



Konsekvenser av avräkningsperiodens längd vid nettodebitering av solel

Elforsk rapport 10:93



Andreas Molin, Joakim Widén, Bengt Stridh, Björn Karlsson December 2010

Konsekvenser av avräkningsperiodens längd vid nettodebitering av solel

Elforsk rapport 10:93

Förord

Detta projekt ingår i det tillämpade solcellsprogrammet SolEI 08-11 etapp III.
Programmet finansieras av:

- Energimyndigheten
- Svenska Byggbranschens Utvecklingsfond via NCC och JM
- Vattenfall
- E.ON Sverige
- Fortum
- ABB Corporate Research
- Göteborg Energi
- Exoheat
- HSB
- Malmö stad Serviceförvaltningen
- Sharp Electronics Nordic
- Switchpower
- Mälarenergi
- Tekniska Verken i Linköping AB
- Jämtkraft
- Umeå Energi
- Falkenberg Energi
- Växjö Energi Elnät



Rapporten finns fritt nedladdningsbar från SolEI-programmets webbsajt:
www.solelprogrammet.se.

Monika Adsten

Elforsk AB

Sammanfattning

Dagens hantering av solelproducenter ger i praktiken installationer av väldigt små solelanläggningar i förhållande till vad som vore möjligt om alla lämpligt orienterade tak- och fasadytor skulle utnyttjas fullt ut. Problemet beror på att det uppstår ett solelöverskott för solelproducenten som får inget eller bara ett lågt värde i förhållande till sparad köpt el. För småhus innebär det att utan nettodebitering är det för solelproducenten ekonomiskt optimalt att endast installera upp till ca 2-7 m² av de ca 60 m² som finns tillgängligt på ett småhus. Även andra användartyper, som flerbostadshus, lantbruk och industri, uppvisar låg utnyttjandegrad. Med nuvarande system hindras då merparten av solelproduktionen på byggnader, som inte exploaterar någon ny mark och som har en potential i Sverige på ca 10-15 TWh antaget att 25% av de tak- och fasadytor som har minst 70% av optimal solinstrålning utnyttjas.

Effekterna av fem olika scenarier, utan respektive med månads- eller årsnettodebitering för en elkonsument som även är solelproducent har studerats för tio olika hustyper, inkluderande tre villor, två flerbostadshus och fem andra fastigheter. Konsekvenserna för de fyra aktörerna solelproducent, nätagare, elhandlare och staten har beräknats. Det blir därmed 200 olika kombinationer som redovisas. För varje kombination kan dessutom utfallet vid godtycklig anläggningsstorlek utläsas i de redovisade figurerna.

Mängden sparad el för solelproducenten beror kraftigt på avräkningsperiodens längd. Månadsnettodebitering skulle drastiskt förbättra utnyttjandegraden av tillgängliga ytor, men begränsar fortfarande ytutnyttjandet. En ytterligare lika stor förbättring ger årsnettodebitering. Vid årsnettodebitering skulle de studerade hustypernas tak kunna täckas endera helt med solceller eller till så stor del som behövs för att täcka årsbehovet av el. En nettodebiteringsgräns, exempelvis 63A = 43,5 kW = 313 m², blir en begränsning för större byggnader.

Nätägarna påverkas i form av minskade intäkter från den rörliga elöverföringsavgiften, minskade förluster i det lokala elnätet och ökade intäkter från överskottsel som solelproducenten skänker till nätet.

För elhandlaren innebär ökande systemstorlek att försäljningen till solelproducenten minskar på samma sätt som sparad köpt el ökar för solelproducenten. Den balansansvarige (BA) som får ta hand om solelproducenten kan i regel göra en profilvinst. Det skulle kunna vara nätagaren, eller av nätagaren utsedd BA eller en av solelproducenten valbar elhandlare beroende på hur nettodebiteringen hanteras. Om samma elhandlare påverkas av minskad elförsäljning och profilvinst blir detta i slutändan gynnsamt för elhandlaren.

Skattemässigt får solcellsinstallationerna vid nettodebitering samma ekonomiska effekt som om solelproducenten skulle göra en energibesparing. I beräkningarna har ingen hänsyn tagits till att statens momsintäkter vid investeringen idag är högre än förlorade intäkter för energiskatt och moms.

För den fortsatta utvecklingen av solcellsmarknaden i Sverige är det av yttersta vikt att man snarast möjliggör att solelproducenter kan få en rimlig ersättning för sin överskottsel. Nettodebitering skulle vara ett enkelt sätt att lösa detta problem. Det praktiska enklaste sättet att genomföra nettodebitering skulle vara att nätagaren skickar ett nettovärde till elhandlaren. Avräkningsperiodens längd bör vara längre än en månad om man vill kunna utnyttja alla tillgängliga takytor.

Summary

The way that owners of PV systems are handled today gives, in practice, installations of very small PV systems relative to what would be possible if all appropriately oriented roof and facade surfaces were fully exploited. This problem occurs because there is a surplus of PV electricity for the system owner, who receives a zero or low value in relation to the electricity purchases that are avoided. For single-family houses, this means that without net billing it is economically optimal to install only up to about 2-7 m² of the approximately 60 m² that are available on the roof of a single-family house. Other end-user types, such as multi-family buildings, agriculture and industry, also show low use of available surfaces. With the current system, the major part of the possible PV production on buildings is hindered. This electricity production does not exploit any new land and has a potential in Sweden of about 10-15 TWh, assuming that 25% of the roof and wall surfaces that have at least 70% of optimum solar radiation are exploited.

The effects of five different scenarios, without and with monthly or annual net billing for an electricity consumer who is also a PV electricity producer have been studied for ten different building types, including three single-family houses, two multi-family buildings and five other properties. The implications for four actors – the solar electricity producer, the grid owner, the electricity trader and the Swedish state – have been calculated. It is thus 200 different combinations that are reported. For each combination the outcome at any system size can also be seen in the reported figures.

The amount of saved electricity for the PV owner depends substantially on the time-horizon of the net billing period. Monthly net billing would drastically improve the utilization of roof areas, but still limits the utilization. Annual net billing gives a similar additional improvement. With annual net billing, the roofs of all the studied types of properties could be covered either entirely with solar cells or as much as needed to cover the annual needs of electricity. A net billing limit, for example $63A=43.5 \text{ kW}=313 \text{ m}^2$, would be a size delimiter for larger buildings.

Grid owners would be affected in the form of reduced revenues for the electricity transfer, reduced losses in the local grid and increased revenue from excess electricity which the PV owner donates to the grid.

For electricity traders increasing system size means that sales to the PV owner decrease in the same way as bought electricity is saved for the PV owner. The balance responsible actor (BA), which takes care of generated solar electricity, can usually make a profit due to the price profile. This could also be the grid owner, or the BA designated by the grid owner, or an electricity trader chosen by the system owner depending on how the net billing is handled. If the same electricity trader is affected by the reduction in electricity sales and earnings due to the price profile, this will be favourable for the electricity trader.

Looking at tax from PV installations, net billing has the same economic effect as if the PV owner had made an energy efficiency measure. The calculations have not taken into account the state's tax revenue of the investment, which today is higher than the loss of revenue for energy tax and VAT.

For the further development of the PV market in Sweden it is of utmost importance to make it possible, as soon as possible, for PV system owners to get a reasonable compensation for their excess electricity. Net billing would be an easy way to solve this problem. The most practical and easiest way to achieve net billing would be if the grid owner could send a net value to the electricity

trader. The period for net billing should be longer than one month if all available roof and wall areas are to be optimally utilized.

Innehåll

1	Bakgrund	1
2	Problemställning	5
3	Metod	6
3.1	Scenarier för nettodebitering.....	6
3.2	Data.....	7
3.2.1	Elanvändningsdata för typhus	7
3.2.2	Solelproduktion.....	8
3.3	Grundläggande antaganden	9
3.3.1	Inblandade aktörer	9
3.3.2	Elpris.....	9
3.3.3	Elcertifikat.....	10
3.4	Beräkningar.....	10
3.4.1	Sparad köpt el	10
3.4.2	Tillgänglig takyta.....	11
3.4.3	Täckningsgrad	11
3.4.4	Ekonomiska konsekvenser vid olika systemstorlekar.....	11
3.4.5	Balansansvarigs hantering av timvisa data; Profilvärden	12
3.4.6	Motivering av profilvärdet.....	13
3.5	Intervjuer	15
4	Resultat	16
4.1	Solelproduktion	16
4.2	Solelproducent.....	18
4.2.1	Sparad köpt el vid olika solcellssystemstorlekar	18
4.2.2	Täckningsgrad	20
4.2.3	Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar.....	22
4.2.4	Ekonomiska konsekvenser av profilvärde	23
4.3	Nätägare.....	24
4.3.1	Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar.....	24
4.4	Elhandlare.....	26
4.4.1	Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar.....	27
4.4.2	Effekter för Balansansvarig som handhar nettodebiteringen.....	27
4.5	Statliga skatteintäkter.....	31
4.5.1	Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar.....	32
5	Diskussion och slutsatser	33
5.1	Effekter av olika scenarior	33
5.2	Solelproducenter	34
5.3	Nätägare.....	35
5.4	Elhandlare.....	36
5.5	Staten	36
5.6	Rekommendationer	37
6	Referenser	39
Bilaga A.	Användar- och produktionskurvor	41
Bilaga B.	Konsekvenser systemstorlek	46
Bilaga C.	Profilvärde	57

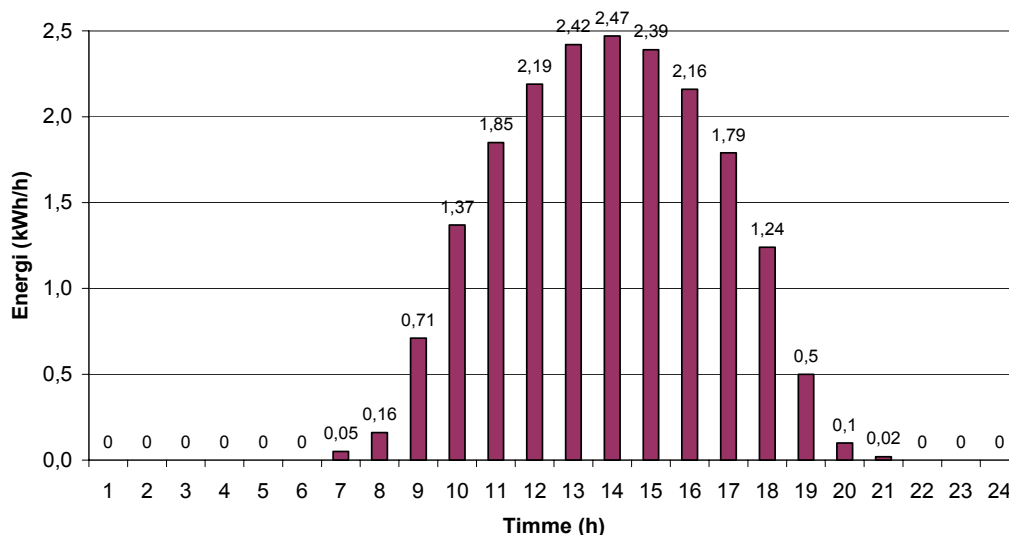
Bilaga D.	Produktionsprofilvärden	62
Bilaga E.	Konsekvenser profilvärde	64
Bilaga F.	Producent eller negativ konsument	70
Bilaga G.	Effekter för nätägare och balansansvarig (elhandlare)	72

1 Bakgrund

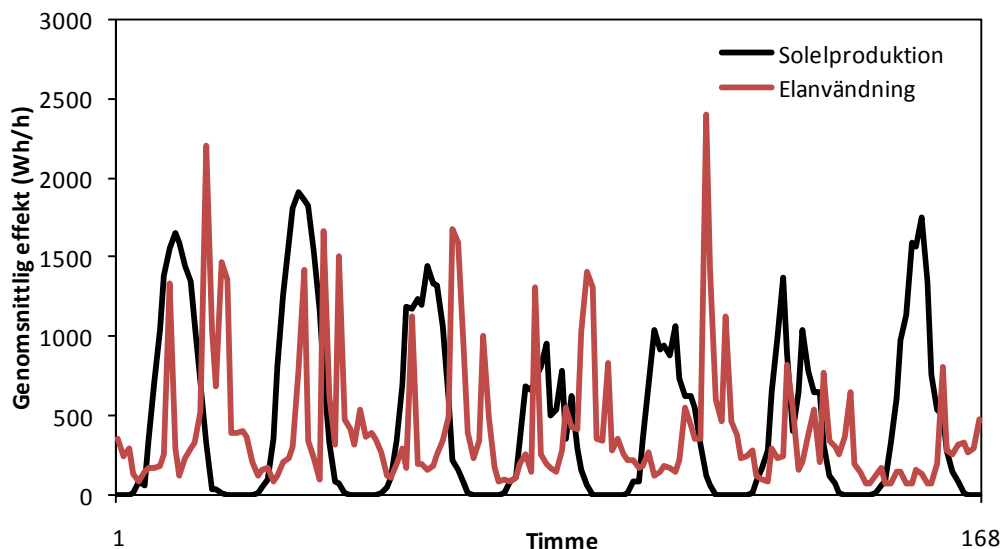
I Sverige finns en mycket stor men ännu nästan helt outnyttjad resurs för elproduktion i form av solenergi. Instrålningen mot ett optimalt lutande plan är normalt omkring 1,1-1,2 MWh per m² och år under optimala instrålningsförhållanden, vilket inte varierar mycket över landet. Solinstrålningen i södra halvan av Sverige är exempelvis jämförbar med norra halvan av Tyskland. Vid utgången av 2009 hade Tyskland 9,8 GW solceller installerade som producerade 6,6 TWh [1].

Solceller som genererar el och solvärmesystem som värmer vatten passar oftast utmärkt för utbyggnad på existerande byggnader. Potentialen i Sverige för solelproduktion från byggnadsanknutna system har uppskattats till så mycket som mellan 10 och 40 TWh, under antagande av en systemverkningsgrad på 10% [2]. Med förbättrad verkningsgrad på moduler och växelriktare har systemverkningsgraden ökat och kommer att fortsätta att öka, vilket därmed ökar potentialen för byggnadsanknuten solel. De bästa kommersiella solcellsmodulerna idag har 19,3% modulverkningsgrad [3] och de bästa växelriktarna från världens ledande tillverkare SMA har en verkningsgrad på 96-97%. Med dagens bästa tillgängliga kommersiella teknik borde man därför kunna nå ca 17% systemverkningsgrad. Antaget en systemverkningsgrad på 15% ökar den svenska potentialen till 15-60 TWh för solel på byggnader.

Ett par speciella egenskaper för solenergi är dock att produktionen under sommaren dels kan överskrida behovet dagtid, dels inte är tillgänglig nattetid, se exempel i Figur 1 och Figur 2.



Figur 1 Exempel på uppmätt elproduktion per timme från en solcellsanläggning med topp effekt på 3 kW_{DC} hos ABB i Västerås. Den 2 juni 2006 producerades totalt 19,42 kWh under ett dygn.



Figur 2 Exempel på timvis matchning mellan solcellproduktion (2,3 kW_p) och elanvändning under en sommarvecka i en villa med fjärrvärme.

Om en solcellsanläggning producerar ett elöverskott, det vill säga att solcellproduktionen är större än vad som kan användas lokalt, finns följande tänkbara alternativ:

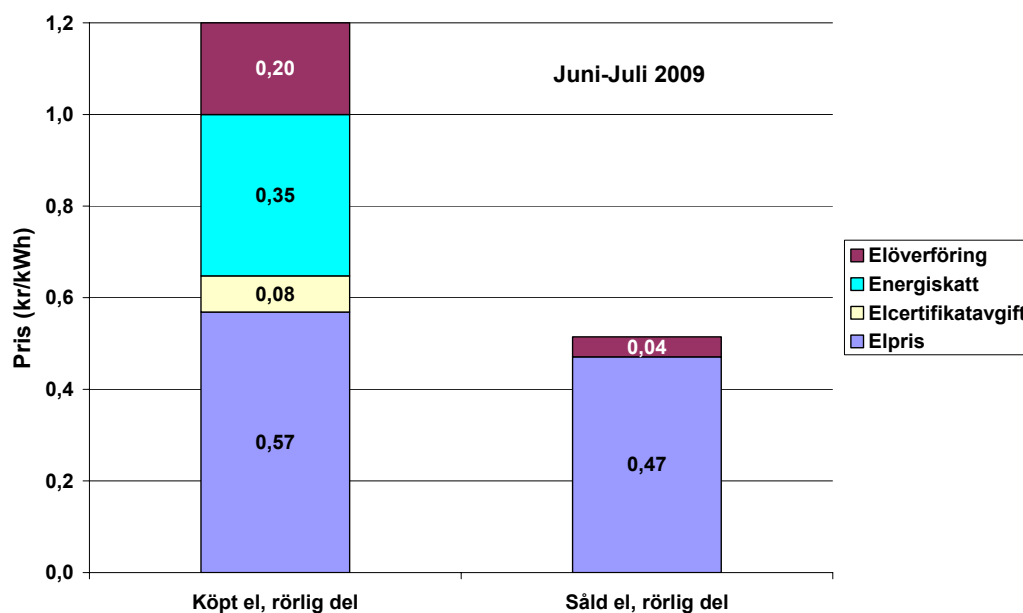
1. Skänka elen till nätagaren. I denna rapport har vi i våra ekonomiska beräkningar bortsett från den nätkreditering som solcellproducenten är berättigad till på grund av nätagarens minskade överföringsförluster i överliggande nät (ca 4-6 öre/kWh i genomsnitt under ett år, beroende på nätbolag).
2. Lagra elen i batterier eller genom uppvärmning av vatten, för senare användning.
3. Sälja elen.
4. Nettodebitering, där producerad solcell kvittas mot använd el under en viss tidsperiod.

Alternativ 1 är inte av något av intresse för en solcellproducent, annat än för mycket små elmängder, med tanke på att en solcellsanläggning är en relativt dyr investering.

Alternativ 2 med batterilagring sänker systemverkningsgraden och ger upphov till ytterligare investerings- och driftkostnader för solcellproducenten, varför det i dagsläget är mindre intressant. I framtiden kan det bli intressant om batterier i el- och elhybridbilar kan användas för energilagring. Alternativ 2 med lagring genom att med en elpatron producera varmvatten ger betydligt lägre verkningsgrad än varmvattenproduktion med solfångare. Båda dessa alternativ är också systemmässigt ogynnsamma då lokal elinmatning har en fördel i form av minskade överföringsförluster. Det finns också goda möjlig-

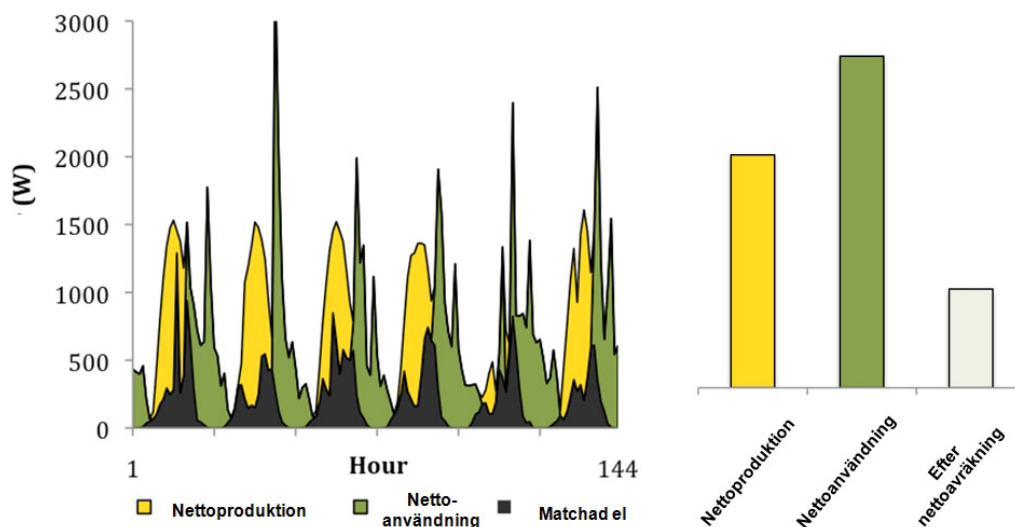
heter att exportera el dagtid till övriga Europa som har en tydligt ökad elanvändning sommartid, dagtid på grund av kylbehov som tillgodoses med el.

Alternativ 3 med elförsäljning ger upphov till en för alla parter betydande administration för förhållandevis lite el. Om solelproducenten vill sälja elen behövs idag upp till tre olika avtal med nätbolag, elhandlare och balansansvarig. Dessutom blir värdet för solelproducenten på den sålda elen 2-3 gånger lägre än priset när elen kanske endast några timmar senare ska köpas tillbaka, se Figur 3. Detta är därför inget attraktivt alternativ för vare sig solelproducent, nätägare eller elhandlare.



Figur 3 Exempel på rörligt pris för köpt respektive såld el under juni-juli 2009. Fasta avgifter är ej medräknade. Priserna är inklusive moms.

Alternativ 4 med nettodebitering skulle innebära att producerad solel kvittas mot använd el under exempelvis en månad, se Figur 4, och man skulle bara debiteras för nettoanvändning av el under den månaden. För en solelproducent som inte kan använda all producerad el själv är nettodebitering det i särklass enklaste och det mest lönsamma alternativet att få avsättning för överskottselen. Den egenproducerade solelen blir då lika mycket värd som den köpta elen för solelproducenten.



Figur 4 Princip för nettodebitering. Solelproduktion och elkonsumtion för ett typiskt hushåll utan elvärme visas till vänster. Till höger visas total nettoproduktion och nettokonsumtion tillsammans med den del av konsumtionen som är kvar efter nettoavräkning.

För mindre solcellsanläggningar, på exempelvis småhus, är möjligheten till nettodebitering och avräkningsperiodens¹ längd en helt avgörande faktor för hur stor solcellsanläggning som kan installeras. Utan nettodebitering är de flesta småhusägare begränsade till att installera mycket små anläggningar för att undvika elöverskott, och då blir den stora potentiella småhusmarknaden i stort sett blockerad.

Detta projekt har bedrivits som ett samarbetsprojekt mellan en industri och tre universitet eller högskolor, med följande deltagare:

Bengt Stridh, ABB AB, Corporate Research, projektledare

Andreas Molin, Linköpings Universitet

Joakim Widén, Uppsala Universitet

Björn Karlsson, Mälardalens Högskola.

¹ Begreppet avräkning används för den process där energivolymer fastställs, kvalitetssäkras (valideras) och prissätts, som grund för fakturering.

2 Problemställning

Nätanslutningsutredningen hade föreslagit ett slopande av kravet på timmätning för anläggningar på högst 63A [5], vilket i praktiken skulle möjliggöra en nettodebitering på månadsbasis. I den följande regeringspropositionen 2009/10:51 togs inte detta förslag med [6]. Regeringen gav istället Energimarknadsinspektionen i uppdrag att utreda nettodebitering enligt följande formulering [7]:

”Enligt dagens regelverk ska in- respektive utmatning av el på koncessionspliktigt nät mätas och rapporteras separat till berörda parter. För att underlätta för småproducenter av el har vissa europeiska länder infört netto-debitering, dvs. en kvittning sker av in och utmatad el under en period, t.ex. en kalendermånad, och producenterna får endast betala för överskjutande förbrukning alternativt betalt för överskjutande produktion. Ett system med nettodebitering kan kombineras med nettomätning, dvs. en mätare installeras i den gemensamma mätpunkten som redan vid mätningen under en period, t.ex. en kalendermånad, kvittar inmatning mot utmatning av el och endast redovisar den överskjutande förbrukningen alternativt överskjutande produktion till berörda parter. Energimarknadsinspektionen ska utreda vilka för- och nackdelar ett införande av en reglering om nettodebitering skulle innebära samt vilka effekter som detta skulle få för skyldigheten att betala energiskatt på el och andra eventuella konsekvenser. I uppdraget ingår att göra en bedömning om det är lämpligt att införa en reglering om nettodebitering. Uppdraget ska ske i samråd med Affärsverket svenska kraftnät. Energimarknadsinspektionen ska även inhämta synpunkter från övriga berörda myndigheter och organisationer. Vid behov ska förslag till författningsändringar lämnas och till författningsförslagen ska en konsekvensutredning bifogas. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet (Näringsdepartementet) senast den 1 november 2010. Uppdraget kan enligt särskild överenskommelse mellan företrädare för Regeringskansliet (Näringsdepartementet) och inspektionen rapporteras vid annan tidpunkt än vad som här angivits.”

I rapporten ”Ekonomiska konsekvenser vid nettomätning av elleveranser från mindre solcellsanläggningar” gjordes en del beräkningar av effekterna av nettomätning, där dygnsvärden användes för de gjorda uppskattningarna [8]. Frågan behöver dock belysas ytterligare med mera detaljerade beräkningar på timbasis vad gäller solexproduktion och elanvändning för några typfall. Dessutom behöver de ekonomiska effekterna för alla parter, som solexproducent, nätbolag, elhandlare och staten (skatteintäkter) belysas grundligare. Ur solexproducentens synvinkel bör avräkningsperiodens längd vara så lång som möjligt, alternativt att man gör en kreditering till nästkommande period, men det är också viktigt att utvärdera vilka eventuella motstående intressen det kan finnas mot detta önskemål.

Ovanstående frågor behandlas i denna rapport, som också är tänkt att vara ett informationsunderlag för Energimarknadsinspektionens pågående utredning om nettodebitering.

3 Metod

Den metod vi har använt är baserad på detaljerade beräkningar av matchning mellan solelproduktion och elanvändning i ett antal typhus. Beräkningar görs på timbasis av hur mycket inköpt el som sparas i byggnaden samt hur mycket el som levereras till och från byggnaden. Tio olika typhus med olika användningsmönster studeras tillsammans med solcellssystem av olika storlekar och under olika tänkbara scenarier för nettodebitering. Matchningsberäkningarna ligger till grund för beräkningar av ekonomiska konsekvenser för olika aktörer. Dessutom beräknas solelens *profilvärde*. Profilvärdet kan betraktas som den vinst eller förlust en aktör gör då el med en viss timvis produktionsprofil upphandlas men debitering sker med medelvärden över längre tidsperioder, vilket är fallet med nettodebitering. De olika beräkningarna har kompletterats med intervjuer med ett urval av inblandade aktörer.

3.1 Scenarier för nettodebitering

Det finns en uppsjö av olika varianter på nettodebitering och det var därför nödvändigt att göra ett urval av ett rimligt antal varianter. Vi har valt ut följande scenarier för våra beräkningar.

- 1 *Ingen nettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.* Referens som representerar dagsläget, fränsett att vi försummat den nät-kreditering som solelproducenten idag är berättigad till för inmatad överskottsel. Denna kreditering är ca 4-7 öre/kWh, beroende på vilken nätägare man har.
- 2 *Månadsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.* Här har antagits att nätägaren skickar ett månadsnettovärde (kWh) till el-handlaren. Vid överskott sätts månadsnettot till 0. Detta är ett alternativ som förordas av Svensk Energi [9].
- 3 *Månadsnettodebitering, överskottsel säljs på Nord Pool spotmarknad till månadsmedelpris.* Här har antagits att nätägaren skickar ett månadsnettovärde till elhandlaren och att vid ett månadsöverskott säljs överskottet på Nord Pool via elhandlaren.
- 4 *Årsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.* Här har antagits att nätägaren skickar ett årsnettovärde (kWh) till elhandlaren. Vid överskott sätts årsnettot till 0. Detta scenario påminner om månadsnettodebitering med kreditering av överskottsel till nästkommande månad, därför har vi inte räknat specifikt på ett sådant scenario. En skillnad är dock att krediteringen skulle behöva göras hos både nätägare och el-handlare för att få full effekt för solelproducenten. Ett alternativ skulle vara att krediteringen görs i kWh hos nätägaren, då skulle det i praktiken innebära en kreditering även av elhandeln. I USA finns möjlighet till månadsnettodebitering, med kreditering av överskottsel till "fullpris" till nästkommande månad i 43 av 50 stater [12].

- 5 *Timnettodebitering, med kreditering av överskottsel till nästkommande timme.* Ett scenario som är anpassat för framtid när vi kan få timmätning av all elanvändning och med varierande timpriser på den köpta elen. Om man bortser från variationer i elpriset kommer även detta att vara samma sak som årsnettodebitering, såvida energiskatt, elöverföringsavgift, elcertifikat och moms också krediteras. Då årsproduktionen överstiger årsanvändningen antas detta skänkas till nätägaren, likt scenario 4.

Ett viktigt påpekande är att i våra beräkningar har vi inte satt någon begränsning av hur stor elmängd som skulle få nettodebiteras. Med en begränsning på max 63 A som angavs i nätanslutningsutredningen blir det en topp effekt på 43,5 kW. Det skulle ge en solcellsmodularea på 313 m², med de moduler som anges i 3.2.2.

3.2 Data

3.2.1 Elanvändningsdata för typhus

Beräkningar har gjorts för en uppsättning med tio olika typhus, utvalda för att spegla de olika elanvändningsmönster som uppstår för olika verksamheter. Egenskaper för de tio olika dataserierna, som alla är på timbasis under ett år, redovisas i Tabell 1 uppdelade på villor (V), flerbostadshus (F) och lokaler (L). Alla dataserierna är uppmätta, förutom en som har simulerats med en modell för elanvändning i bostäder. Kurvor som visar elanvändningens fördelning över dygnet och året för de olika hustyperna återfinns Bilaga A.

Tabell 1 Elanvändningsdata för de studerade typhusen.

Benämning	Beskrivning	Källa	Mätår	Total elanvändning (MWh/år) / Max effekt (kW)
V1	Villa med fjärrvärme	Energimyndigheten	2007	4,0 / 3,5
V2	Villa luftvärmepump	Energimyndigheten	2007	11,2 / 5,8
V3	Villa med direktverkande el utan värmepump	Utsikt Nät	2009	24,9 / 11,4
F1	Mindre fler-bostadshus (10 lägenheter)	Utsikt Nät	2009	22,6 / 8,0
F2	Större fler-bostadshus (20 lägenheter)	Simulerad [15]	–	58,7 / 15,2
L1	Kyrka	Utsikt Nät	2009	17,6 / 44,9
L2	Lantbruk	Erikslunds gård	2008	206 / 105
L3	Bilprovning	Industriell Laststyrning	2008	85,2 / 27,8
L4	Kontor	Rådhuset, Norrköping	2008	494 / 139
L5	Industri	Boxholms stål	2007	3797 / 1320

3.2.2 Solelproduktion

Den timvisa solelproduktionen har beräknats ur månadsmedelvärden för klimatdata (global instrålning, diffus instrålning, temperatur och vindhastighet) för Norrköping 1961-1990 med det kommersiella programmet PVSYST [9] version 5.06 under antagande att taken är riktade rakt mot söder. Solcellsmodulernas vinkel emot horisontalplanet är beroende på byggnadstyp och är tagna ifrån Kjellsson [2]. Vinklarna avviker något från den optimala vinkeln för att maximera den årliga produktionen.

Elproduktionens variation över tiden utgår ifrån ett 2 300 W_t-system med tio polykrystallina solcellsmoduler (GPV-230W, med 13,9% modulverkningsgrad) i en sträng och en växelriktare (SMA Sunny Boy 2100TL) med 95,2% Euroverkningsgrad² och har sedan multiplicerats i varje tidssteg för att få fram den totala produktionen.

Produktionskurvor återfinns i Bilaga A. Årsproduktionen blir 950-990 kWh/kW_t³. Detta är ett idealt värde och avvikelser ifrån detta är sannolika för verkliga solcellsanläggningar. Ingen hänsyn har här tagits till skuggning eller andra faktorer som kan minska den årliga solelproduktionen. Typiska försämrande faktorer visas schematiskt i Tabell 2.

Tabell 2 Exempel på faktorer som ger lägre solelproduktion än den teoretiskt optimala och beräknade eller uppskattade minskningar av den årliga solelproduktionen.

Faktor	Minskad årlig solelproduktion [%]
15°, 30°, 45° avvikelse från syd	1, 3, 7
10°, 20°, 30° avvikelse från optimal lutning	1, 4, 10
Skuggning	0-?
Snötäckning (snörik vinter) [17]	3
Nedsmutsning [17]	1-8
Degradering [20]	ca 0,5-1/år för moduler baserade på kristallint kisel enligt utländska studier, få svenska data finns
Bristande matchning mellan solcellsmoduler i strängar	?
Montering (tak, fristående...)	Verkningsgrad sjunker med ca 0,4-0,5/°C i celltemperaturökning över testtemperaturen (25°C). Montaget påverkar kylningen, som påverkar celltemperaturen.
Årlig variation i solinstrålning i Sverige 1983-2006 [18]	±10

² Euroverkningsgrad = $\eta_{\text{EURO}} = 0,03 \times \eta 5\% + 0,06 \times \eta 10\% + 0,13 \times \eta 20\% + 0,1 \times \eta 30\% + 0,48 \times \eta 50\% + 0,2 \times \eta 100\%$

³ kW_t = en solcellsanläggnings DC topp effekt i kW, det vill säga före omvandlingen till AC i växelriktaren.

3.3 Grundläggande antaganden

3.3.1 Inblandade aktörer

I grundförutsättningarna som beräkningarna är baserade på antas att tre aktörer hanterar den producerade elen:

Solelproducent. Äger solcellsanläggningen och producerar solel som delvis används för att ersätta köpt el och delvis matas in på nätbolagets elnät, vid de tillfällen då solelproduktionen överstiger det egna elbehovet.

Nätbolag. Mäter solelproducentens inmatning av solel till och uttag av köpt el från nätet i solelproducentens uttagspunkt och rapporterar dessa mätvärden till Svenska Kraftnät, elhandlare och balansansvarig. Om det vid någon tidpunkt uppstår ett produktionsöverskott i uttagspunkten, det vill säga att solelproduktionen överstiger solelproducentens elanvändning, räknas solcellsanläggningen som en produktionsanläggning. I dagens lagstiftning jämföras den då med alla andra produktionsanläggningar i Sverige, vilket innebär att all elproduktion måste timmätas och rapporteras till Svenska Kraftnät en gång per dygn, även för de timmar då det inte finns något produktionsöverskott.

Elhandlare. Säljer el till solelproducenten och kan köpa eventuellt produktionsöverskott. Olika elhandlare kan köpa och sälja elen, detta beskrivs närmare i kapitel 4.4.

Dessutom påverkas **staten** i form av minskade skatteintäkter för energiskatt och moms samt minskade intäkter från elcertifikatpriset när egenproducerad el ersätter inköpt el.

Med fem scenarior tio hustyper och fyra aktörer blir det 200 olika kombinationer som studerats. För varje fall har beräkningarna dessutom gjorts för en godtycklig systemstorlek. Det finns därför mycket information att utläsa i de redovisade figurerna.

3.3.2 Elpris

En typisk sammansättning av det rörliga elpriset för en slutkonsument visas i Tabell 3. För enkelhetens skull har här använts ett konstant elhandelspris på 0,5 SEK/kWh i de övergripande ekonomiska konsekvensberäkningarna som använder medelvärden. I profilvärdesberäkningarna används verkliga timvisa spotpriser och balanskraftpriser från 2008 och 2009 i €/MWh. Priset för 1 € har antagits till 10 kr.

Till de rörliga komponenterna av elpriset kommer dessutom de fasta avgifterna, som dock inte påverkas för en solelproducent och därför har ingen hänsyn tagits till dessa i de ekonomiska beräkningarna.

Tabell 3 Typiska rörliga elpriskomponenter för en slutkonsument.

Priskomponent	SEK/kWh
Elhandelspris (Nord Pool spotpris 0,47 + handelspåslag 0,03)	0,5
Elöverföringsavgift	0,17
Normal energiskatt (gäller ej tillverkande industri och yrkesmässig växthusodling samt kommuner med lägre skattesats)	0,28
Elcertifikatpris	0,05
Moms 25 %	0,25
Summa	1,25

3.3.3 Elcertifikat

Vi har i denna studie bortsett från eventuella intäkter av elcertifikat. Ekonomin vad gäller elcertifikat har behandlats i rapporten "Solcellselproduktion inom elcertifikatsystemet" [11]. Intäkterna för eventuella elcertifikat påverkas dessutom inte av nettodebiteringsperiodens längd eftersom elproduktion alltid måste timmätas för att man ska vara berättigad till elcertifikat. Detta kan tyckas ologiskt eftersom man tilldelas ett elcertifikat per producerad MWh oavsett när produktionen har skett i tiden och att det för en solcellsanläggning på exempelvis en villa även sommartid kan ta åtskilliga veckor att producera en MWh.

3.4 Beräkningar

Beräkningar har utförts av

- Sparad köpt el vid olika solcellssystemstorlekar
- Täckningsgrad
- Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar
 - Med medelvärden för elpriser
 - Med verkliga timvärden för elpriser (profilvärden)

3.4.1 Sparad köpt el

Genom att beräkna hur mycket köpt el som kan sparas i de olika scenarierna vid olika storlekar på solcellssystem går det att få fram den maximala systemstorleken vid vilken solelen fullt ut får samma värde som den köpta elen. Det går då att se i vilken grad den tillgängliga takytan kan utnyttjas för olika hustyper vid olika nettodebiteringsperioder. En modulverkningsgrad på 13,9 % har antagits vilket gör att det krävs $7,2 \text{ m}^2/\text{kW}_t$.

Mängden köpt el kan användas för att beräkna de ekonomiska konsekvenserna för solelproducent, elhandlare och staten. I de fall där medelvärden för elpriser använts har antagits

- ett över året konstant elpris på 1,25 kr/kWh
- att nätbolaget enbart sköter rapportering till elhandlare och att detta sker med avräknade nettovärden.

3.4.2 Tillgänglig takyta

När det gäller tillgänglig takyta för villor har vi utgått från att den genomsnittliga bostadsarean för småhus i Sverige är ungefär 110 m^2 , vilket för en enplansvilla i kombination med ett antagande om 31 graders taklutning ger en total takarea på 120 m^2 .⁴ Vi har antagit att ungefär halva den arean skulle vara tillgänglig för solcellssystem, med tanken att solcellsystemet monteras på den halva av taket som är lämpligast orienterad. Vi har satt den tillgängliga takytan till 60 m^2 . Detta är ett ungefärligt värde. För småhus som inte är enplanshus kan den tillgängliga takytan bli något mindre, medan den för enplanshus blir något större. Eftersom solcellsystemet monteras på ett lutande tak och att taket har taksprång blir i princip den tillgängliga takytan större än husgrundens yta. Vi har bortsett från att skorstenar, takstegar och ventilationsdon i praktiken kan begränsa den tillgängliga takytan.

3.4.3 Täckningsgrad

För att utvärdera hur stor del av den årliga elanvändningen som kan täckas med sol har täckningsgraden vid månads- och timnettodebitering beräknats. Här har antagits att solcellsanläggningens produktion är lika stor som den årliga elanvändningen. Täckningsgraden definieras som den andel av användningen som täcks av solelproduktionen baserat på totalvärden för respektive avräkningsperiod. För fallet årsnettodebitering är då täckningsgraden per definition 100%.

3.4.4 Ekonomiska konsekvenser vid olika systemstorlekar

För att kvantifiera de ekonomiska konsekvenserna för de olika aktörerna med de olika debiteringsalternativen, och olika storlekar på installerade solcellssystem, gjordes beräkningar med elprissammansättningen enligt kapitel 3.3.2. För en given systemstorlek utfördes beräkningarna utifrån en serie timdata över produktion, $P(k)$, och användning, $L(k)$, där k betecknar tidssteget (timme). Nettoproduktion $P_n(k)$ och nettoanvändning $L_n(k)$ beräknades som:

$$P_n(k) = \max(0, P(k) - L(k))$$

$$L_n(k) = \max(0, L(k) - P(k))$$

En del av solelproduktionen $M(k)$ matchar elanvändningen och beräknades som:

$$M(k) = P(k) - P_n(k) = L(k) - L_n(k)$$

Med nettodebitering räknades dessa ut aggregerat över längre tidsperioder. För månadsnettodebitering blir matchad produktion alltså:

$$M(m) = \sum_{k=k_m}^{k_{m+1}-1} L_n(k) - \max \left[0, \sum_{k=k_m}^{k_{m+1}-1} L_n(k) - \sum_{k=k_m}^{k_{m+1}-1} P_n(k) \right], \quad m = 1, \dots, 12 = \text{månad}$$

⁴ Den totala bostadsarean för svenska småhus (undantaget biutrymmen) var ungefär 220 km^2 enligt SCBs fastighetstaxering 2008 och det totala antalet småhus enligt SCBs kalkylerade bostadsbestånd 2008 ungefär två miljoner. I kombination ger dessa den antagna arean.

För årsnettodebitering räknas detta netto ut på årsbasis. I det följande visas beräkningarna på timbasis, men de är helt analoga för längre avräkningsperioder.

Uttryckt med hjälp av ovanstående definitioner blir värdet $V_p(k)$ för solelproducenten:

$$V_p(k) = C_b M(k) + C_s P_n(k)$$

där C_b för att förenkla beräkningarna är medelvärden under ett år för köppris för el och C_s är medelvärden under ett år för säljpris. I scenario 2 och 4, då överskottsel skänks till elnätet, är $C_s=0$.

För en elhandlare blir den minskade försäljningen $V_e(k)$ av el till solelproducenten med aktuell debiteringsform (jämfört med situationen utan solel överhuvudtaget):

$$V_e(k) = C_s(k) M(k)$$

och de minskade statliga intäkterna $V_s(k)$ blir:

$$V_s(k) = C_t(k) M(k)$$

där C_t är skatteintäkterna per kWh.

Elöverföringsavgiften som för småkunder ofta tas ut som en delvis rörlig avgift per kWh minskas vid nettodebitering och beräknas för den direkt matchade elen och för den nettodebiterade delen. För en nätägare blir den minskade rörliga intäkten i form av nätavgift $V_n(k)$:

$$V_n(k) = C_n M(k)$$

Där C_n är den rörliga elnätsavgiften 0,17 kr/kWh exklusive moms. Den skänkta elen till nätägaren i scenario 2, 4 och 5 blir överskottsel och beräknas enligt:

$$(P(k) - M(k)) C_o$$

Där C_o är den skänkta elens värde, vilken antas till 0,50 kr/kWh exklusive moms enligt elprissammansättningen i kapitel 3.3.2.

3.4.5 Balansansvarigs hantering av timvisa data; Profilverden

För att värdera den timvisa variationen av produktion, användning och elpris har de ekonomiska konsekvenserna beräknats i form av ett profilvärde. Profilverdet för 2008 och 2009 används i denna rapport, vilket beskrivs i detalj i Bilaga C. I artikeln "Positive power market value for grid-connected roof-top solar power in Sweden" [15] visas profilverden för 1996-2009 i svensk, tysk och spansk elmarknad.

Profilvärdet beskriver det ekonomiska värdet av att använda timvisa data istället för medelvärden för de aktuella perioderna. Det är vanligt att elhandlare som säljer till rörligt elpris gör det gentemot månadsmedelspotpris på Nord Pool plus påslag. Påslaget varierar mellan olika elhandlare och är ofta högre om elen är ursprungsmärkt. Vid nettodebitering förlorar den balansansvarige elhandlaren påslag per kWh vid rörlig prissättning. Detta påslag ligger kring 8-15 öre/kWh för villakunder [23], inklusive moms och

elcertifikatpris. De högre påslagen figurerar ofta för ursprungsmärkt el såsom vindkraft. Om vi antar 10 öre/kWh och moms och elcertifikatpriset tas bort blir denna siffra 3 öre/kWh, vilket antagits i beräkningarna. Profilvärde beräknas och påverkar balansansvarig elhandlare. Här antas att samma balansansvarig påverkas av minskat påslag och profilvärde. Beräkningar som påverkar balansansvarig har gjorts enligt Tabell 4.

Tabell 4 Utförda beräkningar för balansansvarig.

Scenario	Utförda beräkningar
1 - Ingen nettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning. Referensscenario.	Inga profilvärdesberäkningar eftersom solelproduktionen hanteras timvist. Minskat elhandelspåslag beräknas för den timvist matchade delen.
2 - Månadsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning	Profilvärde beräknas för den månadsnettodebiterade volymen. Minskat elhandelspåslag för den nettodebiterade volymen beräknas.
3 - Månadsnettodebitering, överskottsel säljs på Nord Pool spotmarknad till månadsmedelpris	Profilvärde beräknas för total egenproduktionsvolym. Minskat elhandelspåslag för den nettodebiterade volymen och ökat elhandelspåslag beräknas för den sålda volymen.
4 - Årsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning	Profilvärde beräknas för årsnetto-debiterad volym. Minskat elhandelspåslag för den nettodebiterade volymen. .
5 - Timnettodebitering, med kreditering av överskottsel till nästkommande timme.	Profilvärdets effekt för balansansvarig försvinner eftersom timmätt el antas timvis debiteras/krediteras solelproducenten. Elhandelspåslag tas ut för köpt och såld el.

3.4.6 Motivering av profilvärdet

Profilvärdet kan motiveras och härledas från den eventuella vinst eller förlust en aktör kan göra genom att köpa eller sälja el med en viss timprofil istället för till ett medelpris över en längre tidsperiod. Vi antar här att en transaktion sker mellan en elhandlare och en solelproducent. Beroende på omständigheterna kan dock aktörer som vinner eller förlorar profilvärdet vara olika, men principen är densamma.

Utmatad el från solelproducenten: $P(k)$

Inmatad el till solelproducenten: $L(k)$

Elpris: $C(k)$

$$k = 1, \dots, 8760$$

En elhandlare får volymen $\sum_k P(k)$ från solelproducenten och säljer volymen

$\sum_k L(k)$ till solelproducenten. Marknadsvärde för köpt och såld volym är således:

$$V_P = \sum_k P(k)C(k)$$

$$V_L = \sum_k L(k)C(k)$$

Vid *årsvis nettodebitering* debiteras solelproducenten (om vi för enkelhets skull bortser från säljares påslag vid försäljning) endast för skillnaden D mellan utmatad och inmatad volym:

$$D = \sum_k (L(k) - P(k))\bar{C}$$

där $\bar{C}$ är årsmedelvärdet för elpriset.

Elhandlaren levererar alltså el till ett värde av V_L , tar emot el till ett värde av V_P och debiterar kunden en summa D . Elhandlarens vinst (eller förlust) vid transaktionen är alltså

$$\Delta V = V_P - V_L + D$$

Utvecklas denna formel får vi:

$$\begin{aligned} \Delta V &= V_P - V_L + D = \sum_k P(k)C(k) - \sum_k L(k)C(k) + \sum_k (L(k) - P(k))\bar{C} \\ &= \sum_k (P(k) - L(k))C(k) - \sum_k (P(k) - L(k))\bar{C} \\ &= \sum_k (P(k) - L(k))(C(k) - \bar{C}) \end{aligned}$$

vilket är profilvärdet för årsnettodebitering. För *månadsvis nettodebitering* görs istället kvittningen inom varje månad och kunden debiteras för skillnaden månadsvis:

$$D = \sum_{i=1}^{12} \sum_{k=k_i}^{k_{i+1}} (L(k) - P(k))\bar{C}_i$$

där $\bar{C}_i$ är respektive månadsmedelpris. Elhandlaren gör då vinsten:

$$\Delta V = V_P - V_L + D = \sum_k (P(k) - L(k))C(k) - \sum_{i=1}^{12} \sum_{k=k_i}^{k_{i+1}} (L(k) - P(k))\bar{C}_i$$

vilket är profilvärdet för månadsnettodebitering.

Observera att dessa beräkningar endast stämmer om man antar antingen att produktionen är lägre än konsumtionen inom varje avräkningsperiod *eller* att elhandlaren köper överskottet till samma genomsnittliga pris som försäljningen sker till.

3.5 Intervjuer

Intervjuer har gjorts med

- Anna Drotz, produktutvecklingschef, Bixia AB
- Per Everhill, affärs- & verksamhetsutvecklare, Utsikt Nät AB
- Jan Andhagen, chef affärsområde elhandel, Mälarenergi AB
- Mats Pettersson, chef elhandel, Eskilstuna Energi och Miljöförsäljning AB
- Mattias Gustafsson, energiingenjör, tillsammans med Kurt Kindström, chef elnät, och Stefan Ollas, elhandelsansvarig, Gävle Energi AB.

Vid intervjuerna har frågor av följande typ ställts:

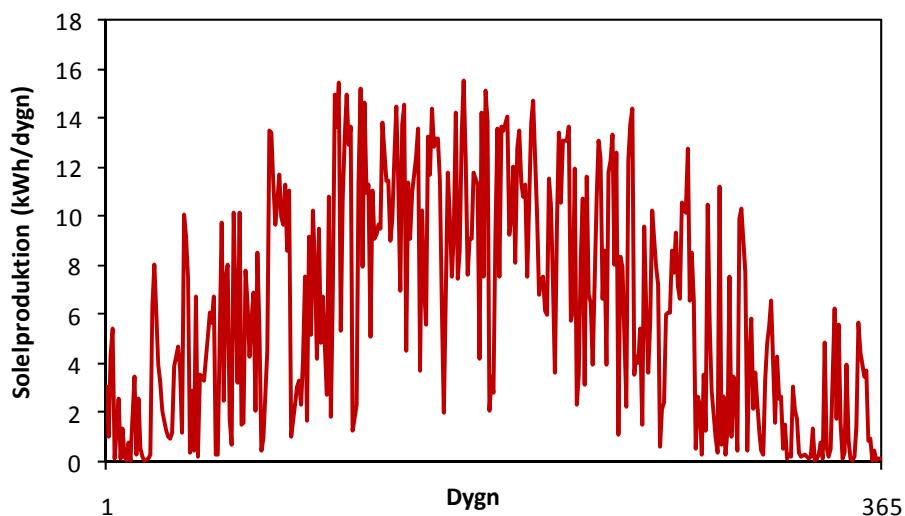
- Finns något i dagens tekniska eller ekonomiska regelverk som förhindrar införande av nettodebitering? Om ja, i sådana fall vad?
- Vilka ekonomiska aspekter finns att ta hänsyn till? Vilka kostnader respektive intäkter kan det innebära för ert företag?
- Vilka åtgärder skulle ert företag behöva genomföra för att kunna erbjuda era kunder nettodebitering? Finns skillnader i åtgärder för olika typer av kunder (småhus, flerbostadshus, offentlig eller kommersiell lokal,...)?
- När skulle det vara möjligt för ert företag att börja genomföra netto-debitering för småskaliga elproducenter?
- Vilken tidsperiod för nettodebitering ser ert företag som genomförbar? (månad, kvartal, halvår, helår)
- Vilken tidsperiod för nettodebitering skulle ert företag föredra?
- Vilken aktör ska lämpligen hantera nettoavräkningen? Nätägaren (som skulle leverera ett nettovärde till elhandlaren) eller elhandlaren?
- Vad ser ert företag som positivt med nettodebitering?
- Vad ser ert företag som negativt med nettodebitering?
- Finns något bättre sätt än nettodebitering att lösa problemet med elöverskott dagtid för en solelproducent?

Resultaten av intervjuerna redovisas inte separat utan har använts som stöd vid beskrivningar av konsekvenserna av de olika scenarierna.

4 Resultat

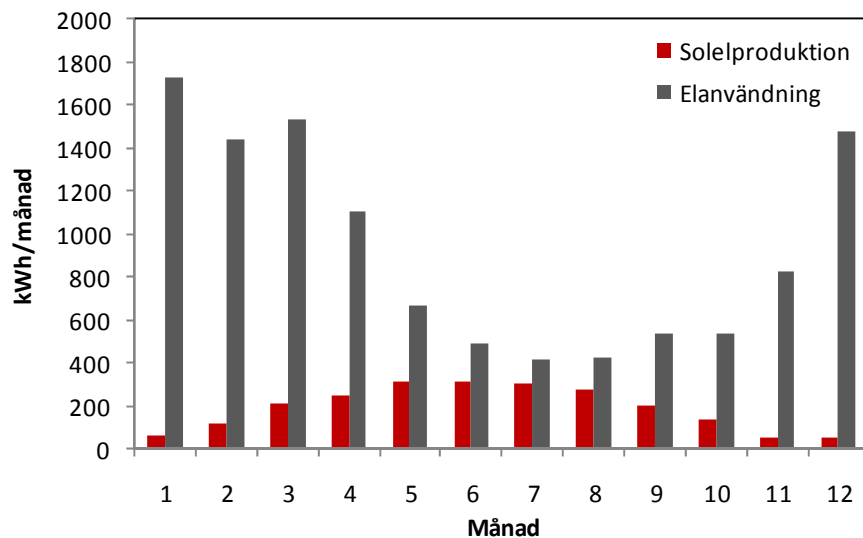
4.1 Solelproduktion

I Figur 5 visas ett exempel på solelproduktionen per dygn under ett år för en solcellsanläggning med 2,3 kW topp effekt, enligt beskrivning i kapitel 3.2.2.

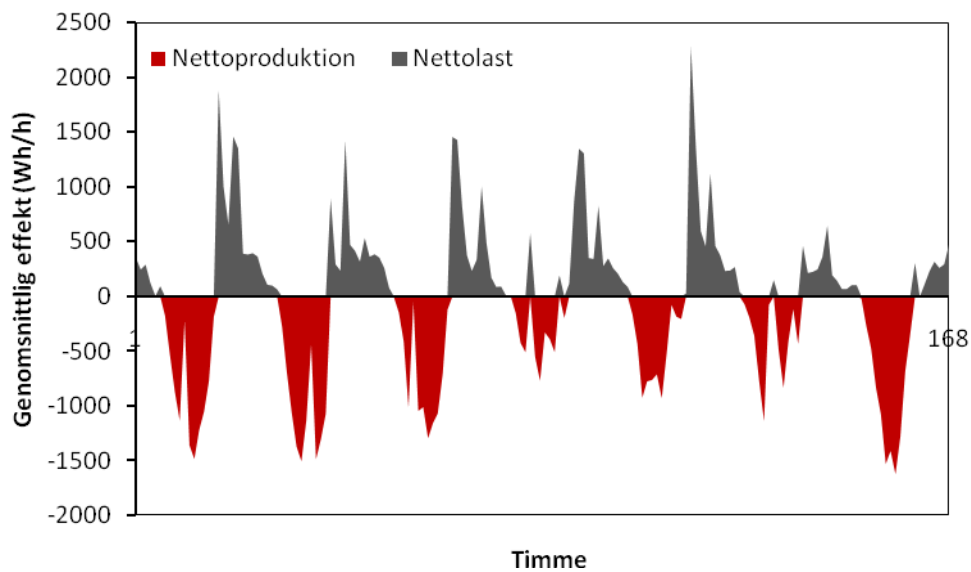


Figur 5 Exempel på solelproduktion per dygn under ett år för ett system med 2,3 kW topp effekt i Norrköping.

Figur 6 visar den månadsvisa solelproduktionen för en 2,3 kW_t solcellsanläggning under ett år jämfört med elanvändningen för en villa med luftvärmepump. Figuren visar att under årets alla månader är villans elanvändning alltid högre än solcellsanläggningens elproduktion. Det finns därför inget överskott på månadsbasis. Om samma analys görs på timbasis är solelproduktionen större än elanvändningen under ett stort antal timmar, framför allt under sommaren, och under dessa timmar blir det alltså ett elöverskott som matas in på elnätet. Detta visas i Figur 7. Det har med andra ord stor betydelse över vilken tidsperiod avräkningen görs om det blir ett elöverskott eller inte.



Figur 6 Solelproduktion per månad under ett år för ett 2,3 kW_t solcellssystem jämfört med elanvändning i en villa med luftvärmepump (V2). Villans årsanvändning av el är 11,2 MWh.



Figur 7 Exempel på timvis nettoanvändning och nettoproduktion (visad som negativ användning) under sex somardagar för en villa med luftvärmepump och ett 2,3 kW_t solcellssystem (V2).

4.2 Solelproducent

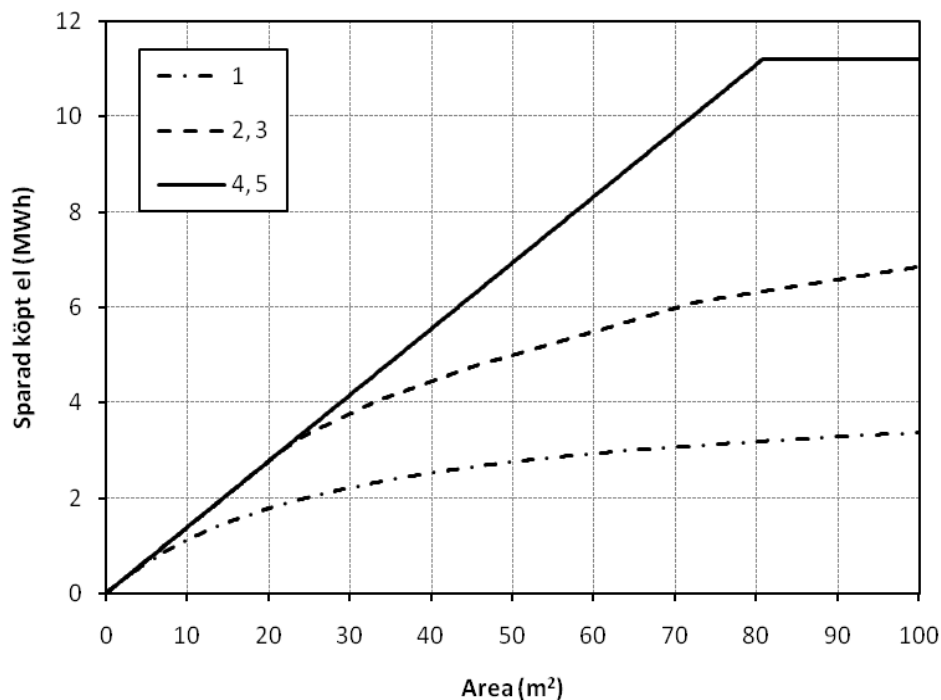
För solelproducenten kommer en del av produktionen att matcha den egna elanvändningen och endast överskottet överstigande den egna elanvändningen kommer att matas in på elnätet. Oavsett debiteringsformen kommer i fysisk mening andelen inköpt el att minska vid installation av ett solcellssystem, samtidigt som en viss mängd el levereras in till elnätet. Den del av produktionen som matchar elanvändningen ersätter el som annars skulle ha köpts in och får därför det fulla värdet av köpt el, inklusive energiskatt, elcertifikatpris och moms.

Vid nettodebitering kommer en större andel av den inköpta elen att räknas av mot producerad el och därmed får även den till elnätet inmatade elen värdet av köpt el för solelproducenten. Om nätägaren endast skickar ett nettovärde till elhandlaren blir med automatik värdet av den till elnätet inmatade elen för solelproducenten lika som den köpta elen. Om lösningen istället skulle bli att nätägaren skickar timvärden för både uttag och inmatning i solelproducentens uttagspunkt till elhandlaren måste nettodebitering göras hos både nätägaren och elhandlaren.

4.2.1 Sparad köpt el vid olika solcellssystemstorlekar

Sparad köpt el beräknades för alla tio typhus. Alla beräknade grafer för sparad köpt el vid olika solcellssystemstorlekar i de olika scenarierna redovisas i Bilaga B, med antaganden gjorda enligt kapitel 3.4. Figur 8 visar ett exempel på en graf för en villa med luftvärmepump (V2). I figuren är sparad köpt el beräknad för olika systemstorlekar, representerade av arean hos solcellssystemmodulerna. Som kurvorna visar kommer sparad el vid de olika debiteringsalternativen att öka linjärt med systemstorleken, fram till en punkt då kurvan börjar plana ut. Utplaningen beror på att ett överskott uppstår och att endast den del av solelproduktionen som direkt matchar elanvändningen kommer att spara inköpt el. Ju längre avräkningsperioden är, desto större system kan installeras utan att ett överskott under avräkningsperioden uppstår.

Ur Figur 8 och Figur 10 kan man exempelvis utläsa att utan nettodebitering (scenario 1) kan man installera ett solcellssystem på 2-3 m² utan att få ett överskott. Vid månadsnettodebitering (scenario 2 och 3) skulle den möjliga systemstorleken utan överskott öka till 22 m² och besparingen av inköpt el ökar med knappt 3 MWh jämfört med utan nettodebitering. Vid årsnettodebitering (scenario 4 och 5) skulle man kunna täcka villans årsbehov av el med en solcellsanläggning på 81 m² utan att det skulle bli ett överskott och besparingen av inköpt el skulle öka med nästan 8 MWh jämfört med utan nettodebitering och med drygt 5 MWh jämfört med månadsnettodebitering.



Figur 8 Exempel på sparad köpt el för villa V2 med luftvärmepump som funktion av solcellssystemets area, för de fem olika scenarier som studerats i denna rapport. Villans årsanvändning av el är 11,2 MWh. Beroende på debiteringsformen sparas olika mycket av elanvändningen när systemstorleken ökar vilket visas av de olika avtagande kurvorna för de olika scenarierna.

Utan nettodebitering och med nettodebitering (scenario 1-3) kan den tillgängliga takytan inte utnyttjas fullt ut, eftersom ett överskott uppstår redan när en mindre del av takytan är utnyttjad. Vid årsnettodebitering (scenario 4-5) kan den tillgängliga takytan utnyttjas till fullo, utan att ett överskott uppstår, antaget att den tillgängliga takytan för en medelvilla är 60 m².

Graferna i Bilaga B sammanfattas i Tabell 5 - Tabell 6. Sparad el visas i den brytpunkt där ett produktionsöverskott uppstår för de olika scenarierna. Denna systemstorlek är den största möjliga för en solproducent som vill maximera produktionsvärdet per kWh. I Tabell 5 visas även sparad el i de olika scenarierna om ett system installeras som utnyttjar hela den tillgängliga takytan. I Tabell 6 visas hur stor del av den tillgängliga takytan som utnyttjas i respektive scenario.

Vid årsnettodebitering kan den tillgängliga takytan utnyttjas fullt ut för alla studerade hustyper. Vid månadsnettodebitering sätter avräkningsperiodens längd en begränsning på systemstorleken utom i fallet större flerbostadshus (F2).

Tabell 5 Sparad köpt el för olika typhus då solcellssystemet begränsas för att inte producera något överskott under avräkningsperioden och då all tillgänglig takyta utnyttjas.

Sparad köpt el [MWh]						
Användarprofil	Vid begränsning av systemstorlek			Vid utnyttjande av all tillgänglig takyta		
	Scenario			Scenario		
	1	2,3	4,5	1	2,3	4,5
V1	0,30	1,9	4,0	1,2	3,3	4,0
V2	0,50	3,2	8,3	2,9	5,5	8,3
V3	0,90	5,8	8,3	4,6	7,3	8,3
F1	3,4	12	18	7,3	15	18
F2	8,2	27	27	16	27	27
L1	0,50	4,3	18	3,5	12	18
L2	17	69	206	66	151	206
L3	8,5	38	82	37	60	82
L4	49	236	411	210	329	411
L5	65	790	3797	1500	2683	3797

Tabell 6 Utnyttjad andel av takytan för olika typhus då solcellssystemet begränsas för att inte producera något överskott under avräkningsperioden.

Utnyttjande av tillgänglig takyta				
Användarprofil	Använd yta i respektive scenario [%]			Tillgänglig takyta [m ²]
	1	2,3	4,5	
V1	4	23	48	60
V2	6	39	100	60
V3	11	70	100	60
F1	19	70	100	130
F2	30	100	100	200
L1	1	8	31	400
L2	6	25	73	2000
L3	10	46	100	600
L4	12	57	100	3000
L5	2	19	92	30000

4.2.2 Täckningsgrad

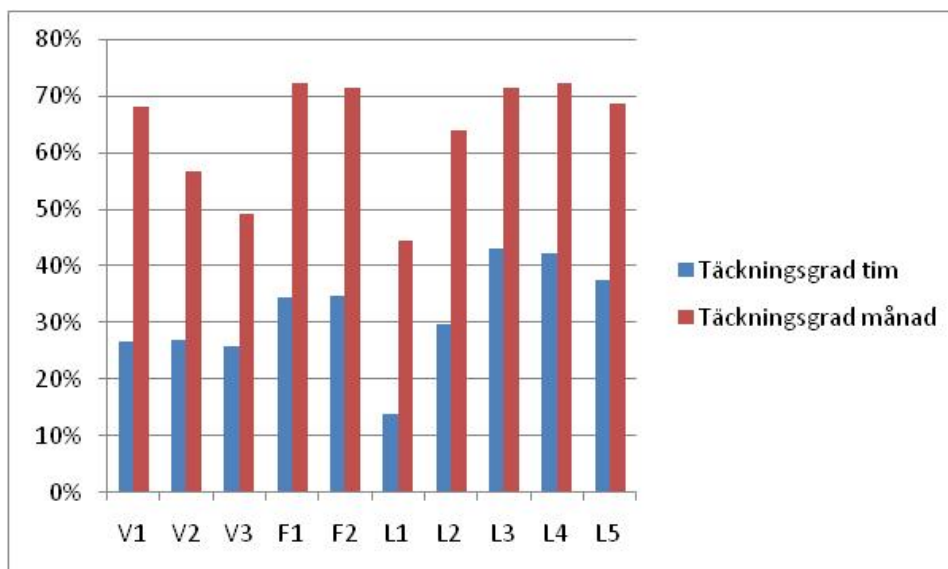
Ett intressant specialfall att undersöka är det som visas av täckningsgraden (se avsnitt 3.4.3). Täckningsgraden kan utläsas ur Figur 8 och kurvorna i Bilaga B i den punkt där kurvan för årsnettorebitering (scenario 4 och 5) pla-

nar ut. Vi får då en nollelenergibyggnad med en årsanvändning som är lika stor som årsproduktionen. Figur 9 visar täckningsgraden för de tio olika hustyperna vid nettodebitering per timme eller månad (scenario 2-3). I scenario 4-5 blir täckningsgraden per definition 100% och därför finns inga diagram för dessa scenarier. För V1, L1-L2 och L5 behöver inte hela den tillgängliga takytan användas för att täcka årsbehovet av el. Det bör noteras att täckningsgraden i praktiken begränsas av tillgänglig takarea i fallen V2-V3, F1-F2, L3 och L4, vilket framgår av Tabell 6 och Bilaga B, och därför går det i praktiken inte att få 100% täckningsgrad för dessa fall enbart genom att utnyttja tillgänglig takyta. En möjlighet skulle kunna vara att i dessa fall även utnyttja fasadytor eller att energieffektivisera. Om en gräns för nettodebitering skulle sättas vid 63 A skulle detta sätta en övre gräns på 43,5 kW = 313 m², med de solcellsmoduler vi använt vid våra beräkningar, för hustyperna F2 och L2-L5.

I villorna (V1-V3) blir täckningsgraden i medel 27% vid timnetto och 58% för månadsnetto för alla villorna. Vid månadsnetto är täckningsgraden högst, 68%, för villan med fjärrvärme (V1) och som förväntat lägst, 49%, för villan med direktverkande el utan värmepump (V3).

Vid timnetto blir täckningsgraden i snitt 34% för hushållselanvändningen i de 10 lägenheter i flerbostadshuset F1 och vid månadsnetto 72% för denna elanvändning. Liknande värden gäller för F2.

Högst täckningsgrad återfinns i kontor (L4) och i bilprovning (L3) där täckningsgraden vid timnetto är ca 43%, men dessa täcker inte mer än hushållselanvändning i flerbostadshus sett på månadsnetto, det vill säga ca 72%. Industrin (L5) ligger något lägre i täckningsgrad än bilprovningen. Lägst täckningsgrad av de utvärderade användarna har kyrkan (L1), 14% respektive 44% vid tim- respektive månadsnetto, vilket beror på att den har en hög andel av elvärmeanvändningen i framförallt december, då solelproduktionen är som lägst.

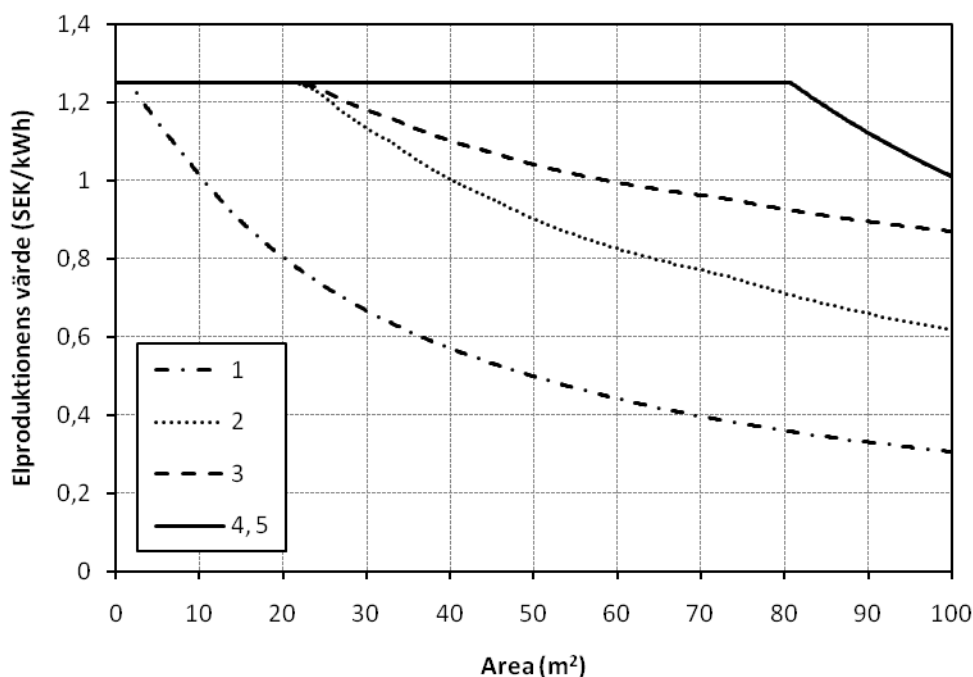


Figur 9 Täckningsgrad av egen elanvändning för de tio olika hustyperna vid nettodebitering per timme eller månad, för en nollenergi-

byggnad, med en årsanvändning som är lika stor som årsproduktionen av solel.

4.2.3 Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar

Ekonomiska konsekvenser för solelproducenten beräknades och redovisas i sin helhet i Bilaga B. Figur 10 visar ett exempel på en graf för en villa med luftvärmepump. I figuren visas elproduktionens värde i medeltal per kWh. Värdet är som synes helt beroende på hur mycket köpt el som sparas. Eftersom elproduktionen i alla scenarier utom scenario 3 får värdet av sparad el medan ett eventuellt överskott inte säljs kommer produktionen att få värdet för sparad el upp till den systemstorlek där ett överskott börjar uppstå. Därefter klingar värdet av mot noll i scenarierna 1, 2 och 4 eftersom överskottselen inte har något värde. För scenario 3 säljs överskottet till ett pris som är betydligt lägre än priset för köpt el och för större systemstorlekar kommer värdet per kWh därför att klinga av mot försäljningspriset i detta scenario.



Figur 10 Exempel på solelproduktionens värde för villa V2 med luftvärmepump som funktion av solcellssystemets area för de fem olika scenarierna som studerats i denna rapport. Villans årsanvändning av el är 11,2 MWh.

Graferna för elproduktionens värde i bilaga B sammanfattas i Tabell 7. Solelproduktionens värde för solelproducenten visas i den brytpunkt där ett produktionsöverskott uppstår för de olika scenarierna. Denna systemstorlek är den största möjliga för en solelproducent som vill maximera produktionsvärdet per kWh. I tabellen visas även solelproduktionens värde i de olika

scenarierna om ett system installeras som utnyttjar hela den tillgängliga takytan.

Tabell 7 Elproduktionens värde för olika typhus då solcellssystemet begränsas för att inte producera något överskott under avräkningsperioden och då all tillgänglig takyta utnyttjas.

Elproduktionens värde [kSEK]							
	Vid begränsning av systemstorlek			Vid utnyttjande av all tillgänglig takyta			
	Scenario			Scenario			
Användarprofil	1	2, 3	4, 5	1	2	3	4, 5
V1	0,38	2,4	5,0	1,5	4,1	6,6	5,0
V2	0,63	4,0	10	3,6	6,9	8,3	10
V3	1,1	7,3	10	5,8	9,1	10	10
F1	4,3	15	22	9,1	19	20	22
F2	10	34	34	21	34	34	34
L1	0,6	5,4	22	4,4	15	37	22
L2	21	86	258	83	189	254	258
L3	11	48	103	46	75	86	103
L4	61	295	514	263	411	452	514
L5	81	988	4746	1875	3354	4069	4746

4.2.4 Ekonomiska konsekvenser av profilvärde

Profilvärdet har konsekvens för solelproducenten endast i scenario 5, där timproduktionens värde direkt avräknas emot Nord Pools pris. I detta fall skulle solelproducenten generera ett positivt värde över ett år med 2008 års elpriser i ett nollenergihus med årsproduktion av solel som är lika stor som årsanvändningen. Det är dock troligt att elhandlaren skulle kräva ett påslag på Nord Pools spotpris, vilket inte åskådliggörs här. Om handelspåslag antas vara 3 öre/ handlad kWh i ett nollenergihus skulle denna kostnad bli 4 öre/ursprunglig använd kWh, eftersom köpt el är $\sim 2/3$ av användningen och såld el är $\sim 2/3$ -delar av användningen. Under 2008 skulle profilvärde med handelspåslag ändå ha en positiv effekt för villaägaren med ~ 2 öre/ursprunglig använd kWh och under 2009 en negativ effekt av ~ 2 öre/ursprunglig använd kWh jämfört med årsnettodebitering. Generellt sett är profilvärdet således ungefär lika stor som handelspåslaget som elhandlaren tar och i detta avseende fungerar scenario 4 och 5 lika bra för solelproducenten.

4.3 Nätägare

Solelproducenter påverkar nätbolaget på två sätt. Dels kommer solelproducentens ändrade inmatning och uttag på nätet att påverka vilken elöverföringsavgift som tas ut av solelproducenten, dels kommer överföringsförlusterna i nätet att ändras, vilket påverkar nätbolagets inköp av förlustel. Påverkan på överföringsförlusterna beror på nätets uppbyggnad, hur förbrukningsmönstret i nätet ser ut och var i nätet solelen installeras. Det går därför inte att säga något generellt om detta, men det beskrivs noggrannare i Bilaga G. Så länge som andelen solel är liten i elnätet kan man dock anta att inmatning av solel kommer att sänka överföringsförlusterna.

De intervjuade nätföretagen tycker att de ska sköta nettodebiteringen, där ett nettovärde av använd el i kWh skickas till elhandlaren. För att kunna hantera nettodebitering behöver it-systemen hos varje nätbolag utvecklas, till en engångskostnad av ca 0,5 MSEK per nätbolag, enligt tre av de intervjuade nätbolagen. En svarande säger att detta är en för hög kostnad att ta så länge det är enstaka solelproducenter, vilket gör att man till en början får hantera dem manuellt, med risk att det blir fel i debiteringen.

4.3.1 Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar

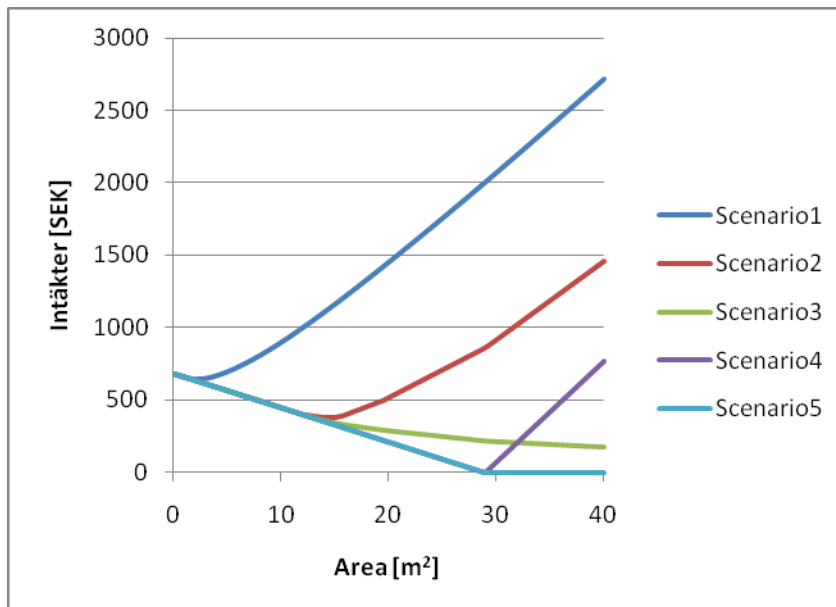
Vid våra beräkningar av de ekonomiska konsekvenserna för nätägarna har vi antagit att de rörliga intäkterna påverkas av följande komponenter:

- Minskade intäkter från den rörliga elöverföringsavgiften
- Ökade intäkter från överskottsel som solelproducenten skänker till nätet
- Krediteringen som enligt lag måste ges till produktionsanläggningar som matar in el på nätet har antagits vara lika stor som nätbolagets minskade kostnader för abonnerad effekt ifrån överliggande nät och lokal elnätsförlustminskning, se Bilaga G. Därmed skulle konsekvenserna för nätägaren bestämmas av de två ovanstående posterna.
- Profilverdet skulle kunna tillfalla nätägaren om den handlas gentemot nätägarens förlustelpost, men särredovisas under kapitel 4.4.2 som en påverkan för balansansvarig, se bilaga G.

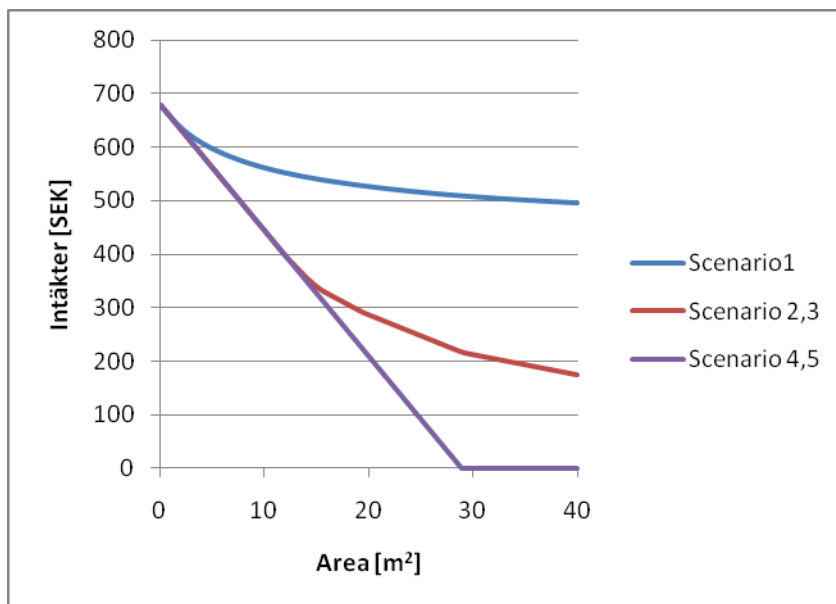
Nätägarens totala ekonomiska påverkan av nettodebitering för villa med fjärrvärme (V1) visas i Figur 11 - Figur 13. För denna villa skulle 29 m² solceller räcka för att täcka årsbehovet av el och åtminstone i fallet årsnettodebitering skulle det därför inte finnas någon drivkraft för villaägaren att installera en större solcellsanläggning. I Figur 11 visas summan av alla intäkter som nätägaren får vid de olika scenarier, för hustypen villa V1. Undantaget små solcellsanläggningar på ett par m² kommer nätägaren att få minskade intäkter vid nettodebitering. Upp till ca 15 m² är det dock ingen skillnad mellan de olika scenarierna med månads- och årsnettodebitering.

Maximal skillnad mellan års- och nettodebitering är det i fallet när ett 29 m² stort solcellssystem installerats som skulle täcka hela årsbehovet av el. Vid årsnettodebitering (scenario 4) skulle nätägarens intäkter då bli ca 390 kr mindre per år än vid månadsnettodebitering (scenario 2,3). Det kan jämföras

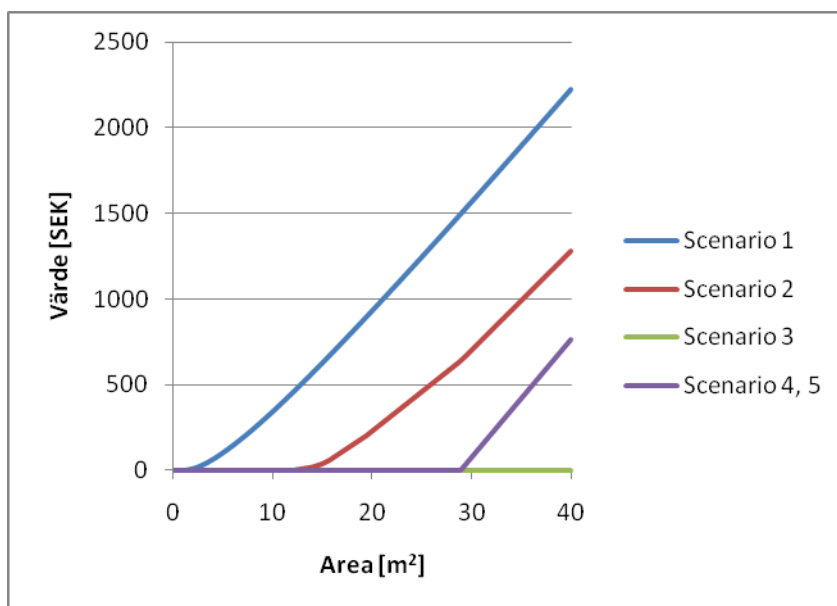
med att nätägarens intäkter skulle sjunka med ca 350 kr per år vid månadsnettodebitering jämfört med dagsläget (scenario 1).



Figur 11 Summerade intäkter, exklusive moms, för nätägaren för villa V1. Villans årliga elanvändning är 4000 kWh.



Figur 12 Rörliga intäkter, exklusive moms, för elöverföringsavgift för nätägaren för villa V1.



Figur 13 Intäkter, exklusive moms, för skänkt överskottsel för nätägaren för villa V1.

4.4 Elhandlare

Det skulle också kunna vara elhandelsbolaget som handhar solelen. Skillnaden är att nätbolagen då måste rapportera vidare timvisa mätvärden av såväl solelproducentens användning som produktion till elhandlaren, vilket ökar både nätägarens och elhandlaren's administration. Både nätägare och elhandlare får en ytterligare timserie att hantera. Det skulle innebära att både nätägare och elhandlare måste utveckla sina it-system, till en nationell kostnad som skulle bli den dubbla jämfört med om nätägaren enbart skulle rapportera ett nettovärde till elhandlaren.

För elhandlaren påverkas den mängd el som säljs till och köps från solelproducenten och den el som säljs till nätbolaget för att det ska täcka överföringsförluster. Dels kommer solelproducentens elanvändning att minska med den del som matchar solelproduktionen, dels kommer en större del av solelproducentens elanvändning att räknas av beroende på debiteringsformen.

Den ekonomiska påverkan för elhandlaren vid nettodebitering beror på hur rapporteringen från nätbolag till elhandlare sker. Om både produktion och elanvändning i uttagspunkten rapporteras gör elhandlaren avräkningen och tar emot all levererad solcellsel. Om nätbolaget endast rapporterar nettot säljer elhandlaren bara den del av elanvändningen som överstiger produktionen, alternativt köper enbart den del av produktionen som överstiger elanvändningen. Eftersom elhandlaren normalt sett använder en schablonprofil vid månadsavräkning, skulle en schablonprofil för produktion också användas ifall nätbolaget endast rapporterar ett nettovärde. Oavsett om nätbolaget rapporterar tim-, månads- respektive årsvärde finns möjlighet för elhandlaren att göra en profilvinst på detta, såsom visas i Figur 14. Om det antas att det

är samma balansansvarig elhandlare som påverkas av en solcellproducents timvisa elproduktion påverkas denne av minskat påslag och profilvärde vilket ses i Figur 17 och Figur 18.

4.4.1 Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar

I bilaga B redovisas liknande kurvor som de som beskrivits ovan men beräknade för den försäljningsminskning som elhandlaren upplever vid netto-debitering. För elhandlaren innebär ökande systemstorlek att försäljningen till solcellproducenten minskar på samma sätt som sparad köpt el ökar för solcellproducenten. Vid årsnettomätning och en systemstorlek som ger en exakt lika stor elproduktion som elanvändning kommer elhandlarens försäljning till solcellproducenten att minska till noll. Observera att graferna i Bilaga B visar marknadsvärdet för avräknad volym och inte elhandlarens förändrade vinst. Tabell 8 nedan sammanfattar resultaten.

Tabell 8 Elhandlares minskade försäljning för olika typhus då solcellssystemet begränsas för att inte producera något överskott under avräkningsperioden och då all tillgänglig takyta utnyttjas.

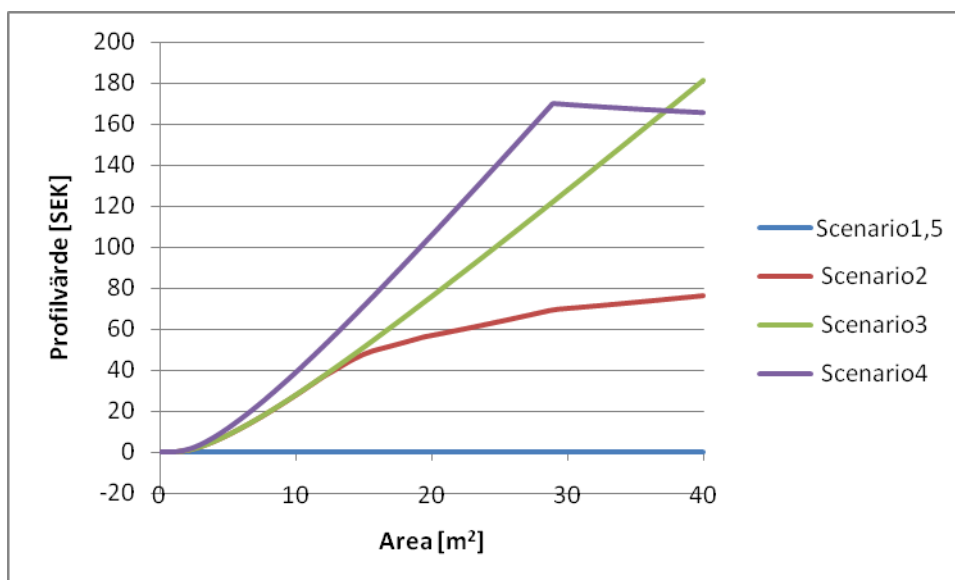
Minskad försäljning för elhandlare [kSEK]						
Användarprofil	Vid begränsning av systemstorlek			Vid utnyttjande av all tillgänglig takyta		
	Scenario			Scenario		
	1	2,3	4,5	1	2,3	4,5
V1	0,15	0,95	2,0	0,60	1,7	2,0
V2	0,25	1,6	4,2	1,5	2,8	4,2
V3	0,45	2,9	4,2	2,3	3,7	4,2
F1	1,7	6,2	8,8	3,7	7,4	8,8
F2	4,1	14	14	8,2	14	14
L1	0,25	2,2	8,8	1,8	6,2	8,8
L2	8,5	35	103	33	76	103
L3	4,25	19	41	18,5	30	41
L4	25	118	206	105	165	206
L5	33	395	1899	750	1342	1899

Den vinst som den balansansvarige kan göra på grund av profilvärdet visas för villa V1 i Figur 14 och Figur 15.

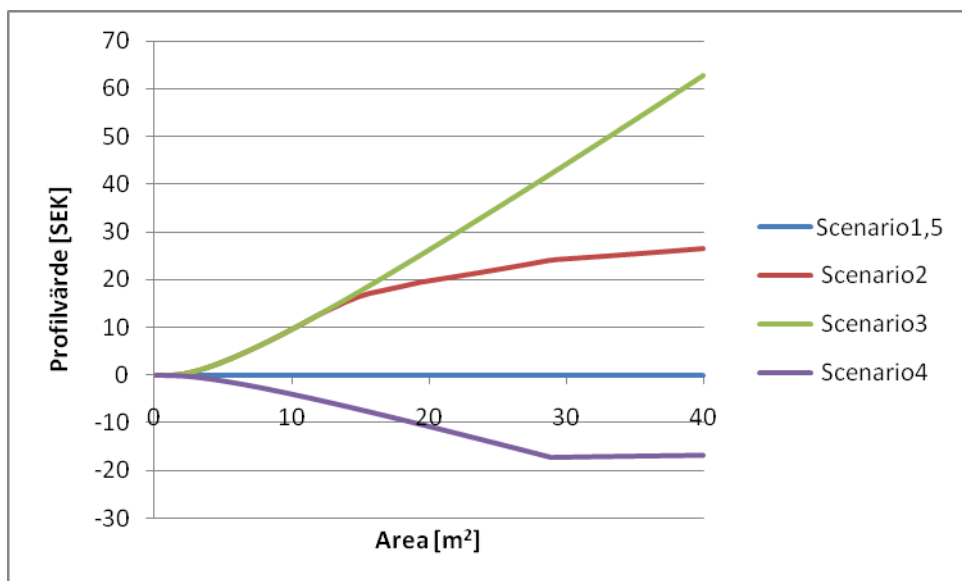
4.4.2 Effekter för Balansansvarig som handhar nettodebiteringen

Den balansansvarige (BA) som får ta hand om solcellproducenten kan i regel göra en profilvinst. Det skulle kunna vara nätägaren, eller av nätägaren utsedd BA eller en av solcellproducenten valbar elhandlare beroende på hur nettodebiteringen hanteras. Ofta är Balansansvarig för konsumtion och produktion också olika bolag. Här antas att samma balansansvarig påverkas av

profilvärde och elhandelspåslag, vilket skulle kunna ses som elhandlarens vinst. Profilvärdet varierar ifrån år till år. I Figur 14 och Figur 15 visas den påverkan som det skulle innebära för elhandlaren för villa V1 med 2008 års, resp. 2009 års spot-elpriser. År 2008 karakteriseras av ett snittpris på 51 öre/kWh, exklusive moms, en nivå som kan tänkas rimligt att anta i ett framtidsscenario. År 2009 har ett lägre snittpris på 37 öre/kWh, exklusive moms. Vid högre generell prisnivå är det ofta större skillnad mellan dag och natt, vilket gör att profilvärdet blir högre under 2008. 2009 är ett år där säsongen påverkar priserna, det vill säga högre priser vintertid och lägre sommartid, vilket har varit vanligt historiskt i Sverige, men blir mindre och mindre vanligt med mer nätanslutning gentemot övriga Europa, vilket belyses i [15]. I Bilaga C - Bilaga E visas också profilvärde för balansreglermarknadens priser för alla användartyper och en diskussion om huruvida solelproducenten bör vara producent eller negativ konsument tas upp i Bilaga F.

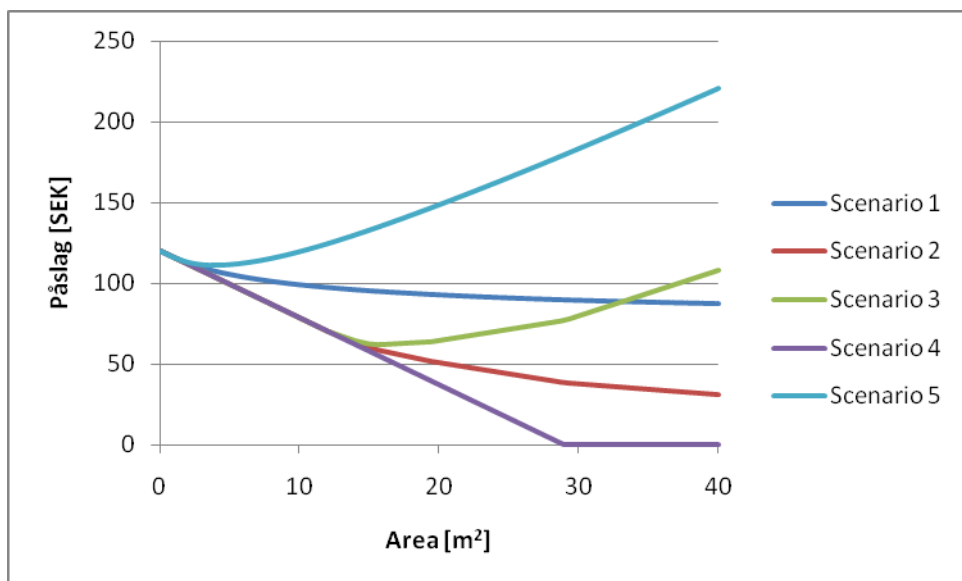


Figur 14 Profilvärdets effekt, exklusive moms, för balansansvarig elhandlare 2008 för villa V1.



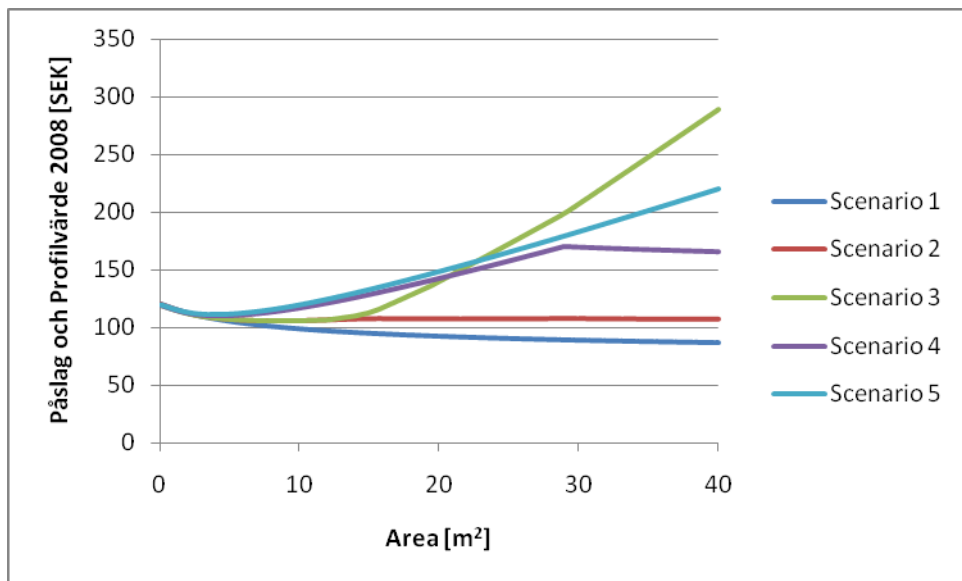
Figur 15 Profilvärdets effekt, exklusive moms, för balansansvarig elhandlare 2009 för villa V1.

I Figur 16 visas den påverkan som elhandlaren får för villa V1, antaget ett handlarpåslag på 3 öre/kWh.

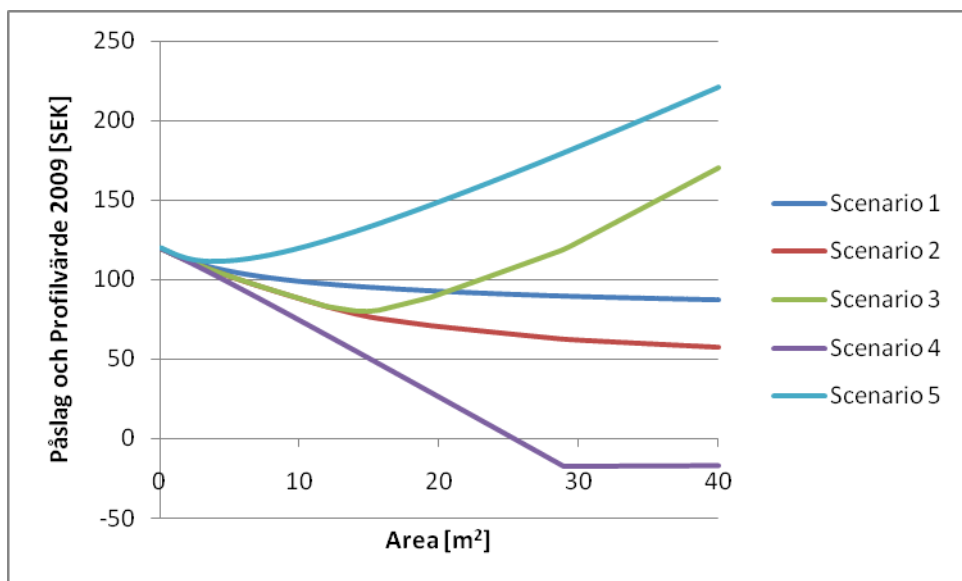


Figur 16 Påverkan för elhandlare på grund av handelspåslag för villa V1.

Lägger man samman effekterna av handelspåslag och profilvärden för 2008 blir effekten enligt Figur 17. Som jämförelse visas också med profilvärden för 2009 i Figur 18. I Bilaga B visas summerad påverkan för balansansvarig med 2008 års profilvärde för alla användartyper.



Figur 17 Summerad effekt av profilvärde 2008 och handelspåslag för villa V1.



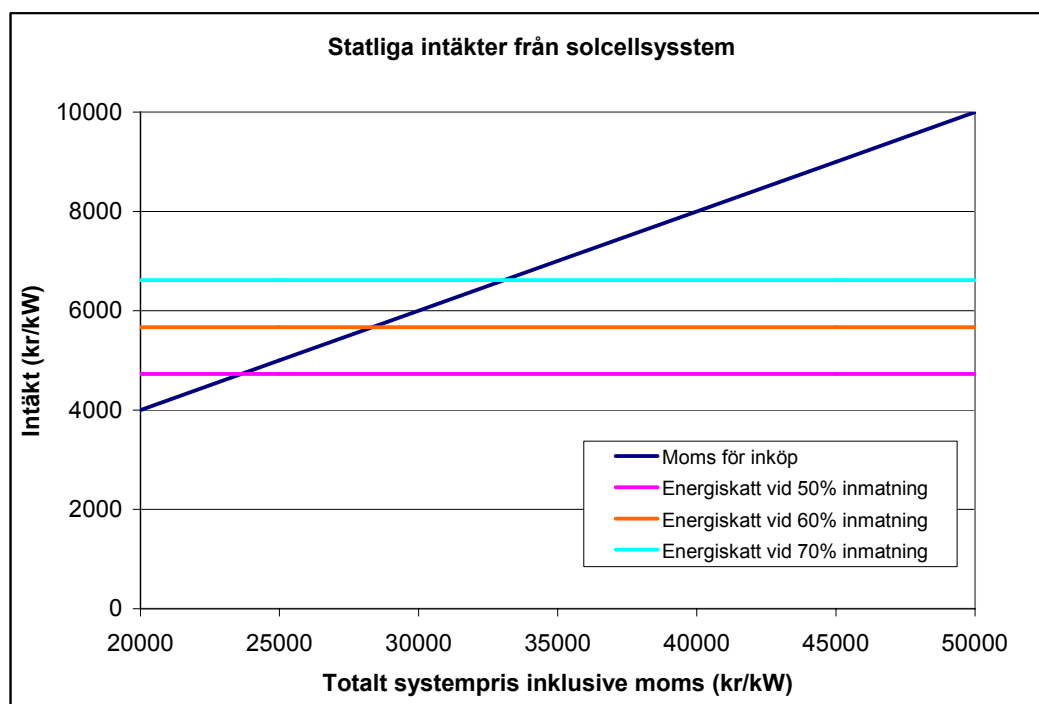
Figur 18 Summerad effekt av profilvärde 2009 och handelspåslag för villa V1.

4.5 Statliga skatteintäkter

Egenproduktion av el gör att staten får minskade skatteintäkter för energiskatt och moms när egenproducerad el ersätter inköpt el. Skattemässigt får det därför samma effekt som att solcellproducenten skulle göra en energibesparing. Det kan dock argumenteras att desto fördelaktigare det är för solcellproducenten, desto fler solcellproducenter får vi och då skapas också nya arbetstillfällen och mer elproduktion med minimala miljöeffekter. I en tidigare Elforsk-rapport har beskrivits att 60 000 arbetstillfällen skapats med inmatningstariffsystemet i Tyskland, medan ca 80 arbetstillfällen skapats av investeringsstödsystemet i Sverige 2009 [18].

Man får även ha i åtanke att en investering i en solcellsanläggning genererar momsintäkter som med nuvarande prisläge är högre än de minskade skatteintäkterna för energiskatt och moms under anläggningens livslängd vid nettodebitering, se Figur 19. Detta har vi dock inte tagit hänsyn till i våra beräkningar.

I Sverige saknas prisstatistik för kompletta solcellssystem. Däremot finns bra prisstatistik för Tyskland. Under andra kvartalet 2010 var priset 2912 Euro/kW exkl. moms (31,5 kSEK/kW med 19% skatt vid 9,1 kr/Euro) för ett komplett, färdiginstallerat system på tak med en topp effekt mindre än 100 kW. I Sverige ligger priserna uppskattningsvis 10 – 20 000 kr högre per kW.



Figur 19 Statliga intäkter av moms vid inköp jämfört med intäkter för energiskatt och moms för ett solcellssystem på 1 kW. Gjorda antaganden: energiskatt inklusive moms 0,35 kr/kWh, livslängd 30 år, energiproduktion 900 kWh/kW och att all inmatad el skulle kunna kvittas vid nettodebitering.

4.5.1 Ekonomiska konsekvenser vid olika solcellssystemstorlekar

I bilaga B redovisas grafer över hur statliga intäkter för energiskatt och moms minskar med ökande systemstorlek. Som synes kommer intäkterna att minska på samma sätt som den sparade elen ökar för solelproducenten. Resultaten i bilagan sammanfattas i Tabell 9 nedan.

Tabell 9 Minskade intäkter för energiskatt och moms från olika typhus då solcellssystemet begränsas för att inte producera något överskott under avräkningsperioden och då all tillgänglig takyta utnyttjas.

Minskade skatteintäkter för staten [kSEK]						
Användarprofil	Vid begränsning av systemstorlek			Vid utnyttjande av all tillgänglig takyta		
	Scenario			Scenario		
	1	2,3	4,5	1	2,3	4,5
V1	0,16	1,0	2,1	0,64	1,7	2,1
V2	0,27	1,7	4,4	1,5	2,9	4,4
V3	0,48	3,1	4,4	2,4	3,9	4,4
F1	1,8	6,5	9,3	3,9	7,8	9,3
F2	4,3	14	14	8,7	14	14
L1	0,27	2,3	9,3	1,9	6,5	9,3
L2	9,0	37	109	35	80	109
L3	5	20	43	20	32	44
L4	26	125	218	111	174	218
L5	34	419	2012	795	1422	2012

5 Diskussion och slutsatser

5.1 Effekter av olika scenarior

Möjlighet till nettodebitering eller inte har en mycket stor påverkan på marknaden för installationer av solcellssystem. I Tabell 10 redovisas kvalitativt effekterna av de olika studerade scenarierna. Det är värt att notera att marknaden för byggnader som kan använda all solelproduktion utan att generera något överskott påverkas inte av möjligheterna nettodebitering.

Tabell 10 Översiktlig sammanställning av effekter av de olika studerade scenarierna.

Scenario	Effekt
1. Ingen nettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.	Marknaden för installationer av solcellssystem i Sverige förblir liten.
2. Månadsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.	Marknaden får förutsättningar att växa rejält. Drastiskt förbättrad utnyttjandegrad av tillgängliga byggnadsytor, men det skulle fortfarande innebära en begränsning av nyttjandegraden eftersom en månad blir en för kort tid.
3. Månadsnettodebitering, överskottsel säljs på Nord Pool spotmarknad till månadsmedelpris.	Liknande 2, med en (något) högre utnyttjandegrad av tillgängliga byggnadsytor. Det är sannolikt få som vill överdimensionera sin solcellsanläggning om man får en låg ersättning för överskottselen. Med en god ersättning för överskottselen skulle detta scenario bli likvärdigt som scenario 4-5.
4. Årsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.	Marknaden får förutsättningar att växa rejält. En ytterligare lika stor förbättring av utnyttjandegraden av tillgängliga byggnadsytor som vid scenario 2. De studerade hustypernas tak skulle kunna täckas endera helt med solceller eller till så stor del som behövs för att täcka årsbehovet av el.
5. Timnettodebitering, med kreditering av överskottsel till nästkommande timme.	Som 4.

En nettodebiteringsgräns, exempelvis $63A = 43,5 \text{ kW} = 313 \text{ m}^2$, skulle bli en begränsande faktor för större byggnader.

En möjlig begränsning är också småhusägarnas investeringsvilja. Det är idag en relativt kostsam investering att köpa en solcellsanläggning och därför skulle en del småhusägare sannolikt nöja sig med en installation som skulle motsvara elanvändningen under en sommarmånad. Systempriserna sjunker dock raskt och därmed får man vartefter tiden går en allt större solcellsanläggning för ett visst investeringsbelopp. Därmed kommer också intresset att öka för att täcka hela den lämpligt orienterade delen av hustaket med solcellsmoduler. Hur raskt denna utveckling går styrs i huvudsak av den internationella utvecklingen av solcellsmarknaden. Tillväxten för solcellsmarknaden utanför Sverige är mycket hög. SMA uppskattar världsmarknaden till ca 17 GW under 2010, varav hela 8 GW i Tyskland [27].

5.2 Solelproducenter

Dagens hantering av producenter av solel ger i praktiken installationer av väldigt små soleanläggningar i förhållande till vad som vore möjligt om alla lämpligt orienterade tak- och fasadytor skulle utnyttjas fullt ut. Detta under antagande att solelproducenten vill uppnå så hög ekonomisk avkastning som möjligt. Problemet beror på att det uppstår ett solelöverskott för solelproducenten som inte får något eller bara ett lågt värde. För småhus innebär det att utan nettodebitering är endast upp till ca 2-7 m² av ca 60 m² ekonomiskt optimalt att använda till solel. Även andra användartyper, som flerbostadshus, lantbruk och industri, uppvisar låg utnyttjandeandel av potentiella ytor. Med nuvarande system hindras då merparten av solelproduktionen på byggnader, som inte exploaterar någon ny mark och som har en potential i Sverige på ca 10-15 TWh antaget en systemverkningsgrad på 10-15% och att 25% av 400 km² tak- och fasadytor som har minst 70% av optimal solinstrålning utnyttjas [1].

Gemensamt för alla hustyper är att andelen av solelproducentens elanvändning som kan matchas med solel kraftigt förbättras vid införande av månadsnettodebitering. En ytterligare lika stor förbättring ges vid årsnettodebitering. För solelproducenten är årsnettodebitering fördelaktigast. Likvärdigt med årsnettodebitering skulle månads- eller timnettodebitering med kreditering av eventuellt överskott till nästkommande period kunna vara, under förutsättning att krediteringen motsvarar det fulla värdet av inköpt el.

Under nuvarande investeringsstödperiod har det uppskattats att högst 200-250 småhus kommer att installera ett solcellssystem till och med utgången av 2011 [19]. Om vi antar att alla dessa skulle vara av typen villaägare med fjärrvärme (V1) skulle det innebära en total besparing av inköpt el för dessa villaägare på 375 000 – 470 000 kr/år vid månadsnettodebitering jämfört med utan nettodebitering. Vid årsnettodebitering skulle besparingen för Sveriges villaägare öka till 950 000 – 1 200 000 kr/år.

Att öka täckningsgraden för egenproducerad el skapar förutsättningar för ökad produktion av solel. Om solelproduktionen sker på byggnader innebär det att man inte exploaterar någon ny mark och eftersom produktionen sker nära användningen blir nätförlusterna små.

För alla undersökta användartyper utom större flerbostadshus blir den ekonomiskt mest optimala installationen begränsad också vid månadsnettodebitering. För en villa med icke elbaserad uppvärmning är 15

m² en ekonomiskt optimal storlek vid månadsnettodebitering och 30-40 m² för en villa med elbaserad uppvärmning, vilket ska jämföras med en tillgänglig takyta på 60 m². Månadsnettodebitering skulle alltså innebära att minst halva takytan skulle förbli outnyttjad för soleininstallation på dessa villor. Vid årsnettodebitering skulle de studerade hustypernas tak kunna täckas endera helt med solceller eller till så stor del som behövs för att täcka årsbehovet av el.

För större byggnader kan en gräns för hur stor elmängd som ska få nettodebiteras komma att bli en begränsning snarare än avräkningsperiodens längd.

Om man vill verka för att konsumenter ska ha en direkt påverkan på balansen i elsystemet krävs både timmätning och timdebitering (scenario 5). Vid en timme som har ett väldigt högt pris och då balansen i elsystemet är i ett ut-satt läge får det då påverkan för solelproducenten, vilket också belyses i [15]. Ett exempel ifrån den 17 december 2009 kan nämnas. Denna dag blev spotpriset vid en timme 14 kr/kWh..

5.3 Nätägare

Nätägarna påverkas i form av minskade intäkter från den rörliga elöverföringsavgiften, minskade förluster i det lokala elnätet och ökade intäkter från överskottsel som solelproducenten skänker till nätet. En förutsättning för att nätägaren ska kunna tillgodogöra sig profilvärdet är att elhandeln upphandlas timvis. Undantaget små solcellsanläggningar på ett par m² kommer nätägaren att få minskade intäkter vid nettodebitering. Upp till ca 15 m² är det dock ingen skillnad mellan de olika scenarierna med månads- och årsnettodebitering.

Vi bedömer att nettodebitering för småhus kommer att ha störst ekonomisk effekt för nätägare, elhandlare och stat eftersom de i högre grad än flerbostadshus och lokaler kommer att producera ett elöverskott som matas in på nätet och att de svarar för merparten (57%) av antalet ansökningar om investeringsstöd [19]. Antag att 200-250 småhus kommer att installera ett solcellssystem till och med utgången av 2011. Vid införande av månadsnettodebitering skulle det medföra en minskad intäkt för Sveriges nätägare på maximalt 100 - 125 000 kr/år, se Figur 11, om alla installationer var av typen villaägare med fjärrvärme (V1) och att de skulle installera ett solcellssystem som täcker hela årsbehovet av el. Vid årsnettodebitering skulle de minskade intäkterna för Sveriges nätägare bli maximalt 140 - 175 000 kr/år för samma typ av villaägare.

Initialt krävs även en investering i modifiering av nuvarande IT-system som har uppskattas till ca 0,5 miljoner kr per nätägare. Timmätning enligt scenario 5 kostar mest. För att undvika den kostsamma dygnsrapporteringen som krävs av alla elproducenter idag, har Svensk Energi föreslagit att rapportering ska ske endast månadsvis [21]. En förutsättning för att det ska vara attraktivt för solelproducenten är att alla komponenter i elpriset ska få krediteras så att egenproduktionen får värdet av köpt el.

Alla nettodebiteringsscenarier kommer att ge gynnsamt profilvärde för nätägare eller elhandelsbolag. Om man antar att profilvärdet blir 3 öre/kWh i

snitt skulle en integrering av 10 GWh inmatad el/år från solelproducenter kunna generera 300 000 kr/år i profilvärde.

5.4 Elhandlare

Den ekonomiska påverkan för elhandlaren vid nettodebitering beror på hur rapporteringen från nätbolag till elhandlare sker. Om nätbolaget endast rapporterar nettot säljer elhandlaren bara den del av elanvändningen som överstiger produktionen, alternativt köper enbart den del av produktionen som överstiger elanvändningen. Om både produktion och elanvändning i uttagspunkten rapporteras gör elhandlaren avräkningen och tar emot all levererad solcellsel. Profilvärdet påverkar den som är balansansvarig (elhandlare).

För elhandlaren innebär ökande systemstorlek att försäljningen till solelproducenten minskar lika mycket som mängden sparad köpt el ökar för solelproducenten. Vid årsnettomätning och en systemstorlek som ger en exakt lika stor elproduktion som elanvändning kommer elhandlarens försäljning till solelproducenten att minska till noll.

Antag att 200-250 småhus kommer att installera ett solcellssystem till och med utgången av 2011. Vid införande av månadsnettodebitering skulle det göra en omsättningsminskning för Sveriges elhandlare på maximalt 200 – 250 000 kr/år för fallet att villaägare med fjärrvärme (V1) skulle installera ett solcellssystem som täcker hela årsbehovet av el. Vid årsnettodebitering skulle omsättningsminskningen bli maximalt 400 – 500 000 kr/år för samma typ av villaägare. Om vi antar att elhandlarens påslag är 6% (3 öre av 50 öre) skulle det innebära den totala förlusten för Sveriges elhandlare bli 12 000-15 000 kr/år vid månadsnettodebitering respektive 24 000-30 000 kr/år vid årsnetto-debitering. Skulle den balansansvarige elhandlaren vara den samma som får effekten av profilvärdet blir det i regel en vinst för elhandlaren på 12 000-15 000 kr/år vid månadsnettodebitering och 34 000-43 000 kr/år vid årsnetto-debitering om vi antar ett framtida scenario med elhandelspriser kring 50 öre/kWh.

Ofta köper nätbolaget in förlustel av en elhandlare till ett fast pris över en längre period, upp till ett år, och då blir det i slutändan elhandlaren som tar hand om profileffekter gentemot spothandel respektive prissäkringsmekanismer.

5.5 Staten

Skattemässigt får solcellsinstallationerna vid nettodebitering samma ekonomiska effekt som om solelproducenten skulle göra en energibesparing. Staten får mindre intäkter i form av energiskatt och moms ju fördelaktigare villkoren är för solelproducenten.

Antag att 200-250 småhus kommer att installera ett solcellssystem till och med utgången av 2011. Vid införande av månadsnettodebitering skulle det göra en förlust i statliga skatteintäkter på maximalt 200 – 250 000 kr/år för fallet att villaägare med fjärrvärme (V1) skulle installera ett solcellssystem som täcker hela årsbehovet av el. Vid årsnettodebitering skulle den maximala förlusten bli 400 – 500 000 kr/år för samma typ av villaägare.

Man får även ha i åtanke att en investering i en solcellsanläggning genererar momsintäkter som med nuvarande prisläge är högre än de minskade skatteintäkterna för energiskatt och moms under anläggningens livslängd. Detta har vi dock inte beaktat i våra beräkningar.

5.6 Rekommendationer

För den fortsatta utvecklingen av solcellsmarknaden i Sverige är det av yttersta vikt att man snarast möjliggör att solcellproducenter kan få en rimlig ersättning för sin överskottsels. Nettodebitering skulle vara ett enkelt sätt att lösa detta problem. Frånvaron av nettodebitering eller någon annan metod att ge solcellproducenter ersättning motsvarande värdet av köpt el hämmar idag betydligt installationerna av solcellssystem i Sverige, genom att man i praktiken utesluter småhusmarknaden.

Rekommendation 1-2

- Det praktiskt enklaste sättet att genomföra nettodebitering skulle vara att nätägaren skickar ett nettovärde till elhandlaren. Då blir det bara en aktör som praktiskt behöver sköta den administrativa hanteringen. Eftersom det fram till och med åtminstone 2012 kommer att röra sig om mycket få installationer av solcellsanläggningar i Sverige och med ett summerat litet överskott är det viktigt att hålla nettodebiteringen på en för alla parter så enkel nivå som möjligt för att minimera de administrativa kostnaderna.
- Om de tillgängliga takytorna ska kunna utnyttjas optimalt är det dessutom viktigt att avräkningsperiodens längd blir tillräckligt lång. Avräkningsperiodens längd bör vara längre än en månad om man vill kunna utnyttja alla tillgängliga takytor. Vid månadsnettodebitering skulle husägarna kunna utnyttja tillgängliga takytor i betydligt högre grad än idag, men det skulle fortfarande innebära en begränsning av nyttjandegraden. Vid årsnettodebitering skulle tillgängliga takytor kunna utnyttjas till fullo för solcellsinstallationer. Ett alternativ till en längre avräkningsperiod än en månad är om man skulle kunna få en tillräckligt god ersättning för överskottsels, som skulle göra det möjligt att dimensionera solcellsanläggningen större än enbart motsvarande månadsnettodebitering.

Staten skulle kunna se en minskning i intäkter av energiskatt och moms som en investering för att utveckla solcellsindustrin i Sverige, bidra till att säkra den inhemska energiförsörjningen, underlätta att nå EU:s 2020-mål och gynna antalet arbetstillfällen i en globalt sett kraftigt växande marknad.

För att kunna studera de ekonomiska effekterna av nettodebitering på lite längre sikt behövs ett nationellt planeringsmål för solenergi i Sverige så att man vet för vilken omfattning beräkningen ska göras. Den studie vi gjort här har svårt att kvantifiera effekterna på längre sikt eftersom endast perioden fram till och med 2012 kan överblickas.

Det är viktigt att inse att både nettodebitering och ett system för investeringsstöd eller liknande behövs för att hålla igång solcellsmarknaden och dess utveckling i Sverige. Saknas det ena eller det andra kommer solcellsmarknaden att i stort sett försvinna i Sverige. Nuvarande

investeringsstöd som var planerat att sträcka sig till och med 2011 har i den senaste regeringsbudgeten förlängts att gälla till och med 2012. Ett fortsatt stöd i någon form efter 2012 är nödvändigt om man vill få igång en större solcellsmarknad i Sverige. Bara 200-250 småhus beräknas få stöd under 2009-2011 och det krävs därför en ökad stödbudget om man vill accelerera utvecklingen.

Rekommendation 3

- Inför ett långsiktigt stödsystem till solcellsanläggningar.

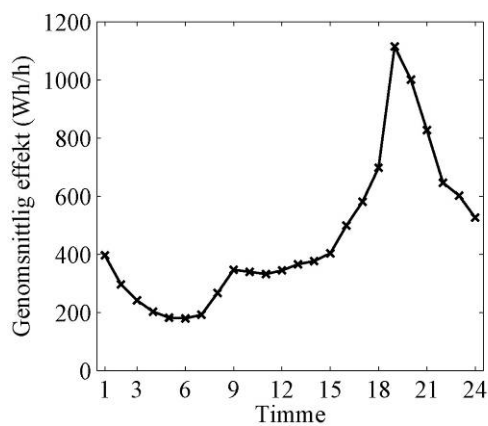
6 Referenser

- [1] BSW Solar. Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). August 2010.
- [2] Elisabeth Kjellsson. Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige – Rapport 2. Analys av instrålningsnivåer på byggnadstyper. Rapport TVBH-7216 Lund 2000. Avdelningen för Byggnadsfysik, LTH. http://www.elforsk.se/solel/rapporter_systemstud/potential_byggnads_ankn_solel.pdf
- [3] Sunpower. 315 solar panel, exceptional efficiency and performance. http://us.sunpowercorp.com/downloads/product_pdfs/Panels/sp_315e_wh_en_ltr_w_ds.pdf
- [4] Statens energimyndighet och Statiska centralbyrån. Energistatistik för småhus 2008. ES 2009:07.
- [5] Lennart Söder. Bättre kontakt via nätet - om anslutning av förnybar elproduktion. SOU 2008:13. 20 februari 2008. <http://www.regeringen.se/sb/d/9991/a/98514>
- [6] Sveriges riksdag. Proposition 2009/10:51. Enklare och tydligare för förnybar elproduktion, m.m. <http://www.riksdagen.se/webbnav/?nid=3120&doktyp=proposition&bet=2009/10:51>
- [7] Regeringen, Näringsdepartementet. Regleringsbrev för budgetåret 2010 avseende Energimarknadsinspektionen. Regeringsbeslut 2009-12-21. <http://www.energimarknadsinspektionen.se/upload/Styrdokument/Energimarknadsinspektionens%20regleringsbrev%20f%C3%B6r%202010.pdf>
- [8] Lars Hedström och Bengt Stridh. Ekonomiska konsekvenser vid nettomätning av elleveranser från mindre solcellsanläggningar. December 2007. Elforsk rapport 08:13.
- [9] Svensk Energi. Småskalig elproduktion för eget bruk. Slutrapport avseende projekt Mikroproduktion av el. <http://www.svenskenergi.se/sv/Vi-arbetar-med/Elproduktion/Mikroproduktion-av-el>
- [10] PVSYST. <http://www.pvsyst.com/>
- [11] Bengt Stridh och Lars Hedström. Solcellselproduktion inom elcertifikatsystemet. Elforsk rapport 09:95.
- [12] U.S. Department of Energy et. Al. DSIRE. Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. <http://www.dsireusa.org/>
- [13] Svensk Energi. Priset på elenergi sätts på Nord Pool – navet i den nordiska elmarknaden. <http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Fakta-om-elmarknaden/Priset-pa-elenergi-satts-pa-Nord-Poolnaden/>

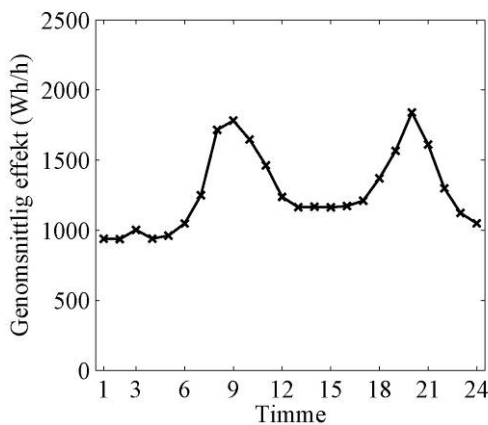
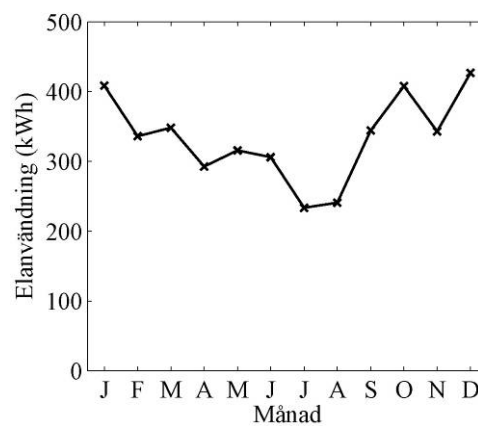
- [14] Svenska Kraftnät. El-balansreglering. <http://www.svk.se/Om-oss/Var-verksamhet/Systemansvar--/El-Balansreglering--/>
- [15] A. Molin, P. Rohdin, B. Moshfegh. Positive power market value for grid-connected roof-top solar power in Sweden". 11th World Renewable Energy Congress and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 25-30 September 2010.
- [16] J. Widén och E. Wäckelgård. A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand. Applied Energy 87 (2010) 1880-1892.
- [17] Elforsk. Projekteringsverktyg. <http://www.solelprogrammet.se/Projekteringsverktyg/>
- [18] SMHI faktablad. Solstrålning. http://www.smhi.se/polopoly_fs/1.6403!faktablad_solstralning%5B1%5D.pdf
- [19] Bengt Stridh och Lars Hedström. Konsekvensanalys av investeringsstöd till solceller, Juni 2010, Elforsk-rapport 10:46
- [20] Manuel Vázquez and Ignacio Rey-Stolle. Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies. Prog. Photovolt: Res. Appl. 2008; 16:419-433.
- [21] Andrea Badano, Peter Fritz, Anders Göransson, Magnus Lindén, Timmätning för alla, Nytt, regelverk och ekonomi, December 2007, Elforsk rapport 07:62
- [22] Prislista för stamnätet 2011, Svenska Kraftnät. <http://www.svk.se/Press--info/Nyheter/Nyheter-press-meddelanden/Nyheter/Stamnatstariffen-hojs-2011/>
- [23] Elpriskollen och Energimarknadsinspektionen.
- [24] Widén, Joakim; Wäckelgård, Ewa; Paatero, Jukka; Lund, Peter, 'Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids', Electric Power Systems Research 80 (2010) 1562-1571.
- [25] Statistiska Centralbyrån (SCB). Elanvändningen i Sverige, GWh efter användningsområde och tid. 2008. <http://www.scb.se>
- [26] Nytt Juridiskt Arkiv, NJA 2006 s. 410 , <http://www.notisum.se/rnp/domar/hd/HD006410.htm>
- [27] SMA Solar raises revenue guidance a second time: expects PV market to top 17GW in 2010 http://www.pv-tech.org/news/ a/sma_solar_raises_revenue_guidance_a_second_time_expects_pv_market_to_top_17/

Bilaga A. Användar- och produktionskurvor

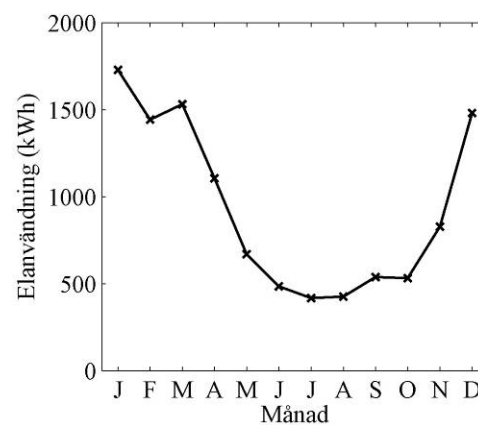
I graferna nedan visas användarkurvor för varje studerat typhus, som total elanvändning under varje månad och genomsnittlig fördelning av effekt över dygnets timmar, beräknad över hela året.

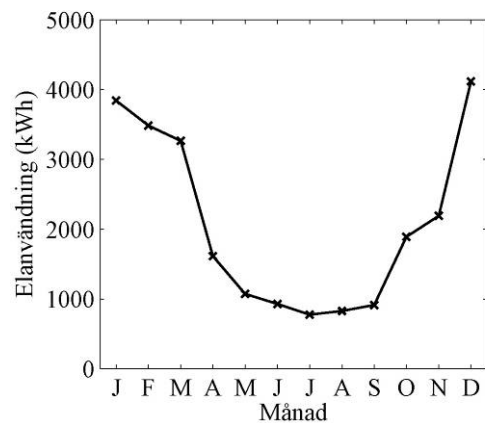
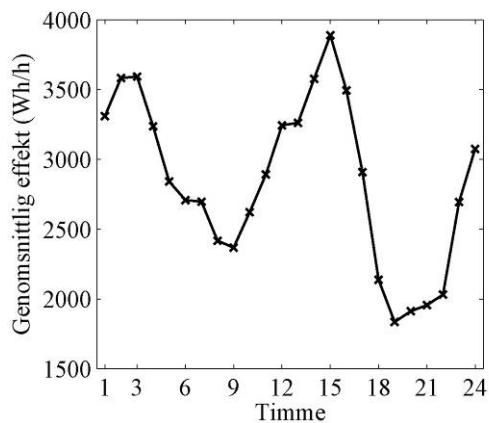


V1: Villa med fjärrvärme (4,0 MWh/år)

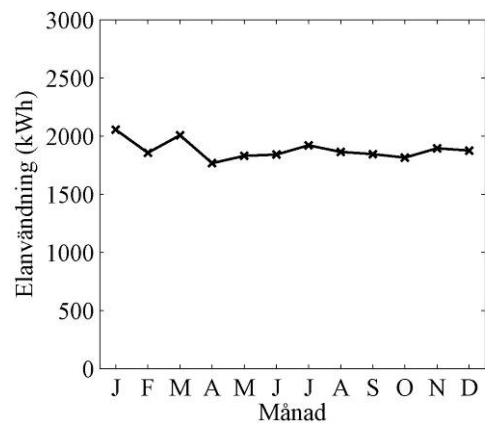
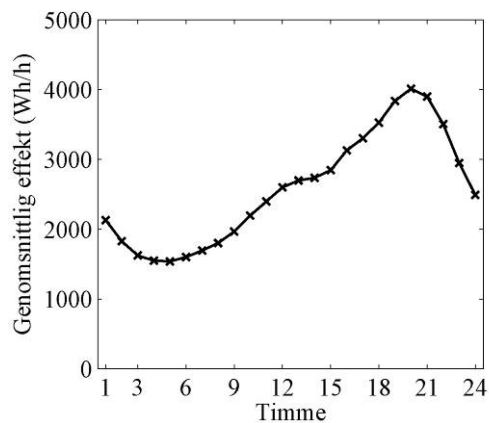


V2: Villa med luftvärmepump (11,2 MWh/år)

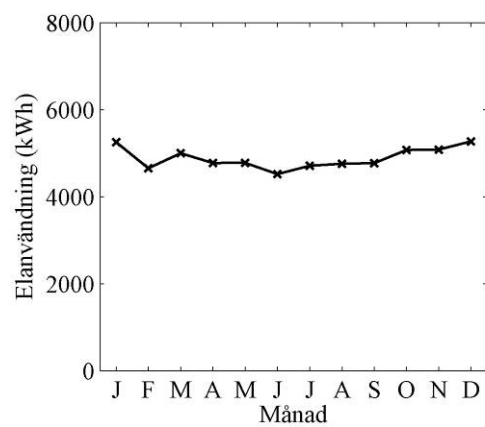
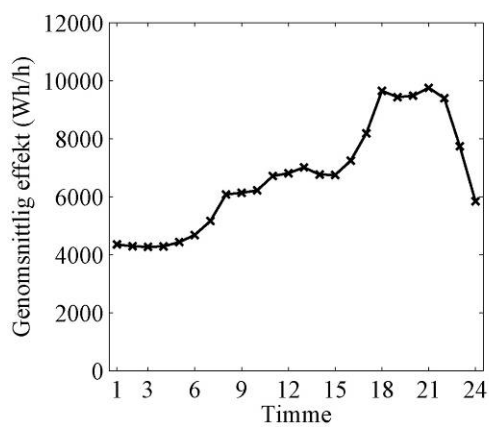




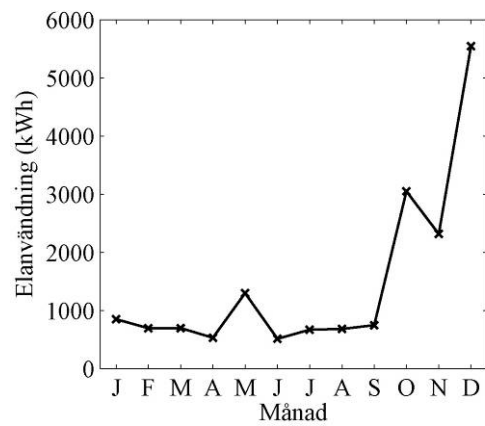
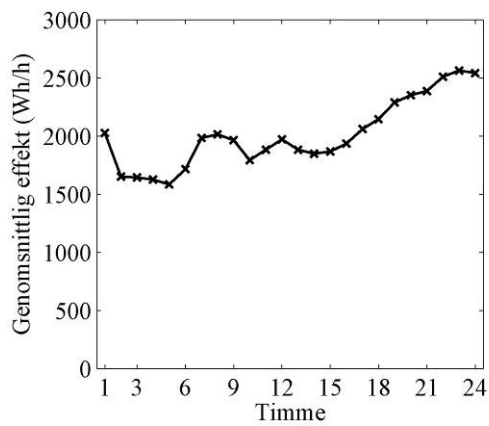
V3: Villa med direktverkande el utan värmepump (24,9 MWh/år)



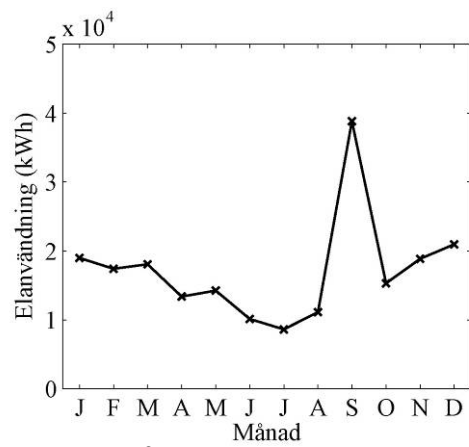
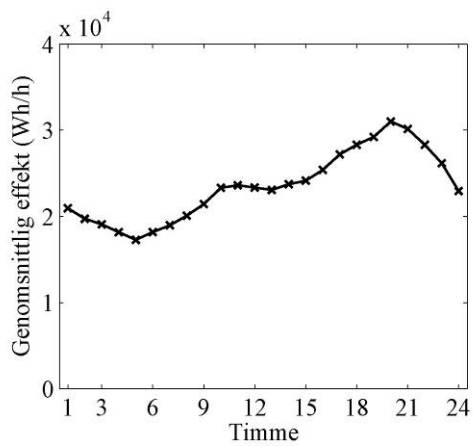
F1: Mindre flerbostadshus, 10 lgh (22,6 MWh/år)



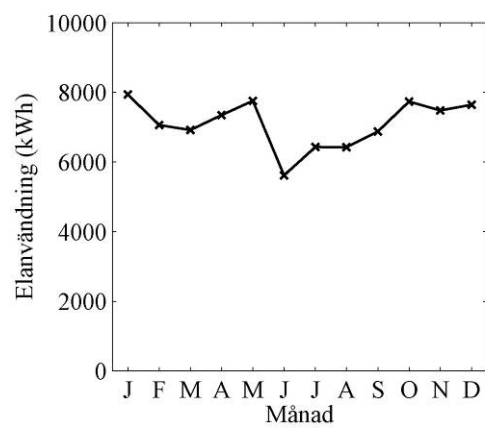
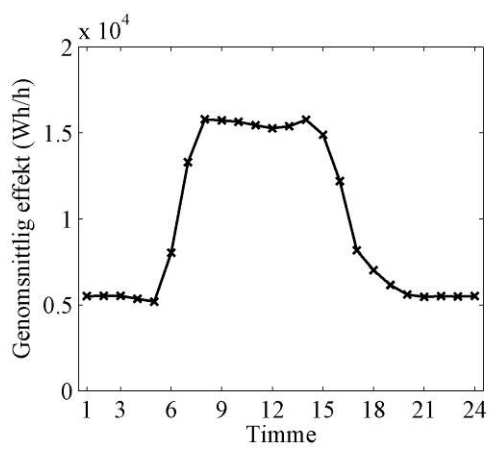
F2: Större flerbostadshus, 20 lgh (58,7 MWh/år)



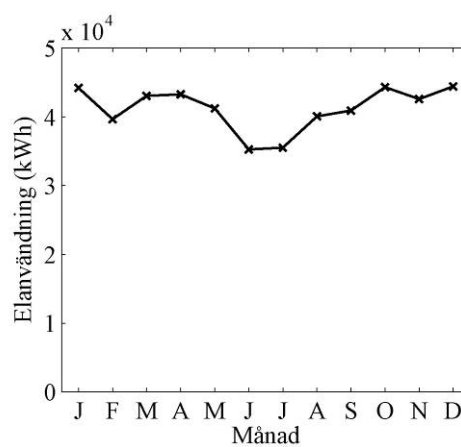
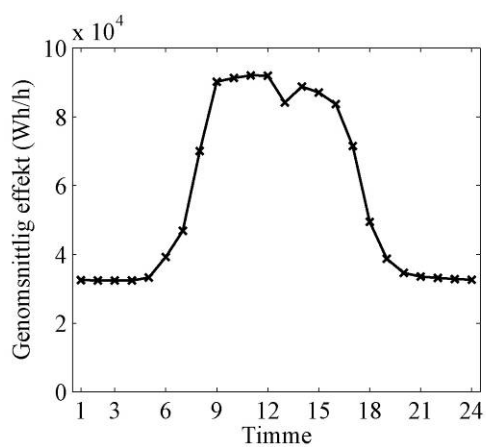
L1: Kyrka (17,6 MWh/år)



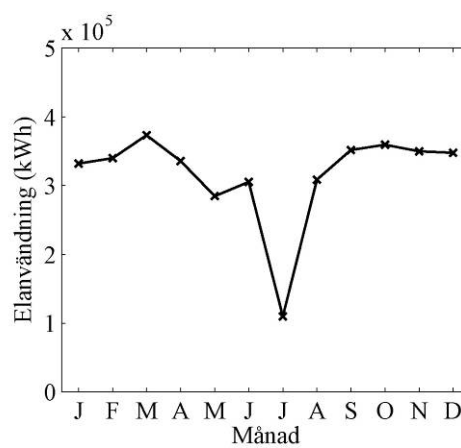
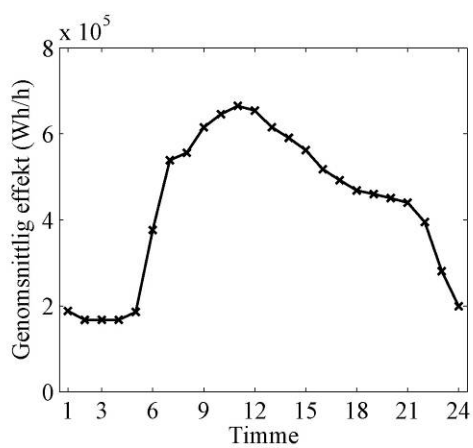
L2: Lantbruk (206 MWh/år)



L3: Bilprovning (85,2 MWh/år)

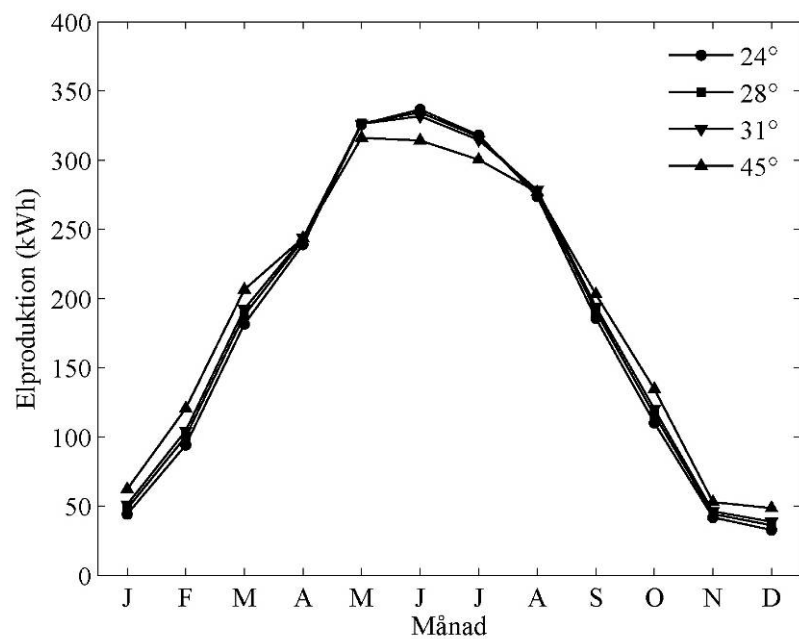


L4: Kontor (494 MWh/år)

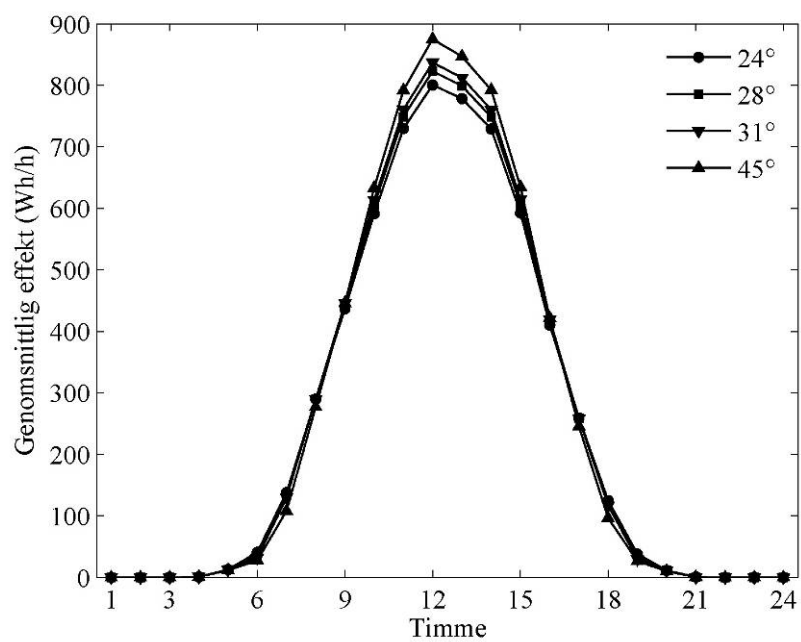


L5: Industri (3797 MWh/år)

I de följande graferna visas motsvarande produktionskurvor för det 2,3 kW_p-system som beräkningarna har baserats på.



Solelproduktion per månad vid olika taklutningar.



Genomsnittlig dygnsprofil för solelproduktion vid olika taklutningar.

Bilaga B. Konsekvenser systemstorlek

I nedanstående grafer åskådliggörs de ekonomiska konsekvenserna för solel-producent, elhandlare och staten vid olika systemstorlekar. Orienteringen är rakt mot söder i samtliga fall. Siffrorna i anslutning till graferna betecknar respektive scenario:

0. Utan solceller.
1. Ingen nettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.
2. Månadsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.
3. Månadsnettodebitering, överskottsel säljs till månadsmedelpris.
4. Årsnettodebitering, överskottsel matas in på nätet utan ersättning.
5. Timnettodebitering, kreditering av överskottsel till nästkommande timme.

För solelproducenter är det ekonomiska värdet inklusive moms (1,25 SEK/kWh).

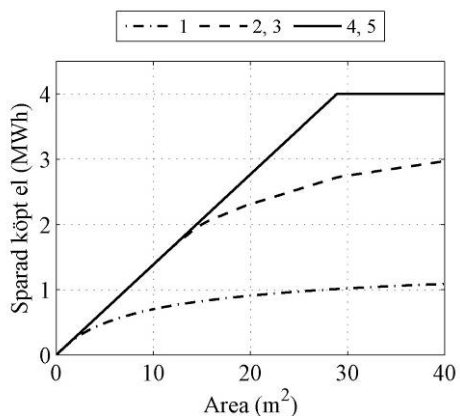
För elhandlare är det ekonomiska värdet exklusive moms (0,5 SEK/kWh).

V1: Villa med fjärrvärme

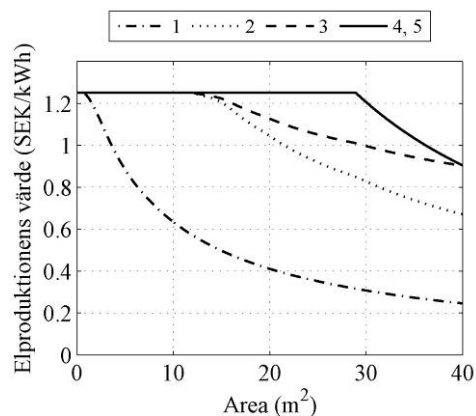
Solcellssystemets lutning: 31°

Tillgänglig takyta: 60 m^2

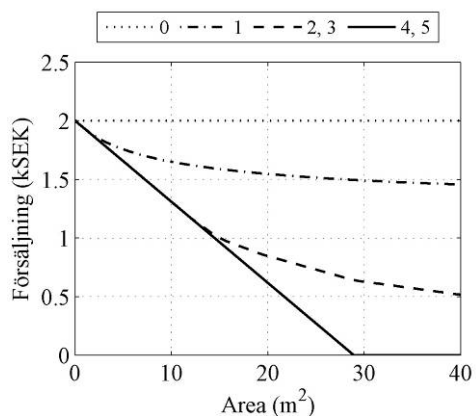
Solelproducentens sparade el:



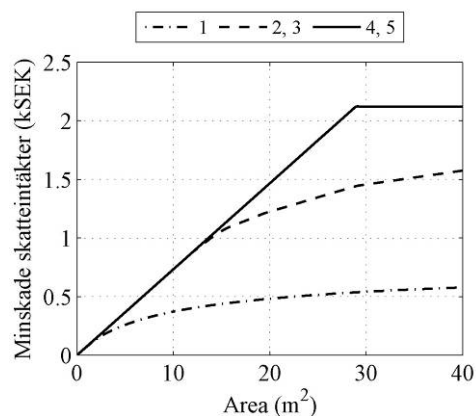
Värde för solelproducenten:



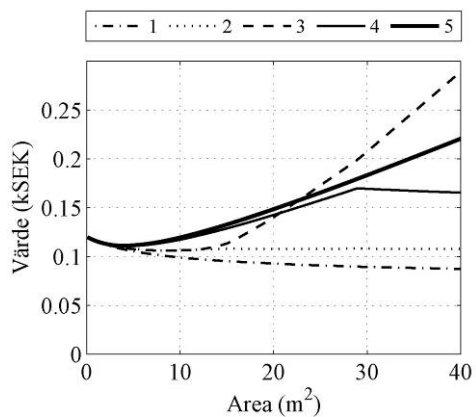
Elhandlares försäljning:



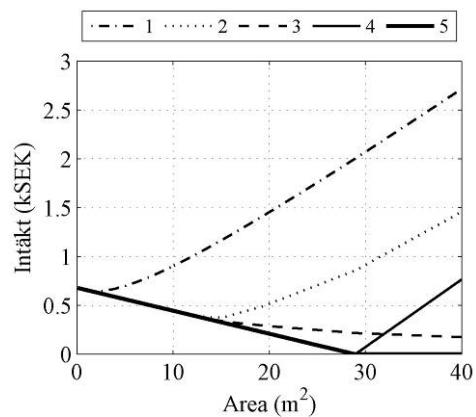
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

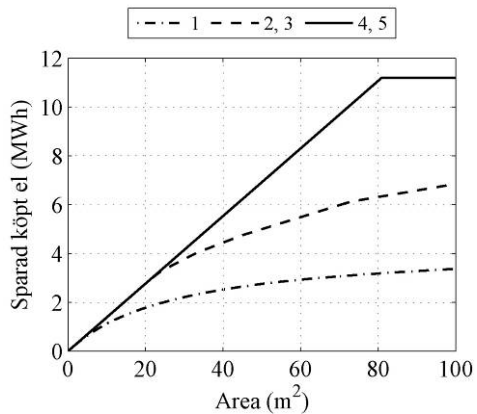


V2: Villa med luftvärmepump

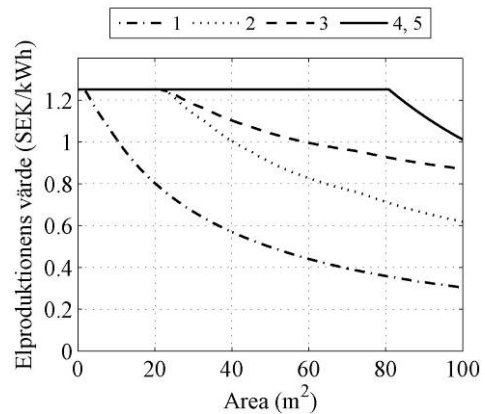
Solcellssystemets lutning: 31°

Tillgänglig takyta: 60 m²

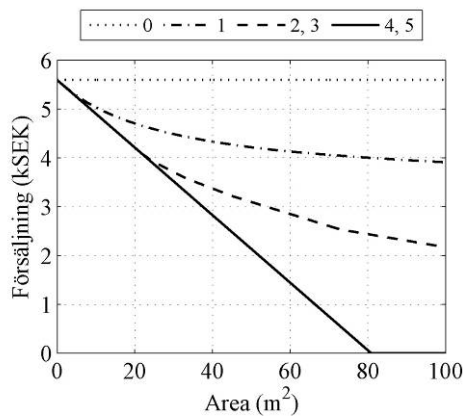
Solelproducentens sparade el:



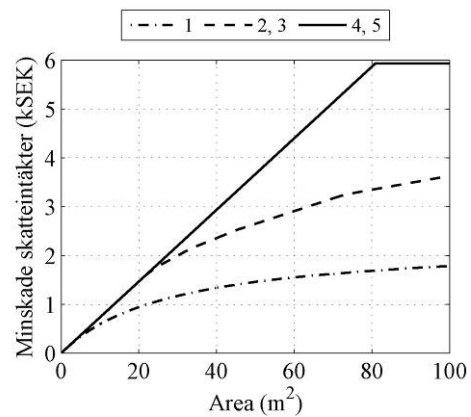
Värde för solelproducenten:



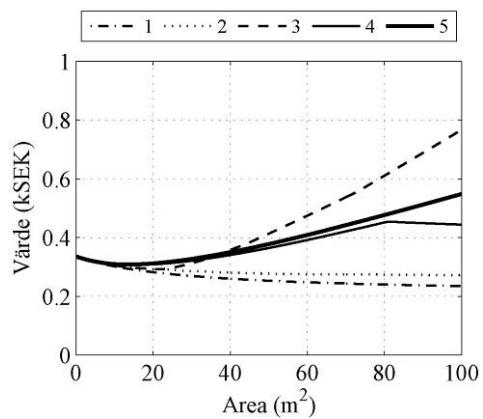
Elhandlares försäljning:



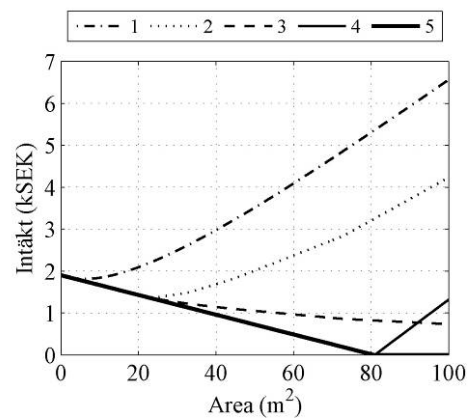
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägars intäkter:

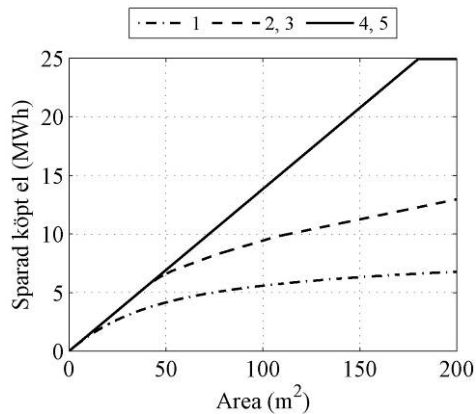


V3: Villa med direktverkande el utan värmepump

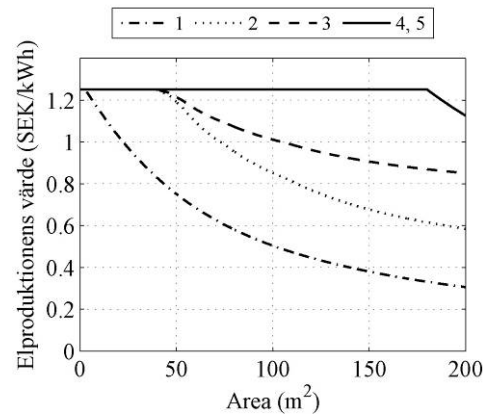
Solcellssystemets lutning: 31°

Tillgänglig takyta: 60 m^2

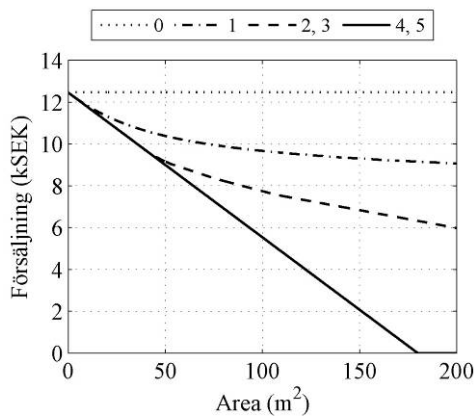
Solelproducentens sparade el:



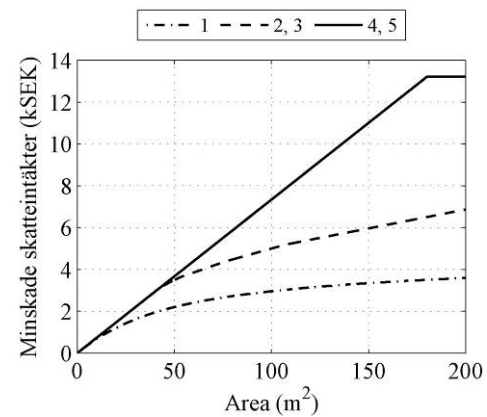
Värde för solelproducenten:



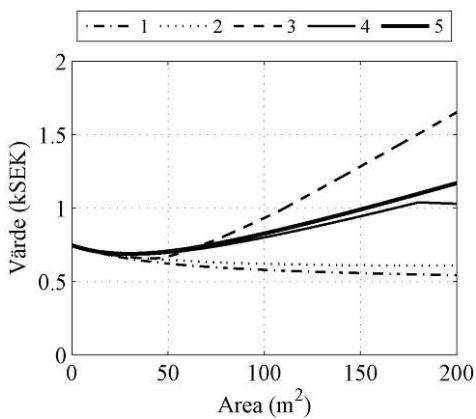
Elhandlares försäljning:



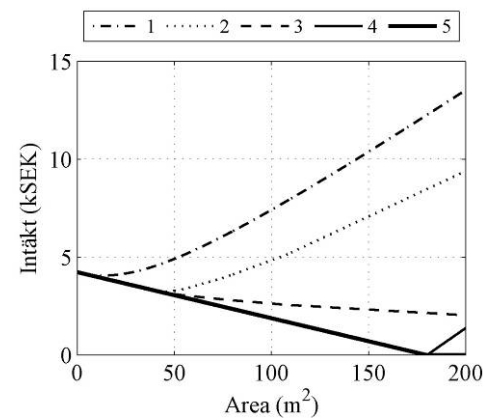
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

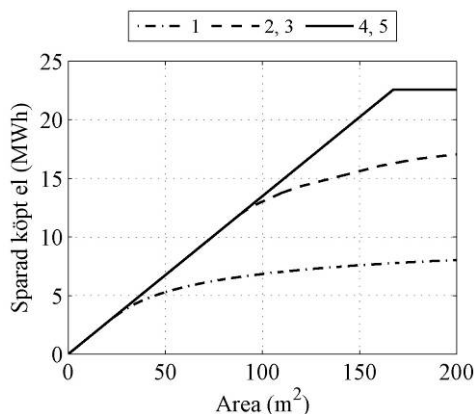


F1: Mindre flerbostadshus (10 lgh)

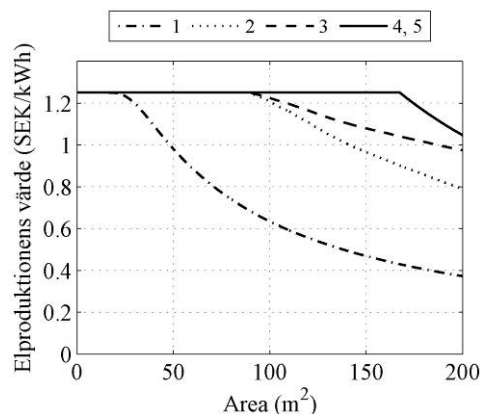
Solcellssystemets lutning: 24°

Tillgänglig takyta: 130 m². Antaget tre våningar, 70 m²/lägenhet och sadeltak med 24 graders lutning.

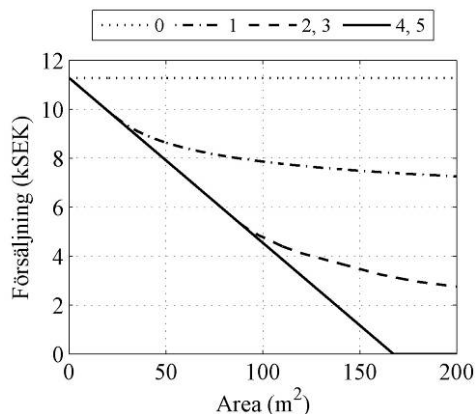
Solelproducentens sparade el:



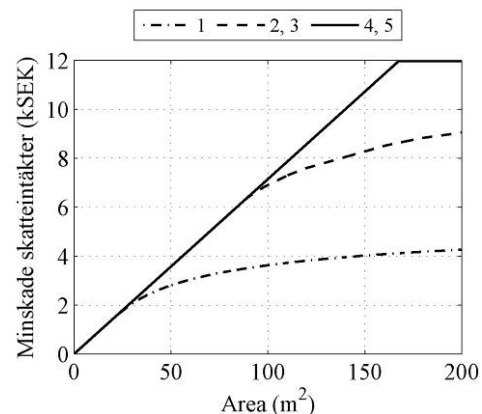
Värde för solelproducenten:



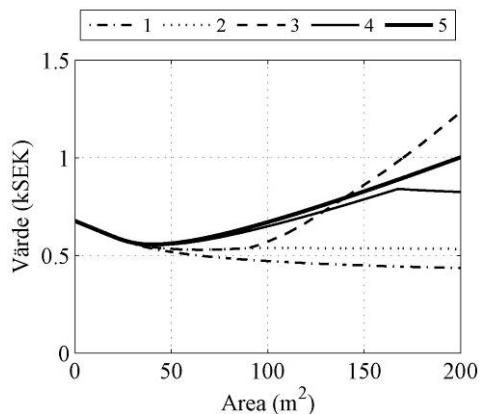
Elhandlares försäljning:



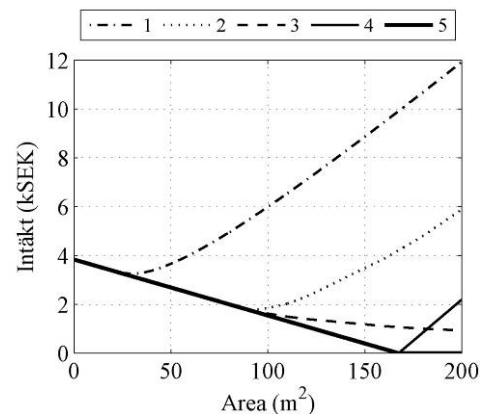
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

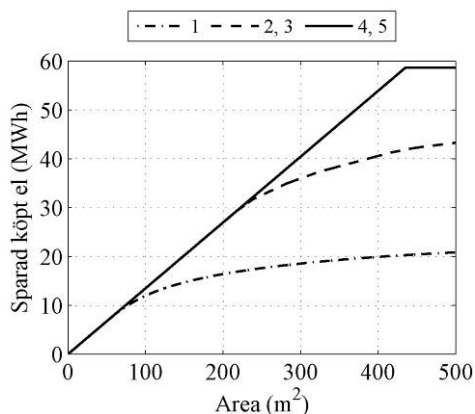


F2: Större flerbostadshus (20 lgh)

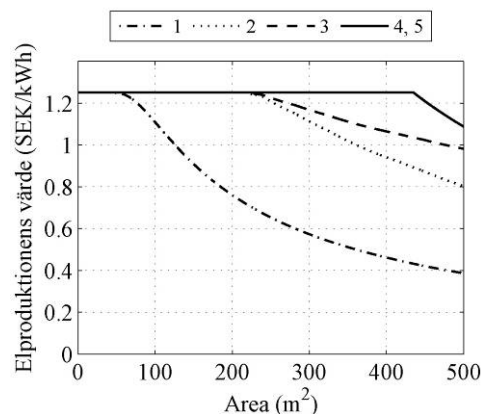
Solcellssystemets lutning: 24°

Tillgänglig takyta: 200 m². Antaget fyra våningar, 70 m²/lägenhet och sadeltak med 24 graders lutning.

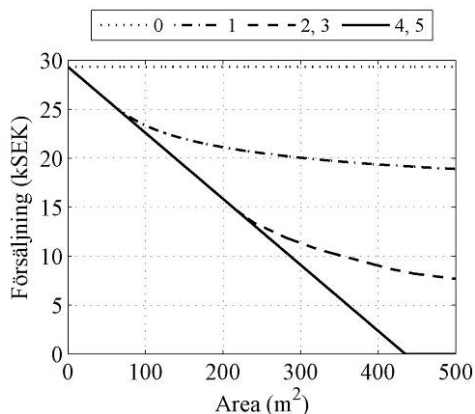
Solelproducentens sparade el:



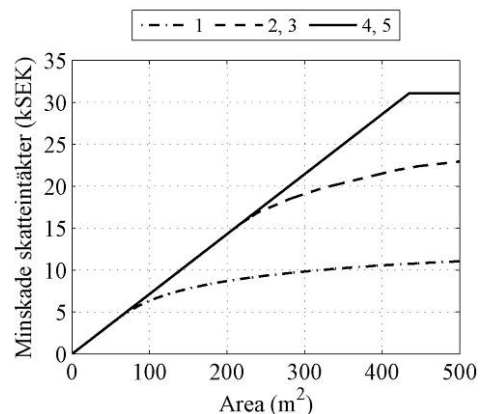
Värde för solelproducenten:



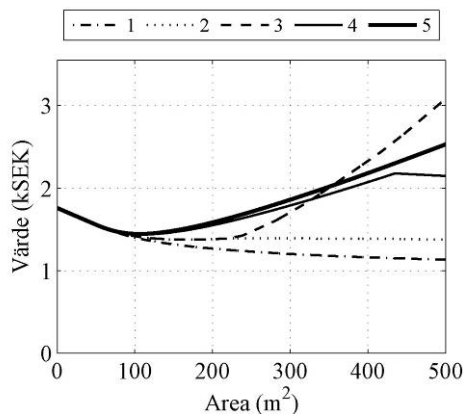
Elhandlares försäljning:



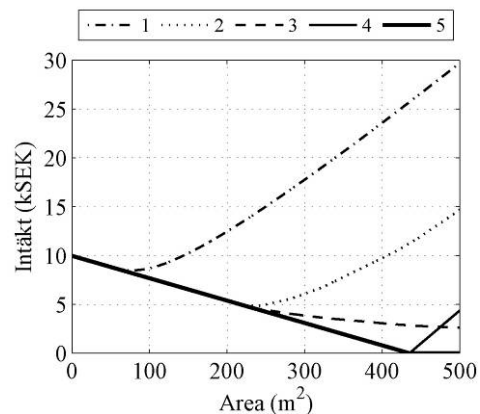
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

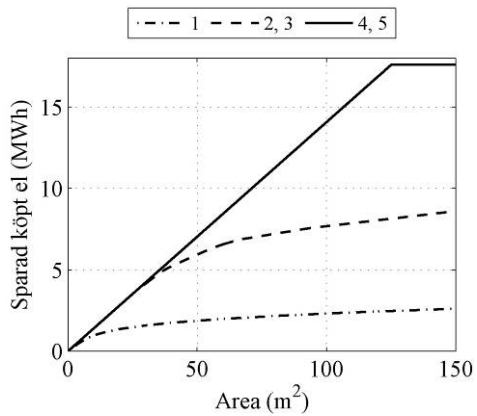


L1: Kyrka

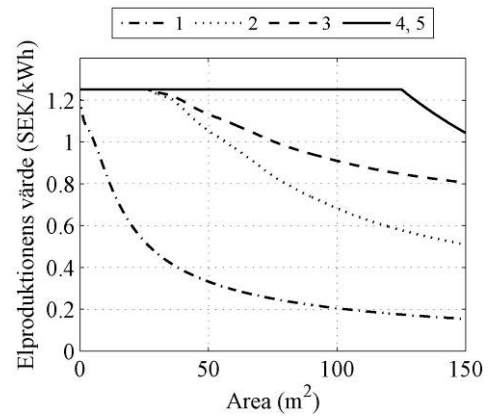
Solcellssystemets lutning: 45°

Tillgänglig takyta: 400 m²

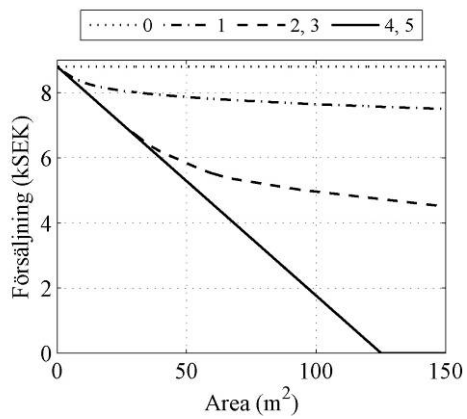
Solelproducentens sparade el:



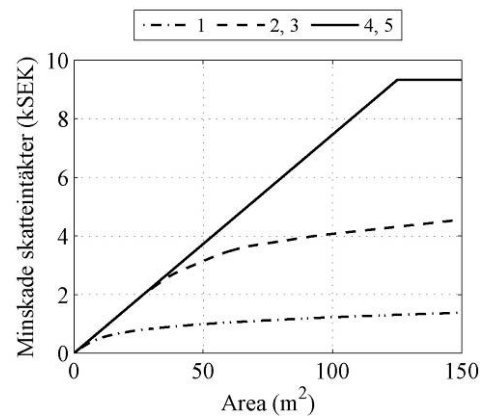
Värde för solelproducenten:



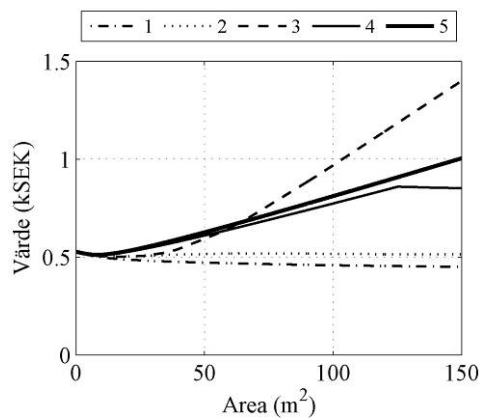
Elhandlares försäljning:



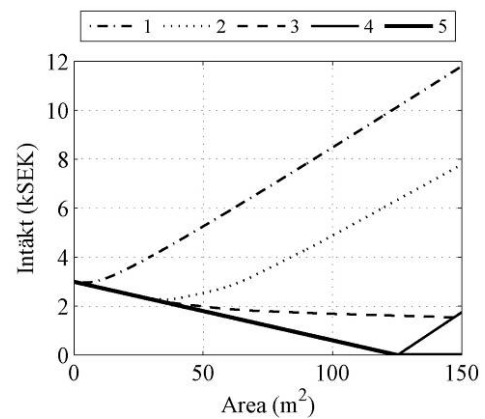
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

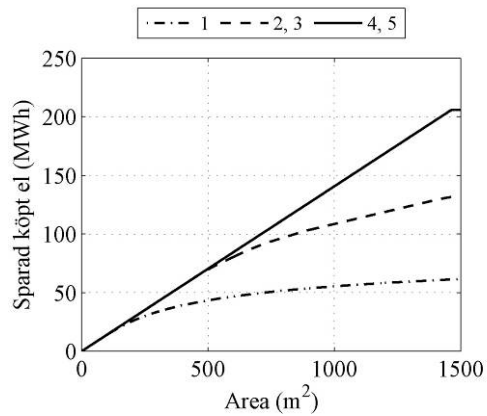


L2: Lantbruk

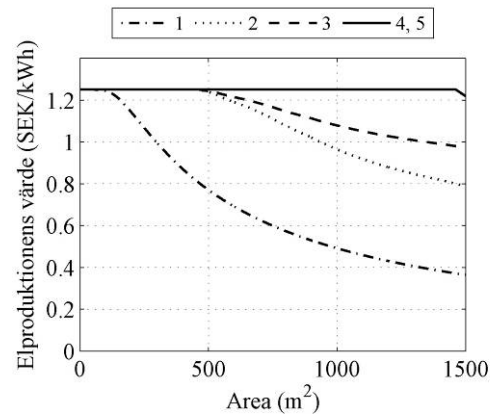
Solcellssystemets lutning: 45°

Tillgänglig takyta: 2000 m²

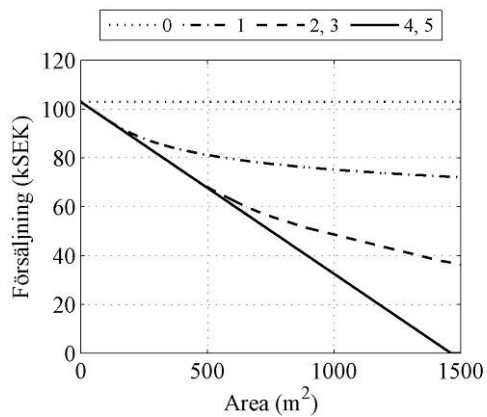
Solelproducentens sparade el:



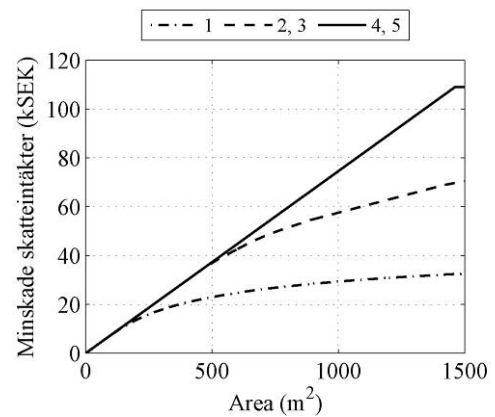
Värde för solelproducenten:



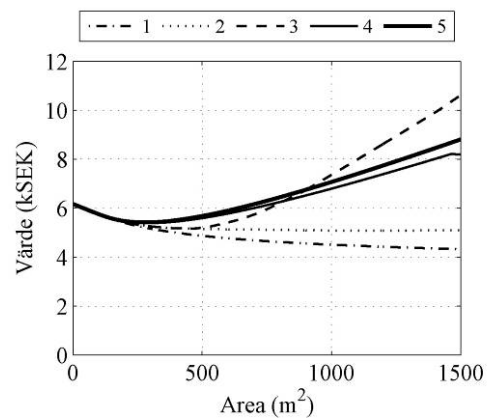
Elhandlares försäljning:



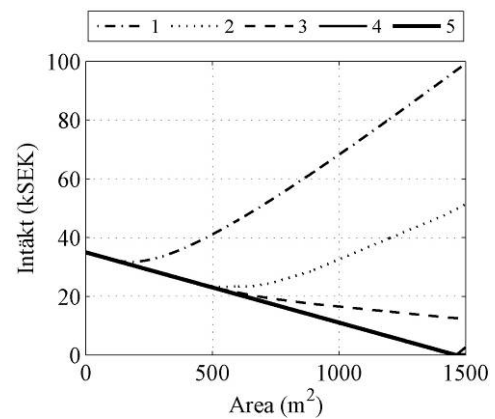
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

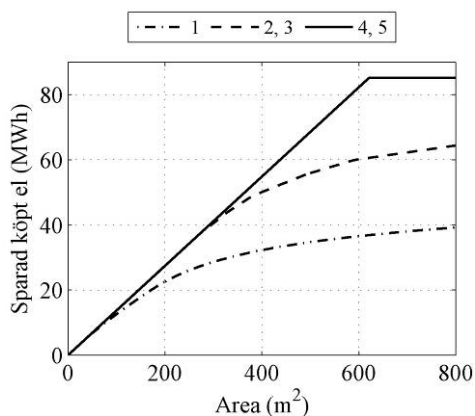


L3: Bilprovning

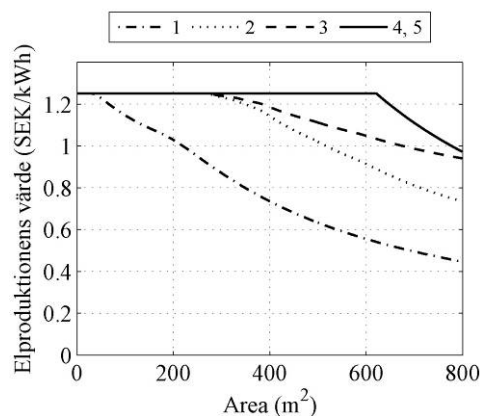
Solcellssystemets lutning: 28°

Tillgänglig takyta: 600 m^2

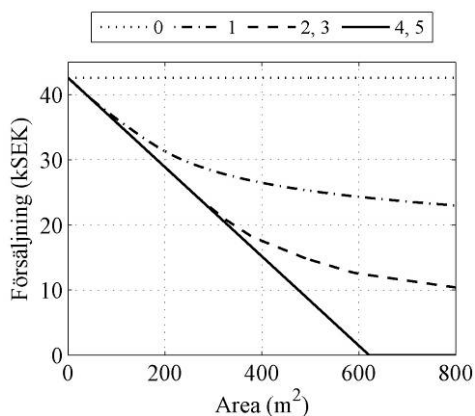
Solelproducentens sparade el:



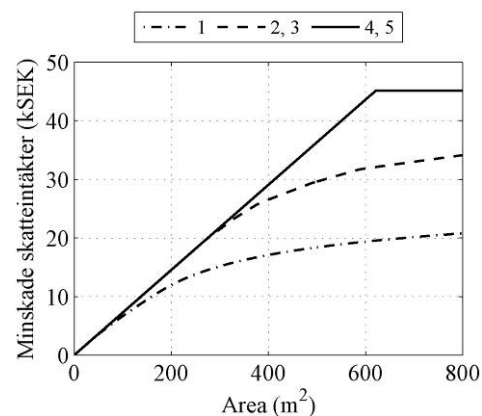
Värde för solelproducenten:



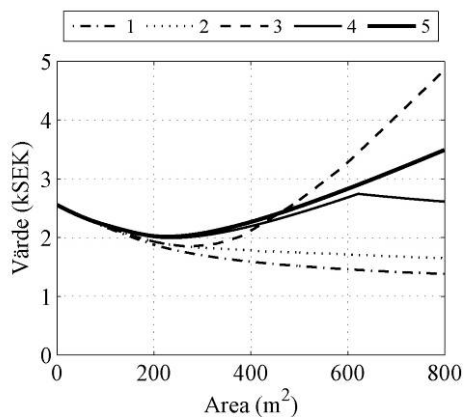
Elhandlares försäljning:



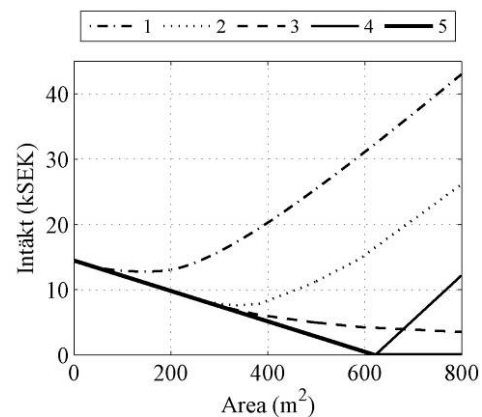
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

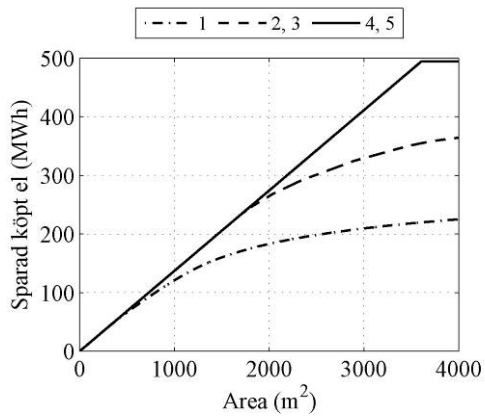


L4: Kontor

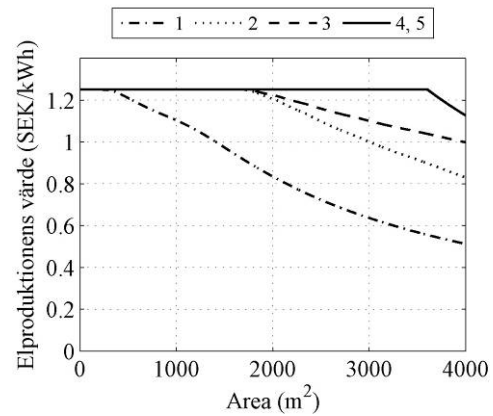
Solcellssystemets lutning: 28°

Tillgänglig takyta: 3000 m^2

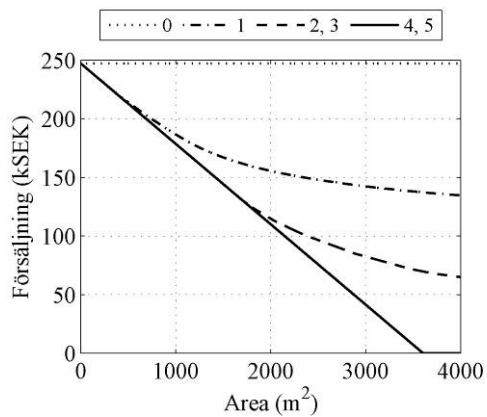
Solelproducentens sparade el:



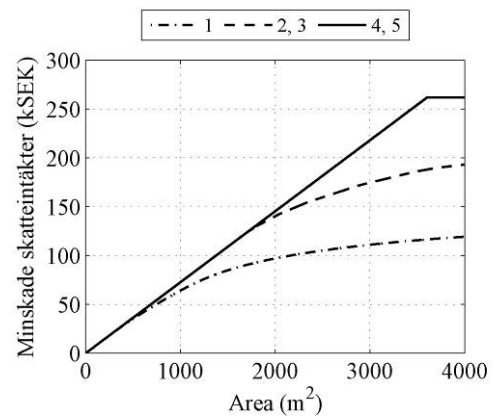
Värde för solelproducenten:



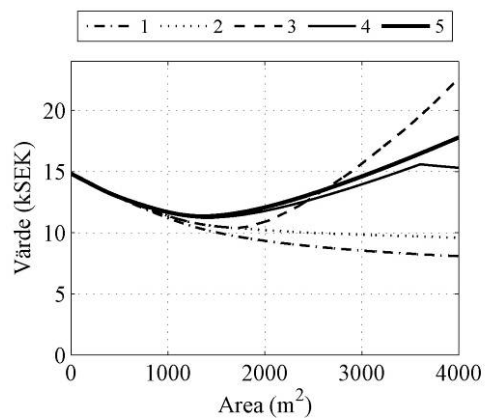
Elhandlares försäljning:



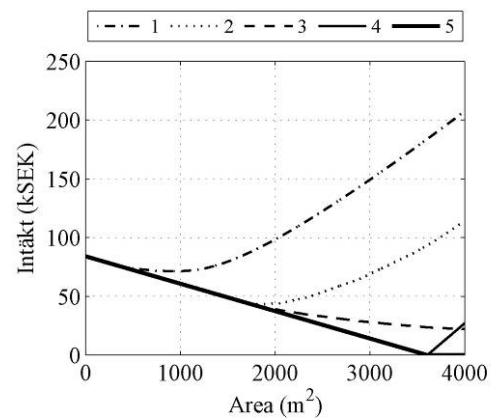
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:

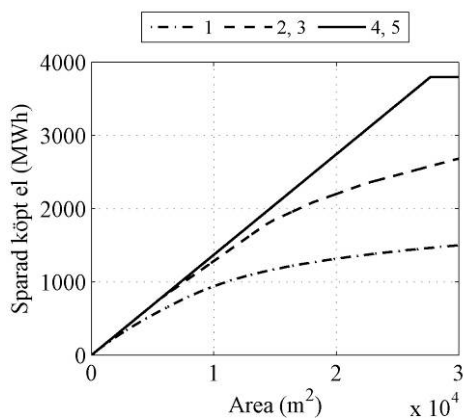


L5: Industri

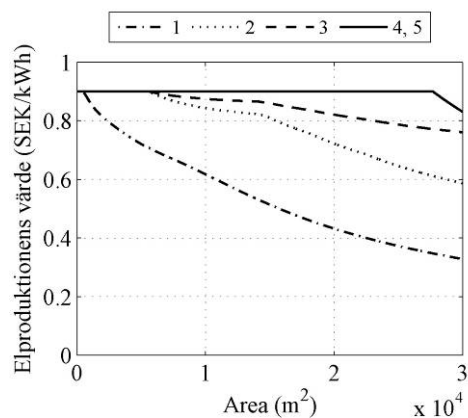
Solcellssystemets lutning: 28°

Tillgänglig takyta: 30000 m^2

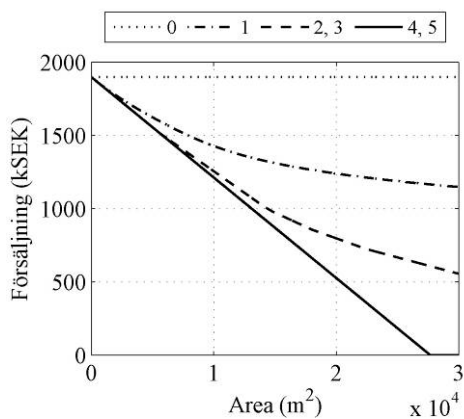
Solelproducentens sparade el:



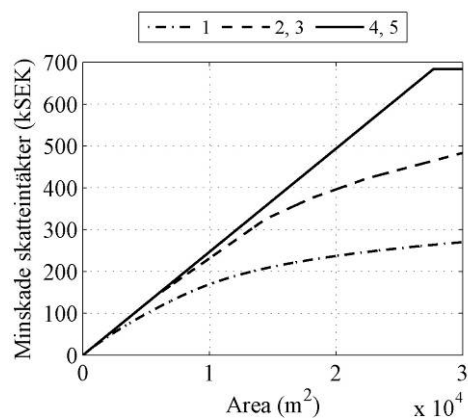
Värde för solelproducenten:



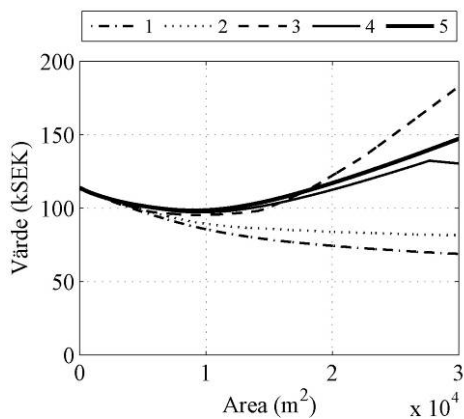
Elhandlares försäljning:



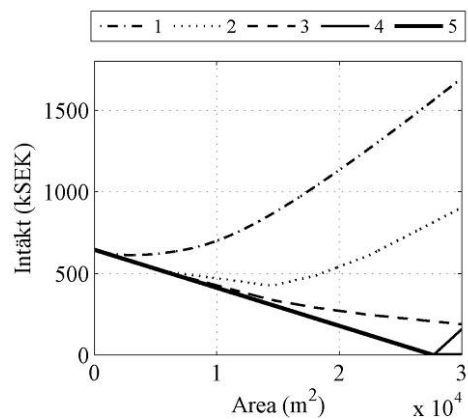
Statens skatteintäkter:



Värde för balansansvarig:



Nätägares intäkter:



Bilaga C. Profilvärde

Ett sätt att karakterisera värdet på en användnings- eller produktionskurva kan göras genom profilvärden. Dygnsprofilvärdet visar värdet av att producera eller använda el vid en viss timme på dagen istället för konstant produktion och uttag av samma energimängd under hela dagen. Eftersom solelproduktionen E kan variera ifrån dag till dag värderas denna mot månadsnittet, och således fås profilvärdet vid månadsnettodebitering ($V_{\text{månad}}$), vilken för ett år beräknas enligt:

$$V_{\text{månad}} = \frac{\sum_{\text{timme}=1}^{\text{timme}=8760} (E_{\text{timme}} \cdot \epsilon_{\text{timme}}) - \sum_{\text{månad}=jan}^{\text{månad}=dec} (E_{\text{månad}} \cdot \epsilon_{\text{månad}})}{E_{\text{år}} \cdot \epsilon_{\text{år}}}$$

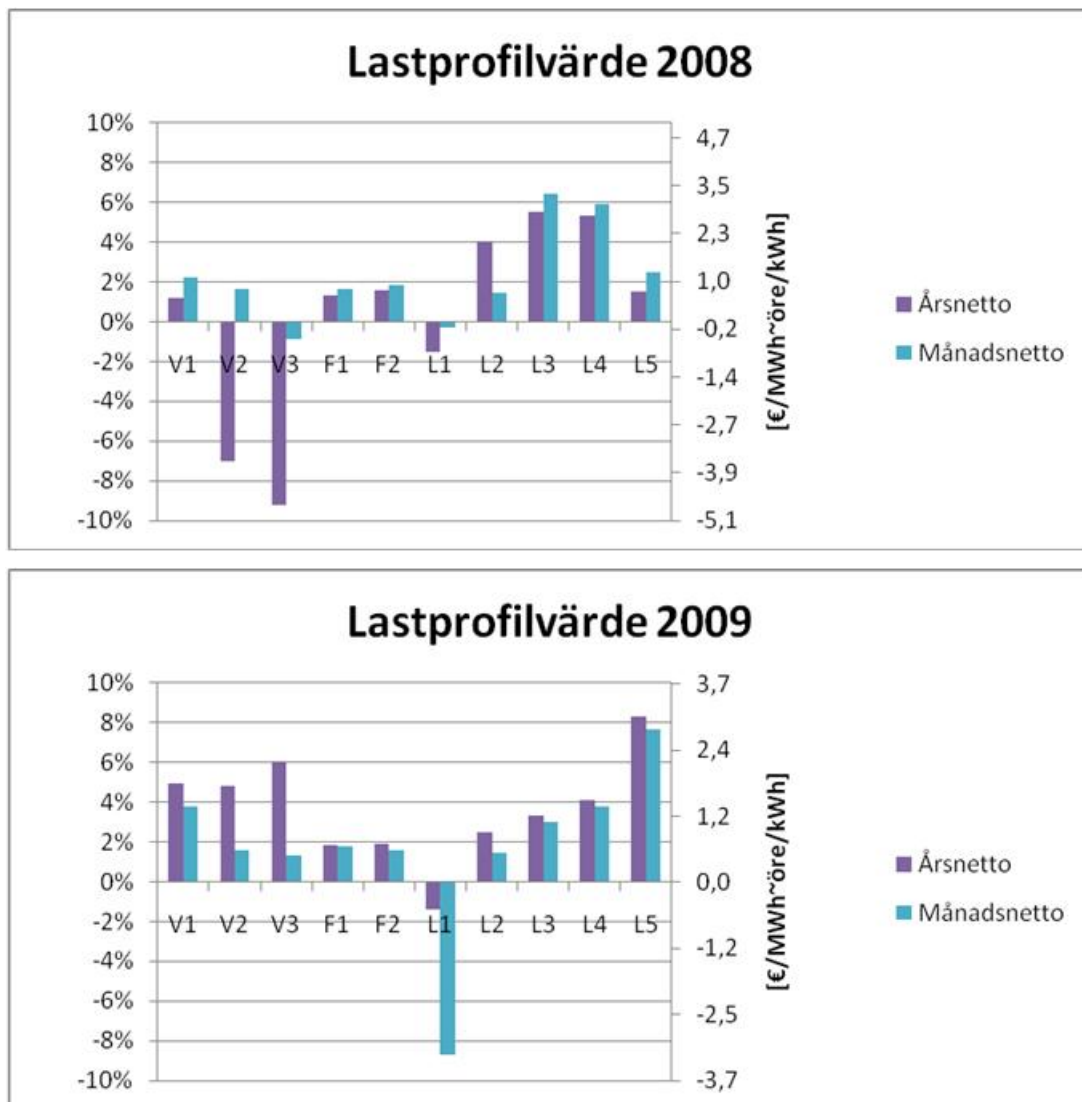
Där ϵ är elpriset. Totalt profilvärde (V_{total}) beskriver värdet av produktion/uttag under vissa timmar på året istället för konstant produktion av samma energimängd under hela året.

$$V_{\text{total}} = \frac{\sum_{\text{timme}=1}^{\text{timme}=8760} (E_{\text{timme}} \cdot \epsilon_{\text{timme}}) - (E_{\text{år}} \cdot \epsilon_{\text{år}})}{E_{\text{år}} \cdot \epsilon_{\text{år}}}$$

I de scenarier rapporten utreder blir dygnsprofilen intressant vid månadsnettodebitering eftersom den visar skillnaden i värde mellan timvis prissättning gentemot om man skulle använda ett månadssnittpris. Vid årsnetto-debitering är det timvis pris som jämförs med årssnittpris, vilket beskrivs av det totala profilvärdet.

Elanvändningen för en mindre elabbonent har inverkan på profileffekten som en elhandlare får vid inköp av el till denne. När månadsdebitering tillämpas för mindre kunder spelar det ingen roll för kunden när på dygnet kunden konsumerar el, utan detta är en profilrisk som elhandelsbolaget tar. När man ska utvärdera effekten för en solelproducent, kan man utvärdera effekten av att endast tillföra elproduktionen, varvid produktionsprofilvärde analyseras. I 0 visas produktionsprofilvärde för olika taklutningar och asimut 2008 och 2009. Profilvärdet varierar endast obetydligt beroende av olika taklutningar och asimut, variationen över år har större inverkan [15].

För att analysera den totala profileffekten för elhandlaren analyseras också användningen. I Figur 10 visas användarprofilvärden för de olika typhusen 2008 och 2009.



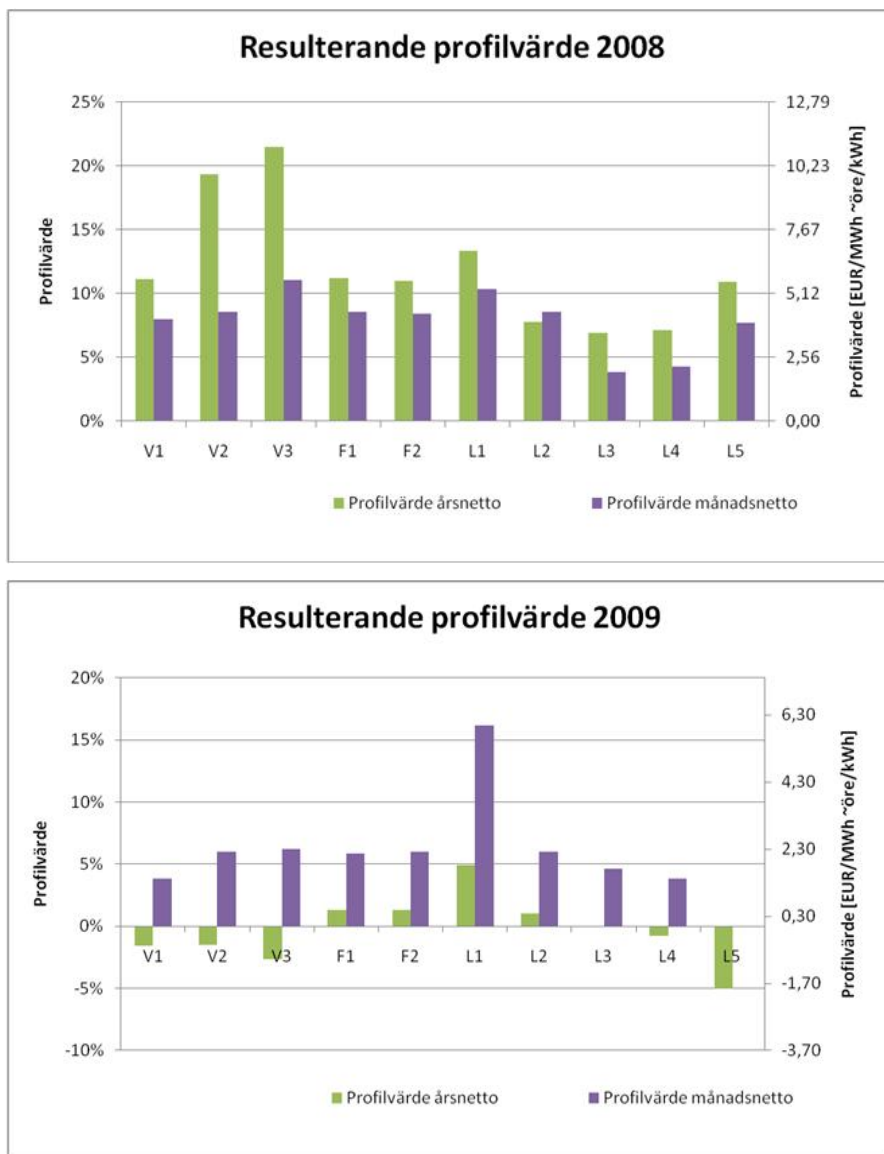
Figur 20 Användarprofilvärde för elhandlare 2008 och 2009.

För att få fram det totala profilvärdet som elhandelsbolag upplever om de använder solesöverskottet mot att minska inköp av el dagtid och öka inköp av förlustel annan tid då solen inte lyser fås genom att subtrahera solesproduktionens profilvärde med elanvändningens profilvärde. Detta görs i scenario 3 med $V_{\text{månad}}$ för både användning och produktion och i scenario 4 med totalt profilvärde. I scenario 5 blir det solesproducenten som kan tillgodogöra sig det totala profilvärdet. Profilvärde vid årsnettodebitering ($V_{\text{årsnetto}}$) och vid månadsnettodebitering ($V_{\text{månadsnetto}}$) beräknas enligt:

$$V_{\text{månadsnetto}} = V_{\text{månad}}^{\text{produktion}} - V_{\text{månad}}^{\text{last}}$$

$$V_{\text{årsnetto}} = V_{\text{total}}^{\text{produktion}} - V_{\text{total}}^{\text{last}}$$

I figur 11 visas det profilvärde ett nätbolag eller elhandelsbolag skulle få ta emot under 2008 och 2009. Profilvärden varierar ifrån år till år, se [15], tydligt är att solelproduktion alltid generar ett positivt profilvärde för månadsnetto och att det totala profilvärdet i regel är positivt. I och med solelproduktionens dygnsintermittens, finns fördel för elhandlare eller nätbolag (den som tar profilrisken) att ha solelproducenter vid nettodebitering. Vid årsnettodebitering skapas ett mervärde på 4-11 öre/kWh för 2008 och för 2009 blir profilvärdet mellan -2 öre/kWh och 2 öre/kWh, beroende av användartyp. Vid månadsnettodebitering skapas ett mervärde på 0-5 öre/kWh för både 2008 och 2009, som tillfaller elhandlare eller nätägare, se Bilaga G.

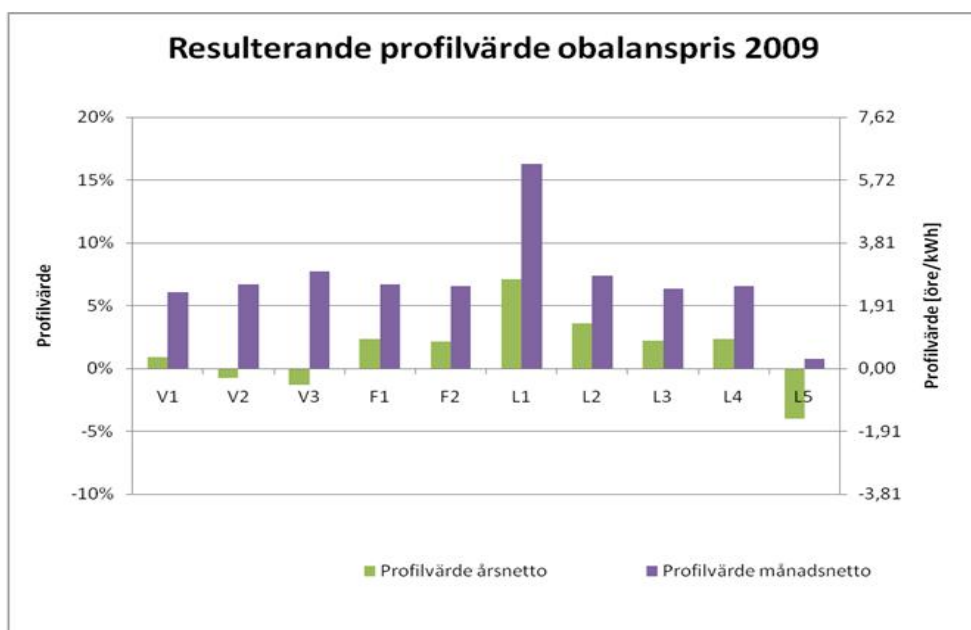
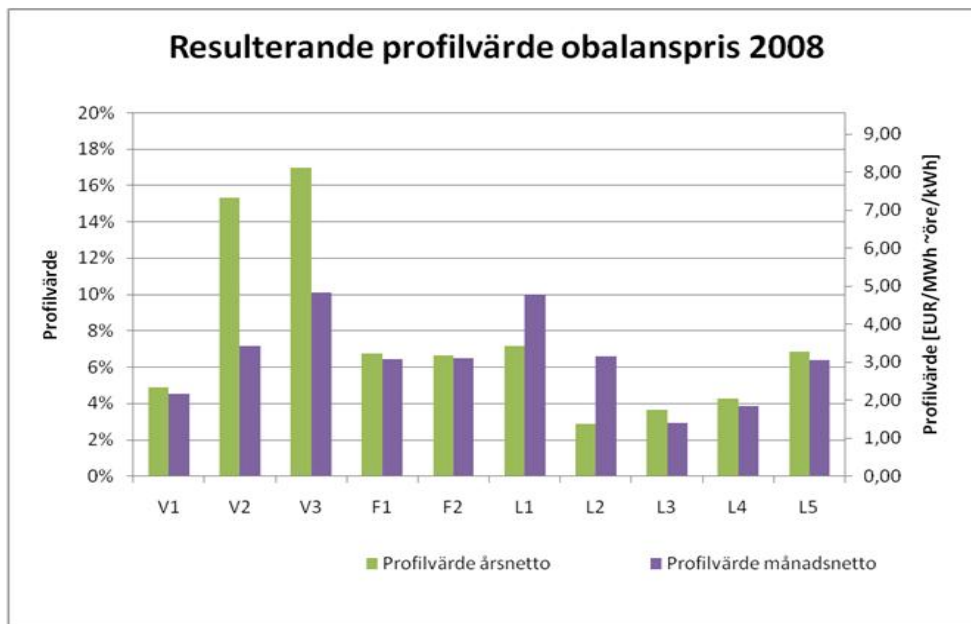


Figur 21 Resulterande profilvärde 2008 och 2009.

Profilvärdesjämförelsen är gjord emot Nord Pools spotpris. Man bör också ta ställning till om huruvida nätelinmatning under vissa timmar ifrån dessa abonnenter ska definieras som produktion, eller som negativ konsumtion, se

Bilaga F. Om det definieras som produktion blir profileffekten som ovan, såvida elhandlarna kan planera solelen efter fastställd volym⁵. Om solelproducenters produktion definieras som negativ konsumtion och solelen är oplanerad blir det balansreglermarknadens obalanspris för elanvändning som skapar profilvärdet. Som jämförelse har profilvärdet beräknats emot obalanspriset för konsumtion i Figur 22.

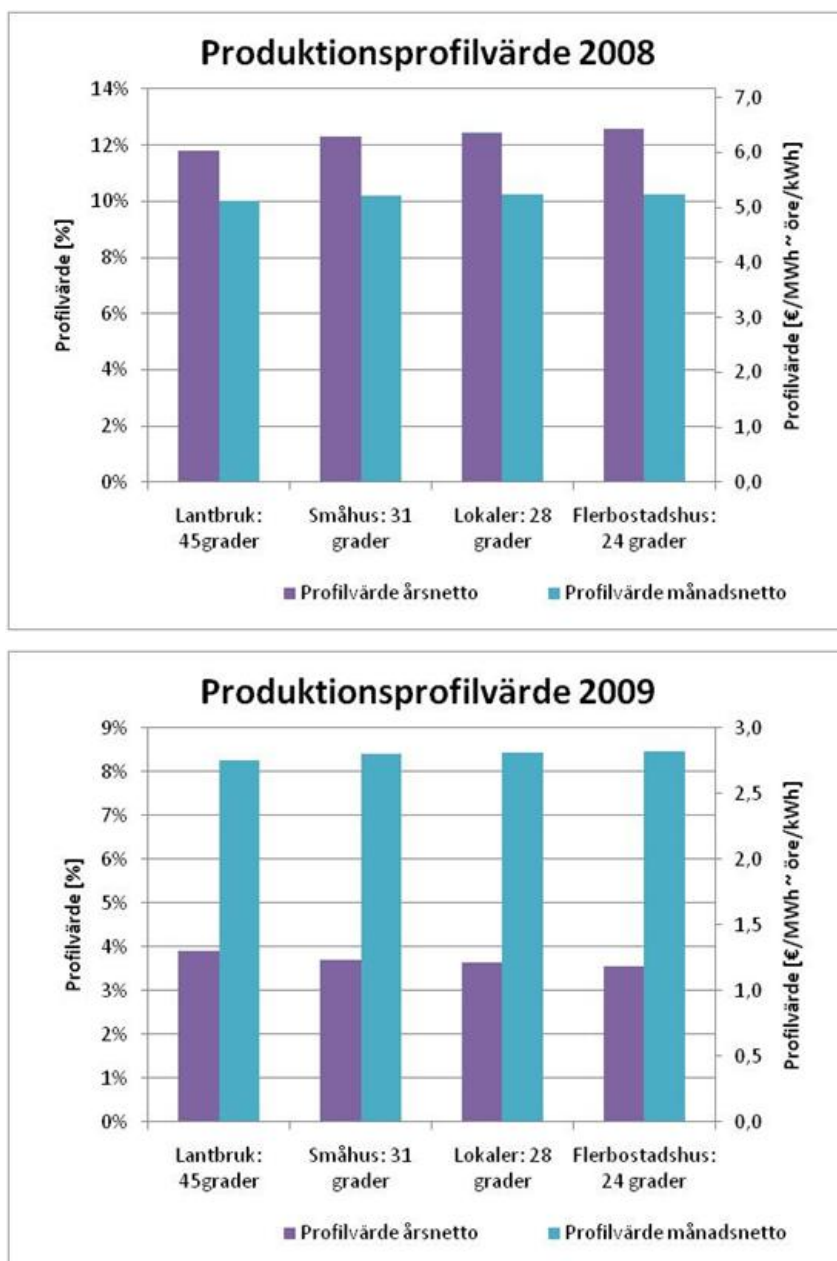
⁵ All produktion och konsumtion planeras och bjuds in på Nord Pools spotmarknad, där det fastställs en volym och ett pris varje timme. Momentant försöker sedan varje balansansvarig (BA) att följa den volym de lovat, eller handla in den på Elbas. Senast 5 dygn efter detta görs avräkning för balanskraft där den saknade eller överproducerade volymen prissätts enligt balanskraftpriset. Produktion och konsumtion har olika priser att ta hänsyn till.



Figur 22 Resulterande profilvärde, obalanspris 2008 och 2009.

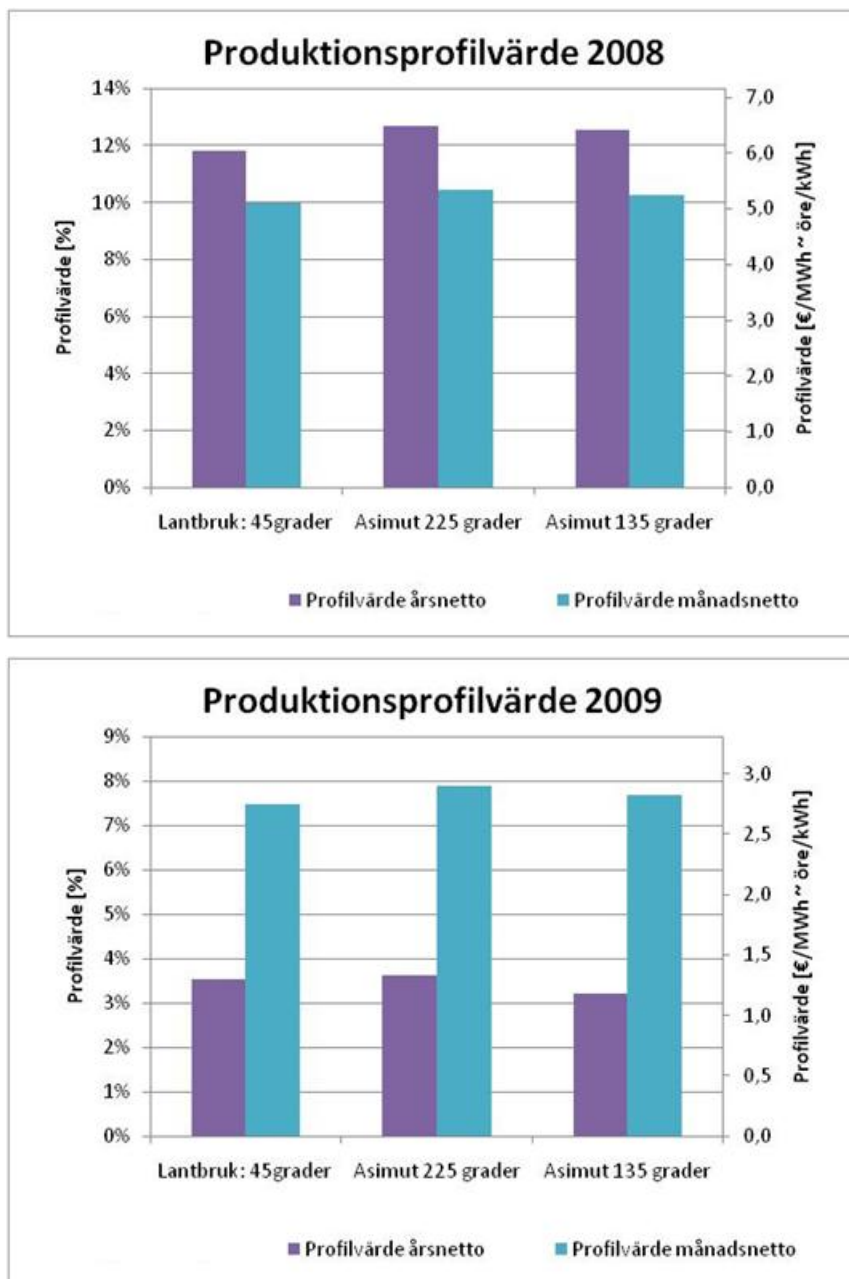
Bilaga D. Produktionsprofilvärden

Produktionsprofilvärden visar det profilvärde som solelinstallationen förändrar då en konsument blir solelproducent. Figur 23 visar produktionsprofilvärdet för några typer av fastigheter.



Figur 23 Produktionsprofilvärde 2008 och 2009. Asimut 180° (rakt mot söder), med modullutning enligt värdena i figuren.

I Figur 24 görs en känslighetsanalys av asimutvinkelns betydelse för profilvärdet för en lantbruksfastighet. I artikeln "Positive power market value for grid-connected roof-top solar power in Sweden" [15] visas produktionsprofilvärden ifrån 1996-2009 för optimal lutning (41 grader) i Linköping.



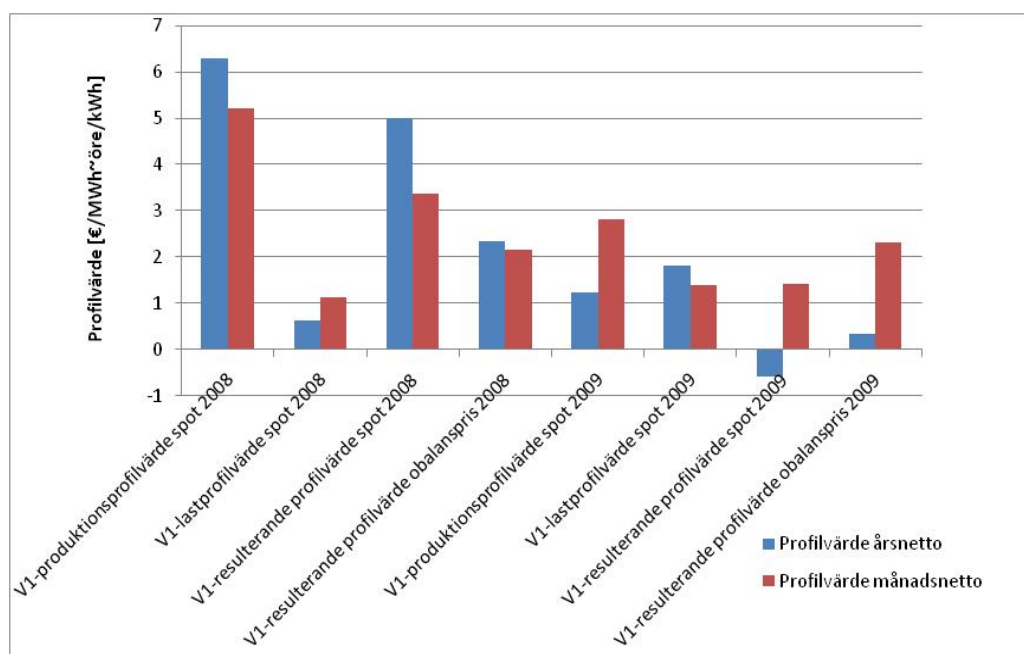
Figur 24 Profilvärde för solcellsproduktion 2008 och 2009, beroende av asimutvinkel för lantbruksfastighet. Asimut 180° (rakt mot söder, till vänster), 225° (mitten) och 135° (till höger).

Bilaga E. Konsekvenser profilvärde

I nedanstående grafer åskådliggörs de ekonomiska konsekvenserna av produktions- och användningsprofil. I scenario 2 och 3 beräknas profilvärdet vid månadsnettodebitering, i scenario 4 och 5 profilvärdet vid årsnettodebitering för ett fall där årsanvändningen är lika stor som årsproduktionen. I scenario 2,3 och 4 tillfaller profilvärdet elhandlaren eller nätägaren (se Bilaga G), i scenario 5 tillfaller profilvärdet solelproducenten. Profilvärdet finns beräknat baserat på spotpris och obalanspriset för konsumtion år 2008 och 2009. Mer information om hur det påverkar elhandlare eller nätägare finns i Bilaga F och Bilaga G.

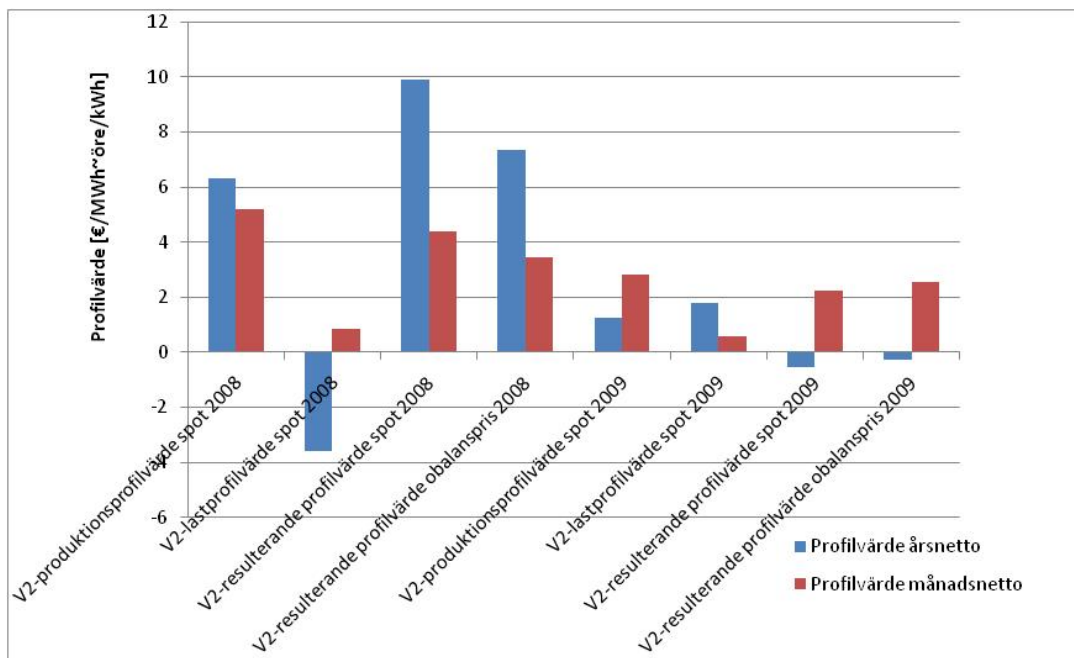
Profilvärdet anges som €/MWh, vilket vid en kurs på 10 kr/€ är likvärdigt med öre/kWh.

V1: Villa med fjärrvärme



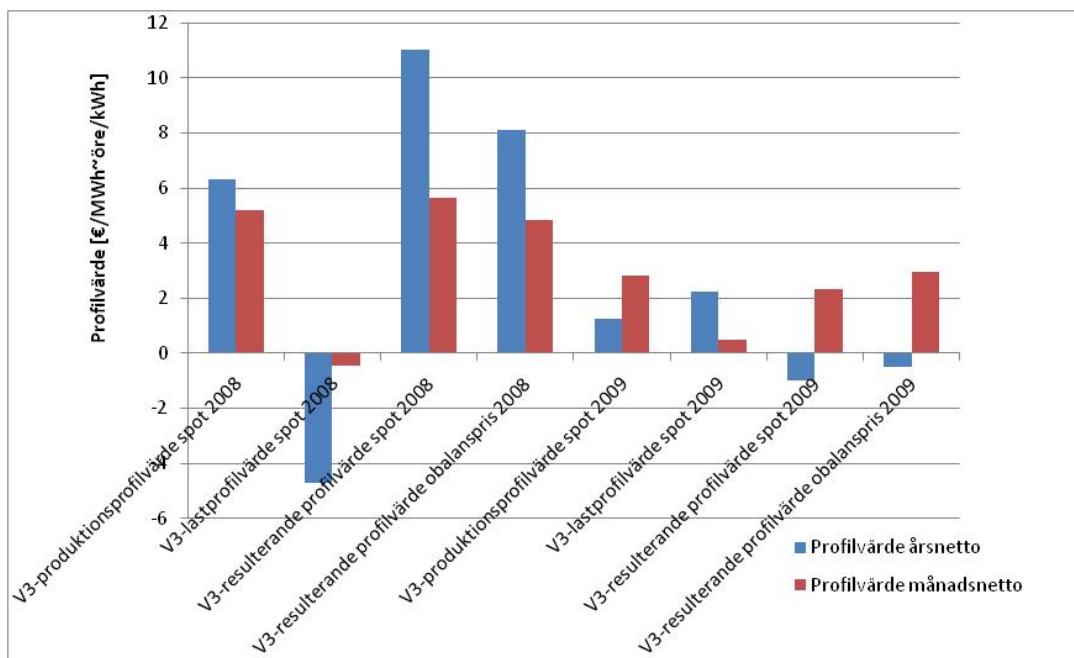
Figur 25 Profilvärden för villa med fjärrvärme.

V2: Villa med luftvärmepump



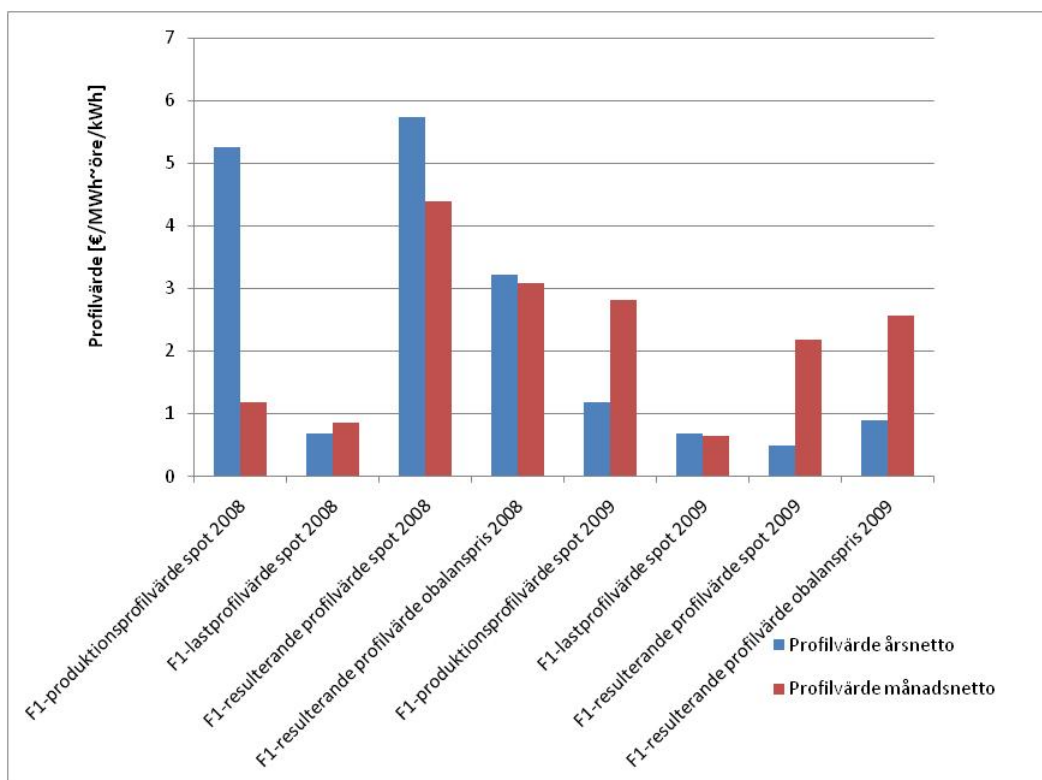
Figur 26 Profilmärden för villa med luftvärmepump.

V3: Villa med direktverkande el utan värmepump



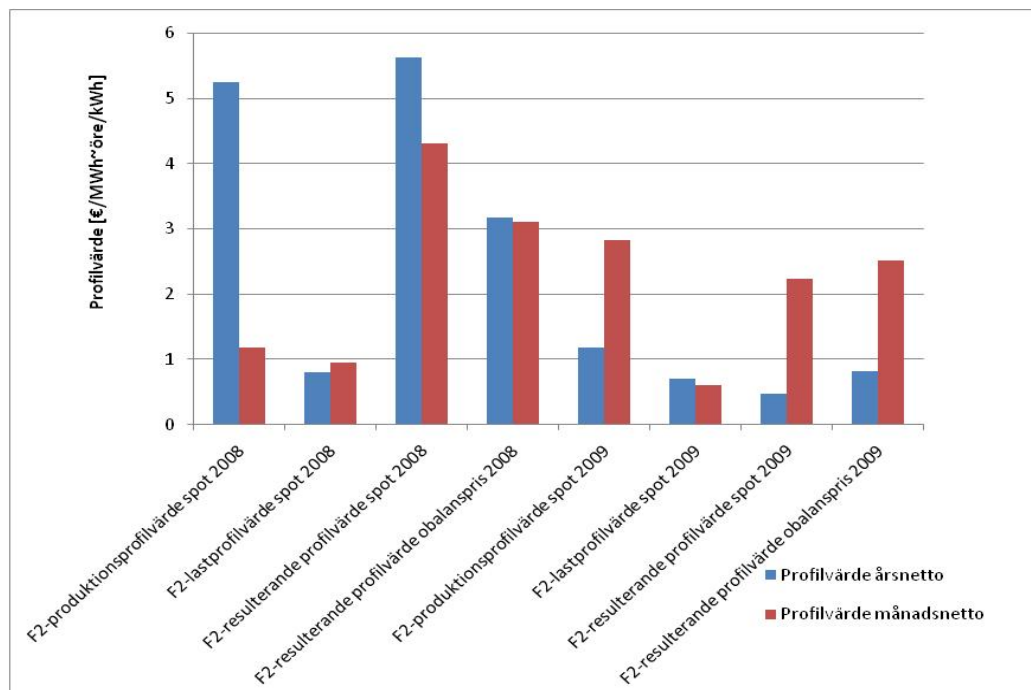
Figur 27 Profilmärden för villa med direktverkande el utan värmepump.

F1: Mindre flerbostadshus (10 lgh)



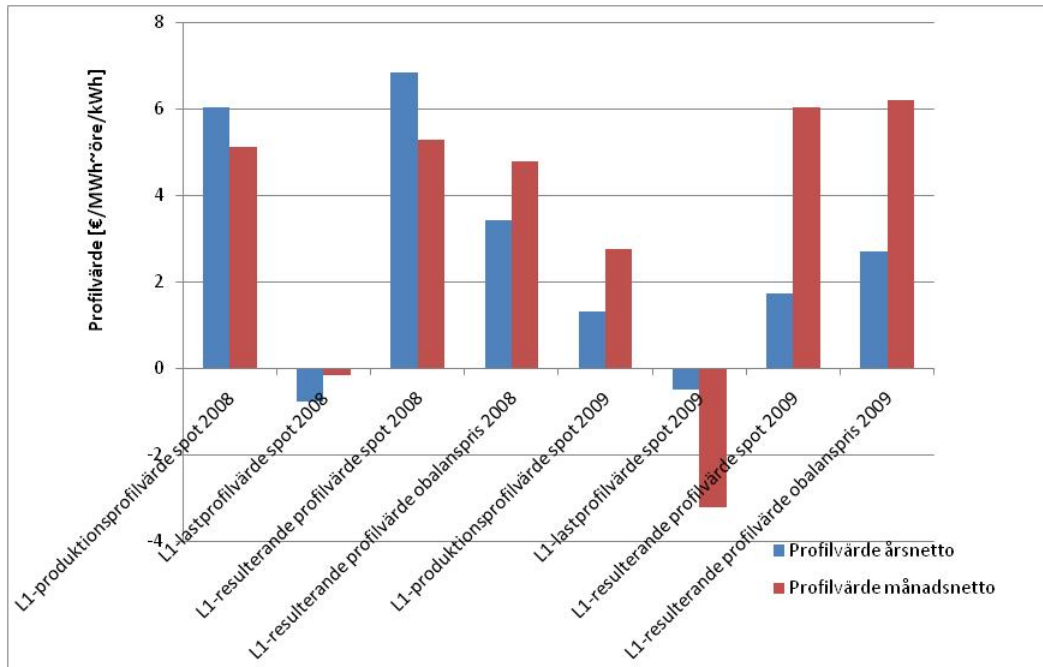
Figur 28 Profilmvärden för mindre flerbostadshus (10 lgh).

F2: Större flerbostadshus (20 lgh)



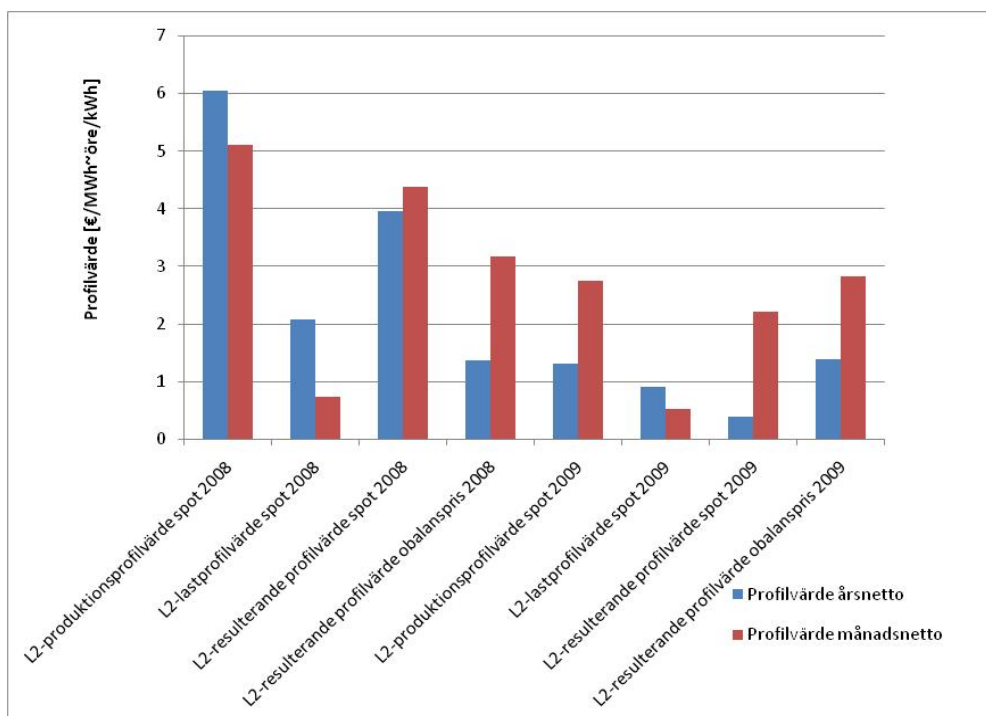
Figur 29 Profilmvärden för större flerbostadshus (20 lägenheter).

L1: Kyrka



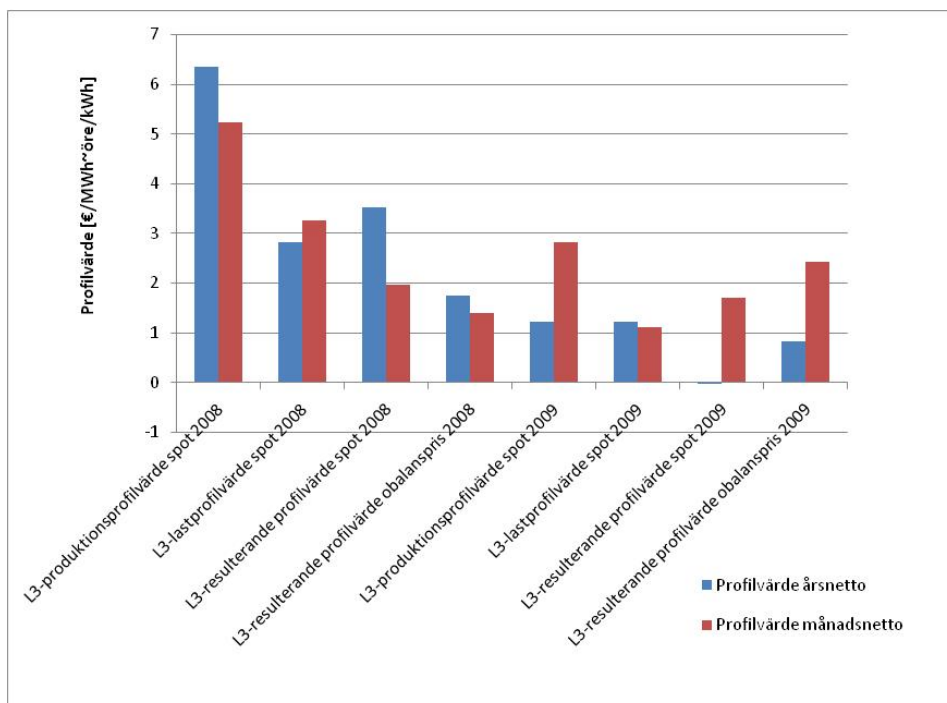
Figur 30 Profiltvärden för kyrka.

L2: Lantbruk



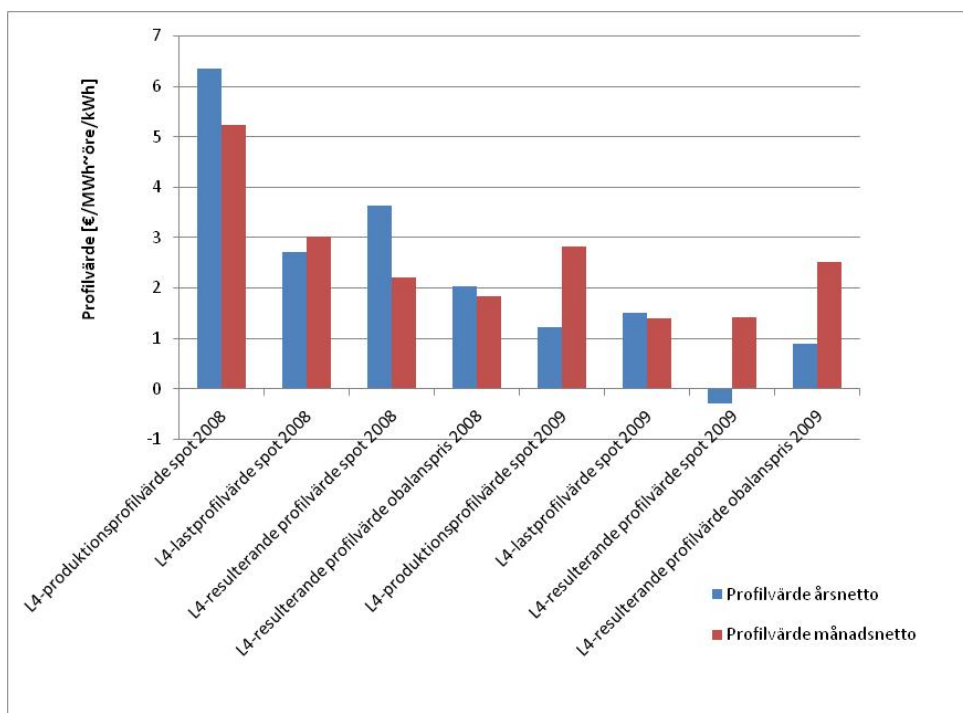
Figur 31 Profiltvärden för lantbruk.

L3: Bilprovning



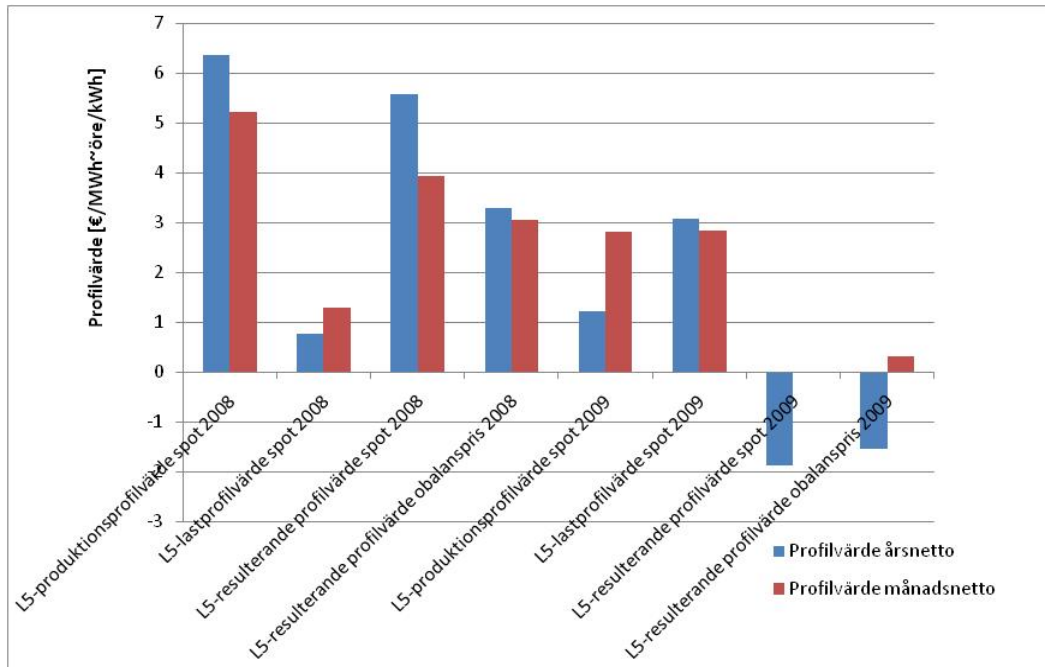
Figur 32 Profilvärden för bilprovning.

L4: Kontor



Figur 33 Profilvärden för kontor.

L5: Industri



Figur 34 Profilvärden för industri.

Bilaga F. Producent eller negativ konsument

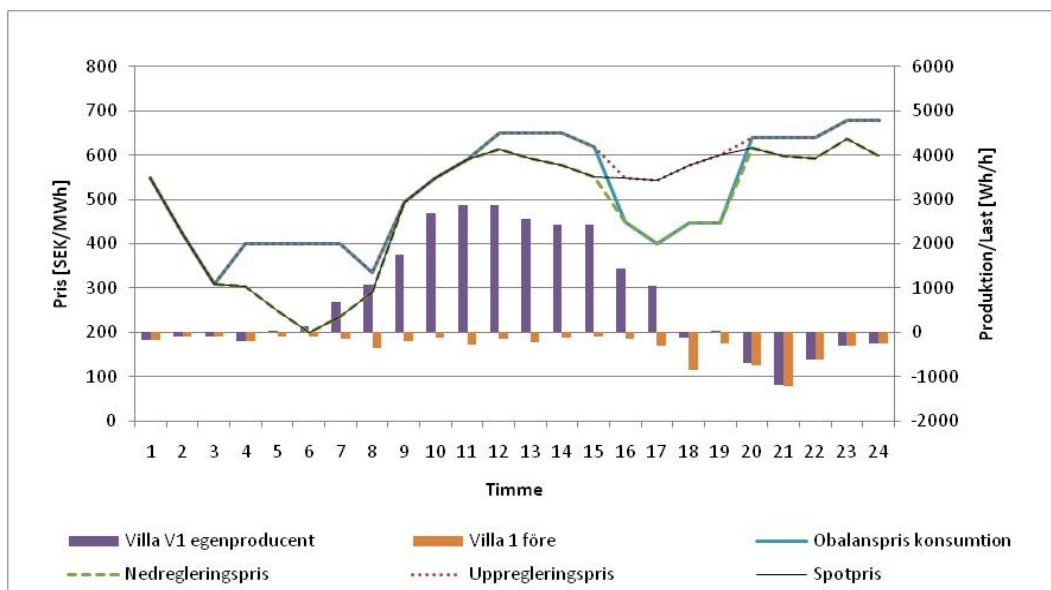
Elpriser varierar timvis över dygnet och handlas på Nordpool genom pris-säkring och fysisk spothandel. Prisfixering görs normalt med terminskontrakt helår eller kvartal på längre sikt. I närtid kan månad, vecka och dag handlas. Minsta enhet är 1 MW konstant effekt under alla timmar, således tar prisfixeringen inte hand om timvisa variationer under dygnet.

Elspot är en 24-timmars marknad för kortsiktig handel med fysiska elkontrakt [13]. Den fysiska handeln görs med spotbud 12 h före aktuell dag och handlas timvis. Spotbudet fryser den volym som producenter åtagit sig att leverera för att uppnå balans. Om den tillgängliga produktionsvolymen ändras kan avvikelser ifrån balans handlas upp till en timme före leverans på Elbas. Elbas är en fysisk justeringsmarknad för handel med timkontrakt i Sverige, Norge, Danmark, Tyskland och Finland [13]. Momentana förändringar på grunda av ändring av elanvändning eller vid produktionsbortfall hanteras av balansreglermarknaden [14].

En typisk mindre elkonsument, schablonkund <63A, med månadsdebitering har ett andelstal⁶ av en förbrukningsprofil, vilken beskriver elanvändningen timvis. Nätägaren för en kontinuerlig plan för den timvis totalt uppmätta elanvändningen i sitt nätområde vilket beskriver den timvisa mängd som en elhandlare (balansansvarig) köper in på spotbudet, se också Bilaga G. Momentant hanteras avvikelse ifrån spotbud genom balansreglermarknaden.

Om en producent underproducerar den åtagna spotbudsvolymen betalas balansreglermarknadens uppregleringspris, och vice versa vid överproduktion och nedreglering. Överproduktion vid uppreglering krediteras inte uppregleringspriset utan då utgår endast spotpris. För en konsument som minskar elanvändningen från spotbudsbalansvolymen vid uppreglering krediteras dock uppregleringspriset, och vice versa vid ökad elanvändning och nedreglering. I Figur 2 visas ett exempel på en solcellsproduktion och användning för en villa (V1) före den blir solelproducent och med egenproduktion under ett år lika stor som årsanvändning under en sommardag samtidigt som spotpris och balanskraftmarknadens priser visas. Vid timme 13 är det uppreglering på balansmarknaden och villa V1 producerar el, som producent får elhandlaren spotpriset om kraften är oplanerad trots att de hjälper till att bibehålla balansen i elsystemet. Vid timme 17 är det nedreglering och då får elhandlaren nedregleringspriset för oplanerad produktion. Vid timme 21 är det uppreglering och villa V1 konsumerar el och elhandlaren får då betala uppregleringspriset.

⁶ Andelstal är en aktörs andel av förbrukningsprofilen i schablonavräkningsområden och uttrycks i kWh per månad.



Figur 35 Elmarknadens spot- och balanskraftpriser under en sommardag (2008-07-06) samt elproduktion och användning ifrån en villa med solcellsproduktion.

I ljuset av detta blir frågan om hur solelproducenter ska definieras vid netto-debitering intressant eftersom de under vissa timmar konsumerar, under andra producerar, men över året totalt sett oftast är nettokonsumenter. Om solelproducenter definieras som producenter vid produktion måste elhandlare planera denna produktion och ta risken för balanskraftkostnader för produktion, och oplanerad balansavvikelse kan endast ha en nedsida, det vill säga nedregleringspriset vid nedreglering. Om de definieras som negativ konsumtion vid inmatning på elnätet kommer de att ingå i balansavräkningen för konsumtion, vilken ger möjlighet att få uppregleringspriset vid uppreglering vid produktion, men samtidigt får de också nedregleringspriset vid nedreglering. I och med att solegenproduktion produceras då solen lyser, är oreglerbar beroende av väder och vind precis som elanvändning, att det totalt sett över en nettodebiteringsperiod blir en nettokonsumtion och att det är dyrt för elhandlare att hantera planering bör den definieras som negativ konsumtion.

Bilaga G. Effekter för nätägare och balansansvarig (elhandlare)

Ekonomisk påverkan av minskade fysiska förluster i elnätet generellt

De fysiska förlusterna i elnätet var 2008 10456 GWh, varav 2898 i stamnätet och den totala användningen var 144 000 GWh, vilket ger en procentuell andel totalt av 7,3% resp 2,1% i stamnätet [24]. Solelproducenter skulle minska dessa förluster och effekten skulle bli särskilt gynnsam om solen tillförs i Södra Sverige. En annan sak som talar för att solcellsproduktion minskar förlusterna ytterligare i nätet är på grund av att det sker vid en tid på dygnet då belastningen på nätet är som störst och förlusterna är kvadratisk proportionella gentemot belastningen på nätet, enligt:

$$P_{\text{förluster}} = R \cdot I^2$$

Där R är resistansen, vilken är konstant då elledningarna är de samma, och I är strömmen i ledningen vilken varierar med användningen. Således är:

$$P_{\text{förluster}} \sim P_{\text{användning}}^2$$

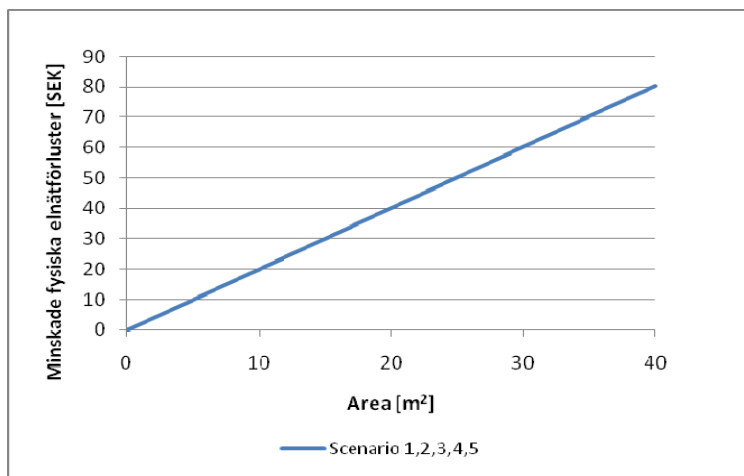
Det kommer dock att förekomma förluster i de lokala 400V/230V näten då solcellselen överproducerar fysiskt och levereras till grannen. Dessa förluster är dock mindre, endast ca 0,5% [23], eftersom de har mycket kortare transportväg än de antagna större övergripande förlusterna då dessa transformeras över olika spänningsnivåer och där transporten sker över mycket längre sträckor.

Elnätsförlustminskning i form av lokal produktion är reglerad i lag att den ska motsvara värdet av den fysiska elförlustminskningen samt den minskning av utgifter som nätägaren har gentemot annan nätägare [25]. För denna post som också inkluderar minskad import ifrån angränsande (överliggande) nät krediterar exempelvis Mälarenergi ca 4 öre/kWh i genomsnitt under året för en solelproducent som ansluter sig till lågspänningsnätet (9,6 öre/kWh under höglast⁷ och 3,6 öre/kWh under övrig tid).

Ekonomisk påverkan av minskade fysiska förluster i det lokala nätområdet

Utsikt uppger 51 GWh elnätsförluster av 1500 GWh elanvändning inom de lokala nätområdena de äger i Katrineholm och Linköping. Detta motsvarar 3,4 % förlustel lokalt inom det lokala elnätet. Om den gynnsamma dygnsintermittensen för solel försummas och Utsikts elnätsförluster antas, samt om 0,5% förluster av soleltillförseln antas, blir påverkan för nätägaren 2,9% minskade förluster i det lokala nätområdet. För varje 100 kWh solelproduktion, minskas nätägarens förlustelpost med 2,9 kWh. Detta ses för varierande storlek på solcellsanläggning i Figur 36 för villa V1.

⁷ Höglasttid är måndag-fredag klockan 06-22 enligt svensk normaltid under månaderna november-mars.



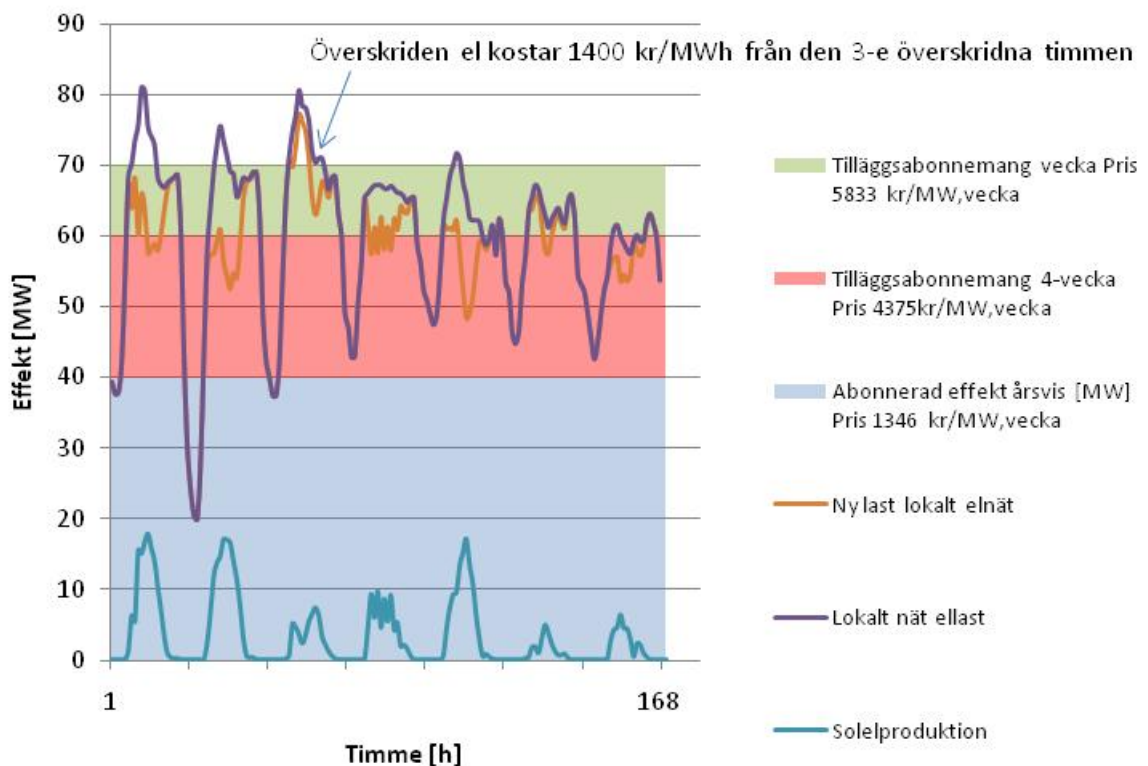
Figur 36 Minskade fysiska nätförluster i det lokala elnätet vid implementering av solceller för V1, alla scenarion.

Ekonomisk påverkan för minskad import med angränsande (överliggande) nät

Ett exempel som beskriver hur en nätägare debiteras för import av el ifrån annan nätägare, till exempel stamnätet, diskuteras nedan och visas i Figur 37. Nätägaren abonnerar på effekt årsvis, tilläggsabonnemang 4-veckorsvis och 1-veckasvis. Prissättningen för dessa elöverföringar är olika beroende på lokala förutsättningar mellan olika nät. De är också olika beroende på hur lång tid man tecknar. Ju längre teckningstid desto billigare abonnemang. Denna utgift utgör en betydande del av nätkostnaderna för en nätägare, och ska således spegla de verkliga förlusterna. Solel skulle kunna vara ett sätt att minska dessa kostnader. I exemplet nedan har antagits en kostnad som gäller för Kimstad nätområde där årsabonnemang kostar 70 000 kr/MW, 4-veckors abonnemang 17 500 kr/MW och 1-veckas 5583 kr/MW [22]. Om nätägaren inte tecknar abonnemang är överskridningsavgiften på 1 400 kr/MWh från och med den tredje överskridna timmen [22]. Nätägaren har rätt att äga produktionsanläggningar för att minska dessa effekter. I Figur 37 visas ett exempel där solelen ifrån 23 MW_t solelproducenter skulle minska mängden överskriden effekt i ett nät som under denna vecka abonnerar på 70 MW. De totala kostnaderna för överskriden och abonnerad effekt i exemplet skulle minska från 314 000 kr till 216 000 kr för denna vecka. De lokala förutsättningarna är dock väldigt skilda ifrån fall till fall så det är svårt att säga något generellt om detta. Exemplet kan dock anses ganska generellt giltigt i södra Sverige, medan det är stor skillnad i norra Sverige. I exemplet beräknas de totala kostnaderna minska med 17 öre/kWh solel denna marsvecka. Kostnaderna för detta ser inte lika ut över året så denna siffra kan inte antas vara lika varje vecka, men kan få så stora konsekvenser en kall solig marsvecka, då nätområdet har hög elanvändning samtidigt som solelen producerar mycket. Exemplet syftar till att visa att det finns tillfällen då nätägaren kan få god nytta av solelproduktionen, antaget att nätområdet befinner sig i södra Sverige.

Den andra komponenten som belastar nätägaren vid import ifrån stamnätet är en energiavgift som speglar förluster och är 1,14 öre/kWh i exemplet ifrån

Kimstad vilket kan anses generellt i södra Sverige⁸. Det finns 2 komponenter i förlustelen ifrån stamnätet som minskas, dels den abonnerade effekten i kW och den importerade energimängden i kWh.

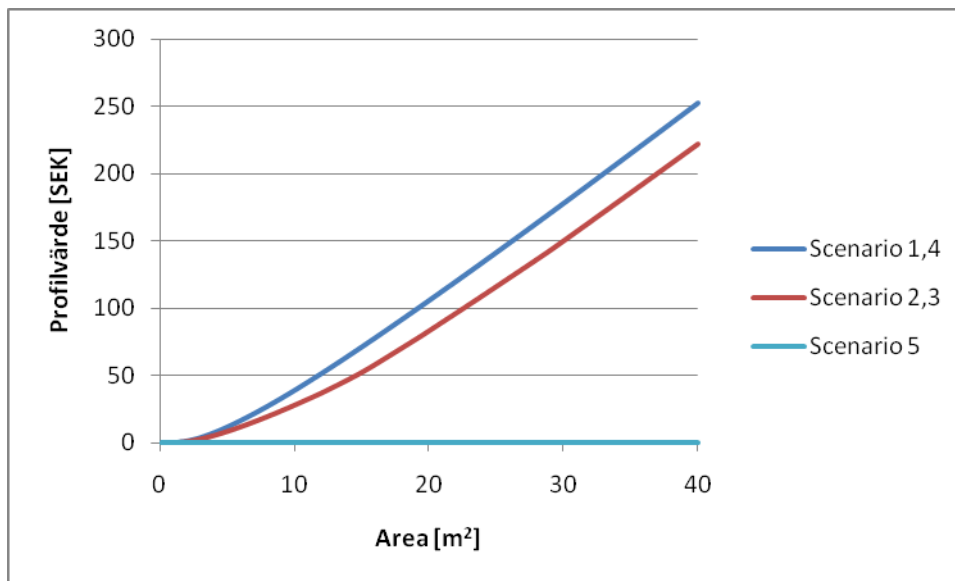


Figur 37 Exempel som visar påverkan av elnätsförlustminskningskostnad ifrån överliggande nät för nätägare. Den totala minskade utgiften för terminalabonnemang blir 98000 kr i exemplet.

Skänkt el tillfaller nätägaren

Om solelproducenten under en månad producerar mer el än vad den kan använda uppstår ett produktionsöverskott vars värde tillfaller nätägaren i scenarierna 1, 2 och 4 under förutsättning att mätaren kan summera och registrera två register. Värdet på en den till nätägaren skänkta elen visas i Figur 38.

⁸ Detta beräknas utifrån en förlustkoefficient som varierar beroende på var i landet nätområdet är beläget (+8 (motsv 3,04 öre/kWh) för Vietas i norr till -6 (-2,28öre/kWh) för Karlshamn i söder), där Kimstad har -3. I norr, ex Vietas, gynnas alltså nätägaren att konsumera elen lokalt, medan det är tvärtom i Kimstad och Karlshamn.



Figur 38 Värdet av till nätägaren skänkt el.

Minskad rörlig kostnadsintäkt för nätavgift

Den totala avgift som nätägaren tar ut för överföring av el ska vara skäliga i förhållande till kostnaderna och detta övervakas av Energimarknadsinspektionen. Avgiften allokeras till en fast avgift för säkringsstorlek respektive rörlig avgift per överförd kWh. Det finns ett fåtal nätföretag som enbart har en fast avgift och några har effekttariffer även för hushållskunder. Kostnaderna ska täcka investeringar, drift och underhåll samt förluster i elnätsoverföringen ända ifrån stamnät till kund. Hur mycket som allokeras till fast respektive rörliga kostnader är en strategisk fråga och är inte reglerad av Energimarknadsinspektionen och får allokeras som nätägaren vill. Vid inträdet av en solelproducent bidrar denna produktion till en minskning av elnätförlusterna med säkerhet ända tills produktionen överstiger behovet i det lokala lågspänningsnätet (230V/400V).

Inverkan av timvis elhandel med solegenproducenter vid netto-debitering

Här beskrivs tre scenarier för hantering av den timvisa produktionsprofilen i elsystemet vid nettodebitering:

- A. Nätägaren rapporterar ett nettovärde till solelproducentens BA
- B. Nätägaren rapporterar ett nettovärde till egenproducentens balansansvariga (BA) och justerar sin nätförlustprofil timvis med timmätta data.
- C. Nätägaren rapporterar timvärden till egenproducentens BA

Dessa tre scenarier kommer att påverka nätägare och olika balansansvariga elhandlare, vilket beskrivs nedan.

Mätstruktur i ett nätområde

I alla nätområden mäts utbyte till angränsande nät, all produktion och alla användning över 63 A timvis. Denna timvisa profil ligger till grund för hur schablonkundernas (användning under 63A) balansansvariga och nätägarens förlustel ska avräknas timmässigt.

$$\underbrace{\text{Förlustel}}_{\text{Omätt}} + \underbrace{\text{Schablonlast}}_{\text{Månadsmätt}} = \underbrace{\text{Angränsande nätutbyte} + \text{Summa produktion} - \text{Timmätt last}(> 63A)}_{\text{Timmätt}}$$

Schablonkundens månadsavlästa mätvärde bildar ett andelstal i förhållande till den totala icke-timmättaposten schablonanvändning och förlustel under månaden. Den omätta förlustelposten får också denna profil och månads-mängden bestäms av de timmätta posterna minus alla schablonkunders användning.

Vid inträde av en egenproducent påverkas de timmätta posterna av soledens produktionsprofil, varvid i Scenario A skulle alla schablonkunders BA och nätägaren få ta del av profilvärdet. I scenario B skulle den utmatade respektive inmatade soleden påverka nätägarens förlustelpost, då nätägaren antas registrera timvärden för att justera sin egen förlustel. I detta fall tillfaller profilvärdet nätägaren. I scenario C blir egenproducentens BA (elhandlaren) fullt ut engagerad med egenproducenten och profilvärdet tillfaller egenproducentens BA (elhandlare).

Scenario A skulle vara minst kostnadsdrivande, för att det kräver minst administration och datahantering men vara minst rättvisande då alla schablonkunders BA och nätägaren skulle få ta del av profilvärdet. Scenario B skulle ge profilvärdet till nätägaren och endast driva kostnader i form av datalagring och hantering för nätägaren, men inte fungera i förlängningen då nätägaren inte får handla med el förutom för att täcka sin förlustel. Detta skulle vara tillåtet enligt ellagen till och med att egenproducentens utlevererade el skulle överstiga förlustelposten. En frågeställning som blir ganska avgörande är här om nätägarens förlustelpost vid månadsslutets slutavräkning får bli nettovärde noll eller om egenproducentens produktion ej under någon timme får överstiga förlustelen. Vid scenario C inbegrips både egenproducentens BA och nätägaren med datalagring och administrationskostnader i båda leden som följd. Den mest kostnadsdrivande hanteringen uppges i [21] att vara rapporteringskostnader varvid en lösning med minskade rapporteringskostnader kan vara att endast tillämpa månadsrapportering och slutavräkning även för egenproduktionen, dock med timvärden, som också tas upp under namnet "timavräkning light" i Elforsk 07:62.

En variant av scenario B är att mätaren summerar 2 register, ett för produktion och ett för konsumtion, vilket är möjligt i många av de nuvarande installerade fjärravlästa mätarna. Då skulle produktionsregistret kunna användas tillsammans med en typisk produktionsprofil för soled med en typisk dygnssolelprofil som är ett medelvärde för solelproduktionen under aktuell nettodebiteringsperiod, exempelvis en månad. Då skulle solegenproducenters gynnsamma produktionsprofil tillfalla den som genomför nettodebiteringen, det vill säga nätägaren och administration och lagring av mätvärden skulle minska, men med mindre precision än scenario B.

Nedan följer ett exempel som beskriver den avräkningsmässiga hanteringen enligt scenario A.

Exempel på avräkningmässig hantering för elnätägare och balansansvariga [BA] vid nettodebitering

Nedan visas ett exempel på hur det fungerar för en schablonkund, följt av ett hypotetiskt implementerande av solegenproduktion som fortfarande antas schablonavräknas, enligt scenario A där nätägaren endast skickar ett nettovärde i kWh per månad. Exemplet visar månadsnettodebitering, som också finns beskrivet i "Småskalig energiproduktion för eget bruk" [9].

Den ursprungliga användningen antas vara 2778 kWh över hela nettodebiteringsperioden, i detta fall en månad. Denna användning mäts över hela perioden och nätägaren skickar ett värde för den summan till elhandlaren BA. Elhandlaren BA tar då ett andelstal av en schablonprofil för att finna vid vilka timmar denna användning ska allokeras. Andelstalet bestäms av den totala mängden schablonanvändning och förlustel, vilket i detta exempel är 38 935 kWh. Kunden får då andelstalet 0,071. För att timvist kunna beräkna fram hur kundens BA ska debiteras räknas detta fram gentemot de timmätta serierna för nätet där:

$$\underbrace{\text{Förlustel}}_{\text{Omätt}} + \underbrace{\text{Schablonlast}}_{\text{Månadsmätt}} = \underbrace{\text{Angränsande nätutbyte} + \text{Summa produktion} - \text{Timmätt last} (> 63 A)}_{\text{Timmätt}} = 38935 \text{ kWh}$$

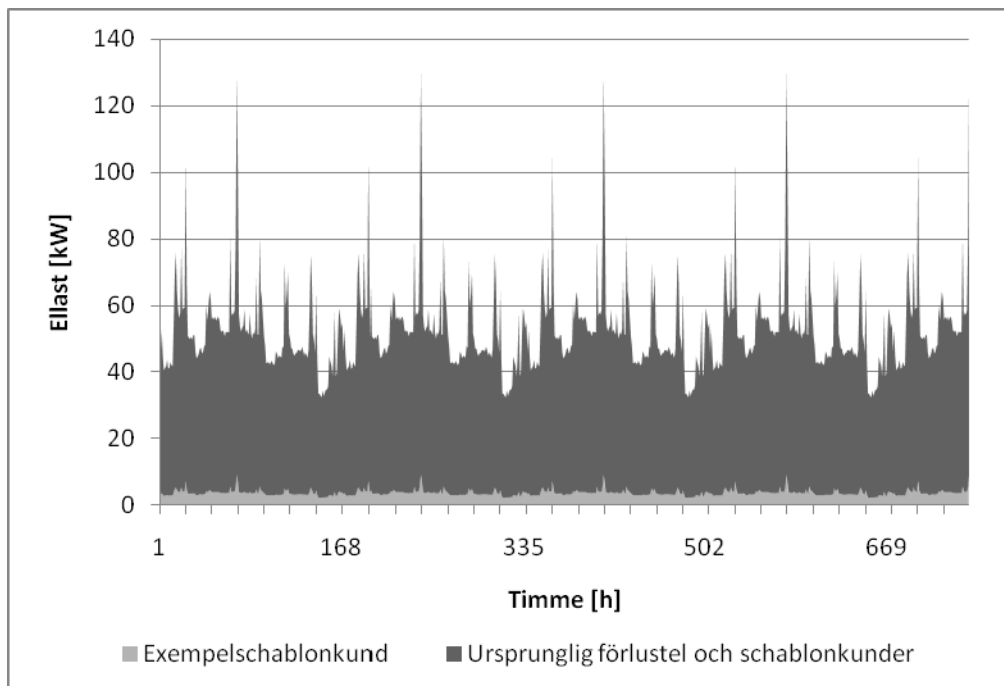
De timvisa serierna för förlustel+ schablonanvändning blir i detta exempel:

$$\underbrace{\text{Andelstal}}_{\text{Beräknad per timme}} \cdot \underbrace{\text{Schablonlast}}_{\text{Månadsmätt}} = \underbrace{\text{Angränsande nätutbyte} + \text{Summa produktion} - \text{Timmätt last} (> 63 A)}_{\text{Timmätt}} - \underbrace{(\text{Förlustel})}_{\text{Omätt}}$$

Där förlustelen är:

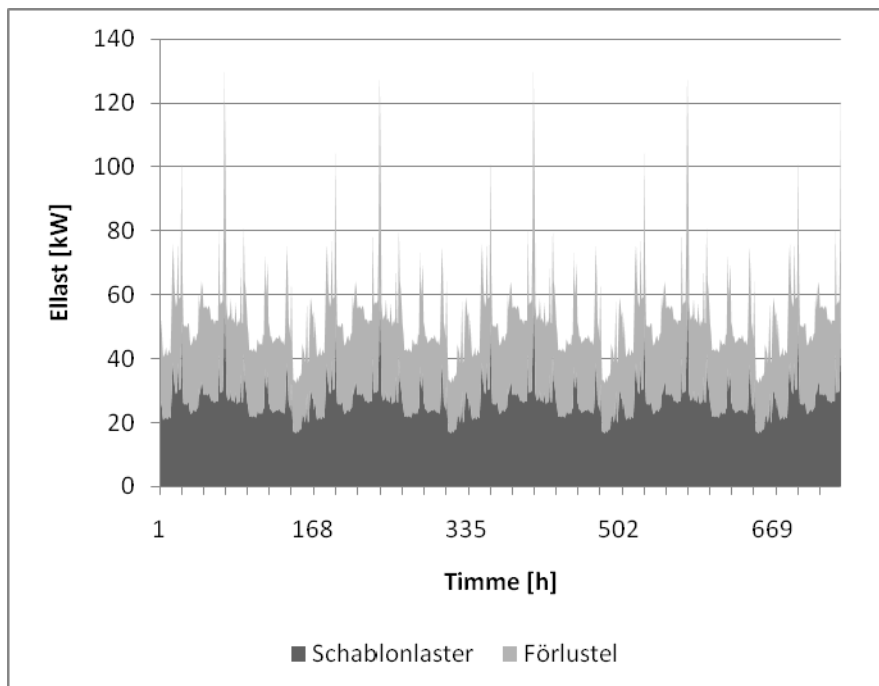
$$\underbrace{(\text{Förlustel})}_{\text{Omätt}} = \left(1 - \sum \text{Allokerade Andelstal för Schablonlast}\right) \cdot \underbrace{(\text{Angränsande nätutbyte} + \text{Summa produktion} - \text{Timmätt last} (> 63 A))}_{\text{Timmätt}}$$

Kundens BA måste då köpa in el till exempelkundens timfördelning multiplicerat med dess andelstal, vilket visas i Figur 39. Elpriset blir preliminärt (före slutavräkning) enligt spotpriset, men justeras enligt balansreglermarknadens pris då den definitiva förbrukningsprofilen är satt (5 vardagar efter aktuellt datum). När sedan det slutgiltiga andelstalet är satt (efter månads slut, alternativt år om ej månadsavläsning finns) justeras mängden till spotpriset. Detta beskrivs närmare i [21]. Oftast debiterar dock elhandlaren månadssnittpriset på Nord Pools spotpris alternativt fastprisavtal till kunden. Det innebär att elhandlaren får ta hand om profileffekten av användningen.



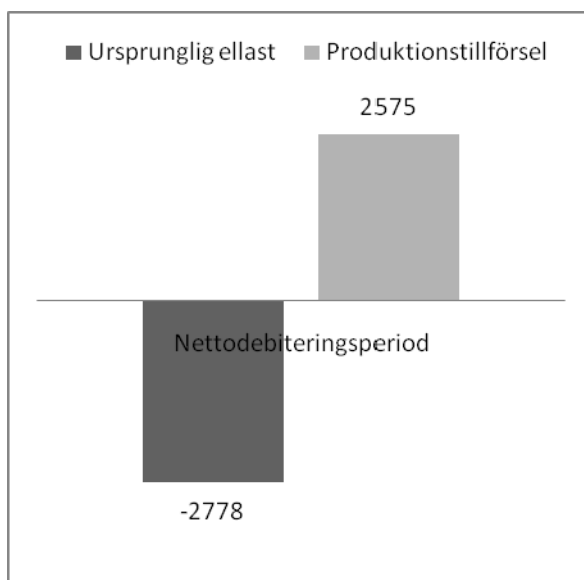
Figur 39 Exempel som visar hur den beräknade timfördelade användningen för en schablonkund skulle se ut i exemplet. Kundens elhandlare (BA) får timvist köpa in en andel med profil enligt alla schablonkunder samt förlustelen.

Totalt har 20 000 kWh blivit avräknade till schablonkunder i nätområdet. De resterande 18 935 kWh är förlustel och detta måste nätägarens BA köpa in timmässigt. Således får nätägaren köpa in resterande el som sin förlustel, oftast till ett fast pris enligt avtal med balansansvarig (BA). Den för nätägaren BA får köpa in denna beräknade timserien gentemot Nord Pools spotpris. Alla mätfel, eller andra fel hamnar i denna post. Nätägarens förlustel ses i Figur 40. Således kan man säga att nätägaren också får ett andelstal till att köpa in vilken i detta exempel är 0,49 (18935/38935). Detta är en orimlig siffra i ett riktigt fall, men bra för att visa exemplet i samma graf.



Figur 40 Exempel som visar hur den beräknade timfördelade förlustelen skulle se ut i exemplet.

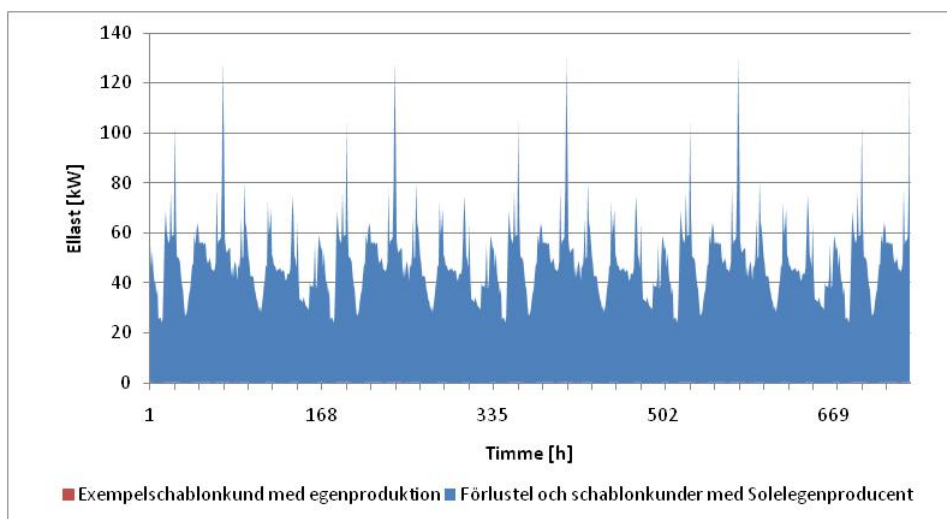
Hypotetiskt visas nu samma exempel där kunden blivit solegenproducent och ska schablonavräknas. Produktionstillförseln är 2 575 kWh under denna månad vilket ses i Figur 41. Den nettoinköpta elen från elhandlaren blir $2778 - 2575 = 203$ kWh.



Figur 41 Exempel som visar den tillförda produktionen för solegenproducenten.

Den totala förlustelposten inklusive schablonkunder minskas nu med solesproduktionens 2 575 kWh och de minskade nätförlusterna antagna till 2,9 % blir då 75 kWh, men dessa tas inte med i detta exempel då de rör till den avräkningsmässiga förklaringen. De nya förutsättningarna blir:

Ny (Förlustel + Schablonanvändning) = Ursprunglig (Förlustel + Schablonanvändning) - solesproduktionen = 38 935 - 2 575 = 36 360 kWh. Andelstalet för köpt el för egenproducenten blir nu nettodebiterad användning/36 360 kWh = 203/36 360 = 0,0056 och den för elhandlaren BA får köpa elen blir enligt Figur 42 med andelstalet 0,0056 för varje timme.



Figur 42 Exempel som visar hur den beräknade timfördelade användningen för en schablonkund skulle se ut i exemplet. Andelen har nu blivit så liten att den är knappt skönjbar.

I detta fall minskas den totalt avräknade summan av alla schablonkunder med solesproduktionen:

Schablonanvändning med solesproduktion = Ursprunglig schablonanvändning - solesproduktion = 20 000 - 2 535 = 17 465 kWh.

Den avräkningsmässiga förlustelen blir:

36 360 - 17 465 = 18 935 kWh

Detta är densamma som innan, vilket beror på att det är nätägarens BA som nu tar hand om solesproducenterna och byter bara el med förlustelposten. Den timmätta posten :

Angränsande nätutbyte + Summa produktion - Timmätt användning

Påverkas av solesproduktionen timvist varvid den timmätta schablonanvändningen plus förlustelen minskas med solesproduktionens profil. Alla schablonkunder och förlustelen får nu en lägre dagtidsprofil, vilket syns i Figur 43.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se