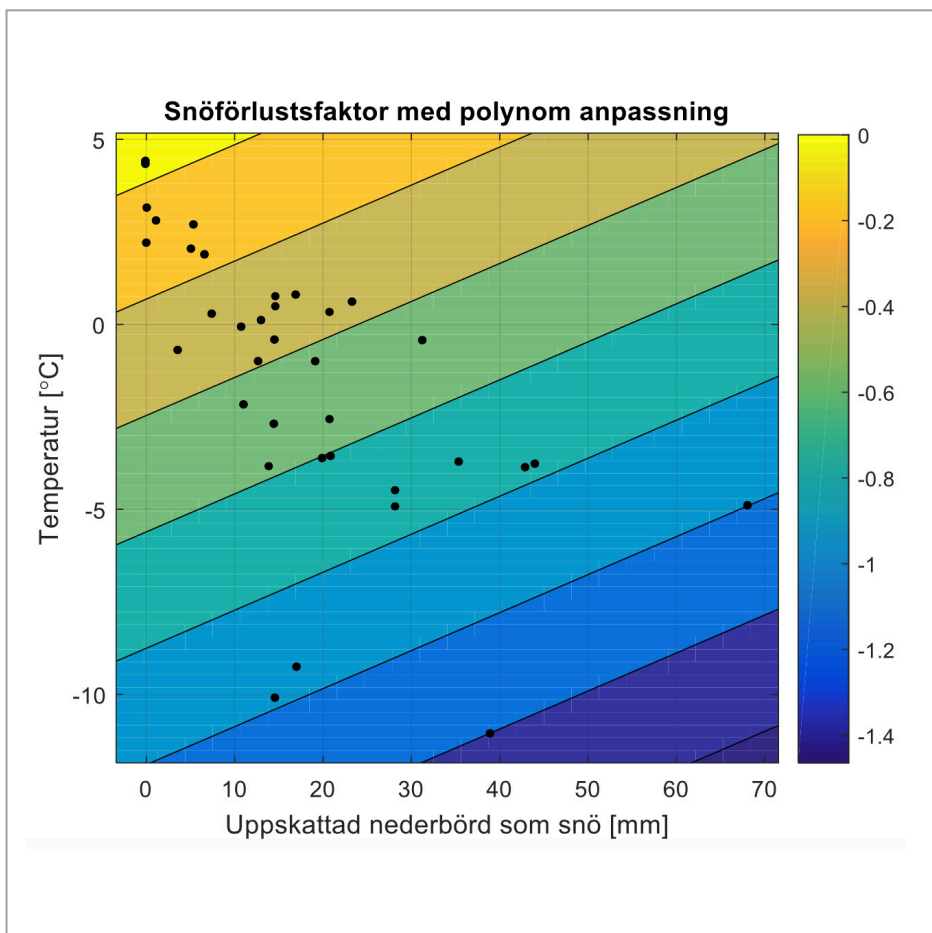
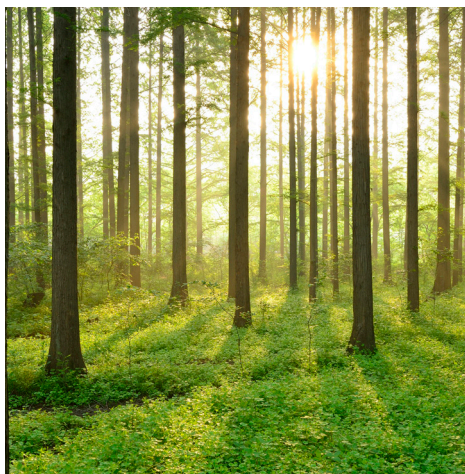


SNÖPÅVERKAN PÅ SOLELPRODUKTION

RAPPORT 2017:382



Snöpåverkan på solcellproduktion

Om snöförluster på takanläggningar i Norra Sverige

MICHIEL VAN NOORD, TORSTEN BERGLUND
OCH MARK MURPHY

ISBN 978-91-7673-382-0 | © Energiforsk september 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet "Påverkan av snö på solcellssystemens produktion, optimering och dimensionering" har genomförts inom ramen för Solelprogrammet som bedrivs i samverkan mellan Energimyndigheten och Näringslivet.

Tidigare har kunskap om produktionsbortfall på grund av snö saknats hos många viktiga aktörer i solcellsbranschen. Det är framförallt på vårvintern som snö kan innebära stor skillnad för elproduktionen. Projektet och rapporten tillför värdefull kunskap och har förhoppningsvis betydelse för etableringen av solceller i Sverige i form av ett säkrare produktionsunderlag.

Projektet har genomförts av ESAM AB under ledning av Michiel van Noord. Det har medfinansierats av Region Västerbotten. Studieobjekt har tillhandahållits av AB Bostaden i Umeå, Landstinget Västernorrland samt invånare i Bleka. Projektet har fått stöd av en referensgrupp bestående av följande personer: Jan Lindberg (LVN), Lena Ahlgren (Umeå Energi), Mikael Ivarsson (Bleka), Royne Söderström (Bostaden), Thomas Olofsson (Umeå Universitet), Tobias Boström (Tromsø Universitet), Tobias Walla (Energimyndigheten) och Tomas Landelius (SMHI).

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

Denna studie undersöker typiska snörelaterade produktionsförluster för solcellsanläggningar och identifierar samband med allmäntillgängliga meteorologisk data. En första modell för grov uppskattning av månatliga snöförluster har skapats som funktion av medeltemperatur. Inkludering av fler väderparametrar och ett bredare statistiskt underlag behövs för en pålitligare snöförlustmodell.

Att kunna förutse snöförluster för solcellsanläggningar är relevant i beslutsunderlaget för potentiella investerare och anläggningsägare i främst Norra Sverige (norr om Dalarna). För dessa ändamål är det tillräckligt att kunna förutsäga långtidsmedelvärden för månadsförluster, som enkelt kan tillämpas på simuleringsresultat från kommersiella simuleringsprogram. Projektets inriktning på enkelt tillämpade resultat, omfattningen av anläggningar och tid, samt breddgraderna över 60° N utmärker denna studie från tidigare internationella studier.

Projektet har studerat sex takmonterade solcellsanläggningar i Norra Sverige, fördelat över 3 geografiska platser: Umeå, Örnsköldsvik och Bleka. Anläggningarna är låglutade, med lutningar mellan 14 och 30 grader, vilket är typiskt för kommersiella fastigheter och bostadsrättsföreningar. Solcellsmodulerna vetter mot syd och väst i Umeå samt Örnsköldsvik och mot syd-sydväst i Bleka. På plats i varje ort har globalstrålningen i både modulplanen och i horisontalplanet mätts, liksom modultemperatur, lufttemperatur med flera väderparametrar. Två gånger per dygn har anläggningarna fotograferats. Produktionen har loggats.

Med hjälp av globalinstrålningen, produktionen och kamerabilderna har en månatlig Performance Ratio beräknats för varje anläggning under snöfria förhållanden. Denna snöfria Performance Ratio används sedan för att beräkna produktionsförlusterna (snöförlusterna) för dygnet med ett (delvis) snötäckt solcellsfält.

På månadsbasis ser vi snöförlustfaktorer upp till 100 % och på årsbasis landar snöförlusterna mellan 1,6 % och 3,7 % för vintersäsong 2014–2015 och mellan 4,6 % och 9,8 % för vintersäsong 2015–2016. Båda dessa vintrar tillhör de mest snöfattiga som uppmätts för Södra Norrland.

Samtliga snöförlustfaktorer per månad och anläggning har analyserats utifrån de främsta drivande väderparametrarna: lufttemperatur, snömängd och instrålning. En grov enparameter-modell har skapats för månadsförlustfaktorn som funktion av månadens medeltemperatur. Modellen förutsäger att månaderna med medeltemperatur över ca 2,6 °C skulle vara fria från snöförluster, medan månader kallare än -5,6 °C förväntas tappa all produktion. Däremellan ger modellen ett lineärt samband. Tillämpning av modellen för en av de studerade anläggningarna i Umeå med historisk väderdata är i överensstämmelse med den observerade produktionen.

Modellen är en stark förenkling av verkligheten som kan förbättras genom att även inkludera snömängd och eventuellt globalstrålning i en modell. En polynomfit på lufttemperatur och snömängd har gjorts som ger ett grafiskt verktyg för uppskattning av månadsförlustfaktorn.

De ovan beskrivna preliminära modellerna behöver båda förstärkas med ett större och bredare statistiskt underlag. En sådan statistisk säkerställning kräver omfattande studier i tid och geografisk spridning.

Baserat på resultaten ovan och observationerna av snöavsmältning och –avglidning kan projektet rekommendera att solcellsanläggningar i norra Sverige framöver projekteras med solcellsmoduler i "landscape"-orientering. En större bufferzon för avglidande snö och lutningar över 30°-40° förväntas också bidra till minskade snöförluster.

Summary

This study examines the typical snow related production losses of photovoltaic systems and identifies correlations to publicly available meteorological data. A first model for rough approximation of the monthly snow losses has been created as a function of the average outdoor air temperature. Inclusion of more weather parameters and a broader statistical dataset are needed for a more reliable snow loss model.

Being able to predict snow losses for photovoltaic systems is relevant for decision making for potential investors and facility owners in predominantly Northern Sweden. For these purposes, it is sufficient to predict the long-term averages for monthly losses, which can be easily applied to the simulation results of commercial simulation software. The project's focus on easily applied results, the extent of facilities and time, and the latitudes over 60 ° N distinguishes this study from previous international studies.

The project has studied six roof-mounted photovoltaic plants in Northern Sweden, distributed over three geographic locations: Umeå, Örnsköldsvik, and Bleka. The plants have low tilts between 14 and 30 degrees, representing typical roof angles for office buildings and multi-storey dwellings. The solar arrays studied are facing South or West. On location in each city measurements were taken of the global irradiation in both the module field and on the horizontal plane together with air and module temperatures and other weather parameters. Twice a day, the plants photographed. Energy production has been logged.

Using global irradiation, energy production, and camera illustrations, a monthly Performance Ratio has been calculated for each facility during the snow-free conditions. This snow-free performance ratio is then used to calculate production losses due to snow for days with a (partly) snow covered photovoltaic plant.

On a monthly basis, we see snow loss factors up to 100%, while the annualized snow production losses ranged between 1.6% and 3.7% for the winter season 2014 to 2015 and between 4.6% and 9.8% for the winter season 2015-2016. Both winters have amongst the lowest snowfall levels measured in this region of Sweden (Southern Norrland).

All snow loss factors per month and per plant have been analyzed on the basis of the main driving weather parameters: air temperature, snow cover, and insolation. A rough single-term model has been developed for monthly loss factor as a function of the monthly average air temperature. The model predicts that the months with average temperature of about 2.6 ° C would be free of snow losses, while the months colder than -5.6 ° C would expect to lose all production. In between, the model provides a linear relationship. Application of the model for one of the studied plants in Umeå with historical weather data was consistent with the observed production.

The model is a significant simplification of reality that can be improved by including either monthly snow fall or insolation. A polynomial fit on air temperature together with snow fall has been done and the result generated a graphical tool for estimating monthly loss factors.

The above preliminary models both need to be reinforced with a larger and broader statistical basis. In order to improve these statistics more studies should be conducted including more geographical sites and longer timescales.

Based on the above results and observations of snow melting and snow sliding off, the project recommends that photovoltaic plants in Northern Sweden be projected with PV modules in "landscape" orientation. A larger buffer zone for snow to slide off and tilt angles between 30° - 40° are also expected to contribute to reduced snow losses.

Innehåll

1	Inledning	9
2	Tidigare forskning	11
3	Metod	13
3.1	Anläggningar	13
3.2	Mätstationer	14
3.3	Kvalitetskontroll data	15
3.4	Snödata	16
3.4.1	Bildanalys snökameror	16
3.4.2	Nederbörds mängd och –typ	17
3.5	Simulering av produktion och beräkning av snöförluster	17
3.6	Analys av samband mellan väder och snöförluster	19
4	Resultat	22
4.1	Kvalitetskontroll data	22
4.1.1	Allmänt	22
4.1.2	Produktionsdata	22
4.1.3	Solinstrålning	22
4.1.4	Lufttemperatur	25
4.1.5	Snötäckning av modulerna	25
4.1.6	Övriga väderparametrar	27
4.1.7	Sammanhängande data	27
4.2	Snötäcke på solcellsmodulerna	27
4.2.1	Observerade avsmältningssätt	29
4.3	Produktion och Performance Ratio	31
4.3.1	Performance Ratio per anläggning	34
4.4	Snöförluster	35
4.4.1	Beräknade snöförluster	35
4.4.2	Övre gräns för snöförluster	38
4.5	Samband mellan snöförluster och väderdata	40
5	Diskussion och slutsatser	44
5.1	Problem med mätutrustning och mätdata	44
5.2	Metodval	44
5.2.1	PVsyst simulering	44
5.2.2	Positiva produktionseffekter på grund av reflektioner från snö	44
5.2.3	Psi anpassning	45
5.3	Slutsatser	45
5.3.1	Projekteringsförslag för minskning av snöförluster	45
5.4	Rekommendationer och fortsatt arbete	46
6	Referenser	47
Appendix A. Jämförelseanalys instrålningsmätningar Umeå-syd		48

1 Inledning

Det finns relativt liten kunskap om påverkan av snö på solcellsanläggningar som är praktiskt tillämpbar i solcellsförstudier och -projekt. Ännu mer begränsad är sådan kunskap för de norra breddgrader som Sverige befinner sig på.

Internationell forskning har nästan helt fokuserat på breddgrader motsvarande mellersta och södra Europa (ungefär från Amsterdam – Berlin och söderut). Innan projektstart hade projektgruppen inte hittat en enda studie på snöeffekter där mätningar gjordes på breddgrader högre än 51°N (breddgrader för större svenska orter varierar från 55°N för Malmö till 67°N för Kiruna).

Studier som har gjorts hittills har vidare endast följt upp en eller två anläggningar under en till två vintersäsonger.

Metoder för hur man kan mäta produktionsförluster har utvecklats som kan vara till grund för vår studie. En koppling till allmäntillgängliga väderdata saknas och frågan har endast lyfts i en tysk studie som gjort en mycket grov uppskattning. Samma studie konkluderar att mer arbete behövs. Klimatet i södra Tyskland är mycket annorlunda än det i norra Sverige, så dessa mycket grova resultat kan inte hur som helst översättas till våra förhållanden.

Idag sker fortsatt forskning på snöpåverkan av solcellsproduktion i Bayern (Tyskland) och i Ontario (Canada). Forskningsinstitutet Norut i Narvik studerar möjligheter med solföljande anläggningar i Piteå, som kan vinklas vertikalt för att minimera eller ta bort snötäckning.

På grund av det dåliga kunskapsläget är även svenska aktörer på solcellsmarknaden relativt ovetande. Inte sällan hänvisas i Sverige till resultat från internationella studier som säger att snö ligger kvar i mycket mindre utsträckning än på t.ex. tegeltak och att snöförluster begränsas till några procent. För södra Sverige kan dessa resultat åtminstone delvis vara korrekta men knappast för norra Sverige. Produktionsförluster i storleksordningen 20% har tidigare observerats i Ålidhem i Umeå (anläggning Umeå-väst i denna studie, se Tabell 1) med största sannolikhet till följd av snö på solcellsmodulerna (se Figur 1). Risken med att inte känna till snöpåverkan är att anläggningar anpassas till t.ex. skuggningsförhållanden under en period då anläggningen delvis är täckt med snö och inte producerar el i alla fall. Vidare kan för positiva antaganden om elproduktion ge upphov till ekonomiska "glädjekalkyler" som sedan kan slå tillbaka på framtida satsningar.



Figur 1. Produktionsstatistik för anläggningen Umeå-väst (jun 2011 - sep 2013) med produktion lika med eller nära noll under flera vintermånader (källa: soldata.se - besökt 24 september 2013).

Möjligheten att mer exakt kunna förutse hur mycket solelproduktionen minskar på grund av snö är värdefullt då det gör det möjligt att göra en bättre bedömning på hur mycket som kan produceras på en särskild plats. Produktionsförluster från snö påverkar projektekonomi, eller bättre sagt LCOE (Lifecycle Cost of Energy) och återbetalningstid för solcellsinstallationer. Ökad förståelse av snöeffekter ger potentiella investerare en bättre säkerhet i riskbedömningen, vilket kan leda till större investeringsvilja. Slutligen kan kunskap om när snö täcker solcellsmoduler på en anläggning (och ökad instrålning från reflektioner på snö i omgivningen) användas för att bättre optimera solcellsanläggningars vinkel och placeringen för att ge maximalt utbyte. Om man vet att ens solcellsmoduler kommer att vara snötäckta från november till mitten på mars kan man till exempel ställa solcellsraderna på ett platt tak tätare än vanligt eftersom skuggning mellan raderna inte påverkar produktion när modulerna är snötäckta. Därmed få plats med fler solcellsmoduler och högre solcellseffekt.

Projektet är ett tekniskt forskningsprojekt som inte kommer att förändra eller påverka förhållanden för män och kvinnor på olika sätt.

2 Tidigare forskning

Kunskapen om påverkan av snö på solcellsanläggningar är begränsad och hur påverkan ser ut i områden som norra Sverige är ännu mindre känd. I detta kapitel sammanställs den viktigaste forskningen i ämnet och diskuteras huruvida den kan vara relevant för förhållanden i (norra) Sverige.

Internationell forskning har nästan helt fokuserat på breddgrader motsvarande mellersta och södra Europa (ungefär från Amsterdam – Berlin och söderut). Projektgruppen har inte hittat en enda studie på snöeffekter där mätningar gjordes på breddgrader högre än 51°N. Breddgrader för större svenska orter varierar från 55°N för Malmö till 67°N för Kiruna. En utvärderingsstudie för en svensk solcellspark publicerades under projektets gång. Denna studie skiljer dock inte mellan skuggnings- och snöförluster vintertid. Förekommande Köppen-Geiger klimatzoner i Sverige är: Dfb (*Warm-summer humid continental climate*) och Dfc (*Subarctic climate*).

Forskning om snöpåverkan kan ske på ett antal olika nivåer, från att studera principerna bakom fastnandet av snö på solcellsmoduler till experimentella studier av snöeffekterna på en viss anläggning. De flesta utländska studier har endast tittat på elproduktion och inte på snölaster. Här följer en kort sammanställning:

- Andrews et al., 2013 – Effekter av snöfall på PV funktion. Breddgrad: 51°N. Köppen-Geiger klimatzon: Dfb. 2 Vintersäsonger. 1 - 3,5% årsförluster.
- Sandell, 2012 – Effekter av snö på uteffekt av solcellssystem i Halifax, Nova Scotia (Canada). Breddgrad: 44°N. Köppen-Geiger klimatzon: Dfb 1 Vintersäsong. Upp till 69% dagförluster.
- Andrews, R.W. and Pearce, J.M., 2012, *Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events*. Breddgrad: 51°N. Köppen-Geiger klimatzon: Dfb. 2 Vintersäsonger. 2 – 5 % årsförluster
- Townsend, T. and Powers, L., 2011, *Photovoltaics and Snow: An update from two winters of measurements in the SIERRA*. Breddgrad: 39°N. Köppen-Geiger klimatzon: Csb. 2 Vintersäsonger. 6 – 26 % årsförluster
- Becker et al., 2006 – Ansats till att förstå påverkan av snö på produktion av solcellsanläggningar i München (Tyskland). Breddgrad: 48°N. Köppen-Geiger klimatzon Cfb. Max. 50 cm snöhöjd. 1 Vintersäsong. 0,3 – 2,7 % årsförluster
- Ross, 1995 – Simuleringar av snömältning på solcellsmoduler på 4 platser i Canada. Breddgrader: 48°, 50°, 54° och 65°N. Smälttider (snitt) för snö eller is från 400 till 2500 timmar (17 - 104 dygn).
- Brench, 1979 – Utah. Breddgrad: 37°N. Köppen-Geiger klimatzon: BWk. 1 Vintersäsong. 0,84 – 2% årsförluster.

Fortsatt forskning sker i Bayern (Tyskland) och i Kingston, Ontario (Canada), där man följer upp snöeffekter på SEARC Open Solar Outdoors Test Field. Båda

platser befinner sig mycket längre söderut än norra Sverige och det verkar studeras högst två anläggningar i varje studie. Forskningsinstitutet Norut i Narvik studerar möjligheter med solföljande anläggningar i Piteå, som kan vinklas vertikalt för att minimera eller ta bort snötäckning.

Studier som har gjorts hittills har endast undersökt en eller två anläggningar under en eller två vintersäsonger. Metoder för hur man kan mäta produktionsförluster har utvecklats under arbetet med studien. Beskrivning av metoderna finns i kap 4, dessa metoder används i föreliggande studie. En koppling till allmäntillgängliga väderdata saknas och bara i studien från Tyskland har man gjort en grov uppskattning av den, med tillägg att mer arbete behövs. Klimatet i södra Tyskland är annorlunda jämfört med det i norra Sverige, så dessa mycket grova resultat kan inte hur som helst översättas till våra förhållanden. Därför har vi valt att undersöka snöförluster genom att utföra mätningar på anläggningar i norra Sverige.

3 Metod

3.1 ANLÄGGNINGAR

De sex anläggningarna som ingick i studien ligger i tre orter: Umeå, Örnsköldsvik och Bleka (ca 30 km söder om Östersund). Anläggningarna var orienterade syd och väst i Umeå och Örnsköldsvik medan båda anläggningarna i Bleka hade sydvästlig orientering. Alla var takmonterade och hade solcellsmoduler med ram. I Örnsköldsvik var anläggningarna monterade på olika delar av samma tak, medan de på de andra två orterna satt på olika byggnader. I Umeå var avståndet mellan anläggningarna ca 150 m i Bleka ca 450 m. Vid urvalet av anläggningarna togs hänsyn till flera aspekter: skillnaderna i anläggningarna är små mellan de olika orterna. Anläggningarna representerar typiska taklutningar för kommersiella fastigheter och flerbostadshus. Och det fanns tillgång till två närliggande anläggningar i varje ort.

Tabell 1. Översikt över de studerade anläggningarna och deras viktigaste egenskaper

Anläggning adress	Umeå väst	Umeå syd	Övik väst	Övik syd	Bleka rader	Bleka tak
	Matematik gr 9	Geografi gr 8	Wemerbyggn Sjukhuset	Wemerbyggn Sjukhuset	Bleka 140 Tandsbyn	Loke 110 Tandsbyn
Toppeffekt W vid STC	7,92	57	34,5	33	19,6	10,4
Lutning grader	14	18	20	20	21	30
Azimut grader	90	0	80	350	30	30
Celltyp	Poly-kristallin	Polykristallin	Polykristallin	Polykristallin	Poly-kristallin	Poly-kristallin



Figur 2. Anläggningarna Örnsköldsvik syd (närmast på högersida) och väst



Figur 3. Anläggning Umeå väst



Figur 4. Anläggning Bleka tak



Figur 5. Anläggning Bleka rader

3.2 MÄTSTATIONER

I direkt anslutning till en av anläggningarna på varje ort monterades en mast med meteorologisk mätutrustning. (se Figur 6).



Figur 6. Projektets väderstation i Örnköldsvik

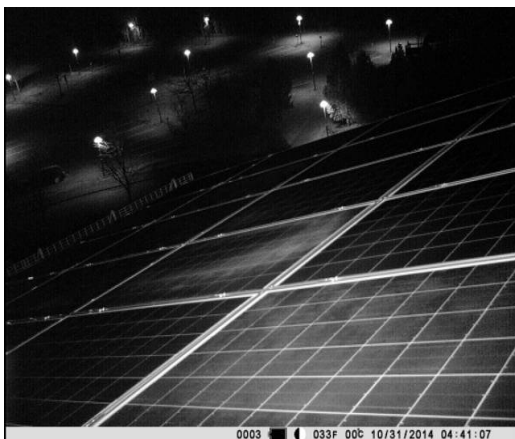
Denna utrustning hyrdes av projektet för att uppnå tillräcklig kvalitet på mätningarna. Det som registrerades per plats var:

- Vindhastighet & -riktning (Young Wind Monitor)
- Lufttemperatur (RotronicHC2S3)
- Luftfuktighet (RotronicHC2S3)
- Snödjup (Campbell SR50 A)
- Global horisontal solinstrålning (snöfritt genom uppvärmning) (Apogee SP 230)

Per anläggning mättes dessutom:

- Global instrålning i modulernas plan (Apogee SP 230)
- Modultemperatur (klistrat på baksida; 4 anl.) (Campbell 110 PV)
- Bilder (2 per dygn) ("Åtelkameror" med IR blix))
- Produktion (från elmätare/datalogger)

Ingen rengöring av pyranometrarna har gjorts under projektet.



Figur 7. Bild tagen på natten av projektkameran för Övik-syd

Bilderna togs med kameror som hade god optisk återgivning även vid mörker (se Figur 7). Kamerorna lagrade bilder dels på ett minneskort och dels skickades en bild med lägre upplösning till ett mailkonto

3.3 KVALITETSKONTROLL DATA

Studien kombinerar data från flera källor: i första hand väderstationerna, solcellsanläggningarnas produktionsmätningar och kameror. För att få enhetlig data har denna vid behov korrigerats för sommar- och vintertid. Sedan beräknas timvärden för mätningar med kortare mätintervall genom summering (instrålning och solelproduktion) eller medling (övriga parametrar). Från timvärden beräknas sedan dygnsvärden som används i beräkningarna. Timvärden samt originalmätvärden sparas för eventuell detaljanalys.

Där data saknas från projektets mätningar, på grund av problem med mätutrustningen, har denna i så stor utsträckning som möjligt kompletterats med data från närliggande mätningar. Detta sker endast om en tydlig konsistens och korrelation kan visas mellan projektets och närliggande mätningar under övriga tidsperioderna - då data från båda källorna finns tillgängliga.

I studien har endast datapunkter (timvärden eller dygnsvärden) använts där mätdata finns tillgängligt för de mest centrala parametrarna: solcellsanläggningens produktion (E_{PV}), global solinstrålning i modulplanet (G_{PoA}), och ett värde på snötäckningen (S) baserat på minst ett foto för det aktuella dygnet.

3.4 SNÖDATA

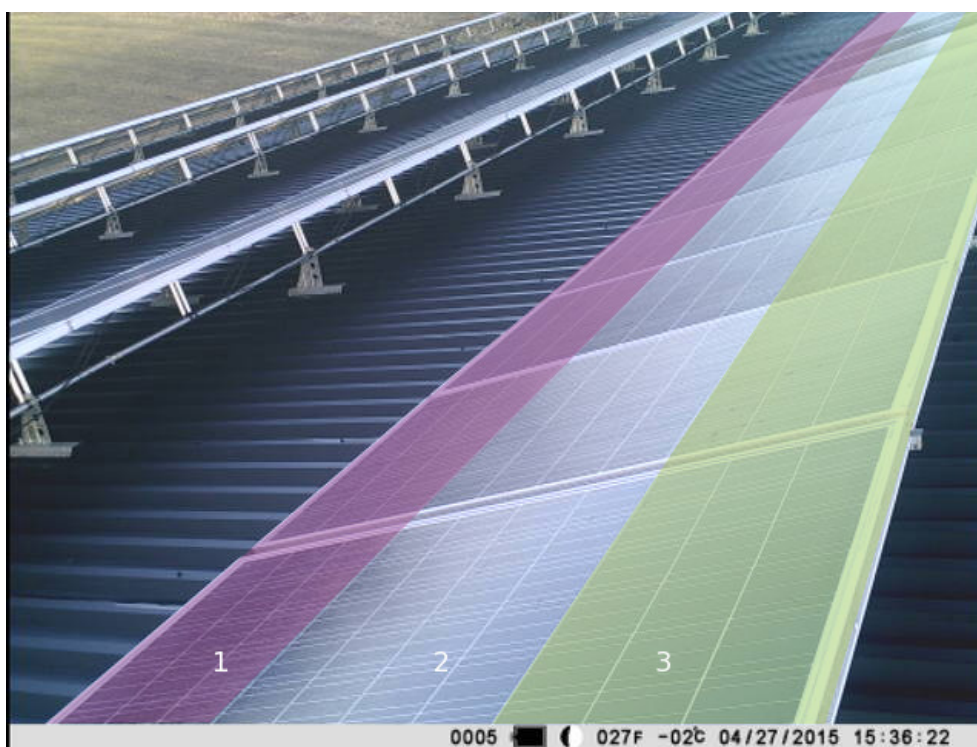
3.4.1 Bildanalys snökameror

Vid bedömning av snötäckningsgraden har bedömningar gjorts enligt nedanstående kriterier

Varje modulrad delas upp i tre delar över hela längden:

- Nedersta tredjedelen av modulen
- Mellersta tredjedelen av modulen
- Översta tredjedelen av modulen

Se Figur 8.



Figur 8. Mall för snöbedömning för anläggning Bleka-rad

Bedömningarna har gjorts på dygnsmedelvärde av snötäckning.

Dock har dygnsmax använts för den nedersta tredjedelen av modulerna det vill säga för klass 1.

0=ingen snö

1= 1/3-del täckt; dygnsmaxvärde

2= 2/3-del täckt

3=helt täckt

9= rimfrost

Dessa bedömningar gjordes sedan för hela anläggningen så att nedersta tredjedelen angavs med entalssiffra mellersta med tiotal och den översta med hundratalssiffra. 133 visas i Figur 9. De två nedersta tredjedelarna helt täckta av snö och den översta till en tredjedel täckt.



Figur 9. Exempelbild på snöbedömning 133 för anläggning Övik-syd

3.4.2 Nederbördsmängd och –typ

Då pålitliga och likvärdiga snödjupsmätningar saknas för flera av anläggningsorterna används istället SMHI dygnsvärden för nederbördsmängd och nederbördstyp från anläggningarna i Tabell 2.

Tabell 2. SMHI mätstationer som används för snödata

Anläggningsort	SMHI mätstation	Avstånd anläggningar - mätstation
Umeå	Röbäcksdalen	4 km
Örnsköldsvik	Örnsköldsvik	< 1 km
Bleka	Tandsbyn D	6 km

Följande antaganden görs för att uppskatta snönederbörd (i mm vatten):

- Om flera nederbördstyper förekommer under ett dygn antas mängden nederbörd vara jämnt fördelat mellan dessa nederbördstyper.
- Ifall uppgifter om nederbördstyp saknas för dygn med nederbörd (förekommer för Röbäcksdalen), så antas nederbörden bestå av:
 - × 100% snö då dygnsmaximitemperatur (vid anläggning) ≤ 0 , och
 - × 50% snö då dygnsmedeltemperatur (vid anläggning) ≥ 0

3.5 SIMULERING AV PRODUKTION OCH BERÄKNING AV SNÖFÖRLUSTER

Grunden i en beräkning av snöförluster är att ha en tillfredsställande och användbar modell att beräkna den förväntade solelproduktionen under snöfria förhållanden.

De studerade anläggningarna i projektet har olika förutsättningar vad gäller skuggning, horisont och olika lösningar för strängkonfiguration. Eftersom

projektet arbetar med månadsvärden har en enkel simuleringsmodell använts som antar att anläggningens Performance Ratio (PR) är i stort sett konstant per månad:

$$(1) \quad \hat{E}_{AC,sf,m} = PR_{sf,m} \cdot P_{STC} \cdot \frac{\sum_{i \in m} G_{poa,i} \cdot \Delta t_i}{G_{STC}}$$

där:

$\hat{E}_{AC,sf}$ = förväntad produktion av AC-elenergi utan hänsyn till snöförluster (Wh)

PR_{sf} = performance ratio för en snöfri solcellsanläggning

P_{STC} = anläggningens sammanlagda toppeffekt, från märkeffekt (W)

G_{poa} = uppmätt globalstrålning i modulplanet (timmedelvärde) (W/m²)

Δt_i = tidsintervallet $t_{i+1} - t_i$ (h)

G_{STC} = globalstrålning under standard testförhållanden (STC) (1000 W/m²)

m = en given månad

i = en given timme (inom månaden m)

Ett månadsvärde för Performance Ration för den snöfria solcellsanläggningen beräknas från tillgängliga mätdata för snöfria dygn under den aktuella månaden för både vintersäsongerna (2014–2015 och 2015–2016).

$$(2) \quad PR_{sf,m} = \frac{\sum_{j \in m} P_{AC,j}}{\sum_{j \in m} P_{STC} \left(\frac{G_{poa,j}}{G_{STC}} \right)}$$

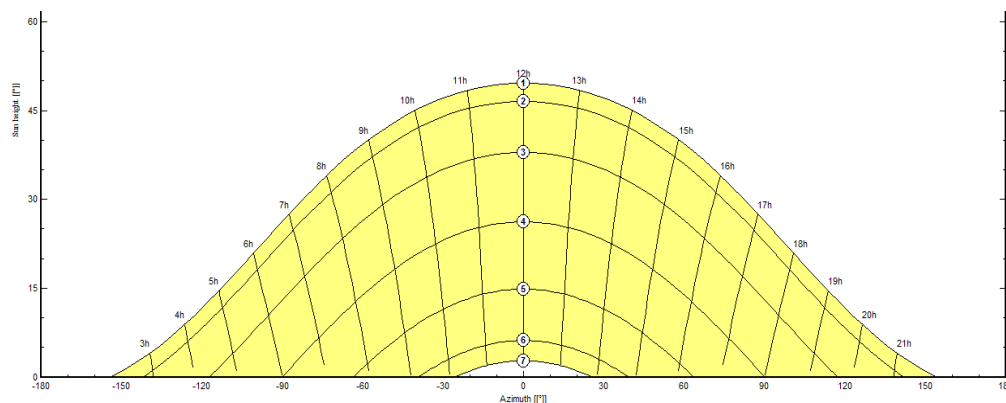
där:

P_{AC} = uppmätt AC-eleffekt från solcellsanläggningen (W)

m = en given månad

j = en given timme på ett snöfritt dygn (inom månaden m).

Modellen i (1) och (2) ger en uppskattning av olika produktionspåverkande faktorer, såsom skuggning, horisonthöjd, reflektioner, låg instrålning, m.m., utan behov av detaljerat modellering av alla dessa faktorer. Tanken är att uppträdandet och storleken av dessa effekter på en viss anläggning i högsta grad beror på solens position (azimut och höjd) på himlen. Solens bana varierar över en månad, se t.ex. Figur 10, men i denna studie bortses alltså från variationen inom varje månad. Effektivt så innebär detta ett antagande av en och samma bana under en hel månad samt en liknande fördelning av instrålningen över dagarnas timmar och månadernas dagar. Dessa antaganden förväntas vara rimliga så länge underlaget för att beräkna månads-Performance Ration är tillräckligt stort.



Figur 10. Solens banor (solhöjd och azimut i °) för Umeå.

Förklaring: (1) 22 jun; (2) 22 maj/23 jul; (3) 20 apr/23 aug; (4) 20 mar/23 sep; (5) 21 feb/23 okt; (6) 19 jan/22 nov; (7) 22 dec

Med produktionsmodellen ovan samt mätdata för solcellsanläggningarnas solelproduktion (E_{AC}) går det att beräkna (månatliga) snöförluster från:

$$(3) \quad E_{sl,m} = \hat{E}_{AC,sf,m} - E_{AC,m}$$

Sedan kan en (månatlig) snöförlustfaktor $F_{sl,m}$ räknas fram med:

$$(4) \quad F_{sl,m} = \frac{E_{sl,m}}{\hat{E}_{AC,sf,m}}$$

3.6 ANALYS AV SAMBAND MELLAN VÄDER OCH SNÖFÖRLUSTER

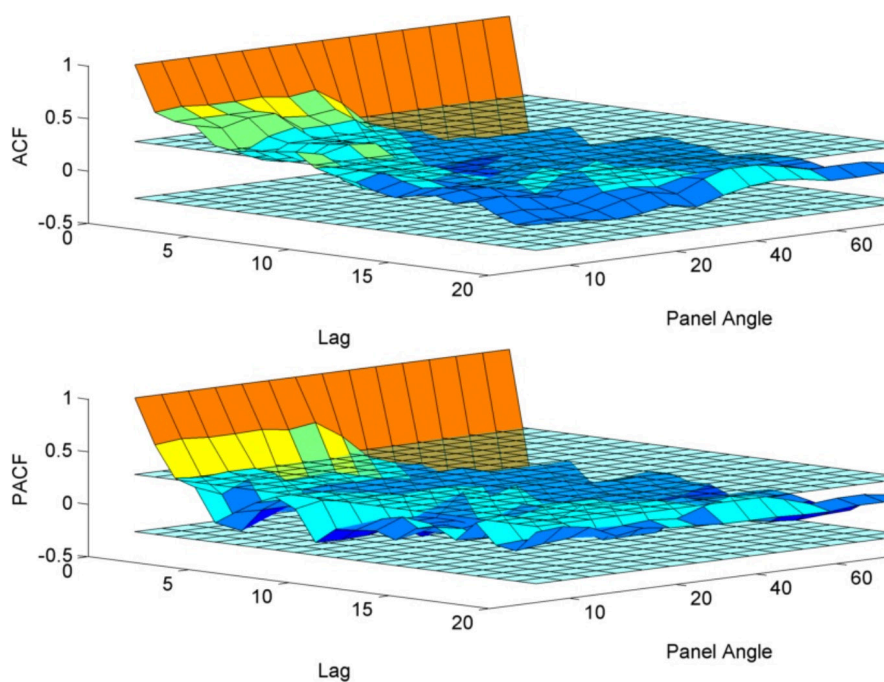
Snöförlusterna (E_{sl}) beräknas med (3) för varje solcellsanläggning och månad i denna studie. Tesen är att det finns ett samband mellan det lokala vädret, solcellsmodulernas riktning (azimut och lutning) och snöförlusterna för en viss anläggning.

Projektet har mätt en hel rad väderparametrar, se avsnitt 3.3, för att möjliggöra analys av flera olika samband. Omfattningen av denna studie är dock begränsad och därför har fokus legat på de mest relevanta faktorerna. Från tidigare arbeten (Andrews & Pearce, 2011) (Townsend & Powers, 2011) vet vi att medeltemperatur ($\bar{T}_m$), globalstrålning och snödjup är de väderfaktorer med störst påverkan på snöförluster. Samband mellan dessa väderparametrar och observerade snöförluster analyseras i första hand grafiskt. I de fall där ett tydligt samband kan identifieras används sedan en regressionsanalys för att skapa en första modell för prognos av snöförluster. Resultatet av regressionen verifieras mot historiska data för en av anläggningarna i Umeå.

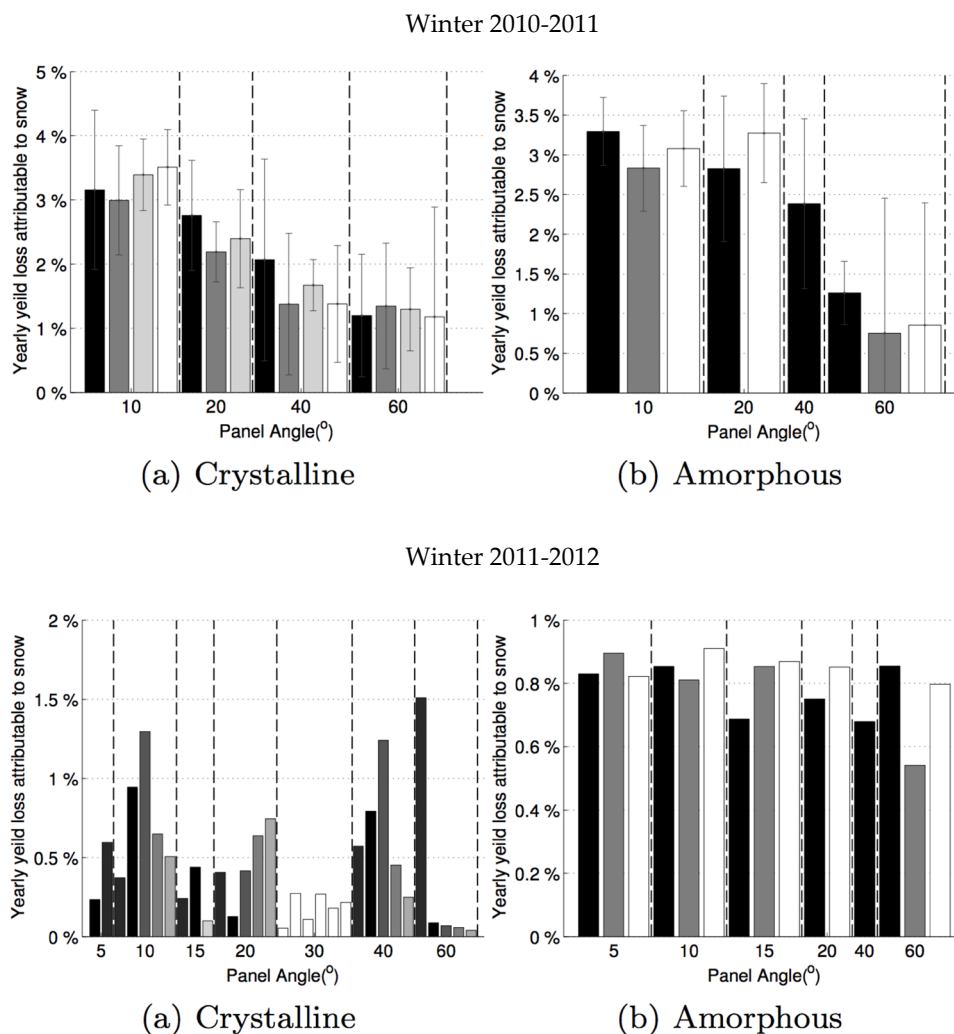
I analysen används projektets mätdata för globalstrålning samt medeltemperatur och den uppskattade snönederbörden enligt beskrivning i 3.4.2.

Flera resultat från tidigare studier på solcellsanläggningar med upphöjda lutande rader i Ontario (Kanada) pekar på att lutningens effekt avtar vid lutningar över 40° från horisonten. (Andrews & Pearce, 2011) analys av autokorrelationen för snöförluster mellan efterföljande dagar visas i Figur 11. Vid lutningar upp till ca 30° påverkar snöfall produktionen i några eller flera dagar efter, i ungefär lika stor

grad oavsett lutningen. För anläggningar med en lutning större än 40° är påverkan på efterföljande dagars produktion dock nästan obefintligt. Det kan tolkas som att snö ligger kvar i ungefär lika stor utsträckning på solcellsmodulerna med lutningar under 30° , medan den oftast försvinner inom ett dygn vid högre lutning. Även (Brench, 1979) studie pekar på en signifikant skillnad i snötäckning och snöförluster mellan moduler med 30° och 40° lutning. Svenska observationer (Stridh, 2016) bekräftar också bilden att moduler med 40° lutning har betydligt mindre snötäcke än moduler med 19° lutning. Resultat från (Andrews et al., 2013) motsäger möjligtvis de två tidigare studierna, främst då en av de två studerade vintrar (2011-2012) pekade på högre snöförluster för moduler med en lutning på 40° och 60° än för lutningar på $15-30^\circ$. Detta motsägelsefulla resultat kan dock bero på att osäkerheten i resultaten för den vintersäsongen är större än resultaten (större än 100%).



Figur 11. Påverkan av snöfall på efterföljande dagars produktion. Autokorrelationsfaktor (ACF) och partiell autokorrelation (PACF) över tid (dagar) vid olika modullutningar (Andrews & Pearce, 2011).



Figur 12. Årliga snöförluster för solcellsanläggningar med olika lutning på modulraderna. Resultaten varierar mellan åren. Färgerna indikerar olika modultillverkare eller ytbehandlingar. Observera att osäkerheten i resultaten för vintern 2011-2012 är större än själva resultaten. (Andrews et al., 2013).

Anläggningarna som studeras i denna studie har alla lutningar under 30° med undantag av ett system i Bleka, ligger lutningen mellan 14° - 21° . Vi antar därför att modulernas lutning i sig inte har någon större påverkan på snöförlusterna i denna studie. Solcellsmodulernas lutning har dock konsekvenser för hur mycket instrålning som når modulerna och därmed inkluderas lutningen indirekt i studiens analys av globalstrålningens samband med snöförlusterna.

4 Resultat

4.1 KVALITETSKONTROLL DATA

4.1.1 Allmänt

Örnsköldsvik

På grund av problem med matningen till mätutrustning i Örnsköldsvik saknas mätdata i form av väderdata och kamerabilder på snötäckning från perioden 2015-02-07 16:00 till 2015-03-13 11:00. Ingen alternativ datakälla för globalstrålning i Örnsköldsvik finns tillgängligt, då SMHI saknar mätstation för globalstrålning i orten och solcellsanläggningen saknar solinstrålningssensor. Nämnad period har inte kunnat studeras i projektet för anläggningarna i Örnsköldsvik.

Bleka

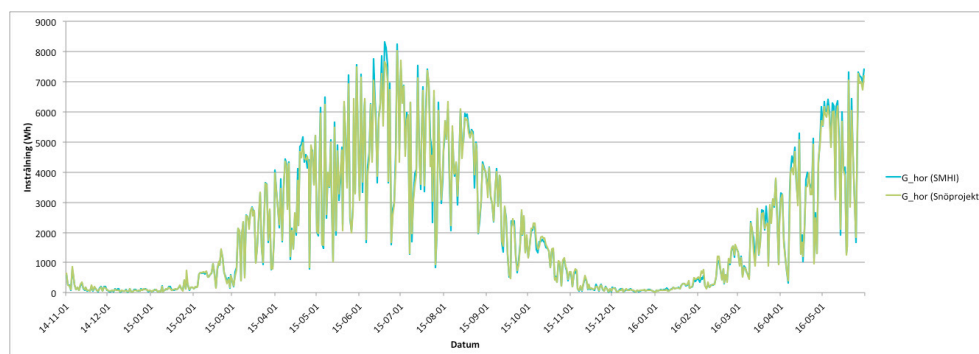
Mätning av globalstrålning i modulplanet för Bleka 2 ($G_{PV,b-2}$) aktiverades 2014-12-04 01:00.

I samband med omkoppling av en sensor på dataloggern i Bleka var systemet avstängd i 3 timmar, 2016-02-16. Detta korrigeras inte för i analysen.

4.1.2 Produktionsdata

Produktionsdata för de studerade anläggningarna samlas in via olika mätare. Produktionen för *Umeå-väst* mäts med en elcertifikatsmätare. För de övriga anläggningarna används mätdata från växelriktarna i kombination med en dataloggare. Anläggningarna *Umeå-syd*, *Övik-väst*, *Övik-syd* och *Bleka-rad* är kopplade till en SolarLog dataloggare och *Bleka-tak* till en SunnyWeb dataloggare.

4.1.3 Solinstrålning



Figur 13. Dygnsvärden för globalstrålning (Wh/m^2) för projektets mätstation (grön linje) och SMHI:s mätstation i Röbäck, Umeå (blå linje).

Projektets mätningar av globalstrålning på horisontell plan jämförs med närmaste SMHI mätstation, som gör mätningar med horisontellt placerad pyranometer.

Resultaten för Umeå och Bleka visas i tabellen nedan. För Örnsköldsvik finns ingen annan mätning av globalstrålning tillgängligt att jämföra med.

Tabell 3. Jämförelse uppmätt globalstrålning med närmaste SMHI mätstation (innan korrigering)

År	Månad	Umeå (jfr SMHI-Röbäck – 4 km)		Bleka (Projekt jfr SMHI-Frösön – 25 km)	
		%	Wh/m ²	%	Wh/m ²
2014	nov	7,1%	417	i.u.	i.u.
	dec	-0,7%	-16	92,8%	2867
2015	jan	9,0%	365	53,6%	3085
	feb	0,5%	76	-0,2%	-45
	mar	-0,6%	-335	-5,6%	-3962
	apr	-1,1%	-1132	-0,8%	-868
	maj	-0,5%	-613	-6,7%	-9050
	jun	-3,7%	-5997	3,7%	5618
	jul	-0,8%	-1180	-2,6%	-3823
	aug	0,2%	340	-2,7%	-3714
	sep	-0,7%	-481	0,4%	278
	okt	4,8%	1863	1,5%	530
	nov	9,5%	654	49,7%	4445
	dec	-1,1%	-27	107,2%	3140
2016	jan	1,0%	57	48,2%	3073
	feb	7,6%	1456	-11,7%	-2788
	mar	-3,3%	-1878	-18,9%	-10369
	apr	-4,3%	-4055	-13,8%	-14110
	maj	-2,7%	-4353	-10,0%	-15748
Hela perioden		-1,2%	-14836	-3,4%	-41439

Jämförelseresultaten ovan visar att de uppmätta värden för Bleka måste vara felaktiga åtminstone i vintermånaderna, då avvikelser upp till 107% förekommer. En analys av mätvärden per timme visar att det uppmätta värdet aldrig går ner till 0, men stannar kring 4 Wh/m² som minimum. Felet berodde på en skada på dataloggeringång och åtgärdades den 16 februari 2016. Felet har inte påverkats mätning av globalstrålning i solcellernas plan för båda anläggningarna i Bleka, som också korrekt kommer ner till 0 Wh/m². Globalstrålning för en horisontell yta (fram till åtgärdandetiden) korrigerades genom att anta att felet var konstant och lika med medelvärdet på globalstrålningen mellan kl. 00:00 och 02:00, det vill säga 4,031 Wh/m². Jämförelsen efter korrigering ger ett mycket bättre samband mellan projektets mätning i Bleka och SMHI:s mätning på Frösön, se resultaten i Tabell 4.

Tabell 4. Jämförelse uppmätt globalstrålning med närmaste SMHI mätstation (efter korrigering)

År	Månad	Umeå (jfr SMHI-Röbäck – 4 km)		Bleka (Projekt jfr SMHI-Frösön – 25 km)	
		%	Wh/m ²	%	Wh/m ²
2014	nov	7,1%	417	i.u.	i.u.
	dec	-0,7%	-16	0,3%	9
2015	jan	9,0%	365	3,7%	211
	feb	0,5%	76	-11,7%	-2703
	mar	-0,6%	-335	-9,8%	-6944
	apr	-1,1%	-1132	-3,6%	-3767
	maj	-0,5%	-613	-8,9%	-12049
	jun	-3,7%	-5997	1,8%	2716
	jul	-0,8%	-1180	-4,7%	-6822
	aug	0,2%	340	-4,9%	-6714
	sep	-0,7%	-481	-4,1%	-2624
	okt	4,8%	1863	-7,0%	-2469
	nov	9,5%	654	17,4%	1550
	dec	-1,1%	-27	5,2%	152
2016	jan	1,0%	57	2,6%	168
	feb	7,6%	1456	-18,0%	-4266
	mar	-3,3%	-1878	-18,9%	-10369
	apr	-4,3%	-4055	-13,8%	-14110
	maj	-2,7%	-4353	-10,0%	-15748
Hela perioden		-1,2%	-14836	-6,8%	-83778

Skillnaderna för Umeå ligger alla inom 10% av SMHI:s uppmätta värden, med endast tre månader som avviker mer än 5%. För Bleka är skillnaderna i genomsnitt större, vilket kan bero på ett större avstånd mellan mätplatserna (25 km) samt skillnaderna i geografin då SMHI stationen ligger på Frösön i Storsjön.

4.1.4 Lufttemperatur

Tabell 5. Jämförelse uppmätt medelvärde för lufttemperatur med närmaste SMHI mätstation (innan korrigering)

År	Månad	Umeå (jfr Umeå flygplats – 2 km)		Bleka (jfr Frösön – 25 km)		Övik (jfr Övik flygplats – 18 km)	
		T_luft (°C)	T_luft – T_luft_SMHI (°C)	T_luft (°C)	T_luft – T_luft_SMHI (°C)	T_luft (°C)	T_luft – T_luft_SMHI (°C)
2014	nov	0,39	0,39	i.u.	i.u.	i.u.	i.u.
	dec	-2,35	1,05	-4,51	-1,51	-2,31	1,19
2015	jan	-3,88	0,22	-4,91	-0,31	-3,79	0,71
	feb	-1,02	0,18	-2,19	-0,19	-4,64	-2,64
	mar	0,78	0,28	0,59	-0,51	0,09	0,19
	apr	4,31	0,31	2,68	0,18	4,40	0,50
	maj	7,37	0,17	5,95	-0,15	6,99	0,29
	jun	11,95	0,35	9,76	0,46	11,64	i.u.
	jul	14,99	0,59	12,40	0,00	14,55	0,25
	aug	16,08	0,88	13,92	-0,48	15,56	0,96
	sep	11,66	0,66	9,84	-0,26	11,73	0,73
	okt	5,26	1,26	4,44	-0,66	5,61	1,61
	nov	2,02	0,42	0,31	-0,69	2,18	0,78
	dec	-0,72	0,58	-1,02	-0,92	-0,43	1,47
2016	jan	-10,11	0,69	-11,08	-0,58	-9,28	1,22
	feb	-3,73	1,07	-3,59	0,01	-2,95	1,55
	mar	-0,09	0,51	-0,45	0,35	0,27	0,87
	apr	2,79	0,19	1,86	-0,04	3,13	0,53
	maj	9,91	0,51	8,76	0,16	10,00	0,40
Hela perioden		3,45	0,54	2,38	-0,14	2,52	0,27

Avstånden till SMHI mätstationer är större för Örnsköldsvik och Bleka, ändå visar jämförelsen att mätvärden ligger inom en rimlig intervall, med endast enstaka skillnader över 1°C. Skillnaderna är störst för Örnsköldsvik vilket är rimligt med tanke på att vi jämför sjukhustaket mitt i staden med flygplatsen 2 mil bort, på landet.

4.1.5 Snötäckning av modulerna

Snödjupmätningarna på lutande tak gav inga pålitliga värden och har inte använts i framtagandet av projektets resultat.

Klassning av snötäckning har utförts av två personer i projektet som använde samma principer. Den andra personen har vid tveksamheter använt bedömningar gjorda av person ett i liknande fall.

Solcellsmoduler i Umeå visade sig vara täckta med snö för flera dygn då snödjupsmätningar från SMHI i Umeå (Röbäcksdalen) indikerade snöfritt. Därför har projektet använt nederbördsdata enligt beskrivningen i avsnitt 3.6.

Bleka

Kameran för anläggningen Bleka-tak stängdes av under sommarsäsongen av de boende i huset med solcellsanläggningen. 2015 var kameran avstängt från och med 2015-05-17. Tyvärr driftsattes kameran något sent i vintersäsongen 2015-2016, nämligen 2015-11-17. Den dagen var anläggningen helt snötäckt. Antagandet har gjorts att snötäckningen för denna anläggning stämde överens med snötäckningen för anläggningen Bleka-rad. Det innebär att Bleka-tak antas varit helt snötäckt (kod 333) under åtminstone en del av 2015-11-15 och 2015-11-16. Kontroll av SMHI:s nederbördsdata från mätstation Tandsbyn (ca 6 km från anläggningarna) visades att det endast fanns ett tillfälle med – mycket begränsad – snöfall innan 2015-11-15, nämligen den 13 november. Totala nederbörden den dagen (13 nov) var 0,5 mm och bestod av både snö och regn. Detta snöfall antas inte ha påverkat produktionen för anläggningen.

Tabell 6. Principerna för uppskattning av snötäcke för Bleka-anläggningarna baserat på ortens andra anläggning

Om modulradens snötäcke Bleka-rad är:	Antas modulradens snötäcke Bleka-tak vara:	Om modulradens snötäcke Bleka-tak är:	Antas modulradens snötäcke Bleka-rad vara:
3	2, för översta modulraden i klassen om nästa dygnsvärde för Umeå-väst är lägre än 3; 3, för övriga modulrader i samma klass	3	3
2	1, för översta modulraden i klassen om nästa dygnsvärde för Umeå-väst är lägre än 3; 2, för övriga modulrader i samma klass	2	2
1	1	1	1
0	0	0	0

Umeå

Kamerorna i Umeå har varit utsatta för flera problem och därför saknades en del snötäckningsdata. I de flesta fall var det endast en av kamerorna som var utslagen samtidigt och då har snötäckningen uppskattats från närmaste dygnsvärden med kamerabild i kombination med i första hand den andra anläggningens snötäckning och i andra hand nederbördsdata från SMHI (mätstation Röbäcksdalen). Principerna för uppskattning från den andra anläggningen anges i tabell 6 .

Tabell 7. Principerna för uppskattning av snötäcke för Umeå-anläggningarna baserat på ortens andra anläggning

Om modulradens snötäcke Umeå-väst är:	Antas modulradens snötäcke Umeå-syd vara:	Om modulradens snötäcke Umeå-syd är:	Antas modulradens snötäcke Umeå-väst vara:
3	2, för översta modulraden i klassen om nästa dygnsvärde för Umeå-väst är lägre än 3; 3, för övriga modulrader i samma klass	3	3
2	1, för översta modulraden i klassen om nästa dygnsvärde för Umeå-väst är lägre än 3; 2, för övriga modulrader i samma klass	2	2
1	1	1	1
0	0	0	0

4.1.6 Övriga väderparametrar

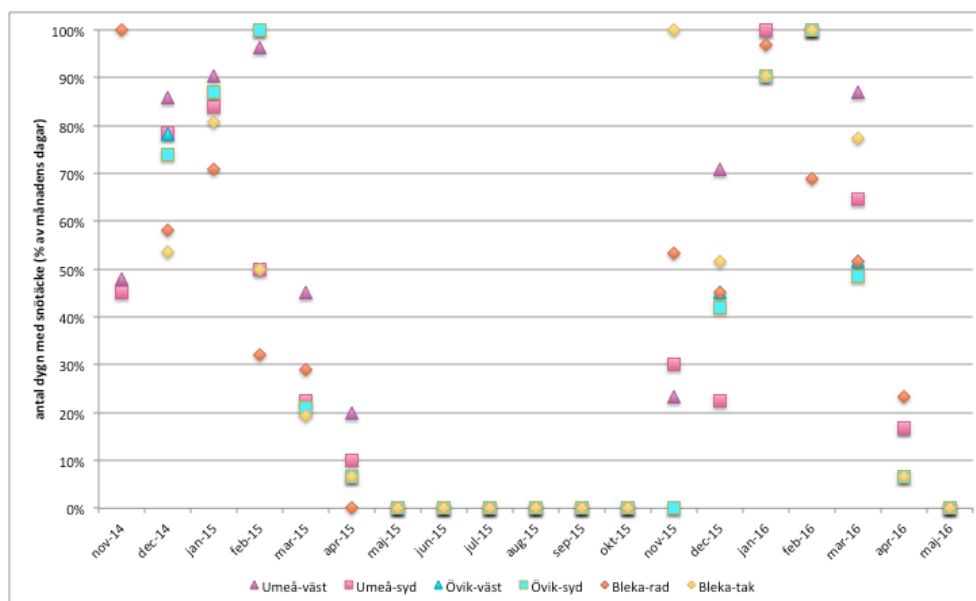
Projektet har även mätt vindriktning och –hastighet samt relativ fuktighet för varje ort. Baserat på tidigare forskning som tonar ner relevansen av dessa parametrar (Andrews & Pearce, 2011) och den begränsade omfattningen av denna förstudie har dessa parametrars påverkan på snöeffekterna inte studerats. Av samma anledning har mätvärdena för dessa parametrar inte kvalitetsgranskats.

4.1.7 Sammanhängande data

I grunden har endast datapunkter använts i studien där mätdata finns tillgängligt för de mest centrala parametrarna: solcellsanläggningens produktion (E_{PV}) samt global solinstrålning i modulplanet (G_{POA}). Samtidigt måste det finnas ett värde på snötäckningen (S) baserat på minst ett foto för det aktuella dygnet.

4.2 SNÖTÄCKE PÅ SOLCELLSMODULERNA

Analysen av de tagna bilder på solcellsanläggningarna ger en tydlig översikt över vilka månader och anläggningar som har varit mest snötäckta (Figur 14).

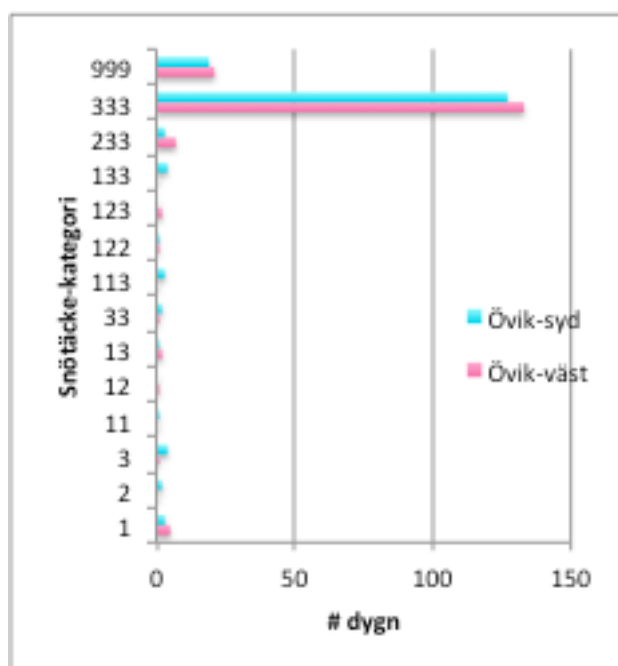


Figur 14. Andel av månadernas dagar som har delvis eller helt snötäckta moduler, per anläggning

I grafen ovan syns skillnaderna mellan vintersäsongerna, samt variationerna mellan orterna. Vintern 14-15 hade en hög andel snötäckta dygn främst under de solfattigaste månaderna december-januari och i viss mån februari. Säsongen 15-16 hade en högre andel snötäcke senare under säsongen. Framförallt för mars-månad syns stora skillnader mellan säsongerna.

I Bleka har anläggningarna något olika antal dygn med visst snötäcke, dock är det svårt att upptäcka en tydlig trend. Vilken anläggning som har flest snötäckta dygn varierar starkt mellan månaderna. För *Bleka-rad* måste noteras att dataunderlaget för november 2014 är begränsad till endast fem dygn. Underlaget för *Bleka-tak* och november 2015 är 14 dagar.

En jämförelse mellan de söderriktade (*Umeå-syd* respektive *Övik-syd*) och de västriktade anläggningarna (*Umeå-väst* respektive *Övik-väst*) visar att *Umeå-väst* har betydligt fler snötäckta dagar än *Umeå-syd*, framförallt i början och slutet av vintern. För anläggningarna i Örnsköldsvik syns ingen större skillnad i antalet dygn med snötäcke beroende på orienteringen. Tittar vi på förekomsten av olika grader av snötäcke så visar histogrammen i Figur 15 att skillnaderna är liten även där, men att *Övik-väst* ändå har fler dygn med fullständigt snötäcke (kategori 333) eller med två modulrader fullständigt täckta (kategorierna 233, 133 och 33). *Övik-syd* har en något större förekomst av heltäckande snölager på endast den understa modulraden (kategori 113, 13 och 3).



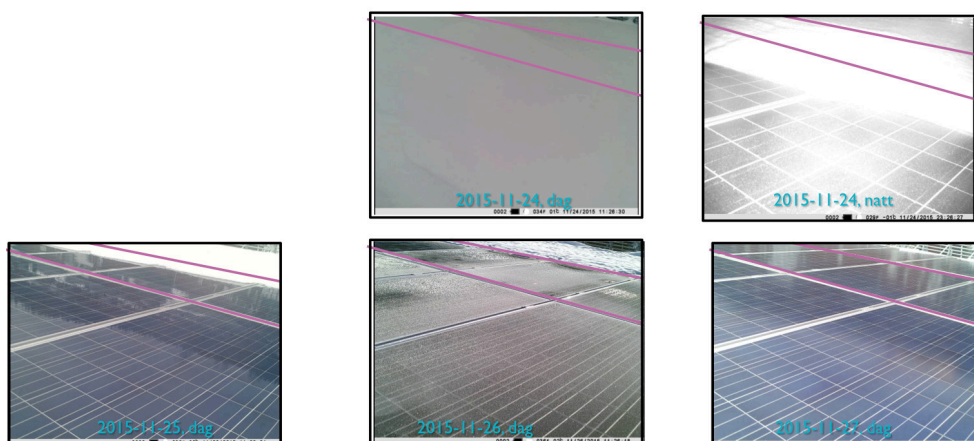
Figur 15. Histogram över förekomst av olika snötäcke-kategorier på anläggningarna i Örnsköldsvik

4.2.1 Observerade avsmältningssätt

I arbetet med bildanalysen har två tydligt distinkta avsmältningssätt observerats på samtliga icke-radmonterade anläggningarna.

Avsmältning/-glidning per solcellsält

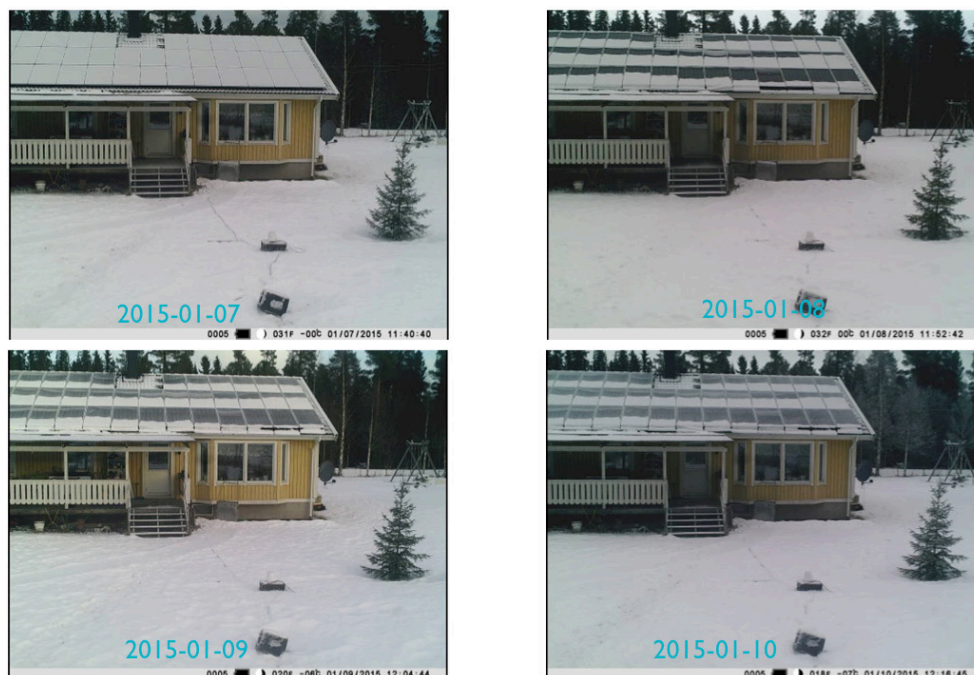
I vissa fall rör snötäckets övre gräns sig över tid neråt över hela solcellsältet, från överkant på den översta modulraden ner till undersida på den understa raden. Viss variation i höjden på snögränsen kan uppträda över solcellsältets bredd. Avsmältningssättet illustreras i Figur 16.



Figur 16. Illustration av avsmältning per solcellsält, från Umeå-syd. De lila linjerna markerar gränsen mellan modulraderna.

Avsmältning/-glidning per modulrad

Det andra observerade typiska avsmältningen sker inte för solcellsältet som en helhet, men snarare per modulrad (se Figur 17). Snötäcket gräns rör sig med tid nedåt över modulradens höjd. I vissa fall glider snötäcket från undersidan av en modulrad delvis ner till överdelen av underliggande rad.



Figur 17. Illustration av avsmältning per modulrad, från Bleka-tak

På bilderna ovan syns även hur ytan nedanför den understa modulraden kan påverka snöavsmältningen. Avsmältningen på högersidan av den nedersta raden sker betydligt snabbare än för vänstersidan – där altantaket fångar och stoppar upp snön som glider ner från modulerna.

Solens och vindens effekt

Bleka-rad är den enda anläggningen i denna studie där solcellsmodulerna har placerats i rader. Eftersom raderna är en modul höga kan man inte särskilja avsmältningssätten ovan för denna anläggning. Det som har observerats precis som på de andra anläggningarna är att avsmältningen sker ovanifrån. Förutom att snön glider ner kan även utsattheten för snö och solstrålning bidra till denna effekt.

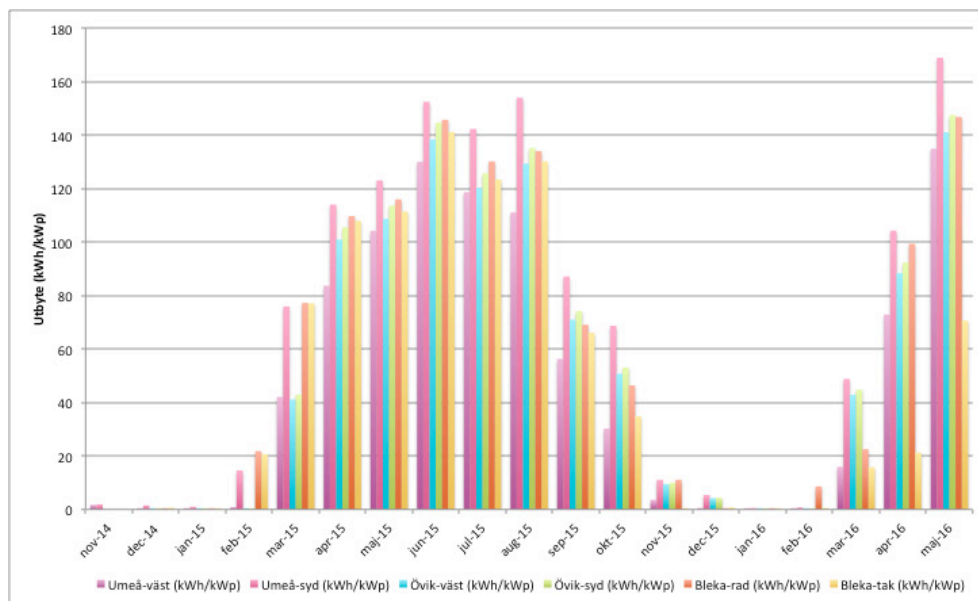


Figur 18. Avsmältning på modlraderna på Bleka-rad för den 25 och 26 januari 2016. Observera att snön längre in på raden ligger kvar längre, vilket kan bero på skuggning eller lägre vindexponering.

4.3 PRODUKTION OCH PERFORMANCE RATIO

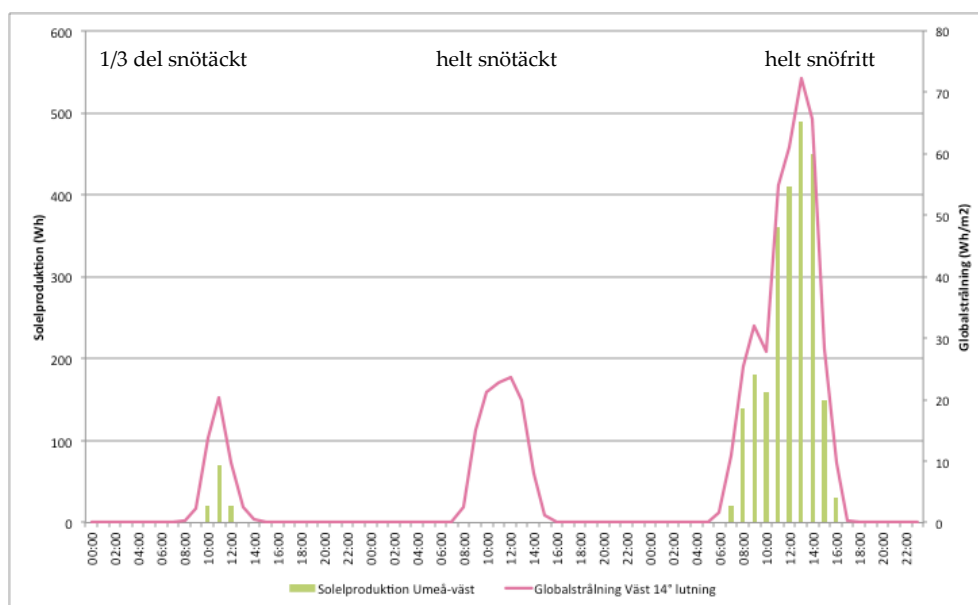
I Figur 19 presenteras den uppmätta produktionen från anläggningarna i form av utbyte per installerad effekt. Utbytet i vintermånaderna är typiskt mycket lågt för samtliga anläggningar. Observera dock att produktionsdata för november 2014 saknas för Örnsköldsvik (*Övik-väst* och *Övik-syd*) samt Bleka (*Bleka-rad* och *Bleka-tak*), och är inkomplett för feb-mar 2015 för Örnsköldsvik (*Övik-väst* och *Övik-syd*).

I övrigt kan vi konstatera att utbytet för *Umeå-väst* ständigt är lägre än för de andra anläggningarna.

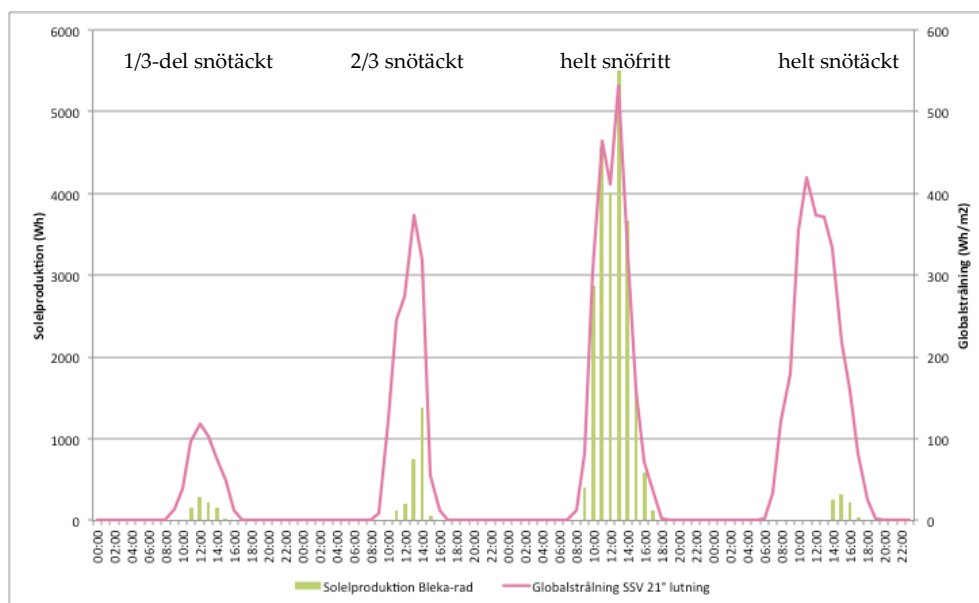


Figur 19. Månadsutbyte för de i projektet studerade anläggningarna. Observera att fullständiga produktionsdata saknas för nov-14 (Örnsköldsvik och Bleka) och feb-15 samt mar-15 (Örnsköldsvik)

Figur 20 och Figur 21 visar produktion och globalstrålning på modulytan för utvalda dygn på två anläggningar. Vi ser tydligt effekten av snötäcke på elproduktionen. I Figur 21 visas även dynamiken som kan ske under ett dygn. Den ökande relativa solelproduktionen för dygnet med 2/3 snötäcke visar på en pågående avsmältning. I samma figur ser vi även att en mindre mängd ljus kan tränga igenom snötäcket och ge upphov till elproduktion fastän hela anläggningen är snötäckt.



Figur 20. Solelproduktion (gröna staplar) och globalinstrålning (röd kurva) på modulytan för Umeå-väst under tre dygn: 2015-01-01 (1/3-del snötäckt), 2015-02-01 (helt snötäckt) och 2015-03-01 (helt snöfritt)



Figur 21. Solelproduktion och globalinstrålning på modulytan för *Bleka-rad* under fyra dygn: 2016-02-01 (1/3-del snötäckt), 2016-02-03 (2/3-del snötäckt), 2015-03-01 (helt snöfritt) och 2015-03-25 (helt snötäckt)

4.3.1 Performance Ratio per anläggning

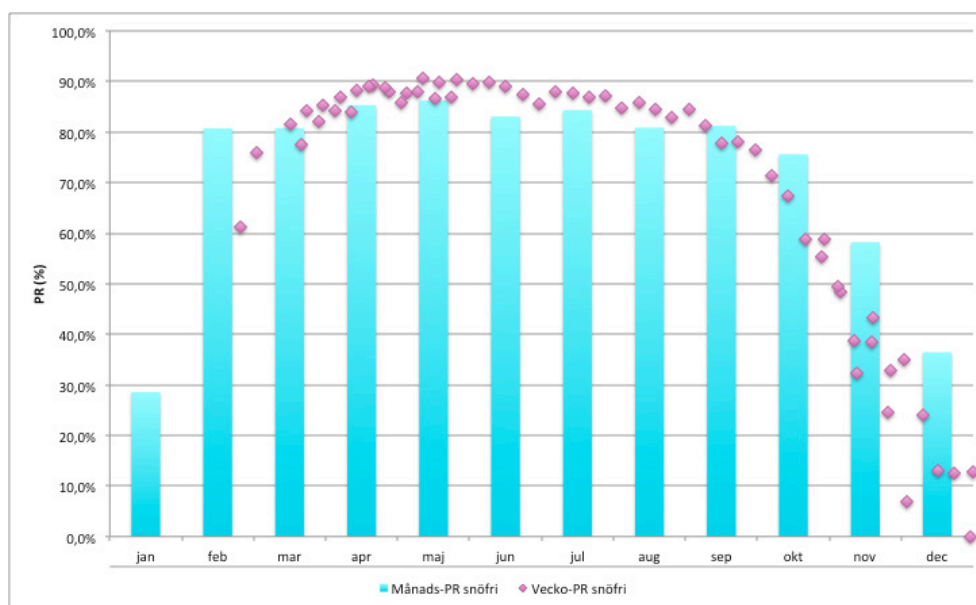
Tabell 8. Månatlig Performance Ratio (PR_m) per anläggning. I parentes anges antal (snöfria) dygn som Performance Ratio beräknats från.

Månad	PR Umeå-väst		PR Umeå-syd		PR Övik-väst		PR Övik-syd		PR Bleka-rad		PR Bleka-tak	
jan	28,6%	(3)	132,8%	(5)	27,2%	(7)	51,0%	(7)	14,9%	(10)	27,5%	(9)
feb	80,7%	(1)	91,4%	(14)		(0)		(0)	78,7%	(28)	73,7%	(14)
mar	80,8%	(21)	101,9%	(35)	85,8%	(30)	84,0%	(31)	84,5%	(37)	80,6%	(32)
apr	85,3%	(49)	99,8%	(52)	90,8%	(56)	87,5%	(56)	90,0%	(53)	86,3%	(35)
maj	86,2%	(62)	97,8%	(62)	90,5%	(62)	87,8%	(62)	89,6%	(62)	87,8%	(48)
jun	83,1%	(30)	95,4%	(30)	87,0%	(42)	85,9%	(42)	88,4%	(41)	87,2%	(30)
jul	84,3%	(31)	94,8%	(31)	86,2%	(31)	84,8%	(31)	86,1%	(31)	82,9%	(31)
aug	80,9%	(31)	95,1%	(31)	85,7%	(31)	83,7%	(31)	85,8%	(31)	83,4%	(31)
sep	81,2%	(30)	99,3%	(30)	85,8%	(30)	83,7%	(30)	87,6%	(30)	81,9%	(30)
okt	75,6%	(31)	105,0%	(31)	92,6%	(31)	85,7%	(31)	87,0%	(31)	73,3%	(31)
nov	58,2%	(36)	100,8%	(32)	64,1%	(30)	72,0%	(30)	77,3%	(14)	50,1%	(14)
dec	36,5%	(13)	255,4%	(30)	27,6%	(22)	55,4%	(24)	15,6%	(30)	22,1%	(28)

Resultaten för de månatliga Performance Ratio per anläggning i tabell 7 visar att det för vissa månader och anläggningar finns ett dåligt underlag av snöfria dagar. För anläggningarna i Örnsköldsvik finns ingen data för februari, vilket också beror på dataloggerproblem. För anläggningen *Umeå-väst* är underlaget för januari och februari dåligt och dessa resultaten har därför hög osäkerhet.

För att få en uppfattning av noggrannheten i simuleringsmodellen med månatlig PR-värde jämförs dessa värden i Figur 22 med veckoliga PR-värden, för anläggningen *Umeå-väst*. Det är viktigt att komma ihåg att månadsvärdet inte är samma som medelvärdet på månadens veckor. Förutom att veckorna såklart kan löpa över månadsskiften så beror det också på hur Performance Ratio definieras. Vid beräkning av månadsvärden får solrika veckor ett större genomslag på slutvärdet än solfattiga, vilket förklarar en stor del av avvikelserna mellan vecko- och månadsvärdena. Med detta i åtanke visar grafen att Performance Ratio är ganska jämnt inom de flesta månaderna, men varierar kraftigare under november och troligen även februari. För dessa månaderna ger vår modell alltså en större avvikelse beroende på om snöförluster uppträder i början eller slutet av månaderna. Sannolikt överskattas snöförluster i november något, då snötäcke är mer sannolikt i slutet av månaden, medan februari är en av de snörrikaste månaderna och har en jämnare fördelning av snötäcke och färre systematiska fel.

Utmaningen för februari är snarare att få ett tillräckligt stort underlag av snöfria dagar att beräkna månadsvärdet på, vilket också illustreras av grafen.



Figur 22. Jämförelse mellan veckomedelvärde och månadsmedelvärde på Performance Ratio för Umeå-väst

PR-värden för Umeå-syd

Anläggningen *Umeå-syd* har beräknade Performance ration som för vintermånaderna ligger (långt) över 100% (se Tabell 8). För december 2015 beräknades $PR_{umeå-syd}$ till 231 %. En jämförelseanalys (se Appendix A) av projektets instrålningsmätning med instrålningsmätningen med mätvärden från referenscellen som ingår i anläggning *Umeå-syd* tydliggör anledningen. Orsaken är att globalstrålningsmätningen för både Umeå-anläggningar utförs på taket till *Umeå-väst*, som är en våning lägre än taket till *Umeå-syd*. På grund av höjdskillnaden har instrålningsmätningen en högre horisontprofil än anläggningen (*Umeå-syd*) och således blir den uppmätta globalstrålningen i pyranometern lägre än den verkliga instrålningen på anläggningen.

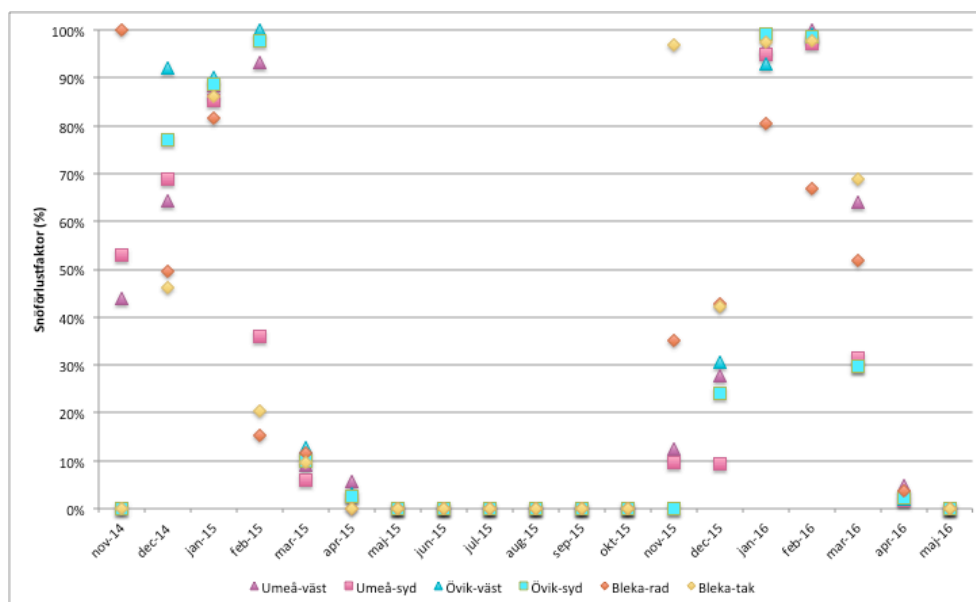
De beräknade PR-värdena för *Umeå-syd* används även i fortsättningen som en fiktiv Performance Ratio. Detta är ett bättre alternativ än att använda mätvärdena från anläggningens referenscell, eftersom referenscellen är snötäckt under en del av vintersäsongen och därmed inte kan användas för att beräkna snöförlusterna.

4.4 SNÖFÖRLUSTER

4.4.1 Beräknade snöförluster

Utifrån resultaten för Performance Ratio och snötäcke på modulerna har snöförlusterna för varje anläggning beräknats. De relativa snöförlusterna (även:

snöförlustfaktor) visas i Figur 23. Notera att underlaget för *Bleka-rad* i november 2014 är endast 5 dagar.

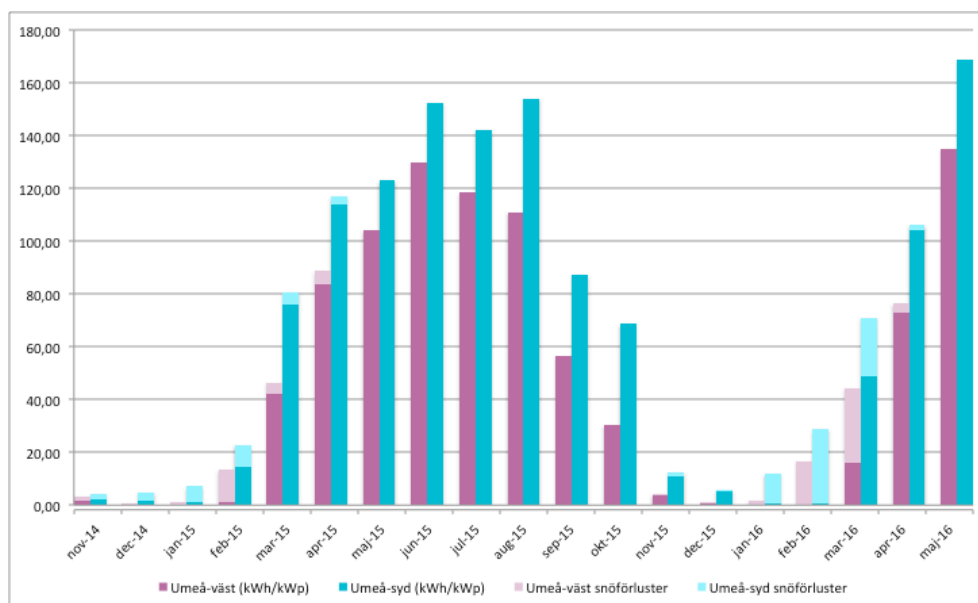


Figur 23. Relativa snöförluster per anläggning och månad

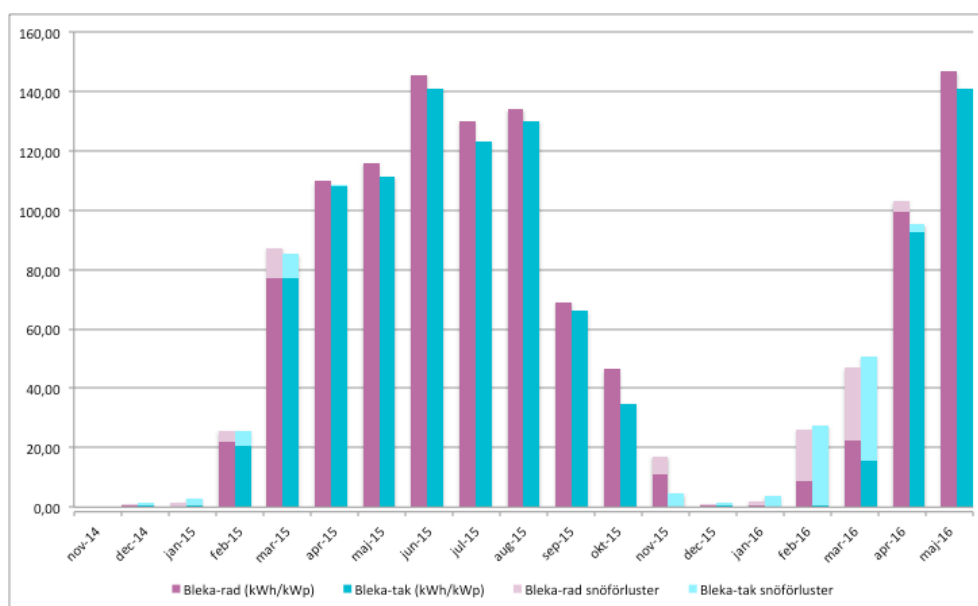
Snöförlustfaktorerna följer i stort samma trend som andel dygn med snötäcke (Figur 14), vilket också förklarar de utstickande värden för *Bleka-rad* respektive *Bleka-tak* i november 2015 respektive 2016. Samtidigt finns det en del skillnader mellan anläggningarna som inte kan förklaras endast från andelen (delvis) snötäckta dygn och som måste bero på skillnader i globalstrålning och omfattningen av snötäcket.

Takanläggningarna som vetter mot väst (*Umeå-väst* respektive *Övik-väst*) har ungefär lika stor snöförlustfaktor som de som vetter mot syd (*Umeå-syd* respektive *Övik-syd*), med undantag för anläggningarna i Umeå under februari 2015 och mars 2016.

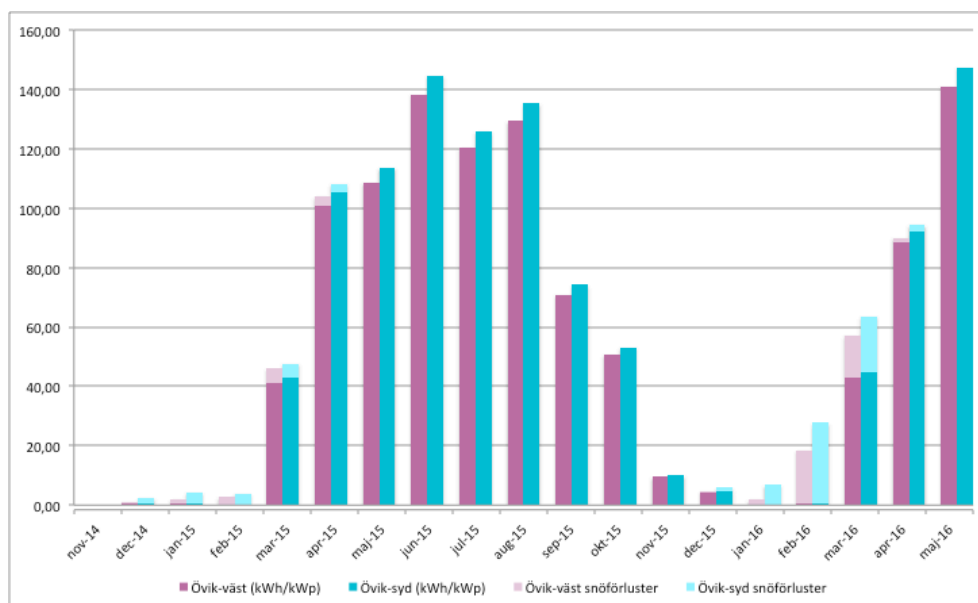
Det som är relevant i slutändan är dock de relativa snöförlusterna per år, inte per månad. För att komma dit måste vi först se på de absoluta snöförlusterna per månad, som visas i kombination med uppmätt produktion i Figur 24, Figur 25 och Figur 26. Här visas tydligt att de stora produktionsförlusterna på grund av snötäcke uppstår på våren och främst under februari och mars.



Figur 24. Produktion och snöförluster per månad för anläggningarna i Umeå



Figur 25. Produktion och snöförluster per månad för anläggningarna i Bleka



Figur 26. Produktion och snöförluster per månad för anläggningarna i Örnsköldsvik

Omräkning av absoluta snöförluster till årliga snöförlustfaktorer ger resultaten i Tabell 9. Observera att endast produktionsdata för sommaren 2015 har samlats in i projektet och därför har denna sommarsäsong använd i beräkning av bägge vintersäsongernas förlustfaktor.

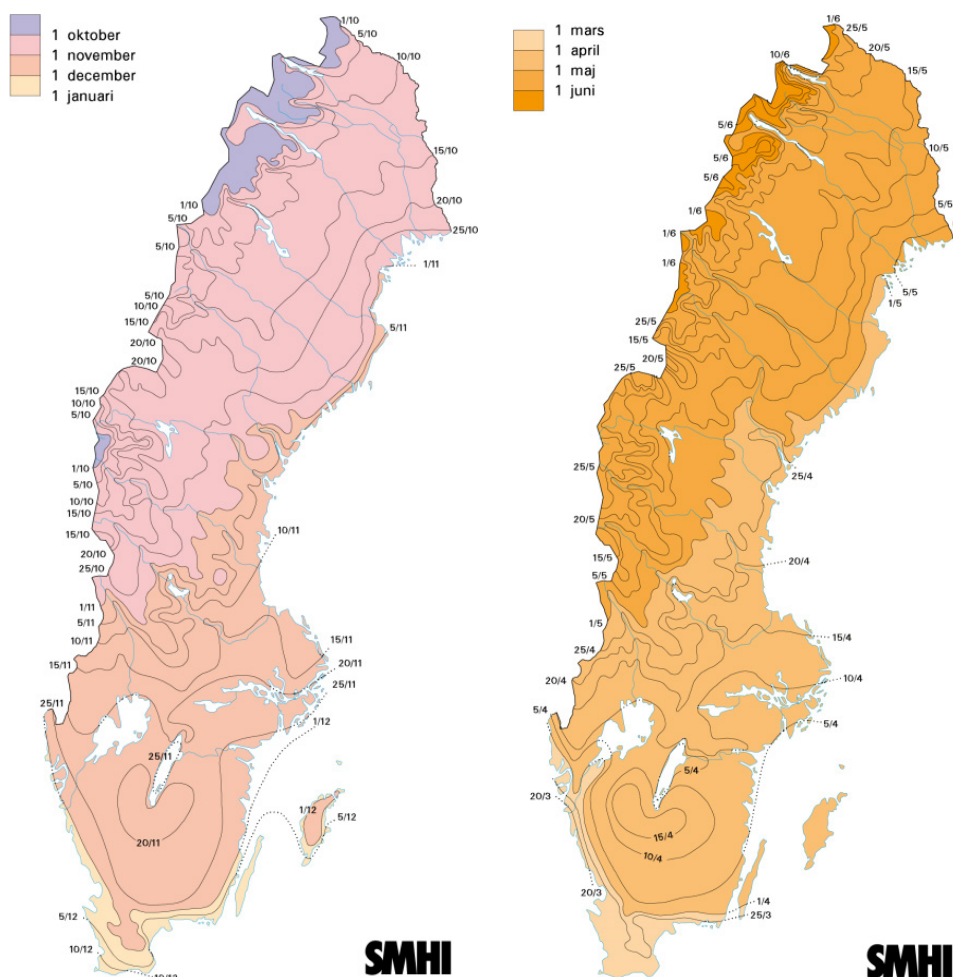
Tabell 9. Årliga snöförlustfaktorer per anläggning och vintersäsong. Produktionsdata för sommarsäsongen kommer i båda fall från 2015.

Vinter	Umeå-väst	Umeå-syd	Övik-väst	Övik-syd	Bleka-rad	Bleka-tak
14-15	-3,7%	-3,0%	-1,6% ^a	-2,1% ^a	-2,1%	-2,0% ^a
15-16	-7,6%	-6,9%	-4,6%	-6,8%	-6,5%	-9,8%

^a utan snöförluster för november 2014

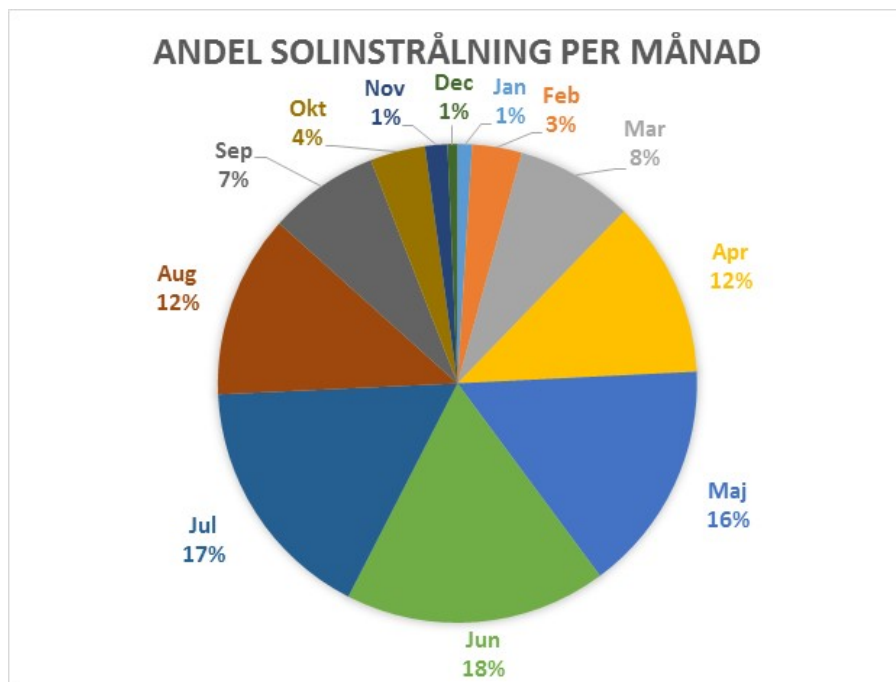
4.4.2 Övre gräns för snöförluster

Utifrån klimat och breddgrad finns det en övre gräns för snöförlusterna för en solcellsanläggning på en viss geografisk plats. Denna övre gräns bestäms av den typiska längden på snösäsongen (se Figur 27) och fördelningen av globalstrålningen över året.



Figur 27. Normalvärden för första (till vänster) och sista snödag (till höger) för perioden 1961-1990 (SMHI)

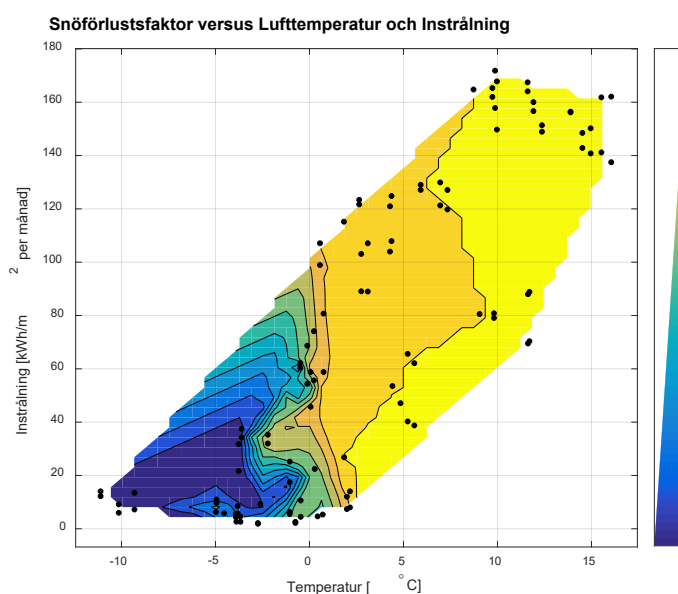
För en solcellsanläggning i Umeå med 15° lutning riktad mot söder ger det följande resonemang. Snösäsongen i Umeå ett normalår sträcker sig ungefär mellan den 6 november och den 27 april, vilket vi avrundar till november t.o.m. april. Andelen globalstrålning som når solcellsältet under snösäsongen är cirka 26% (Figur 28). Under anläggningens livstid kommer de årliga snöförlusterna för denna anläggning alltså att begränsas till högst en fjärdedel. Detta är en medveten överskattning och i praktik blir de dock betydligt lägre på grund av två faktorer. För det första är det långt ifrån alla dagar under snösäsongen som solcellsmodulerna är snötäckta. För det andra baseras normalvärdena i Figur 27 på den av WMO (World Meteorological Organization) definierade normalperioden 1961-1990 och den tar inte hänsyn till den globala uppvärmningen som skett sedan dess.



Figur 28. Fördelning av globalstrålning per månad för ett tak med 15° lutning samt azimut 0° i Umeå.

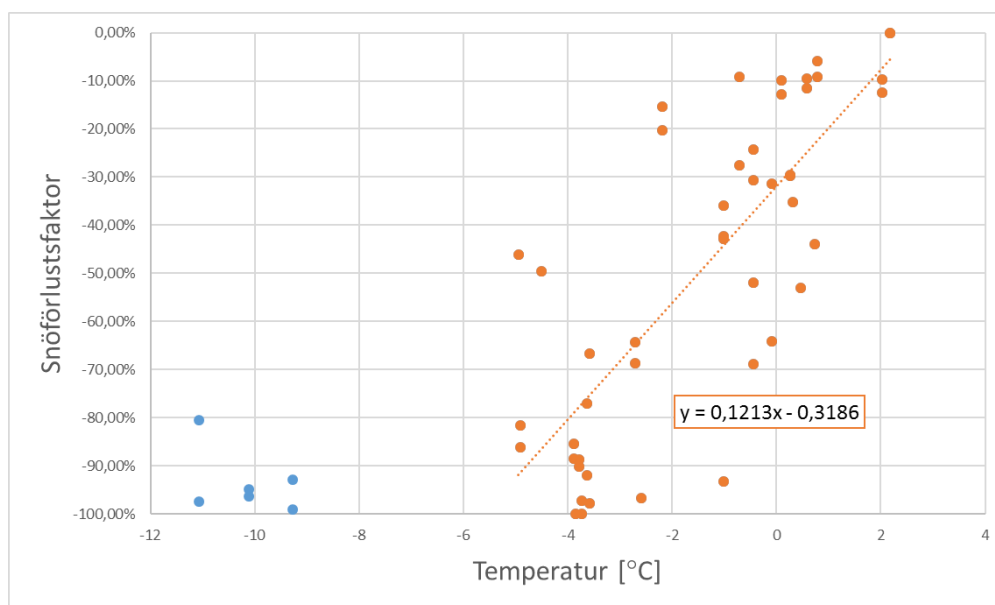
4.5 SAMBAND MELLAN SNÖFÖRLUSTER OCH VÄDERDATA

Genom mätningar har snöförlustfaktorer räknats fram månadsvis. När dessa plottas ihop med utetemperatur samt månadsvis instrålning så erhålls grafen i Figur 29. I grafen anas nästan ett linjärt samband mellan punkterna. Genom en linjärregression på temperaturmätningarna med månadsmedelvärde mellan -6 och +2 grader erhålls ett enkelt samband mellan snöförlustfaktorn och temperatur (i°C): $F_{sl,m} = 0,1213 \cdot T - 0,3186$ som visas i Figur 30.



Figur 29. Snöförlustfaktor mot temperatur och instrålning – alla mätpunkter

Kalla månader med höga snöförluster inträffar typiskt samtidigt då månadsinstrålning är låg. Dessa månader tappas därför inte särskilt mycket av årsproduktionen.



Figur 30. Samband mellan snöförlustsfaktor och utetemperatur med enfaktors linjär regression

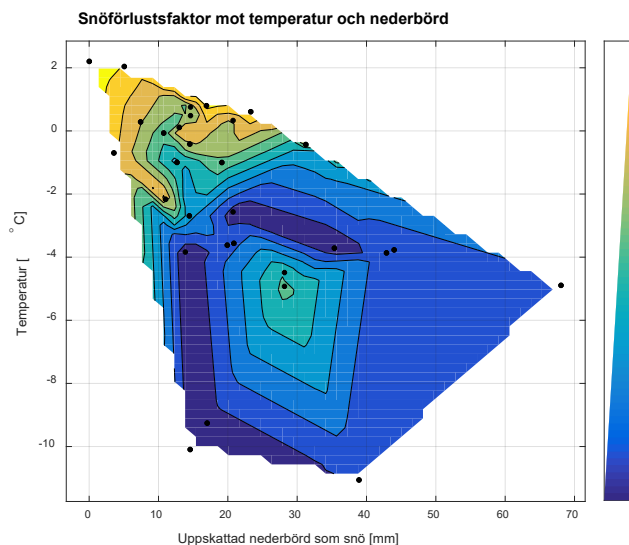
Enfaktormodellen från linjärregressionen verifierades för anläggning Umeå-väst med historisk data från tre vintrar före vår mätning (2011–2012, 2012–2013 och 2013–2014). Den verkliga snöförlustfaktorn beräknades med hjälp av anläggningens månatliga PR-värden, som i detta fall dock hade beräknats utifrån global horisontell instrålning, och instrålningsdata från SMHI (global horisontell). Resultaten visas i Tabell 10.

Tabell 10. Verifiering av enfaktorsmodellen för snöförlustfaktorn baserat på lufttemperatur

Månad	Medeltemperatur - avvikelse från klimatmedelvärde (°C)	Beräknat snöförlustfaktor	Snöförlustfaktor enligt enfaktormodell	Absolut avvikelse från beräknat värde	Relativ avvikelse från beräknat värde (%)
nov-11	+5,7	0,089	0,082	0,007	8,3%
dec-11	+5,8	-0,666	-0,416	-0,251	37,6%
jan-12	+3,4	-1,000	-1,000	0,000	0,0%
feb-12	+0,1	-1,000	-1,000	0,000	0,0%
mar-12	+4,7	-0,813	-0,270	-0,543	66,8%
nov-12	+3,6	-0,223	-0,173	-0,050	22,4%
dec-12	-1,2	-0,979	-1,000	0,021	-2,1%
jan-13	+0,3	-1,000	-1,000	0,000	0,0%
feb-13	+3,9	-1,000	-0,889	-0,111	11,1%
mar-13	-2,9	-1,000	-1,000	0,000	0,0%
nov-13	+2,3	-0,152	-0,331	0,179	-117,5%
dec-13	+5,9	-0,346	-0,404	0,057	-16,6%
jan-14	+1,8	-0,978	-1,000	0,022	-2,3%
feb-14	+8,2	-1,000	-0,367	-0,633	63,3%
mar-14	+5,4	-0,087	-0,185	0,098	-112,2%

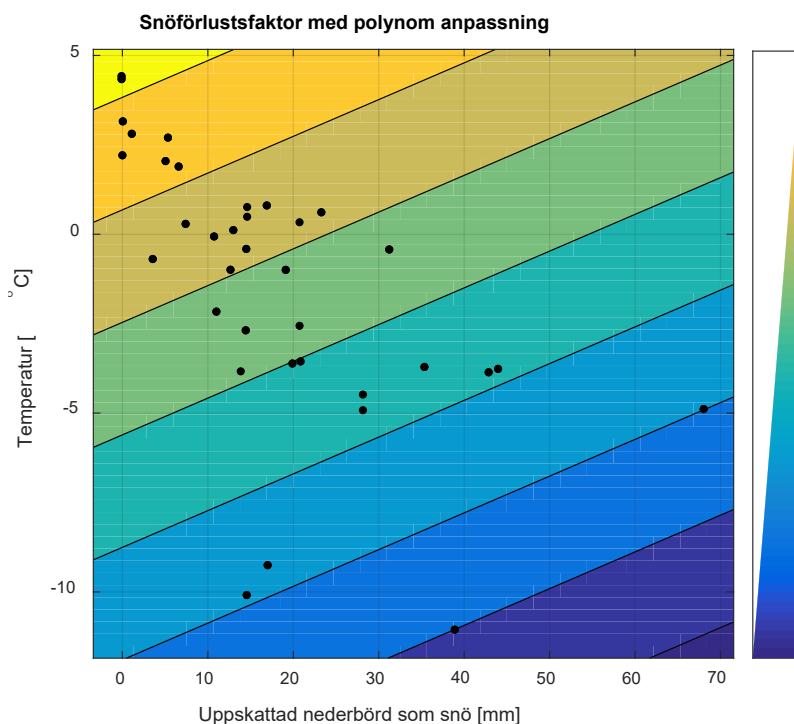
Enfaktorsmodellen ger i stort tillfredsställande uppskattningar på snöförlustfaktorn, med undantag för främst mars 2012 och februari 2014. De månaderna där modellen har större absolut avvikelse från den beräknade snöförlustfaktorn har gemensamt att de hade en medeltemperatur betydligt över klimatmedelvärdet.

Enfaktormodellen ger allt med allt en hyfsad uppskattning av snöförlustfaktorn men för att komma närmare verkligheten behövs en flerfaktorsmodell som tar hänsyn till ackumulerat snömängd eller snöfall från tidigare månader, som visas i Figur 31.



Figur 31. Snöförlustsfaktor mot temperatur och nederbörd mellan november och mars

En polynomanpassning till formen $y = AX_1 + BX_2 + C$ resulterar i Figur 32.



Figur 32. Månatlig snöförlustsfaktor mot temperatur och nederbörd mellan november och april (observera att snöförlustsfaktor > 1 skall likställas med 1)

Grafen ovan ger principen för en enkel modell som baseras på månadstemperatur samt uppskattad nederbörd som snö. Den behöver verifieras genom att jämföras med beräknat snöförlustsfaktor från fler mätningar.

5 Diskussion och slutsatser

5.1 PROBLEM MED MÄTUTRUSTNING OCH MÄTDATA

De använda kamerorna var av en standardmodell för så kallade åtelkameror, byggda för att klara att fungera i utomhusmiljö. Dock var dessa kamerors pålitlighet ett återkommande problem. Dels var överföringen av bilder via mail avbruten ett antal gånger, dels två längre och flera kortare avbrott på grund av strömförsörjningsproblem. Det var en stor utmaning att begränsa dessa problem på grund av de stora geografiska avstånden.

Även kommunikationen med väderstationerna stördes några gånger, i ett fall slutade en fuktighetsmätare att fungera i ett annat hela dataöverföringen en kortare tid. En anslutning mellan datalogger och instrålningsmätare var skadad och gav felaktiga mätvärden det första året. Detta hände även en ingång från en instrålningsmätare. Totalt sett har dock data och bilder för nästan hela perioden kunnat registrerats och återskapats i stor omfattning.

Vissa tolkningsproblem vid bildtolkningen fanns också. Det var i några fall svårt att avgöra om det handlar om snö, is eller frost i mörkret eller vid reflektion av solen.

5.2 METODVAL

5.2.1 PVsyst simulering

I projektets inledning har flera ansträngningar gjorts för att simulera anläggningarna i PVsyst för att sedan beräkna snöförlusterna. Utöver utmaningen att finjustera anläggningarnas olika förutsättningar och konfigurationer uppstod även problem med hur PVsyst hanterar uppmätt globalstrålning i ett lutande plan. Programmet importerar mätdata för att sedan räkna om det till horisontell globalstrålning, som vid simuleringen av anläggningen räknas om igen till globalstrålning i modulplanet. Värden på den sista kunde innehålla större skillnader mot de uppmätta globalstrålningsvärdena. För att kunna relatera snöförluster per månad till vädret samma månad var det viktigt att ta hänsyn till variationer mellan åren och månaderna och därför bedömdes det inte lämpligt att använda klimatmedelvärden för solinstrålning som underlag i PVsyst. Simulering i PVsyst avfärdades på grund av främst dessa avvikelser.

5.2.2 Positiva produktionseffekter på grund av reflektioner från snö

Projektet hade som mål att även studera och kvantifiera de positiva produktionseffekter som följd av snöns högre albedovärde. Snö som ligger på tak och mark omkring solcellsmodulerna reflekterar mer infallande ljus än den snöfria omgivningen skulle ha gjort. Planen var att använda en enkel mätmetod som använder en kamera och ett gråkort (Gilchrist, 2011). Projektets vildkameror som användes för att fotografera anläggningarna anpassar dock belysning efter aktuell ljusintensitet, vilket gör dessa oanvändbara för att följa upp albedo. Det var inte praktiskt möjligt i projektet att ha en annan, manuell uppföljning av albedo med kamera under båda vintrar på samtliga anläggningar. Därutöver behövdes en

detaljerad simulering av produktionen i linje med PVsyst simuleringen för att kunna kvantifiera albedoeffekten. Detta eftersom albedoeffekterna för de studerade anläggningarna förväntades vara små på grund av den låga modullutningen. Vid en låg lutning är det endast en liten del av modulernas synfält som omfattar tak, mark eller annat än himmel. Projektet har därför valt att avse från att studera albedoeffekter. Själva grundfrågan är dock fortfarande intressant att studera, särskild i kombination med solcellsanläggningar med högre modullutning.

5.2.3 Psi anpassning

Andrews och Pearce (2011) utvecklade en metod att förutse produktionsförluster med hjälp en ekvation med fyra olika minstakvadrat-anpassade termer kopplade till snömängd på marken, instrålning, temperatur, och snömängd dagen före. Våra anpassningar blev röriga och varierade från år till år och från anläggning till anläggning.

5.3 SLUTSATSER

Förhandsberäkning av snöförluster i projekteringsskedet kräver enklare uträkningsmetoder eller figurer alternativt tabeller som man snabbt kan dra information ifrån utan att behöva köra en regressionsmodell med anpassningstermer, såsom Townsend (2011) eller Andrews (2011). Vi har kommit fram till ett grovt samband med enbart temperatur för snabb uppskattning. Med en aning mer komplexitet, kan man ta hänsyn till månadsvis snömängd genom att använda Figur 32 där snöförlustsfaktorer är plottad mot snömängder och utetemperatur. Observera att dessa resultat gäller anläggningar med en modullutning upp till 30°.

5.3.1 Projekteringsförslag för minskning av snöförluster

De flesta dygn då snötäcke finns på solcellsanläggningarna är modulfältet täckt i sin helhet. För att minska snöförlusterna från dessa dygn hjälper endast åtgärder som påskyndar avsmältning och avglidning, såsom större buffertutrymme nedanför understa modulraden och ökad lutning (troligen krävs lutningar på minst 30° eller till och med > 40°). Att luta upp modulerna i rader kan eventuellt minska det relativa antalet dygn med heltäckande snötäcke, även om detta behöver undersökas mer.

Baserat på kameraobservationerna är det även sannolikt att modulramen spelar sin roll i att hålla kvar snö på solcellsfälten. Moduler utan ram (också kallad laminat) kan vara ett sätt att minska snöförluster. Detta alternativ ställer dock krav på hållfasthet och styvhet i solcellslaminat och på utformning av monteringslösningen. Modulramen spelar nämligen en betydande roll i modulernas förmåga att motstå snölaster eller annan mekanisk belastning.

För dygnen med delvis snötäcke på solcellsområdet (cirka hälften så många som heltäckta dygn) finns en enkel åtgärd. Om solcellsmodulerna monteras i "landscape"-orientering, snarare än "portrait"-orientering så utnyttjas kiselmodulernas bypass-dioder och otäckta delar av modulen kan till viss grad

fortsätta att producera. Det kräver dock att strängarna är tillräckligt långa för att få upp spänningen på den nivå som behövs för växelriktaren. Strängarna skall alltså göras så långa som möjligt. Även vid denna åtgärd ökar man modulernas exponering för snölaster, eftersom långsidan av modulen nu hamnar längst ner och tar emot störst belastning från snötäcket. Det kräver extra stadiga modulram eller tilläggsprodukter för att avlasta ramens långsida.

I större anläggningar bör även moduleraderna längst ner i solcellsältet kopplas till en separat MPP-tracker. Det är de understa raderna som upplever flest snötäckta dygn och på detta sätt kan övriga delar av anläggningen fortsätta producera. Stränglängden skall fortsatt hållas i överkant av växelriktarens spänningsintervall.

5.4 REKOMMENDATIONER OCH FORTSATT ARBETE

För att få en statistiskt säkerställd beräkningsmodell behövs mätdata från fler vintersäsonger än de två som ingår i detta projekt. Effekt av landscape-orientering och strängkoppling per modulerad (främst nedre modulerad) kan undersökas närmare.

Det går att analysera projektets data, korrigerade för månadstemperatur med residualanalys för instrålning och snömängd. Vi kan också jämföra våra resultat med Townsend (2011) modellen. PR kan hanteras som glidande medelvärde i beräkningarna.

För att snabbt utöka det statistiska underlaget kan det vara intressant med en masstudie med befintlig online produktionsövervakning kopplad med lokal instrålmätning och automatisk bildanalys, alternativt kopplad till SMHI:s STRÅNG-modell och nederbördsdata.

Om automatisk bildanalys används i fortsatta studier, bör fler bilder tas för att enklare kunna kategorisera snötäcket per dygn, eller kategorisera per timme. I det sistnämnda fallet kan effekterna av modulatororienteringen studeras i detalj.

Slutligen kan det vara intressant att undersöka påverkan av (högre) modullutning och azimut vidare och även undersöka om formfaktorer som används vid snölastberäkningar kan användas för att uppskatta denna effekt. När högre modullutning undersöks bör även albedoeffekter studeras.

6 Referenser

Andrews, R.W. and Pearce, J.M., *Prediction of Energy Effects on Photovoltaic Systems due to Snowfall Events*, 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, June 2012.

Andrews et al, *The Effects of Snowfall on Solar Photovoltaic Performance*, Solar Energy, June 2013, Vol.92, pp.84-97

Becker et al, *An Approach to the Impact of Snow on the Yield of Grid Connected PV Systems*, Bavarian Association for the Promotion of Solar Energy, Munich, 2006.

Brench, B.L., *Snow-Covering Effects on the Power Output of Solar Photovoltaic Arrays*, Report C00-4094-61, 1979.

Gilchrist, B., *A simple method to determine surface albedo using digital photography*, Newport High School, <http://vixra.org/abs/1110.0035> (besökt 2013-9-24)

Ross, M. M. D., *Snow and Ice Accumulation on Photovoltaic Arrays: An Assessment of the TN Conseil Passive Melting Technology*, report # EDRL 95-68 (TR), CANMET Energy Diversification Research Laboratory, September 1995.

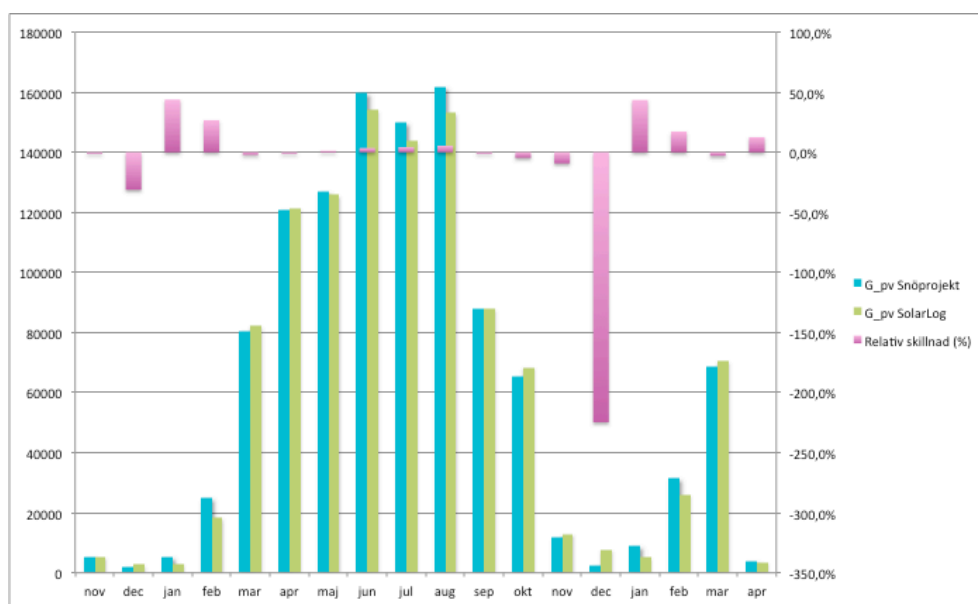
Sandell, M., *The effect of snowfall on the power output of photovoltaic solar panels in Halifax, Nova Scotia*, Honours Candidate Thesis, Dalhousie University, 2012.

Stridh, B., *Utvärdering av sveriges första MW-solcellspark*, Mälardalens Högskola, Januari 2016.

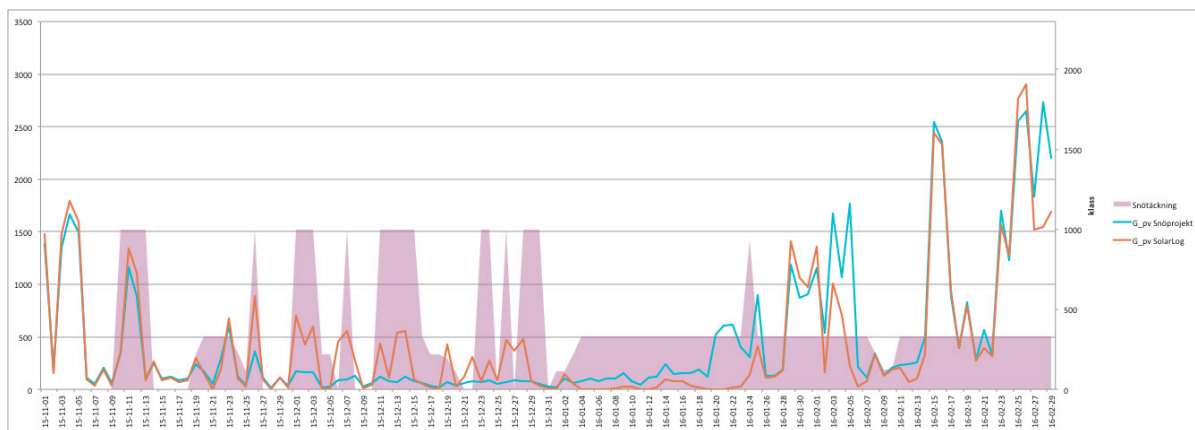
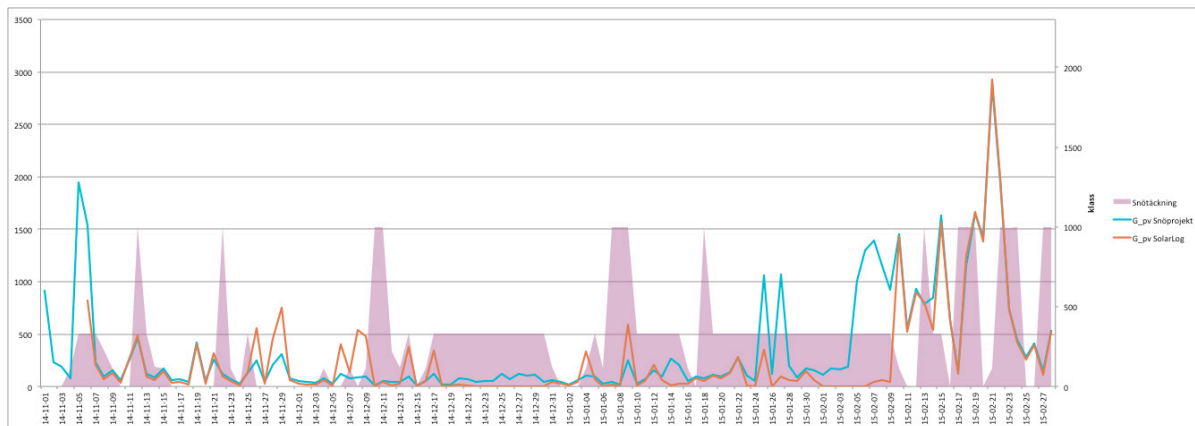
Townsend, T. and Powers, L., *Photovoltaics and Snow: An update from two winters of measurements in the SIERRA*, 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, June 2011.

Appendix A. Jämförelseanalys instrålningsmätningar Umeå-syd

Större skillnader i 2 olika månader: i december: SolarLog > Snöprojektets mätningar. Och i februari: SolarLog < Snöprojektets mätningar – beror troligtvis på snötäcke på SolarLog-sensorn.



Decemberskillnaden uppstår endast vissa dagar och om man tittar på kamerabilderna sammanfaller felet ofta med soliga dagar och is/frost på modulerna. Felet kan bero på att mätstationen är placerat på ett lägre tak än anläggningen Umeå_2 och har en högre horisontlinje. Alternativt har projektets pyranometer en betydligt sämre känslighet under den låga solvinkeln, eller får referenssensorn en högre känslighet genom att isen och kristallerna på den bidrar till en minskad ljusreflektion på glasytan. SolarLog-värden stämmer bättre överens med produktionsvärden, men eftersom SolarLog-sensorn är snötäckt vissa dagar och vi då inte kan räkna fram snöförluster används de i projektet uppmätta instrålningsvärden och den resulterande "virtuella" performance ratio på 256 % för december.



SNÖPÅVERKAN PÅ SOLELPRODUKTION

Att kunna förutse snöförluster är en viktig del i beslutsunderlaget för potentiella investerare i solcellsanläggningar och för anläggningsägare framför allt i norr om Dalarna. Det räcker med att kunna förutsäga långtidsmedelvärden för hur stor förlusten är per månad. Detta kan sedan som enkelt användas tillsammans med kommersiella simuleringsprogram.

Resultaten från sex takmonterade solcellsanläggningar i norra Sverige under två vintrar visar att det går att uppskatta snörelaterade produktionsförluster med hjälp av månatliga medeltemperaturer och nederbördsdata från SMHI. Uppskattningen är grov och modellen behöver förfinas och kvalitetssäkras genom att studera fler anläggningar och vintersäsonger.

De största produktionsförlusterna uppstår på våren, framför allt i februari och mars. En rekommendation är att nya solcellsanläggningar i norra Sverige bör ha så kallat "landscape"-orienterade solcellsmoduler och att en lutning över 40° bidrar till en betydande minskning av snö.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk