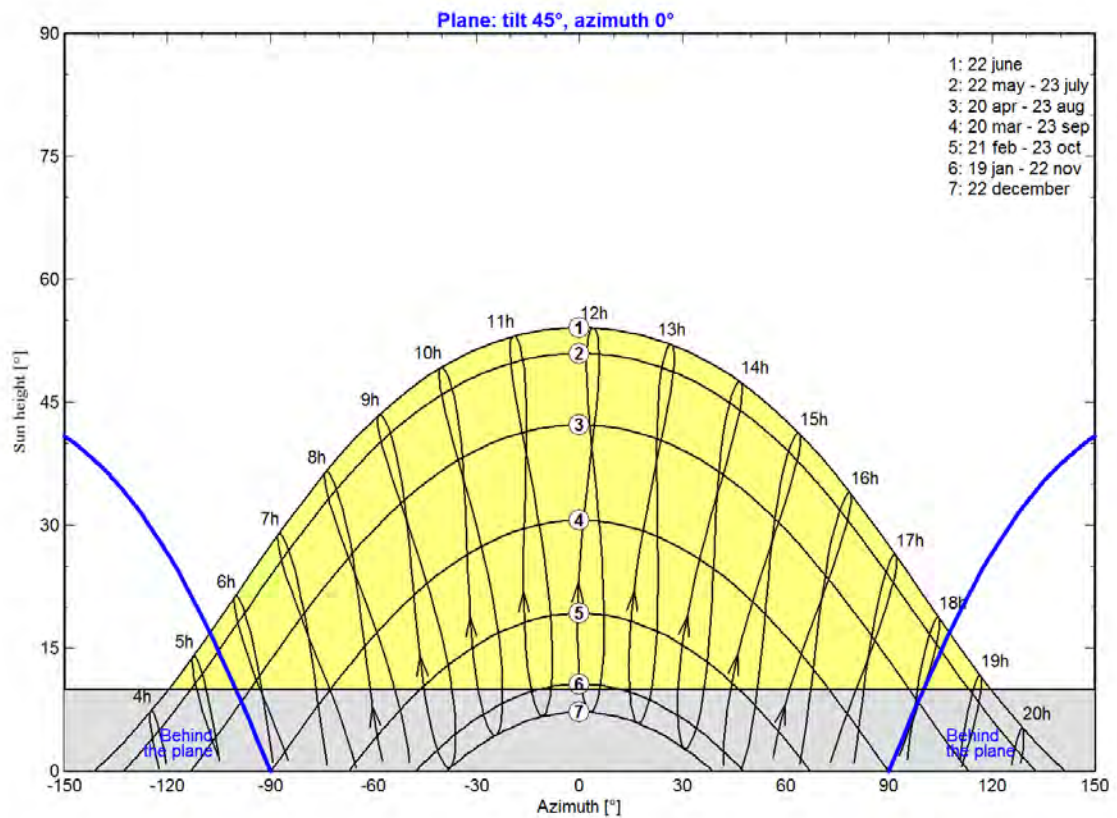
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Fristående fast skuggfri

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°		
Near shading	tilt	45°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom	300 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total	108 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.91
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150



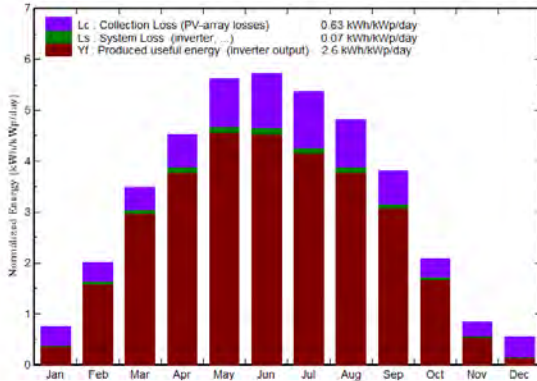
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Fristående fast skuggfri

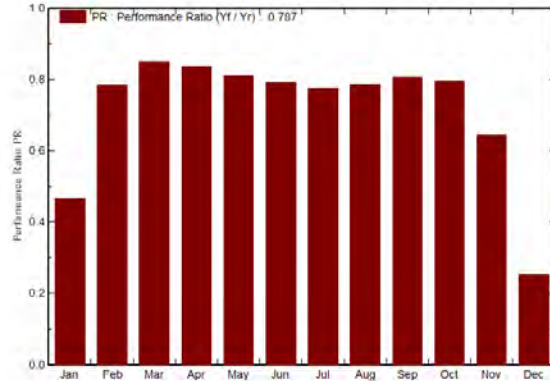
Main system parameters		System type	Grid-Connected
Horizon		Average Height	10.0°
Near shading		tilt	45°
PV modules		Model	CS6X - 300M
PV Array		Nb. of modules	360
Inverter		Model	Ray Max 100
User's needs		Unlimited load (grid)	
		azimuth	0°
		Pnom	300 Wp
		Pnom total	108 kWp
		Pnom	100 kW ac

Main simulation results
System Production **Produced Energy** **102459 kWh/year** **Specific prod.** 949 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR **78.7 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 108 kWp



Performance Ratio PR



Fristående fast skuggfri
Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
January	9.7	-1.60	23.4	12.3	1254	1179	7.77	7.30
February	26.2	-1.70	56.3	46.4	4922	4774	12.65	12.27
March	67.7	0.90	108.0	97.9	10187	9931	13.65	13.31
April	110.2	6.10	135.7	125.1	12574	12258	13.41	13.08
May	163.7	11.10	174.3	160.5	15697	15299	13.04	12.71
June	174.2	15.70	171.5	157.0	15067	14668	12.72	12.38
July	165.2	18.70	166.3	152.0	14306	13926	12.45	12.12
August	130.2	18.10	149.0	137.1	13007	12669	12.64	12.31
September	78.5	13.10	114.1	104.3	10221	9961	12.97	12.64
October	36.5	7.30	65.1	57.7	5771	5594	12.84	12.44
November	12.2	3.00	24.9	18.0	1827	1733	10.62	10.07
December	6.0	-0.60	17.1	5.3	520	467	4.40	3.95
Year	980.2	7.56	1205.7	1073.6	105353	102459	12.65	12.30

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

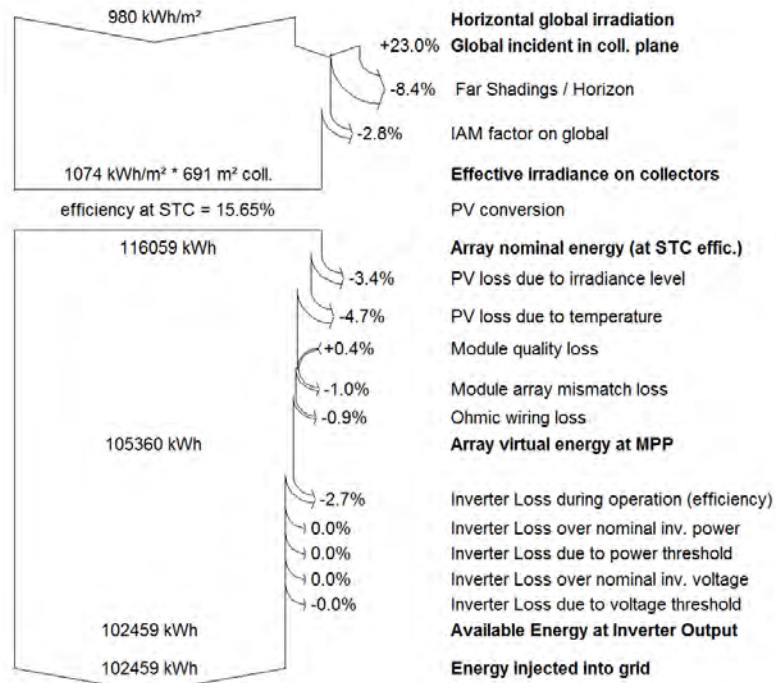
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping

Simulation variant : Fristående fast skuggfri

Main system parameters	System type	Grid-Connected
Horizon	Average Height	10.0°
Near shading	tilt	45°
Far shading	Model	CS6X - 300M
PV modules	Nb. of modules	360
PV Array	Model	Ray Max 100
Inverter		
User's needs	Unlimited load (grid)	
	azimuth	0°
	Pnom	300 Wp
	Pnom total	108 kWp
	Pnom	100 kW ac

Loss diagram over the whole year



BILAGA 14 Fristående solföljare skuggfri med centralväxelriktare

PVSYST V6.11		28/05/14	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Projekt Enköping		
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
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Stockholm	Synthetic - Meteonorm 6.1	
Simulation variant :	Fristående solföljare skuggfri		
	Simulation date	28/05/14 20h37	
Simulation parameters			
Tracking plane, two axis	Minimum Tilt	10°	Maximum Tilt 80°
Rotation Limitations	Minimum Azimuth	-80°	Maximum Azimuth 80°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Measured
Horizon	Average Height	10.0°	
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-mono	Model	CS6X - 300M
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules		In series	10 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	360
Array global power		Nominal (STC)	108 kWp
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	324 V
Total area		Module area	691 m²
		In parallel	36 strings
		Unit Nom. Power	300 Wp
		At operating cond.	95.6 kWp (50°C)
		1 mpp	295 A
		Cell area	619 m ²
Inverter		Model	Ray Max 100
		Manufacturer	Nexttronex
Characteristics		Operating Voltage	300-850 V
		Unit Nom. Power	100 kW AC
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind) 0.0 W/m ² K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	19 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

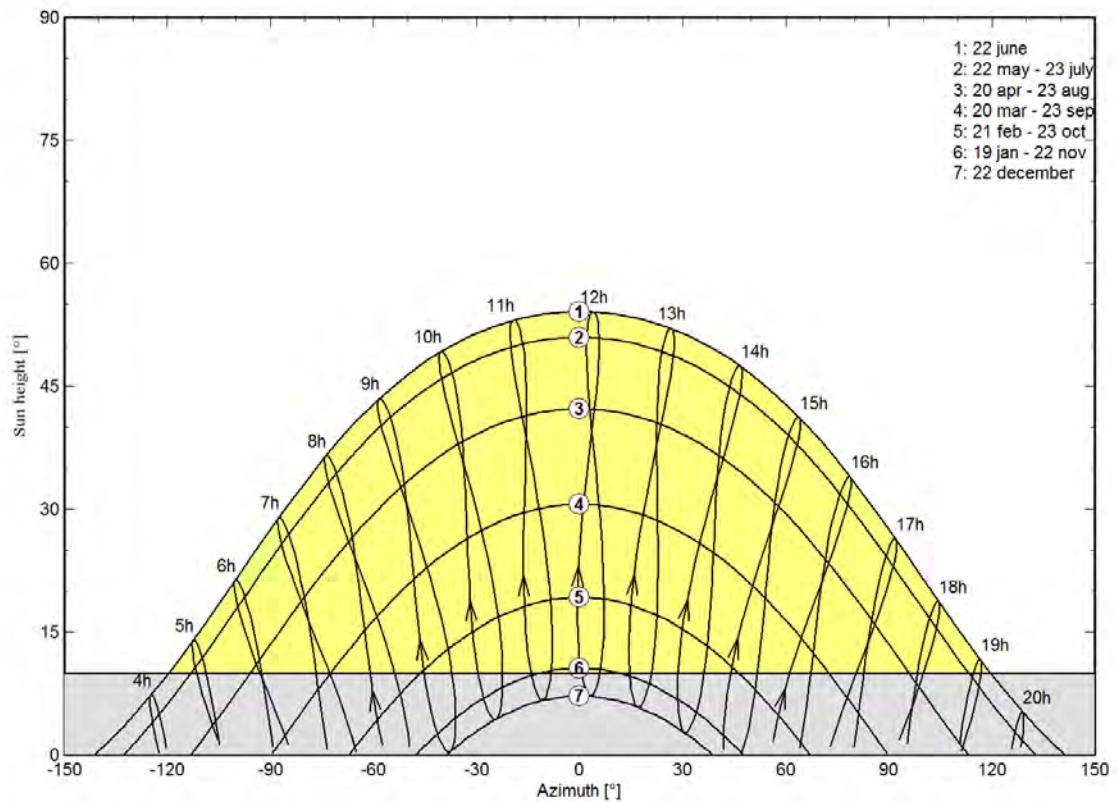
Grid-Connected System: Horizon definition

Project : **Projekt Enköping**
Simulation variant : **Fristående solföljare skuggfri**

Main system parameters		System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°		
Near shading	Tracking two axis			
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom	300 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total	108 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom	100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Horizon	Average Height	10.0°	Diffuse Factor	0.91
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.50

Height [°]	10.0	10.0	10.0	10.0
Azimuth [°]	-150	-40	40	150



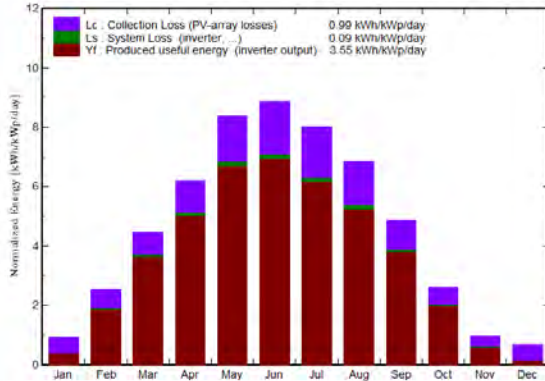
Grid-Connected System: Main results

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Fristående solföljare skuggfri

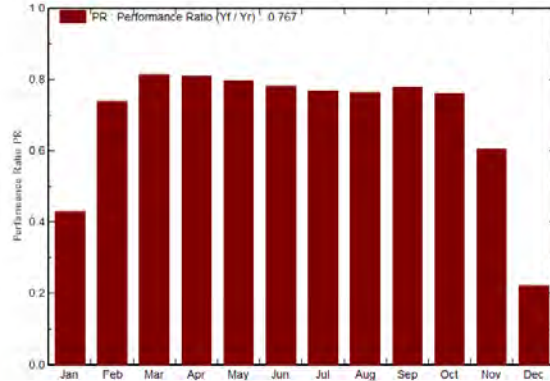
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near shading	Tracking two axis		
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 108 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 140.0 MWh/year** Specific prod. 1296 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **76.7 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 108 kWp



Performance Ratio PR



Fristående solföljare skuggfri
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	9.7	-1.60	28.1	13.4	1.37	1.30	7.08	6.73
February	26.2	-1.70	71.1	55.4	5.84	5.68	11.69	11.56
March	67.7	0.90	138.5	120.9	12.45	12.16	13.01	12.71
April	110.2	6.10	186.2	167.5	16.67	16.30	12.97	12.68
May	163.7	11.10	260.2	237.0	22.94	22.44	12.76	12.48
June	174.2	15.70	266.2	242.1	23.00	22.50	12.51	12.23
July	165.2	18.70	248.9	226.8	21.12	20.65	12.28	12.01
August	130.2	18.10	212.9	191.7	18.00	17.60	12.24	11.97
September	78.5	13.10	145.8	129.5	12.58	12.29	12.49	12.20
October	36.5	7.30	80.9	69.0	6.84	6.66	12.24	11.91
November	12.2	3.00	29.3	19.8	2.00	1.91	9.90	9.45
December	6.0	-0.60	21.0	5.5	0.55	0.50	3.76	3.46
Year	980.2	7.56	1689.0	1478.6	143.36	139.99	12.29	12.00

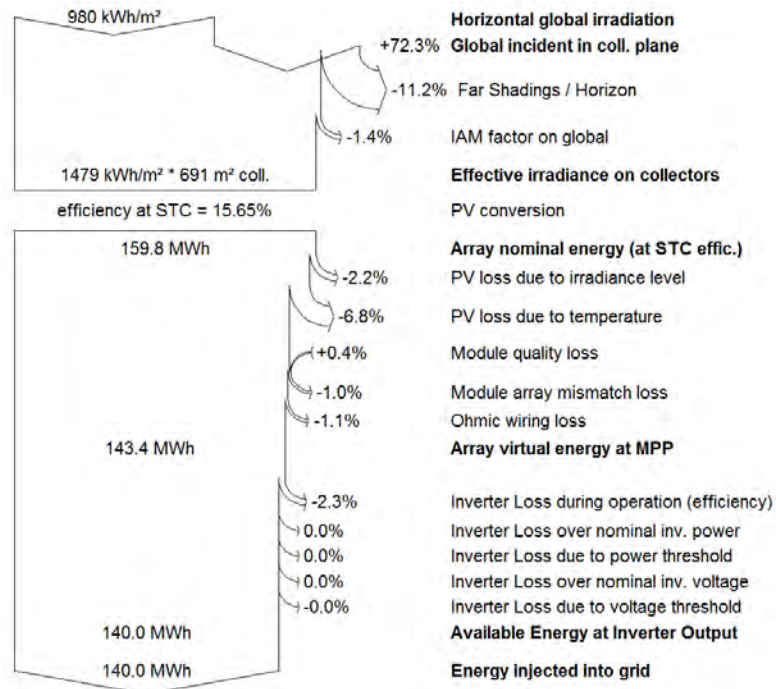
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GlobInc Global incident in coll. plane EffArrR Effic. Eout array / rough area
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings EffSysR Effic.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

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Projekt Enköping
Simulation variant : Fristående solföljare skuggfri

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Horizon	Average Height	10.0°	
Near shading	Tracking two axis		
PV modules	Model	CS6X - 300M	Pnom 300 Wp
PV Array	Nb. of modules	360	Pnom total 108 kWp
Inverter	Model	Ray Max 100	Pnom 100 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



BILAGA 15 Produktblad Canadian Solar



MaxPower CS6X

290/295/300/305/310M



MaxPower CS6X is a robust solar module with 72 solar cells. These modules can be used for on-grid solar applications. Our meticulous design and production techniques ensure a high-yield, long-term performance for every module produced. Our rigorous quality control and in-house testing facilities guarantee Canadian Solar's modules meet the highest quality standards possible.

Key Features

- High module efficiency up to 16.16%
- Positive power tolerance: 0 ~ +5W
- Robust frame to up to 5400 Pa load
- Self-cleaning surface
- Outstanding performance at low irradiance
- High energy yield at Low NOCT

- **Backed By Our New 10/25 Linear Power Warranty Plus our added 25 year insurance coverage**



- 10 year product warranty on materials and workmanship
- 25 year linear power output warranty

Best Quality

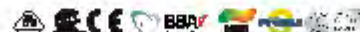
- 235 quality control points in module production
- EL screening to eliminate product defects
- Current binning to improve system performance
- Accredited Salt mist/Ammonia resistance
- High PID Resistance

Best Warranty Insurance

- 25 years worldwide coverage
- 100% warranty term coverage
- Providing third party bankruptcy rights
- Non-cancellable
- Immediate coverage
- Insured by 3 world top insurance companies

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC61701 ED2, IEC 62716, KEMCO, CEC Listed, CE, MCS
- ISO9001:2008: Quality Management System
- ISO/TS 16949:2009: The automotive quality management system
- ISO 14001:2004: Standards for Environmental management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations
- OHSAS 18001:2007: International standards for occupational health and safety



www.canadiansolar.com



MÄLARDALENS HÖGSKOLA
ESKILSTUNA VÄSTERÅS

Box 883, 721 23 Västerås **Tfn:** 021-10 13 00
Box 325, 631 05 Eskilstuna **Tfn:** 016-15 36 00
E-post: info@mdh.se **Webb:** www.mdh.se