

Utveckling av prognosmodeller och –verktyg för snöpåverkan på solexproduktion via fjärrmätning

[Väck läsarens intresse med en intressant sammanfattning. Det är vanligtvis en kort sammanfattning av dokumentet. När du vill lägga till innehåll klickar du här och börjar skriva.]

Michiel van Noord
Tomas Landelius
Sandra Andersson

SLUTRAPPORT

1 (43)

Datum
2021-03-31Dnr
2018-003230Projektnr
38180-2

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Utveckling av prognosmodeller och –verktyg för snöpåverkan på solelproduktion via fjärrmätning	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Development of prediction models and prediction tool for snow effects on solar electricity production through remote sensing	
Universitet/högskola/företag RISE Research Institutes of Sweden AB	Avdelning/institution Div. Samhällsbyggnad, Avd. Energi och resurser
Adress Drottning Kristinas väg 83, Stockholm	
Namn på projektledare Michiel van Noord	
Namn på ev övriga projektdeltagare Tomas Landelius (SMHI), Sandra Andersson (SMHI), Torsten Berglund (Esam AB)	
Nyckelord: 5-7 st solel, solceller, solcellsmodellering, snöförluster, snö, solenergi, satellitdata, väderprognosdata	

Förord

Detta projekt var en fortsättning på arbetet i förstudien ”Snöpåverkan på solcellproduktion - om snöförluster på takanläggningar i Norra Sverige” som genomfördes 2014-2017 av Esam AB och Umeå Universitet med finansiering från SolEl-programmet. Utmaningar från förstudien och snöförlustmodellering i allmänhet diskuterades med förstudiens referensgrupp, där bland annat SMHI ingick. Där uppstod idén som utmynnade till denna projektansökan.

Projektet genomfördes mellan augusti 2018 och mars 2021, initialt med Esam AB som huvudman, men flyttades över till RISE AB i samband med att projektledaren påbörjade en anställning där. Förutom författarna har Torsten Berglund varit del av projektgruppen under tiden med Esam AB som huvudman.

Projektet har huvudsakligen (90%) finansierats av Energimyndigheten inom forskningsprogrammet ”El från solen”. Kompletterande finansiering har kommit från Esam AB och RISE AB.

En referensgrupp har funnits kopplad till projektet. Den har utgjorts av följande personer: Anna Malou Petersson (RISE ETC), Bengt Stridh (Mälardalens Högskola, svensk representant i IEA-PVPS Task 13), Dan-Eric Archer (Checkwatt), Jan Lindberg (Region Västernorrland), Johan Nilsson (JN Solar) och Lena Ahlgren (Umeå Energi). Tack till er för kloka reflektioner, kritiska noter och trevliga möten.

Vi vill även tacka AB Bostaden i Umeå och Östersundshem som låtit oss utföra platsmätningar på deras anläggningar samt Checkwatt och Checkwatts kunder för att dela med sig av produktionsdata och uppgifter om sina anläggningar.

Slutligen så tackar vi finansiärerna som möjliggjort detta projekt.

Innehåll

Sammanfattning	4
Summary	5
Introduktion/Bakgrund.....	6
Genomförande	8
Datakällor och kvalitetsgranskning.....	8
Beräkning av Performance Ratio för anläggningarna.....	9
Snötäckesskattning.....	10
Skattning av lutning och azimut	11
Snöfria modeller	11
Produktionsförluster på grund av snö	12
Produktionsvinster på grund av snö.....	12
Bedömning effekt modulorientering.....	13
Översättning av snötäckning från portrait- till landscape-modulorientering.....	14
Verifiering/jämförelse förlustmodeller	16
Nya försök förlustmodell (multi-linjär)	17
Framtagande av online verktyg för uppskattning av snöförluster	18
Resultat	20
Performance Ratio för anläggningarna	20
Snötäckesskattning.....	21
Skattning av lutning och azimut	21
Snöfria modeller	24
Produktionsförluster på grund av snö	24
Effekt modulorientering.....	26
Verifiering/jämförelse förlustmodeller	27
Nya försök förlustmodell (multi-linjär)	28
Online verktyg för uppskattning av snöförluster	29
Diskussion.....	30
Publikationer.....	33
Vetenskapliga publikationer:	33
Konferensbidrag:	33
Referenser, källor.....	34
Bilagor	37
Bilaga A. Snöförlustkartor	38
Bilaga B. Vetenskaplig artikel publicerad i Energies	43

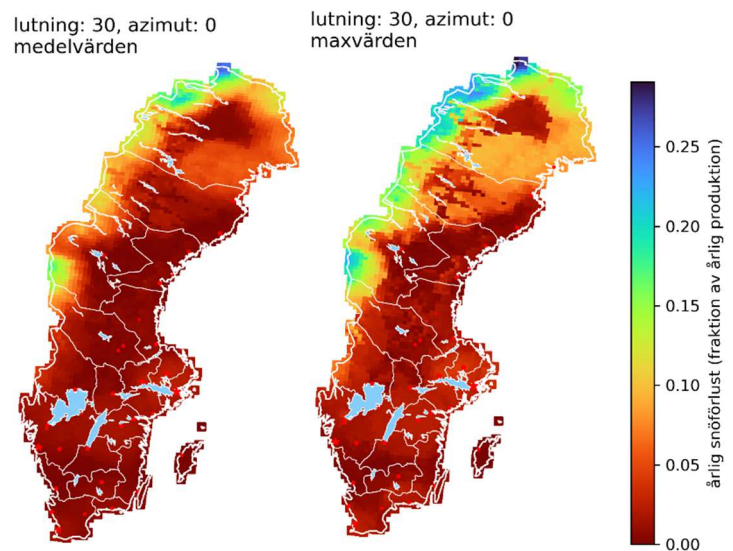
Sammanfattning

Solcellsanläggningar installeras överallt i Sverige, från Kurland i söder till Kiruna i norr. Förhållandena mellan våra två landsändar är dock rätt stora. Detta projekt har undersökt hur snöfall påverkar elproduktionen från solceller, med fokus på Mellersta och Norra Sverige. Resultaten från drygt 260 anläggningar och upp till sex vintersäsonger visar att snöförluster är något att räkna med. Årliga förluster upp till 20% har konstaterats. I snitt förväntas de flesta anläggningar dock komma undan med årliga förluster under 10% och i många fall under 5%. Tydligt är att förlusterna blir större ju längre norrut och ju närmare fjällen solcellerna befinner sig. För att få en uppskattning på hur stora snöförlusterna kan vara där du befinner dig har ett gratis verktyg publicerats på snosolel.ri.se.

Den stora utmaningen i projektet har varit att kunna studera så många anläggningar som möjligt, för att säkerställa att resultaten är relevanta. Därför har historisk produktionsdata för 263 anläggningar analyserats kombinerad med data för solinstrålning, snödjup och temperatur från vädermodeller och satelliter. Med all denna data har projektet lyckats modellera anläggningarnas prestanda över tid, inklusive sådant som skuggning, med relativt bra precision. Genom att jämföra de modellerna med uppmätt produktion under vintersäsongerna har snöförlusterna beräknats.

I ett nästa steg jämfördes snöförlusterna för de studerade anläggningarna med två befintliga modeller för att uppskatta snöförluster. Problemet med dessa och liknande modeller har varit att de är svåra att verifiera mot många anläggningar och över stora geografiska områden. Metoden som utvecklades i detta projekt gör det möjligt att utföra verifieringar med befintliga data utan att behöva komplettera med extra mätningar på plats. Det visade sig att ingen av uppskattningsmodellerna var särskilt bra på att uppskatta snöförlusterna per månad, men att den ena gav rätt bra uppskattningar för årliga förluster. Denna modell, utvecklad av Marion m.fl. (2013), har implementerats i ett gratis online verktyg som uppskattar ungefärliga snöförluster för en solcellsanläggning på valfri plats i Sverige (och delar av Finland och Norge).

Inledande försök pekar på att det finns potential att utveckla bättre uppskattningsmodeller för snöförluster. Det finns också goda förhoppningar att kunna förbättra precisionen i metoden för att modellera solcellsanläggningarna utifrån deras produktionsdata.

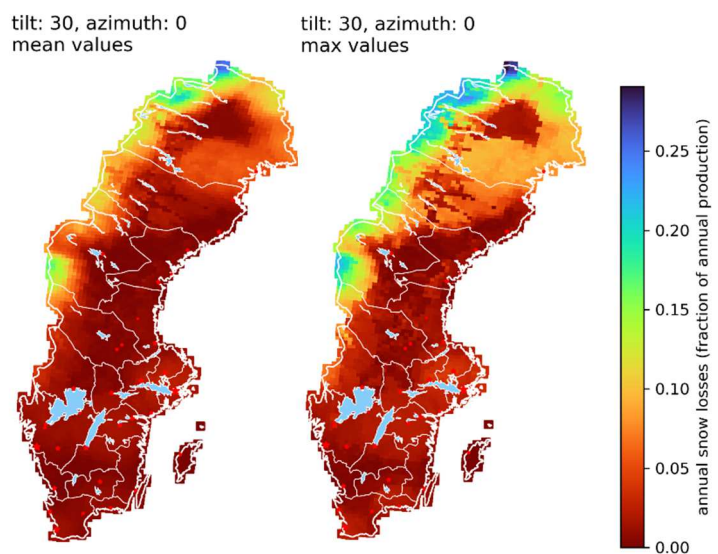


Summary

Solar PV systems are installed throughout Sweden, from Kurland in the South to Kiruna in the North. Conditions differ considerably between these two ends of the country. This project has investigated the impact of snowfall on electricity production by PV, focusing mainly on Mid and Northern Sweden. Results for just over 260 installations and up to six winters indicate that snow losses should be counted with. Annual losses up to 20% have been observed. On average, most installations are expected to suffer from losses below 10%, in many cases even below 5%. A clear trend is that snow losses increase with latitude and with altitude. To obtain an estimate of annual snow losses for where you are, a free online tool has been published on snosolel.ri.se (Swedish only).

This project's main challenge has been to include as many PV systems as possible in the study, to assure statistically relevant results. Therefore historical production data for 263 installations has been analysed, together with solar irradiation, temperature and snow depth data from weather models and satellites. Using this combined data this project has been able to model system performance over time, including shading impacts etc., with decent precision. By comparing these models with measured production during winter, snow losses could be calculated.

The next step was to compare snow loss results for these installations with snow loss estimates from two existing prediction models. A limitation of these and similar models has been the lack of verifications over a large number of sites and different geographic regions. The modelling approach developed in this project facilitates such verifications, avoiding the need for cumbersome on-site measurements. It was found that none of the two prediction models provided reasonable results for monthly losses, but one of them produced decent annual estimations. That model, developed by Marion et al. (2013), has been implemented in a free online tool for annual snow loss estimation for any site in Sweden (and parts of Finland and Norway).



Initial attempts indicate a potential for improvements in prediction models for snow losses. There is also a number of opportunities for future work to try and improve the method for modelling of the studied PV installations from production data.

Introduktion/Bakgrund

I takt med kontinuerligt sjunkande kostnader och ökad medvetenhet om den av samhället påskyndade klimatförändringarna har solcellsmarknaden i Sverige vuxit stadigt. Den installerade solcellseffekten i landet växte nästan exponentiellt de senaste åren och utbyggnaden skedde över hela landet [1]. Detta innebär att solceller blir allt vanligare i delar av Sverige med betydande snöfall. Även i andra snörika regioner syns en liknande utveckling [2,3].

Från samma delar av världen rapporteras att snöfall har en signifikant effekt på solcellsanläggningars produktion. I snörika områden har månatliga snöförluster upp till 100% rapporterats och årliga förluster upp till 34% [4–10]. För mer måttliga klimat rapporteras typiska snöförluster på 5–6% [4]. En svensk förstudie, som genomfördes av delvis samma projektgrupp som detta projekt, rapporterade förväntade produktionsförluster på grund av snö i storleksordningen 5-15% för anläggningar i Norra Sverige [11].

Givet omfattningen av snöförlusterna kan bristande kännedom om eller hänsyn till snöeffekterna bli en betydande felkälla för en potentiell anläggningsägare eller investerare vid användning av produktionsprognos i beslutsunderlag eller utvärdering av anläggningens prestanda. Minskade fel skulle ge minskade ekonomiska risker som i sin tur brukar leda till lägre avkastningskrav från investerare och bättre lönsamhet för solcellsinvesteringar.

En utmaning vid bred implementering av snöförlustberäkningar i branschpraxis är att i stort sett alla befintliga prognosmodeller för snöförluster bygger på begränsad statistiskt underlag. Tabell 1 är till större delen hämtad från projektgruppens artikel i Bilaga B [12] (och även [4]) och visar tydligt att de flesta modeller har ett begränsad underlag antingen i antal solcellssystem, i antal vintersäsonger och/eller i den geografiska spridningen. Även de modellerna med bredast underlag har ändå en begränsning som gör att allmän giltighet, eller tillämpning på Norra Sverige, skulle behöva ytterligare verifiering. Samma förstudie som refererades ovan (se även tabellen) presenterade en grov modell för uppskattning av månatliga snöförluster genom en linjär regressionsmodell för luftens medeltemperatur. Modellen är enkel, men har fortfarande betydande fel som inte kan förklaras av enbart temperaturen.

Tabell 1. Översikt över snöförlustmodeller i litteraturen samt beskrivning av dataunderlaget

Författare	Antal solcellssystem¹	Antal vintersäsonger¹	Geografisk spridning¹
Powers m.fl. [5]	3	1	1 plats CA, USA
Townsend and Powers [7]	4	2	1 plats CA, USA
Andrews m.fl. [10]	1	2	1 plats MI, USA
Hong m.fl. [13]	70	≤ 4	1 region Sydkorea

Författare	Antal solcellssystem¹	Antal vintersäsonger¹	Geografisk spridning¹
Zamo m.fl. [14]	28	2	2 regioner Frankrike
Shishavan m.fl. [15]	2	3	1 plats IA, USA
Van Noord m.fl. [8,11]	6	2	3 platser Norra Sverige
Ross [16]	n/a	n/a	n/a Kanada
Lorenz m.fl. [17]	14 (77)	1	1 region – ca 2°x2° (f.d. Öst Tyskland) Tyskland
Marion m.fl.; Ryberg and Freeman [18,19]	6 (3)	2 (1)	3 platser (2 platser) CO, WI, DC; USA
Bosman and Darling [20]	(1)	2	1 plats WI, USA
Rahmatmand [21]	n/a	n/a	n/a

¹ Där uppgifter finns om verifiering av modellen anges dessa data i parentes.

För detaljerad uppskattning av snöförluster på anläggningsnivå kommer ytterligare faktorer in i bilden. Det handlar till exempel om snöbufferkapacitet under solcellsmodulerna, modulernas lutning och modulernas orientering vid montage. Mer allmänna uppskattningar för långtidsmedelvärden kräver dock inte samma behov av detaljkunskap.

Projektet som beskrivs i denna rapport hade som syfte att fortsätta arbetet i den tidigare refererade förstudien, genom att dels bidra till ökad statistisk säkerhet, och dels undersöka förbättringspotential för modeller som prognostiserar typiska snöförluster för solcellsanläggningar i områden med högre snönederbörd. Hypotesen var att produktionsdata för solcellsanläggningar tillsammans med vädermodeller alternativt satellitdata kunde användas för att approximera snöförluster för dessa anläggningar. Vidare var hypotesen att befintliga snöförlustmodeller kan verifieras och förbättringspotential identifieras med hjälp av nämnda snöförlustuppskattningar. Ett slutligt mål för projektet var att paketera resultaten i ett allmäntillgängligt verktyg för prognos av snöeffekter för en befintlig eller planerad solcellsanläggning.

Slutligen är det viktigt att lyfta att snö som ansamlas på solcellsmoduler även kan ställa till andra utmaningar, av bland annat konstruktionsmässig art. Sådana frågor har inte studerats i detta projekt, men behandlas utförligt i en ”Handbok för nordlig sol” [22] där kunskap och praktiska råd ges för projektering och drift av solcellsanläggningar i snörika regioner.

Genomförande

Datakällor och kvalitetsgranskning

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.1 exkl. 2.1.1, se Bilaga A.

I projektet har produktionsdata samlats in från 403 solcellsanläggningar, med data från och med tidigast år 2014 till och med tidigast maj 2020. För 398 anläggningar fanns i första hand bara produktionsdata (timvärden) och information om installerad effekt och driftsättningsdatum. Dessa anläggningar är lokaliserade inom postkodområden från 65 000 och uppåt och data tillgängliggjordes av företaget Checkwatt (anläggningarna hänvisas framöver till som ”Checkwatt-anläggningar”). En enkät har skickats ut till anläggningsägarna för att ta reda på bland annat riktning och lutning på modulerna, vilket resulterade i 102 (delvis ofullständiga) svar.

Utöver Checkwatt-anläggningarna studerades även data från fem referensanläggningar. Från tre av dessa fem anläggningar fanns data från förstudien till detta projekt [11] – en i Umeå och två i Bleka (utanför Östersund). I det aktuella projektet utfördes nya mätningar, dels vid samma anläggning i Umeå, men även på två nya anläggningar, en utanför Kramfors och en i Östersund. För sistnämnda referensanläggningar användes produktionsdata från växelriktare eller elmätare samt mätdata för snötäcke (två bilder per dygn) och instrålning (global horisontal instrålning, E_{GHI} ; och instrålning i modulplanet, E_{POA}). Instrålmätvärden användes endast som referensvärde för jämförelse med instrålningsdata för olika väderdatakällor. Mätning av lufttemperatur gjordes också på plats men har inte använts i detta projekt.

För att komplettera produktionsdata för Checkwatt-anläggningarna samlades väderdata in från öppna dataset med återanalysdata (modern väderprognosmodell applicerad på historiska data), satellitdata och arkiverade väderprognosdata (för att fylla på återanalysen då den saknar data för några år i slutet av den studerade tidsperioden).

För instrålningsdata jämfördes återanalysdata från Copernicus datasetet UERRA-Harmonie [23,24], data från SMHI:s instrålningsmodell STRÅNG [25] och från CM SAF:s (Satellite Application Facility on Climate Monitoring) [26] SARA-2 dataset [27]. Av dessa visade UERRA en över lag sämre överensstämmelse med SMHI:s väderstationsdata och platsmätt solinstrålning för referensanläggningarna. STRÅNG datasetet visade bra överensstämmelse under vintrarna, men sämre överensstämmelse under sen vår och sommar, troligen på grund av hur molntäckets effekter simuleras. SARA-2 gav i helheten den bästa överensstämmelsen i kombination med en hög upplösning (ca 6 km) och användes för solinstrålningsdata. Eftersom SARA-2 endast täcker latituder upp till 65 N så användes istället strålningsdata från återanalysen ERA5 [28] som indata till on-line-verktyget som täcker hela Sverige. Notera dock att ERA5 inte användes till att skatta snöförluster från produktionsdata då den rumsliga upplösningen är grov,

ca 30 km. Istället valde vi då att prioritera upplösningen över inkludering av ett fåtal anläggningar norr om 65 N.

För beskrivning av jämförelse och urval av lämplig snödata hänvisas till avsnittet Snötäckesskattning nedan.

För övriga väderdata (bland annat lufttemperatur och vindhastighet) användes återanalysdata från UERRA-Harmonie, med upplösning på 11 km.

Eftersom återanalysen från UERRA-Harmonie inte var tillgängligt efter 2018-12-31 så kompletterades det datasetet med data från den operationella högupplösta prognosmodellen från ECMWF (European Center for Medium-Range Weather Forecasts) för åren 2019 och 2020.

Både produktionsdata och väderdata i projektet användes med en tidsupplösning på en timme.

Kvalitetskontroll av produktionsdata utfördes i tre steg. För det första togs bara anläggningar med som rapporterat produktion i mer än ett och ett halvt år. Detta för att möjliggöra att minst två vintersäsonger täcktes. I ett andra steg utfördes en grov felkontroll. Data med produktionsvärden som avvek med mer än fyra standardavvikelser från medelvärdet utelämnades. Till sist gjordes manuella jämförelser mellan tidsserier från den snöfria modellen (se nedan) och uppmätt produktion. Vi letade efter problem i form av stora luckor i data (mindre än två vinterperioder), tecken på förändringar i installerad effekt och avvikande mönster i allmänhet (som bred spridning). Av de ursprungliga 398 Checkwatt-anläggningarna var det totalt 258 som passerade kvalitetskontrollen.

Beräkning av Performance Ratio för anläggningarna

Den stora mängden samlad data i projektet möjliggjorde också en övergripande utvärdering av de studerade anläggningarnas prestanda, genom att uppskatta Performance Ratio (PR) i enlighet med SS-EN 61724-1 [29]:

$$PR_{annual} = \frac{\sum_k E_{AC,k}}{\sum_k P_{STC,DC} \cdot E_{POA,k} / G_{STC}}, \quad (1)$$

där:

$E_{AC,k}$ är den energin som solcellsanläggningens växelriktare levererar på växelströmsida under timme k ;

$P_{STC,DC}$ är anläggningens topp effekt på likströmssida under standard testförhållanden (STC); och

G_{STC} är instrålningsnivån vid standard testförhållanden, alltså 1000 W/m².

Instrålningen i modulplanet E_{POA} uppskattas från SARA-2 data för global horisontell instrålning (E_{GHI}) med hjälp av pvlib python [30,31] (pvlib.irradiance.disc för att beräkna E_{DNI} från E_{GHI} och pvlib.irradiance.get_total_irradiance för att beräkna E_{POA} från E_{GHI} och E_{DNI}) och användning av den isotropa modellen för diffus instrålning [32].

Snötäckesskattning

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.1.1, se Bilaga B.

För referensanläggningarna finns information om snötäcke på panelerna från manuella observationer, som kan användas för att avgöra när de varit snöfria eller inte. För övriga anläggningar behövdes ett Sverige-täckande dataset till snötäckesskattning. Närmast till hands var att använda återanalysdata från UERRA som utöver tidigare nämnda meteorologiska parametrar också innehåller snövattenekvivalent uppskattningar, som tillsammans med data för snöns densitet omvandlas till information om snödjup. Data finns tillgänglig på timbasis för hela den aktuella perioden med en upplösning på 11x11 km. Teoretiskt borde det dock vara möjligt att få bättre underlag baserat på observationer av snötäcke från satellit. Dessa har dessutom generellt lite bättre rumslig upplösning, men för observationer med optiska sensorer krävs tillgång till dagsljus, samt att marken inte skymms av moln. För att bedöma hur bra information om snötäcke det går att ta fram från satellit, tog vi hem data för 4 olika satellitbaserade datasett och utvärderade dessa tillsammans med återanalysdata från UERRA, mot snöobservationerna på referensmätplatserna. Samtliga data utvärderades på dygnsbasis.

Inkluderade satellitdata var:

- Snöfraktion från LSA SAF (the Satellite Application Facility for Land Surface Analysis) [33]: Data har en upplösning på 0.01° ($\sim 1000 \text{ m} \times 1000 \text{ m}$) och baseras på optiska observationer från instrumentet AVHRR (Advanced Very High-Resolution Radiometer) på satelliten MetOp.
- Snöfraktion från Copernicus [34]: Data har en upplösning av $0.005^\circ \times 0.005^\circ$ ($\sim 500 \text{ m} \times 500 \text{ m}$) och baseras på optiska observationer från instrumentet MODIS (Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer) på satelliten Terra.
- Snöfraktion från Cryolands snö och is verktyg [35], som är en tjänst nedströms Copernicus: Data har en upplösning av $0.005^\circ \times 0.005^\circ$ ($\sim 500 \text{ m} \times 500 \text{ m}$) och baseras liksom ovan på optiska observationer från instrumentet MODIS, men produkten är framtagen med en särskild algoritm optimerad för boreal skog.
- Snövattenekvivalent (SWE) från Cryolands snö- och is-verktyg: Data har en upplösning av $0.10^\circ \times 0.10^\circ$ ($\sim 10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$) och baseras på observationer med mikrovågs radiometer, som omvandlas till snödjup via snödensitetsuppskattning.

De tre första datakällorna utgör alla optiska observationer av snöfraktion som bearbetats via olika datatjänster. Den sista datakällan baseras istället på mätningar av snövatteninnehållet. Upplösningen är grövre än för de optiska observationerna,

men fördelen är att mätningarna inte är beroende av tillgången på dagsljus, som är begränsad på nordliga breddgrader under vintern.

Skattning av lutning och azimut

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.2.1, se Bilaga B. Resultaten från en av Checkwatts utvecklade metod har lagts till jämfört med den artikeln.

Checkwatt-anläggningarna antogs ha en representativ geometri, det vill säga en representativ lutning och azimut för solcellsältet. Med undantag för de anläggningar där enkätsvar fanns tillgängligt så behövde geometrin uppskattas med hjälp av produktionsdata och solinstrålningsdata. Därför testades olika angreppssätt. I ett första skede prövades metoden från Nespoli och Medici [36] på referensanläggningarna, men resultaten var otillfredsställande. Därför utvecklades en ny metod med ett antal optimeringsalternativ enligt beskrivningen i stycket nedan. Den nya metoden jämfördes slutligen med två andra metoder: en något justerad implementering av metoden från Meng m.fl. [37] (för en beskrivning av justeringarna refereras till artikeln i Bilaga B); och en implementering av Nespoli och Medici:s metod på högupplösta tidsserier som gjordes av Checkwatt.

Den nya metoden bygger på att solelproduktionen simuleras med mjukvaran pvlib python och solstrålningsdata från databasen SARA-2. För att undvika problem med skuggning användes endast produktionsdata över 90:e percentilen. För att fokusera på de mer informativa klara timmarna jämförde vi SARA-2-data med de från en klarväders-modell och behöll bara timmar där den globala strålningen från SARA-2 skilde sig med mindre än 5% från modellen för klar himmel. Produktionen simulerades för 1000 olika modul-orienteringar (lutning och azimut), jämnt fördelade på en halvsfär. För varje modulorientering skattades en optimal skalningsfaktor genom att minimera absolutfelet mellan den uppmätta PV-produktionen och de skalade modellvärdena från pvlib python. Den sökta modulorienteringen gavs sedan av den orientering vars skalade simulering uppvisade det lägsta absoluta felet.

Snöfria modeller

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.2.2, se Bilaga B.

Den snöinducerade produktionsförlusten ges av skillnaden mellan elproduktionen från ett snöpåverkat solcellssystem och motsvarande snöfria produktion. Här definieras snöfri produktion som den energi som skulle produceras av solcellssystemet om det varit fritt från snö. Ingen av anläggningarna i denna studie har emellertid en dubblad installation med två system där det ena påverkas av snö medan det andra hålls snöfritt. Istället modellerade vi den snöfria produktionen och använde skillnaden mot modellerad snöfri produktion som en skattning av produktionsförlusten.

Till att börja med provades metoden från Nespoli och Medici [36] men den visade sig vara otillfredsställande. Därefter testade vi ett antal egna angreppssätt med

varierande beskrivning av skuggningseffekter. Dels en timupplöst beskrivning där skuggningen beskrevs för ett representativt antal punkter på solbandediagrammet och dels en mer grov beskrivning där skuggningen varierade över året i termer av en interpolerad månatlig skuggningseffekt (uppdelad på diffus respektive direkt strålning). Det visade sig att den senare metoden gav tillräckligt noggranna resultat på månadsbasis vilket var den tidsskala vi siktade på beträffande produktionsförlusterna.

Skuggfaktorn för den diffusa delen antogs vara konstant under hela året. För den direkta strålningen använde vi sex viktningsfunktioner symmetriskt fördelade över året, centrerade runt vintern / sommarsolståndet. Anledningen till detta är att det är vanligare med snö i Sverige under våren än under hösten och därför är det fördelaktigt att kunna härleda information om skuggning från icke-snöpåverkade mätningar under en motsvarande tidsperiod på hösten.

Återigen använde vi pvlib-python och modellerade skuggning genom att multiplicera de direkta och diffusa komponenterna i modulplanet med skuggningskoefficienter där den diffusa var konstant och den direkta interpolerades mellan sex olika typvärden utspridda under året enligt ovan.

Skuggningskoefficienterna skattades genom att minimera absolutfelet mellan uppmätt och modellerad strålning under snöfria timmar. För att hitta vilka timmar som var snöfria använde vi snöinformation från UERRA (se tidigare avsnitt) och krävde dessutom att PV-produktionen låg över den 5:e percentilen för att undvika brusiga data.

Produktionsförluster på grund av snö

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.2.3 exklusive delen om jämförelse med förlustmodeller, se Bilaga B.

När den uppmätte produktionen E_{AC} och den förväntade snöfria produktionen $E_{AC,sf}^*$ är kända definieras produktionsförlusterna på grund av snö ("snöförlusterna") av:

$$E_{SL} = E_{AC,sf}^* - E_{AC}. \quad (2)$$

Eftersom vår snöfria produktion modelleras kan vissa fel förekomma mellan den och uppmätt produktion för en snöfri timme. Vid beräkning av aggregerade snöförlustvärden per månad eller år har vi därför endast summerat över timmar som enligt vår snötäckedata inte var snöfria. Vidare summeras årsvärden inte över kalenderår men över perioder på tolv månader löpande från juni i ett år till och med maj året efter.

Produktionsvinster på grund av snö

Från början var tanken att vi i projektet även skulle undersöka storleken på eventuella produktionsvinster på grund av snö. Under 2020 kom dock rapporter från två olika projekt ("Förbättrad beräkning av solelproduktion i Sverige" [38] – finansierat av Energimyndigheten; och "Handbok för nordlig solel" [22] –

finansierat av bl.a. Tillväxtverket och Region Norrbotten) som tonade ner vikten av denna effekt. Projekten kom, med hjälp av simuleringar och oberoende av varandra, fram till samma slutsats: att produktionsvinster till följd av snö kan anses negligerbara för normala modullutningar på takinstallationer. En anläggning med optimal lutning i Piteå beräknas få cirka 1% ökad soletproduktion per år till följd av höjd albedo från snötäcke. För vertikala installationer rapporterar både projekten vinster på i storleksordningen 5–6%.

Eftersom de data vi haft tillgång till kommer från installationer på tak har vi därför valt att inte undersöka eventuella positiva snöeffekter. Istället gick vi på en restriktiv linje och satte snörelaterade produktionsförändringar till noll då de uppvisade produktionsvinster, vilka vi antagit uppkommit på grund av felaktigheter i modeller eller indata.

Bedömning effekt modulorientering

En av slutsatserna från SolEl-programmets förstudie om Snöpåverkan på soletproduktion [11] är att snöförlusternas storlek kan påverkas av hur solcellsmodulerna i anläggningen är monterade. Kiselmoduler med en *landscape*-orientering bör ge lägre snöförluster vid liknande snötäcke då förbikopplingsdioder begränsar snötäckets skuggningspåverkan när modulen är endast delvis täckt med snö. Samma förstudie har inte kvantifierat effekterna och det görs därför i detta projekt. Till grunden för beräkningarna ligger data från nämnd förstudie.

Eftersom samtliga anläggningar som studerades i förstudien har *portrait*-orienterade moduler, presenteras endast metoden för att beräkna de uppskattade snöförluster för *landscape*-moduler utifrån data för *portrait*-orienterade anläggningar.

Effekten av modulorienteringen definieras som skillnaden mellan beräknade snöförluster vid olika orienteringar, som för användbarhetens skull räknas om till en årlig produktionsbaserad vinstfaktor ($F_{sl,landscape}$), eller en snöförlustbaserad vinstfaktor ($F_{sl,landscape}^*$) enligt

$$F_{sl,landscape} = - \frac{\hat{E}_{sl,landscape} - E_{sl,portrait}}{E_{AC,portrait}}, \text{ och} \quad (3)$$

$$F_{sl,landscape}^* = - \frac{\hat{E}_{sl,landscape} - E_{sl,portrait}}{E_{sl,portrait}}, \quad (4)$$

där:

E_{sl} är den beräknade snöinducerade produktionsförlusten (definierat som positivt tal) för en verklig anläggning,

\hat{E}_{sl} är den uppskattade snöinducerade produktionsförlusten (definierat som positivt tal) för en fiktiv anläggning med alternativ modulorientering,

E_{AC} är den uppmätta (verkliga) soletproduktionen från solcellsanläggningen, och

portrait eller *landscape* som subscript anger modulorientering som används i respektive anläggning eller beräkning.

Vinstfaktorerna definieras som negativa när *landscape*-orientering ger minskad förlust, för att vara konsistenta med snöförlustfaktorerna i refererad förstudie.

Snöförlusterna vid anläggningens verkliga modulorientering beräknas i enlighet med förstudien. Snöförluster (förväntade) vid den alternativa modulorienteringen beräknas med hjälp av en översättningsmodell för snötäcket:

$$\hat{E}_{sl,landscape} = \sum_{i \in D_{snö}} f_{sl,landscape,i} \cdot E_{AC,portrait,i}, \quad (5)$$

där:

$D_{snö}$ är församlingen av dagarna med snötäcke på anläggningens moduler

$f_{sl,landscape}$ är en dygnsvis snövinstfaktor som modelleras utifrån antalet modulrader i anläggningen och det uppmätta och klassificerade snötäcket för anläggningen (där anläggningen har *portrait*-orienterade moduler)

Översättning av snötäckning från *portrait*- till *landscape*-modulorientering

Översättningsmodellerna i denna studie bygger på en standard 60-cells kiselmodul med tre förbikopplingsdioder och dimensioner på ungefär 1000 x 1650 mm.

Vilka moduler i ett modulfält som (delvis) täcks av ett snötäcke, och till vilken grad, beror på ett flertal faktorer. Några av faktorerna är den totala snömängden på modulfältet och taket, om avsmältningen sker gradvis över hela modulfältet eller mer oberoende per modulrad, och hur lätt snön glider över modulfältet till följd av t.ex. modulramar, eller lutning. Preliminära resultat från en amerikansk studie som jämför snötäcke mellan solcellsrader med *portrait*-moduler och med *landscape*-moduler visar att snön försvann långsammare från de sistnämnda modulerna efter ett studerat snöfall [39]. Samma effekt har också diskuterats i projektets referensgrupp men fler studier saknas.

I projektets modellering av snötäcket antas alla moduler i en och samma modulrad ha samma produktionsminskning på grund av snötäcke. Det innebär inte nödvändigtvis samma snötäcke. Snötäckesdata för de verkliga anläggningarna finns i form av snötäckningsklassning som anges per dygn och modulrad. Varje modulrad delas upp i tre delar längs med takfallet. Snötäckningsklasserna är sedan definierade enligt Tabell 2.

Tabell 2. Snötäckningsklasser för beskrivning av snötäcke på solcellsmoduler, enligt (1)

Klassning	Snötäcke (dygnsmedelvärde om inget annat anges)
0	inget snötäcke
1	en (1) tredjedel av modulen med snötäcke; dygnsmaxvärde
2	två (2) tredjedelar av modulen med snötäcke
3	tre (3) tredjedelar av modulen med snötäcke
9	rimfrost e.d.

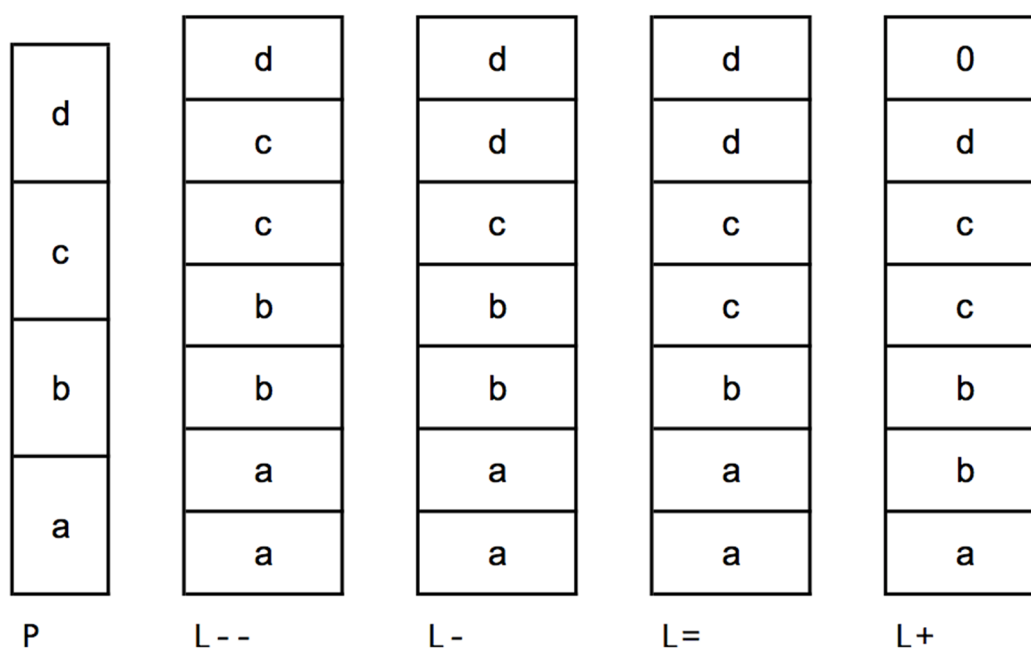
Ett fyrtal översättningsmodeller för snötäcket har definierats, där snötäckningsklassen för *landscape*-modulen i de olika modeller bestäms av vilken *portrait*-modul som befinner sig bredvid markerad del av *landscape*-modulen, enligt:

L-- : undersidan (vid samma placering av undersidan används den nedre *portrait*-modulens täckningsklass)

L- : undersidan

L= : mitten

L+ : ovansidan



Figur 1. Fyra modeller för översättning av snötäckningsklass för *portrait*-orienterade moduler (P) till fiktiva *landscape*-orienterade moduler (L)

Figur 1 illustrerar sambandet mellan *landscape* och *portrait*-modulernas snötäckningsklass för ett solcellsält med fyra *portrait*-orienterade modullrader. Med fyra modullrader definieras alla möjliga fall även för modulfält med högre antal rader. Ytterliga modullrader följer samma patron som raderna **d c b**, det vill säga: rad **e** har samma påverkan som rad **b**, rad **f** som rad **c**, rad **g** som rad **d**, och så vidare.

Vid beräkning av solelproduktionen för den alternativa modulatorienteringen antas snötäckningen vara konstant under varje dygn. Antalet förbikopplingsdioder som antas aktiveras i en modul är lika med snötäckningsklassningen. Beräkningen bortser från förlusterna på grund av spänningsfallet över förbikopplingsdioderna.

Verifiering/jämförelse förlustmodeller

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 2.2.3 exklusive delen om snöfria modellen, se Bilaga B.

Resultaten för snöförlustberäkningarna jämfördes med två existerande modeller som uppskattar snöförlusterna utifrån väderdata och systemegenskaper. Bägge förlustmoduler ger en förlustfraktion SL för en viss tidsperiod. Den förväntade snöfria produktionen beräknades sedan enligt:

$$E_{AC,sf,model}^* = E_{AC} + SL_{model} \cdot E_{AC,sf}^* \quad (6)$$

Den första modellen som resultaten jämfördes med togs fram i förstudien [11] som inledde rubricerad projekt och den beskriver ett grovt samband mellan det månatliga medelvärdet för lufttemperatur T_a och snöförlustfraktionen SL , enligt:

$$SL_{month,lin-temp} = \begin{cases} 1, & \bar{T}_{a,month} \leq -5.6 \text{ °C} \\ 0.121 \cdot \bar{T}_{a,month} - 0.319, & -5.6 < \bar{T}_{a,month} < 2.6 \text{ °C} \\ 0, & \bar{T}_{a,month} \geq 2.6 \text{ °C} \end{cases} \quad (7)$$

Den andra modellen är en i litteraturen starkt etablerad snöförlustmodell, av Marion m.fl. [18], med justeringar enligt Ryberg och Freeman [19]. Denna modell (vidare kallad "Marion-modell") antar att ett solcellsält blir helt snötäckt om nysnö motsvarande minst en centimeter snödjup faller och vidare att den snön glider ner så länge följande kriterium uppfylls:

$$T_a > \frac{E_{POA}}{m}, \quad (8)$$

där m är en konstant med värde -80 W/m^2 . För varje timme som snön glider antas den glida ner en fast sträcka, uttryckt som andel av solcellsältets höjd:

$$\Delta s = 19.7\% \sin \beta, \quad (9)$$

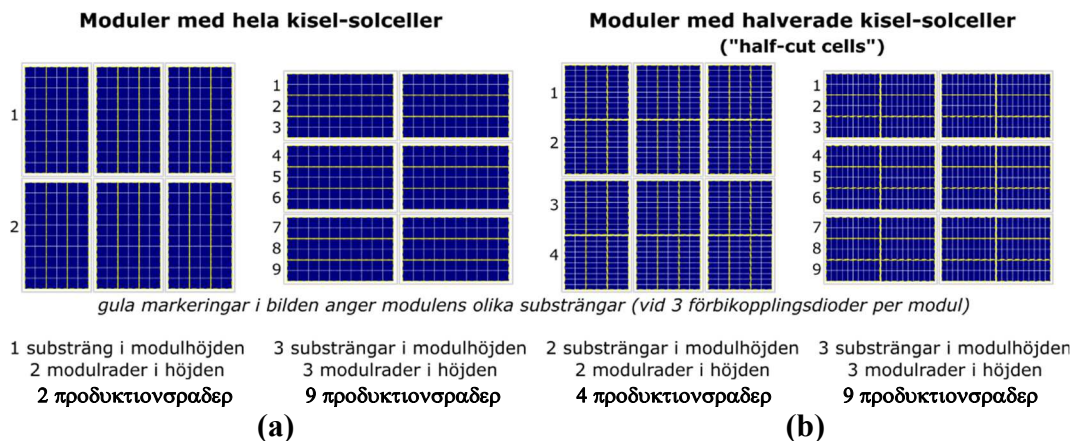
om β är solcellernas lutning från horisontalplanet.

Modellens implementering i pvlb python (aktuella versioner upp till 0.8.1) användes, men vi observerade att denna inte var helt i enlighet med Ryberg och Freeman [19] och därför gjordes egna ändringar i denna implementering. Ändringar avser en nollställning av snötäcket på modulen när snödjup på mark är lika med noll.

För att beräkna snötäckets påverkan på solelproduktionen antogs solcellsältets höjd vara uppdelad i N_s oberoende produktionsrader. Om någon del av en produktionsrad var snötäckt under en viss timme antogs dess bidrag till produktionen vara noll, var den snöfri antogs den bidra med full effekt givet de aktuella förutsättningarna.

N_s är lika med produkten av antalet substrängar i solcellsmodulen och antalet moduler i solcellsfältet, där båda räknas i solcellsfältets höjdriktning, se Figur 2 för exempel. Solcellsmodulerna för samtliga anläggningar antogs ha hela kisel-solceller och tre förbikopplingsdioder, likt modulerna i Figur 2 (a).

Modulorienteringen och antalet modulrader var kända för referensanläggningarna och ett antal Checkwatt-anläggningar (från enkätsvar). För de övriga anläggningarna antogs solcellsfälten ha tre modulrader för moduler monterade i *portrait*-orientering och fyra moduler vid *landscape*-orientering, vilket var de vanligaste kombinationerna bland de anläggningar där antalet modulrader och modulorienteringen var kända.



Figur 2. Exempel på antalet oberoende produktionsrader i ett modulfält vid användning av kiselmoduler med tre förbikopplingsdioder och: (a) hela kisel-solceller; (b) halverade ("half-cut") kisel-solceller.

Nya försök förlustmodell (multi-linjär)

En av de planerade aktiviteterna i projektet var att vidareutveckla den temperaturbaserade modellen för att beräkna snöförluster som togs fram i förstudien "Snöeffekter på solelproduktion". Tanken var att använda de snöförluster, som uppskattats från produktionsdata i det aktuella projektet, till att ta fram linjära och icke-linjära (via maskin-inlärning) regressions samband mellan diverse väderparametrar samt anläggningens geometri och förväntade snöförluster. De väderparametrar, från återanalysen UERRA, som vi använt för att leta efter samband var timvärden för:

Albedo	Evaporation	Sensibelt värme flöde
Latent värme flöde	Marktryck	Nedåtriktad kortvågig direktstrålning
Nedåtriktad kortvågig strålning (globalstrålning)	Nedåtriktad långvågig strålning	Relativ fuktighet (2 m)
Snödensitet	Snöfall under timman (vattenekvivalent)	Snövattenekvivalent

Temperatur (2 m)	Total nederbördsmängd under timman	Uppåtriktad kortvågig strålning
Uppåtriktad långvågig strålning	Vindhastighet (10 m)	Vindriktning (10 m)

För att bestämma ett linjärt samband mellan ett relevant urval av ovanstående parametrar och de skattade snöförlusterna användes python-funktionen `linear_model.LassoLarsIC` [40] från modulen `sklearn`. Funktionen gör en s.k. Lasso-regression vilket innebär att en kostnadsfunktion associeras med vikterna (L1-normen av viktvektorn) och adderas till den vanliga kostnadsfunktionen för linjär regression.

Detta får till följd att endast de inparametrar som bidrar till att signifikant förbättra prediktionen blir värda att ta med - en slags implicit "feature selection". Den optimala koefficienten framför den extra termen i kostnadsfunktionen skattas i sin tur via metoden Least-angle regression (LARS) och användandet av "Akaike information criterion". För detaljer kring detta hänvisar vi till python-dokumentationen av funktionen som i sin tur pekar vidare mot de vetenskapliga arbeten som ligger till grund för metoden.

Framtagande av online verktyg för uppskattning av snöförluster

För enklare nyttjande av resultaten från projektet har ett webbaserat verktyg tagits fram som uppskattar årliga snöförluster med hjälp av Marion-modellen. Verktyget är uppbyggt i .NET-miljö med en MSSQL-databas. I databasen lagrats data för hela Sverige, uppdelat i ett rutnät med 11 km upplösning. Där finns månads-medelvärden över åren 2014 till och med 2018 för instrålningen i modulplanet och för snöförlustfraktionen för varje möjlig kombination av:

- Modullutning (β), fem olika värden (5°, 15°, 30°, 45° och 65°);
- Modulazimut, åtta värden från -180° t.o.m. +135° i 45° graders steg (0° = syd);
- Antal oberoende produktionsrader i modulfältet (N_s), fem värden (1, 3, 5, 10 och 15). (Se Figur 2 för exempel på N_s vid olika moduler och modulmontering.)

Instrålningen i modulplanet har beräknats från timdata från ECMWF:s återanalysdata ERA5 [28] och UERRA [23] med `pvl` python [30] på samma sätt som beskrivits ovan i avsnittet kring skattningen av lutning och azimut. ERA5 datasetet har valts då den täcker alla Sveriges breddgrader. Datasetet har en grundupplösning på ca 30 km och datan har interpolerats till samma 11 km rutnät som UERRA-Harmonie använder. Från ERA5 har följande data hämtats:

- Global horisontell instrålning, GHI;
- Diffus horisontell instrålning, DHI;
- Direkt horisontell instrålning, BHI
- Direkt normal instrålning, BNI

Timdata för lufttemperatur (2 meter över marken), vindhastighet (10 m över marken), lufttryck (vid markytan), markens albedo samt snödjupdata (vattenekvivalenter, i kg/m^2) och snödensitet (i kg/m^3) hämtades från UERRA-Harmonie datasetet. Denna data har en upplösning på 11 km.

Månadsvärden för snöförlustfraktionen har räknats fram med hjälp av Marion-modellen (se Verifiering/jämförelse förlustmodeller) och solelproduktion enligt pvlib python [30] för ett solcellssystem bestående av en typisk modul (Trina_TSM_240PA05_2013) ansluten till en mikro-växelriktare (ABB_MICRO_0_25_I_OUTD_US_240_240V_). Medelvärden för varje månad sparades i databasen.

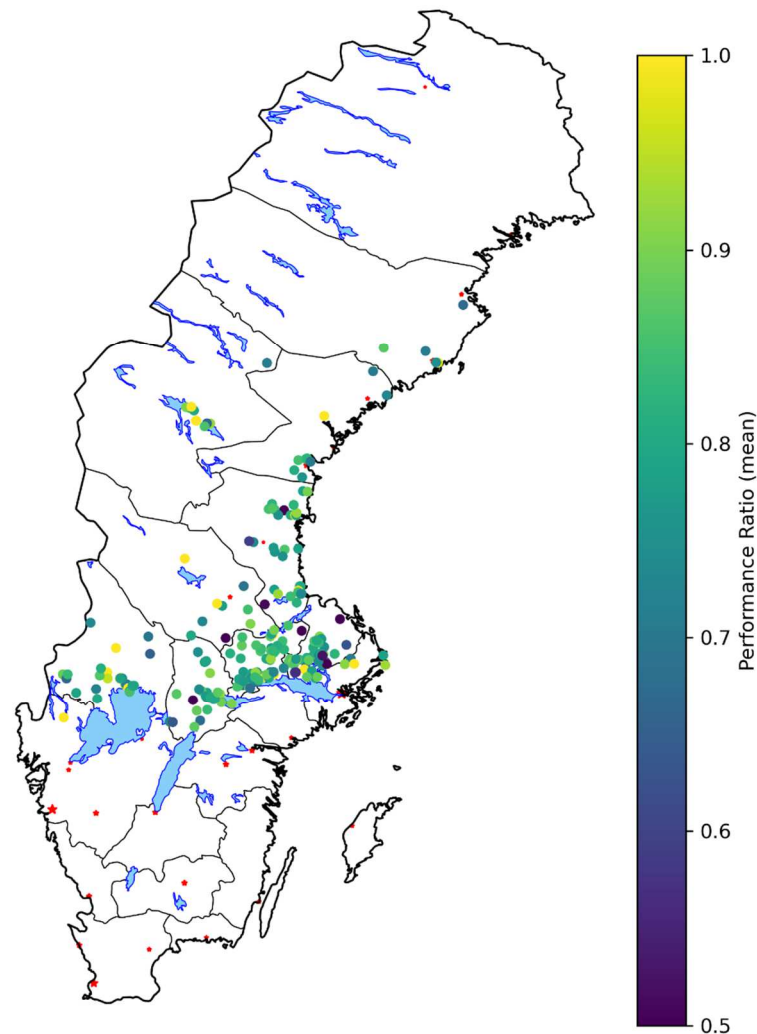
Vid uppskattning av snöförlusterna för en viss (planerad) solcellsanläggning beräknas de årliga snöförlusterna från månatliga förlustfraktioner och den förväntade snöfria produktionen som anges av användaren eller hämtas via ett API för simuleringsverktyget PVGIS 5.1 [41], som är framtagen av Europeiska Kommissionens Joint Research Centre (JRC). Återigen används instrålningsdata från ERA-5 datasetet. Som antagna systemförluster för PVGIS-simuleringen används värdet 10% i stället för standardvärdet på 14%. Ett lägre värde valdes av flera skäl. Till det första, visar det tidigare refererade projektet "Förbättrad beräkning av solelproduktion i Sverige" [38] att PVGIS med ERA5 data och 14% systemförluster ger bra överensstämmelse med uppmätt produktion, medan det i vårt fall är meningen att uppskatta snöfri produktion. Till det andra, är PVGIS-verktygets syfte att uppskatta ett produktionsmedelvärde för solcellsanläggningens livslängd och därför inkluderar standardvärdet på 14% även moduldegradering över tid. Vårt syfte är att uppskatta en typisk produktion för första året efter installation, så att användaren själv kan göra antaganden om degraderingen över tid i vidare kalkyler.

Resultat

Performance Ratio för anläggningarna

Performance Ratio (PR) för de kvalitetssäkrade anläggningarna har beräknats per år för att sedan beräkna ett medelvärde över de studerade åren. Resultaten presenteras i Figur 3. Det syns tydligt att huvuddelen av anläggningarna har en medel-PR i mellan cirka 0,75 och 0,90. Ett flertal anläggningar visas samtidigt med mörklila eller gul färg, vilket innebär en PR på 0,50 eller lägre, respektive på 1,0 eller högre. Vanliga riktmärken för Performance Ratio för en välfungerande anläggning är ett värde på 0,75 eller högre.

Observera att det saknas data för anläggningar i Norrbotten, vilket beror på att solinstrålningsdata från SARA-2 användes, som inte sträcker sig bortom 65° latitud.



Figur 3. Medelvärden för årlig Performance Ratio, beräknad med instrålningsdata från SARA-2, för samtliga anläggningar med kvalitetssäkrade snöfria modeller. Färgskalan har kapats vid gränsvärdena 0,5 (50%) och 1,0 (100%), vilket betyder att lägre respektive högre beräknade värden förekommer men trots det visas i samma färg som gränsvärdet.

Snötäckesskattning

Detta avsnitt innehåller en svensk, något utökad version av innehållet i [12] avsnitt 3.1, se Bilaga B.

Figur 4 visar den jämförelse som gjorts för observerat snötäcke för tre av de beskrivna snödataseten (se metodikavsnittet) mot observationer vid referensanläggningarna. För övriga data bearbetades inte någon längre period av data, då luckorna i datatillgången var stora. Eftersom det främst är av intresse att hitta snöfria dagar, är det viktigt att observationerna inte underskattar snötäcket (rödmarkerade rutor i Figur 4). En underskattning leder till att produktionsdata från snötäckta moduler tas med till skattningen av den snöfria modellen. En överskattning av snö å andra sidan påverkar inte resultatet, men leder till att data selekteras bort och underlaget blir mindre.

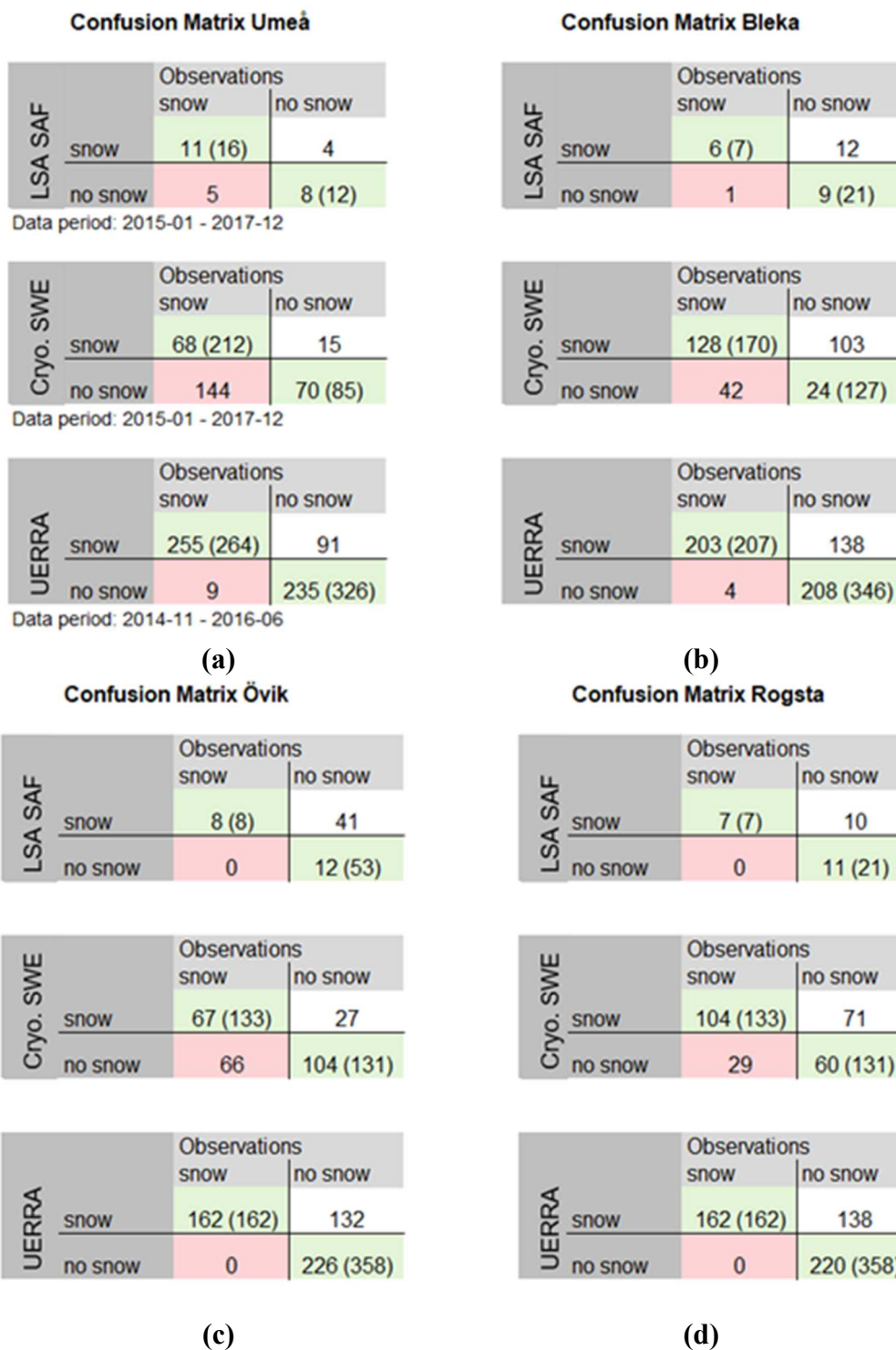
Det visade sig tidigt att det finns stora luckor i data från satellit, framförallt de optiska mätningarna. Dataunderlaget var som väntat bättre från observationerna av snövattenekvivalent från Cryoland, men även här saknas en relativt stor andel dagar med data, och vi ett flertal tillfällen underskattas snötäcket. En orsak kan vara den grövre upplösningen som gör att en större omgivning räknas in. Med UERRA finns inte problematiken med luckor i datatäckning och överensstämmelsen är relativt bra, men data tenderar att överskatta snötäcket. För det aktuella projektet valdes därför UERRA som dataunderlag för snötäckesskattning.

Skattning av lutning och azimut

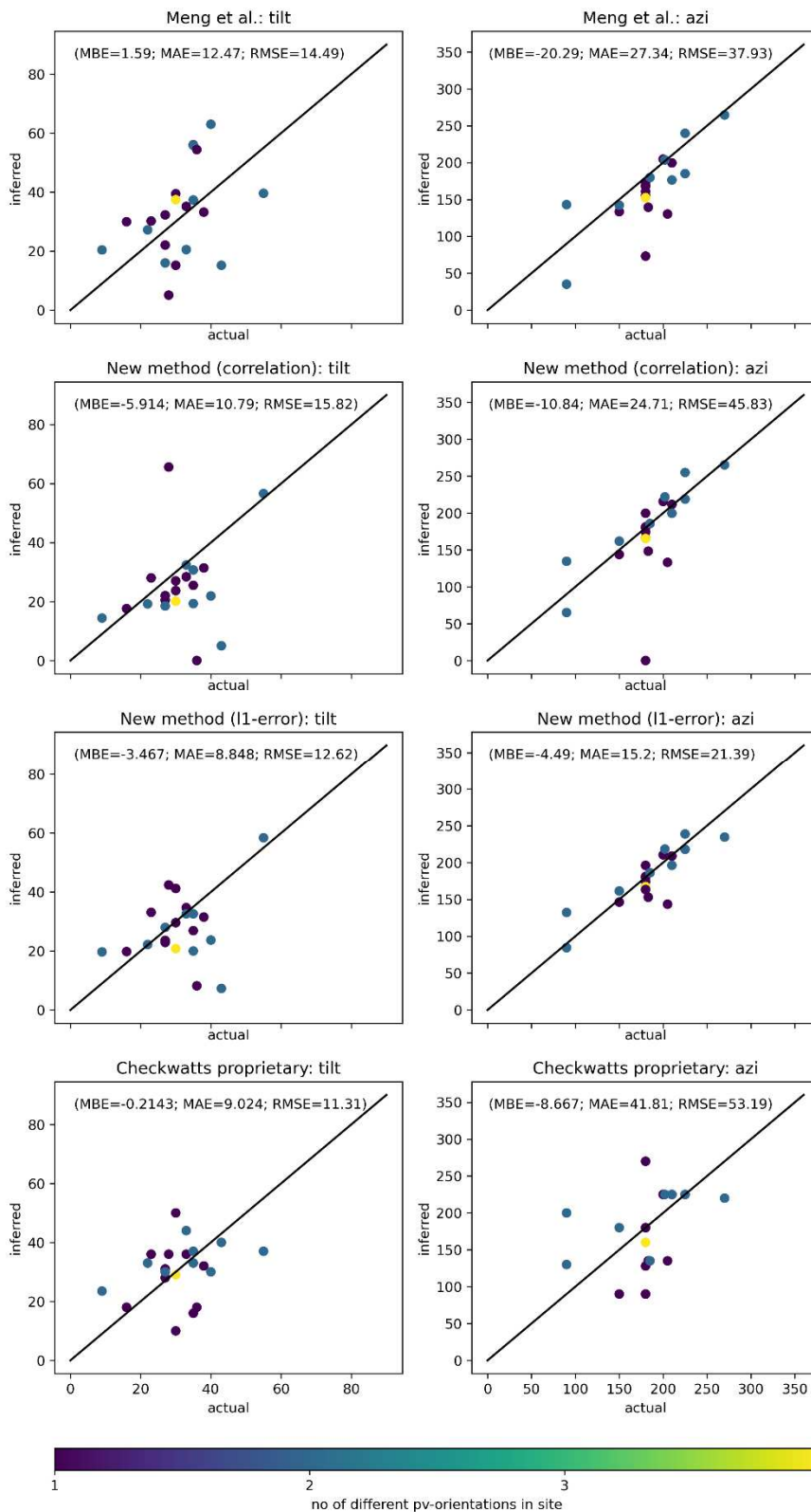
Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 3.2, se Bilaga B. Resultaten från Checkwatts har lagts till jämfört med artikeln i bilagan.

Skattningen av modullutning och -azimut för varje testad metod jämfördes med uppgifter från enkätsvaren för anläggningens primära geometri (lutning och azimut). Resultaten presenteras i Figur 5. Jämförelsen visade att den nya metoden med optimering av absolutfel resulterade i både lägre absolutfel och lägre standardavvikelse än metoderna från Meng m.fl. respektive Checkwatts för både lutning och azimut. Särskilt för azimutskattningen presterade den nya metoden bättre.

Om jämförelsen begränsas till de anläggningar som i enkäten uppgavs ha en enda orientering blev bias, standardavvikelse och korrelationskoefficient för lutningen -4°, 9° och 0,3 respektive -6°, 10° och 0,9 för azimut. Även om ett fel på cirka 10° kan tyckas högt, visade det sig inte ha någon större betydelse för estimeringen av den snöfria modellen, se avsnittet om Snöfria modeller nedan.



Figur 4. Jämförelse av snötäckesskattning från UERRA återanalysdata, LSA SAF optisk satellitmätning och Cryoland snövattenekvivalent (Cryo. SWE) från satellit. De grönmarkerade rutorna indikerar fall då dataseten överensstämmer, den rödmarkerade rutan markerar antalet fall då snötäcket underskattas, och den vita då antalet fall överskattas. (a) Referensanläggning i Umeå; (b) Referensanläggning i Bleka; (c) Referensanläggning i Örnsköldsvik; (d) Referensanläggning nära Kramfors;


(a)
(b)

Figur 5. Resultat för fyra olika metoder för skattning av: (a) modullutning; (b) modulazimut. Färgen anger antalet olika solcellsgeometrier i anläggningen. Skattade värden jämförs alltid med anläggningens huvudorientering.

Snöfria modeller

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 3.3, se Bilaga B.

Skuggningskoefficienter för alla 263 anläggningar optimerades sedan fram baserat på de skattade lutnings- och azimutvinklarna. För anläggningarna som ingick in enkäten optimerades även skuggningskoefficienter baserat på de angivna geometrierna. Statistik för felen i den skattade snöfria produktionen presenteras i tabell X.

Tabell 3. Medelfel för timvärden hos den snöfria modellen, normerat med installerad effekt.

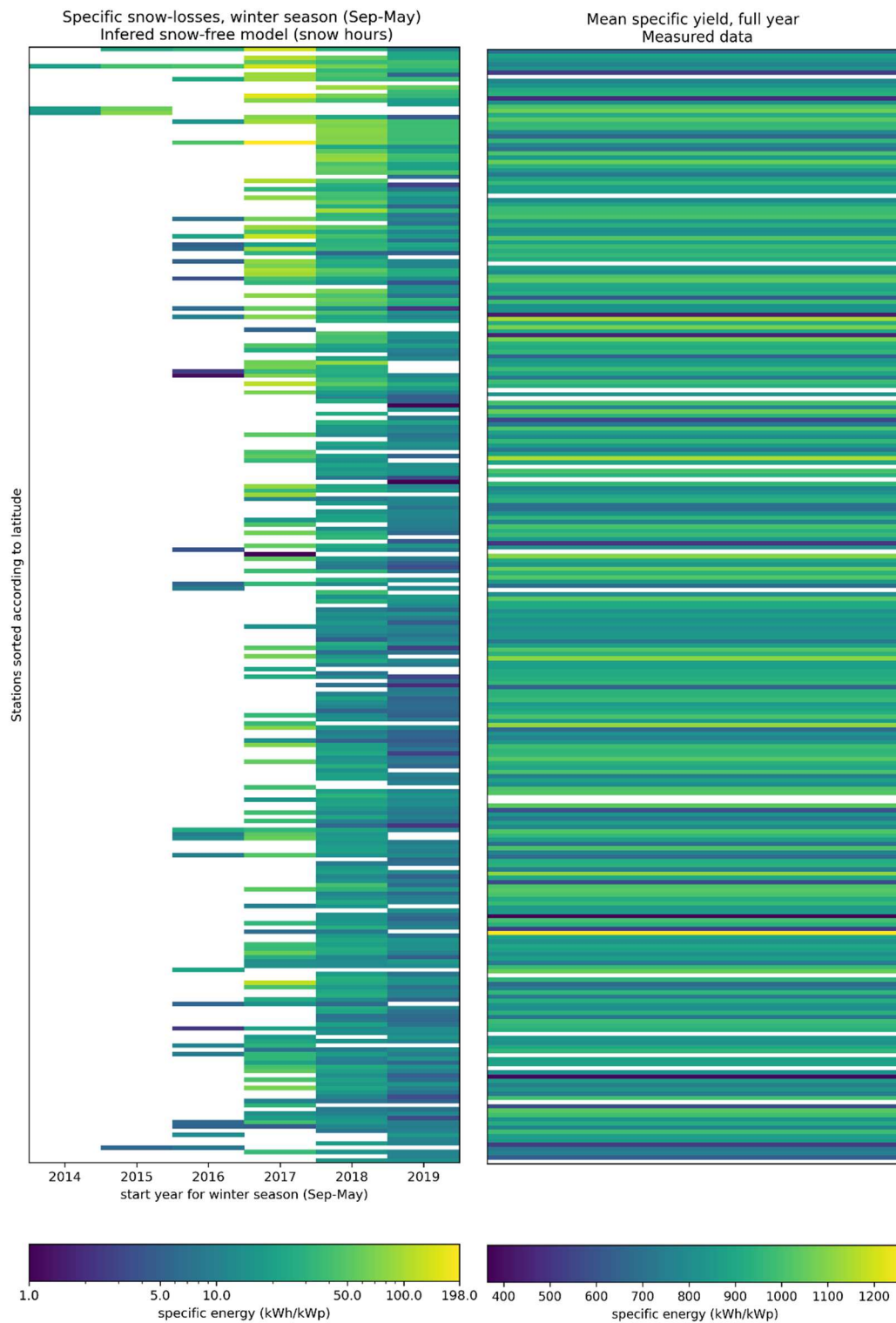
	Checkwatts-anläggningar (skattad lutning och azimut)	Referens-anläggningar (skattad lutning och azimut)	Referensanläggningar (lutning och azimut från enktsvar)
Antal	239	19	19
Korrelation	0.95	0.95	0.95
Bias	0.12 %	0.022 %	0.020 %
Standard- avvikelse	6.1%	6.9 %	6.9 %

Notera att data i detta fall inte är oberoende då värden för samma timmar som användes för skattning av modellen (ingen snö i UERRA-data och registrerad produktion över femte percentilen) även använts för feluppskattningen. Observera också att det inte syns någon nämnvärd skillnad i prestanda mellan de snöfria modellerna med avseende på vilken information som används gällande lutning och azimut. Därför drar vi slutsatsen att kvaliteten på de uppskattade vinklarna är tillräckligt bra för att användas till att skatta parametrarna i den snöfria modellen.

Produktionsförluster på grund av snö

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 3.4, se Bilaga B.

Snöförlusterna beräknades för samtliga 258 anläggningar för alla vintersäsonger som hade minst 90% tillgänglig data under månaderna februari t.o.m. april, och dessutom för minst 6 månader totalt mellan september t.o.m. maj. Resultaten visas i Figur 6(a). Dessa säsongsförluster spänner sig från 0 – 198 kWh/kWp med ett tydligt samband mellan högre latitud och högre snöförluster, om vi bortser från skillnaderna mellan åren. Dessa värden kan jämföras med den snittliga årsproduktionen för anläggningarna i panel (b) i samma figur. Observera att extremvärden för årsproduktion sannolikt beror på fel i uppgifterna om installerad effekt. 50% av anläggningarna har en uppmätt årsproduktion mellan 800 – 956 kWh/kWp.

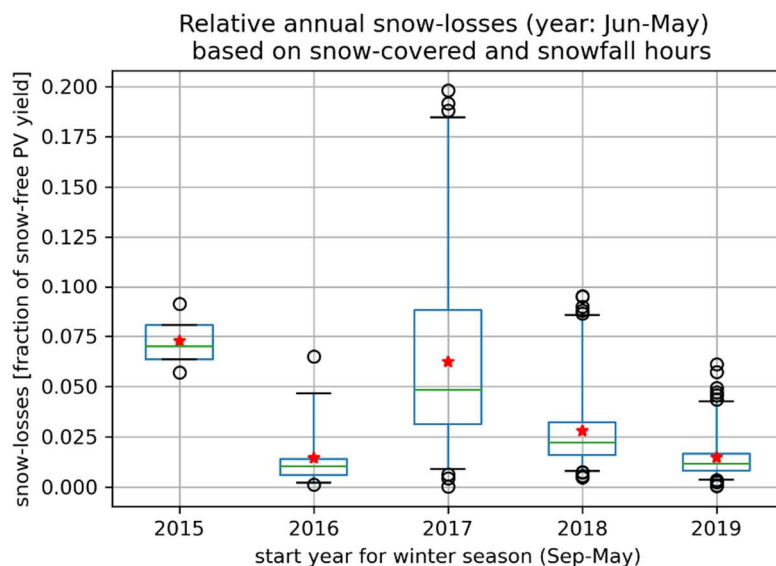


(a)

(b)

Figur 6. Beräknade snöförluster och snittlig årsproduktion per anläggning, normerad med installerad effekt (solcellseffekt vid STC): (a) normerade snöförluster per vintersäsong (september i det angivna året t.o.m. maj året efter); (b) medelvärde för årligt solel-utbyte. Anläggningarna är ordnade efter latitud.

Uttryckt som årlig snöförlustfraktion varierar samma resultaten från 0% upp till 20%, se Figur 7. Variationerna mellan åren blir mycket tydliga och stämmer med allmänna snödjupstrenderna enligt data från SMHI [42]. Vintersäsongsvärdena kan dock inte jämföras rakt av då antalet ingående anläggningar varierar per säsong, vilket tydligt framgår från Figur 6. För de tre vintersäsonger med mest data, 2017 t.o.m. 2019 kan en försiktig jämförelse vara på sin plats: medelvärdena varierar från drygt 6%, till knappt 2,5% respektive cirka 1,5%.



Figur 7. Snöförlustfraktion för beräknade snöförluster under vintersäsongerna 2015 t.o.m. 2019. Röd stjärna markerar medelvärdet; grönt streck markerar medianvärdet; box markerar första och tredje kvartil; ”whiskers” markerar P2,5 och P97,5; cirklarna markerar ”outliers”.

Av de månader som ingick i vintersäsongerna (september t.o.m. maj) gav mars i snitt det största bidraget till de totala snöförlusterna. Februari var månaden med de näst-största snöförlusterna i snitt över alla anläggningar, men även januari samt april och maj ger för vissa anläggningar och år signifikanta bidrag. Det är rimligt att april och maj ger större bidrag desto längre norrut anläggningen är lokaliserad, men detta har inte undersökts vidare.

Effekt modulatorientering

Modellering av modulatorienteringens påverkan på snöförluster för sex anläggningar i Umeå, Örnsköldsvik och Bleka under två vintersäsonger visar att snörelaterade produktionsförluster kan minska med upp till drygt 30 %. Tabell 4 visar hur stor andel av de årliga snöförluster som kunde undvikas med *landscape*-orientering. Resultaten varierar per anläggning och år, med ett medelvärde på 15%.

För beräkning användes översättnings modell L- som dock för samtliga anläggningar är lika med L--, eftersom anläggningarna har högst tre rader med portrait-moduler.

Tabell 4. Modellerade produktionsvinster om solcellsmoduler monteras i *landscape*-orientering, angiven i procent av snöförlusterna (modell L- eller L--)

Vinter	Umeå-väst	Umeå-syd	Övik-väst	Övik-syd	Bleka-rad	Bleka-tak
14-15	+28 %	+23 %	+13 % ¹	+7,0 % ²	+23 % ²	+31 % ²
15-16	+10 %	+8,3 %	+1,1 %	+12 %	+25 %	+7,6 %

Eftersom även storleken på de årliga snöförlusterna skiljer sig en del mellan anläggningar och år redovisas minskningen på grund av *landscape*-orienteringen även som andel av årsproduktionen, se Tabell 5. Resultaten varierar mellan 0,05 % och 1,7 %, medan medelvärdet är 0,66 %.

Tabell 5. Modellerade produktionsvinster om solcellsmoduler monteras i *landscape* orientering, angiven i procent av årsproduktion

Vinter	Umeå-väst	Umeå-syd	Övik-väst	Övik-syd	Bleka-rad	Bleka-tak
14-15	+1,1 %	+0,57 %	+0,22 % ²	+0,14 % ²	+0,60 % ²	+0,69 % ²
15-16	+0,78 %	+0,48 %	+0,05 %	+0,84 %	+1,7 %	+0,71 %

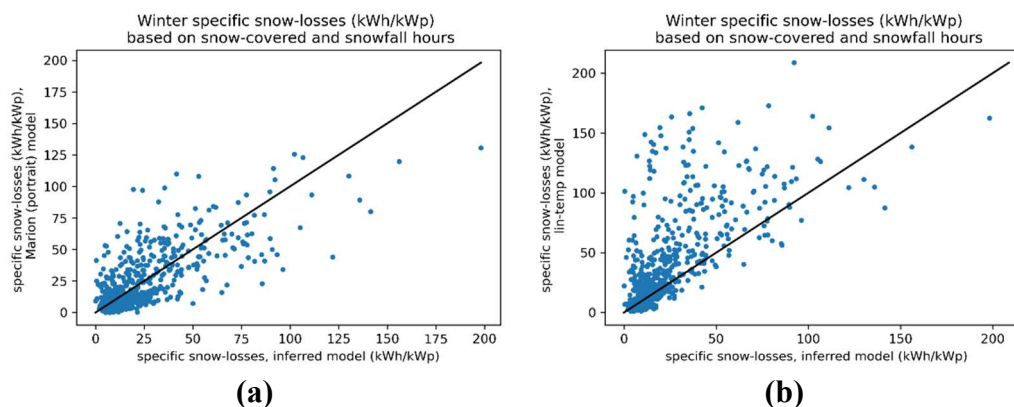
Verifiering/jämförelse förlustmodeller

Detta avsnitt innehåller en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 3.5, se Bilaga B.

Beräknade snöförluster har jämförts med resultat för två snöförlustmodeller. Resultaten för årliga normerade snöförluster visas i form av punktmoln i Figur 8. Marion-modellens resultat är visserligen något utspridda, men visar en tydlig trend med rätt lutning och låg bias. Korrelationskoefficienten (Pearson) för Marion-modellen är 0,73, medan bias och standardavvikelse är -0.13 kWh/kWp (0.5% of mean annual snow losses) respektive 18 kWh/kWp (8.9% of mean). Överensstämmelsen för den andra modellen, som utvecklades i förstudien till detta projekt, är sämre med en korrelation på 0,66 och större felvärden.

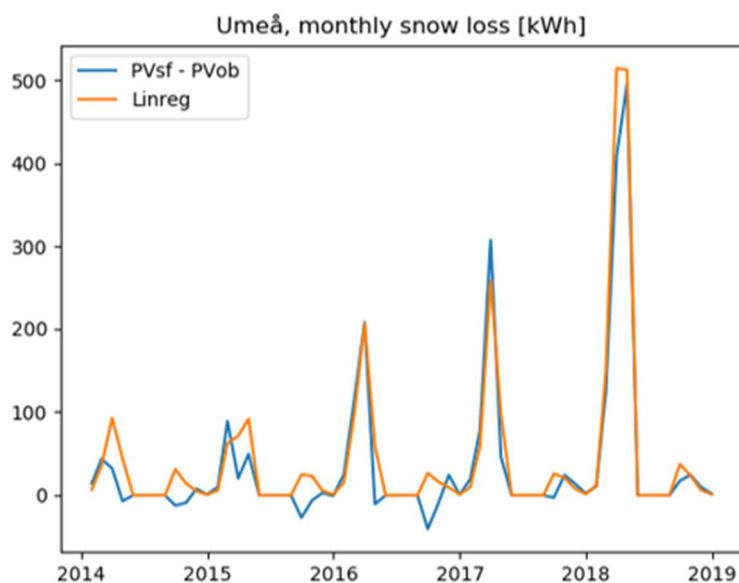
Överensstämmelsen för både modellerna för månadsvärden är betydligt sämre än för årsvärden, vilket för Marion-modellen stämmer överens med litteraturen [18,19].

¹ Snöförluster för november 2014 är inte inräknade, istället användes november 2015 för att ha data för ett helt år



Figur 8. Punktmoln som visar överensstämmelse mellan årsvärden för beräknade snöförluster och resultat från snöförlustmodell: (a) Marion-modell; (b) förstudie-modell (linjär-temperaturmodell). Den svarta linjen visar ideal överensstämmelse (1:1)

Nya försök förlustmodell (multi-linjär)



Figur 9. Preliminära resultat för ett multi-linjärt samband mellan månatliga snöförluster och snödjup samt albedo, för referensanläggningen i Umeå. Grafen visar beräknade snöförluster (PVsf-PVob) och den provade regressionsmodellen (Linreg).

De preliminära resultaten (Figur 9) från vår studie med linjär regression visar på att det går att etablera ett linjärt samband mellan månatliga snöförluster och meteorologiska återanalysdata från UERRA för en enskild anläggning. Sambandet vi hittade relaterar snövattenekvivalenten och albedot till de förväntade snöförlusterna. Detta är snarlikt den koppling mellan snöfall och snöförluster som Marion m.fl. [18] använder sig av i sin modell. Tidsbrist ledde till att vi inte hann undersöka om det går att etablera en relation som är applicerbar på en godtycklig anläggning, givet exempelvis installerad effekt och orienteringen på modulerna.

Online verktyg för uppskattning av snöförluster

Det utvecklade verktyget har publicerats på <http://snosolel.ri.se>.

I figureerna i Bilaga A visas ett utdrag av resultat från beräkningsmetoden som används i verktyget, i form av snöförlustkartor för olika modullutningar, -azimut och ett fast antal oberoende produktionsrader. För att tydliggöra att verkliga snöförluster varierar har kartor för både medelvärden och maximala värden tagits med.

Diskussion

Detta avsnitt innehåller till största del en svensk sammanfattning av innehållet i [12] avsnitt 4, se Bilaga B. Vissa sektioner har dock tillkommit för delar av projektet som inte omfattats av artikeln i Bilagan.

Resultaten från projektet visar på att snöförluster kan uppskattas från endast PV data och fritt tillgängliga meteorologiska data. Förlusterna som uppskattades för de år och anläggningarna som inkluderats varierade mellan 0-20%.

Performance Ratio för lejonparten av de studerade anläggningarna ligger inom ett betryggande intervall (över 75%), vilket pekar på att de flesta anläggningar troligtvis fungerar väl. Osäkerheten är samtidigt ganska stort, vilket illustreras av en inte försumbar andel anläggningar med orimligt höga ($\geq 100\%$) eller låga ($\leq 60\%$) värden. En rimlig förklaring är att felaktiga eller föråldrade uppgifter om installerad effekt har lämnats av anläggningsägare till Checkwatt, vilket också skulle förklara några extremare värden för årligt utbyte (kWh/kWp) som syntes i studien. Andra förklaringar kan vara att det beror på större fel i solinstrålningsdatan som användes (SARAH-2).

Den estimerade PV produktionen under snöfria timmar visar på goda resultat med hög korrelation ($>95\%$) och låg bias ($<0.12\%$) och standardavvikelse (RMSE; 6–7%), angett som % av installerad effekt. Resultatet indikerar att modellen troligt också ger en bra uppskattning av den snöfria produktionen under de timmar då panelerna varit snötäckta. Tyvärr är det svårt att kvantifiera hur bra de estimerade snöförlusterna är utan att ha tillgång till jämförande referensmätningar i form av två ”tvilling-installationer” där den ena snöröjs och den andra inte.

En jämförelse av de skattade snöförlusterna med de som fås med Marion-modellen [18] för samma indata, ger bra överensstämmelse för årliga värden, men relativt stora avvikelser på månadsbasis. Det är möjligt att förklaringen till avvikelserna ligger i konstruktionen av modellerna och de förhållanden de optimerats för. En observation vi gjort vid framtagning av data till uppskattningsverktyget var att tröskelvärdet för snöfall per timme kan leda till att lågintensiv men ihållande snöfall ignoreras helt. Givet att årsvärden ändå överensstämmer ganska väl så är det troligt att det beror på en kombination av underskattning av nysnö och en överskattning av hur länge snön ligger kvar på modulerna. Vidare kan även avvikelser i de meteorologiska data som modellen använder (snödjup och temperatur) bidra till skillnaderna med beräknade snöförluster.

Eftersom Marion-modellen ändå resulterade i en acceptabel (och den bästa) överensstämmelsen för årsvärden, så implementerades den i online verktyget. Marion-modellen använder sammanhängande tidsserier med hög upplösning (timvärden har använts i detta projekt) och därför användes historisk data. Klimatologiska framtidstrender med timupplöst data för solinstrålning, temperatur och snöfall kan vara intressanta att studera i framtida projekt.

Det finns flera potentiella förbättringsmöjligheter för vår modell. Den genomsnittliga uppskattningen av lutning för solpaneler ligger här på ca 25 grader. En felaktig panellutning inom de osäkerhetsramar som är aktuella (ca 10 grader) uppskattas inte vara kritisk för den beräknade snöfria produktionen och därmed snöförlusterna. Däremot kan lutningen ha en viktig betydelse för hur snabbt snöpanelen blir snöfri genom att snön glider av. Resultat från projektet visar att det finns en koppling mellan lutning och förväntad snöförlust. Därmed skulle modellen kunna förbättras genom bättre lutningsuppskattning, exempelvis genom att använda direktstrålningsdata i uppskattningen. En annan potentiell förbättring är att implementera igenkänning av paneler med flera olika orienteringar och olika lutningar.

Det finns ytterligare faktorer som påverkar snöglidningen utöver lutning, så som interaktion mellan takmonterade paneler och marken som hindrar snön från att glida. Om sådan information fanns tillgänglig för anläggningarna skulle modellen kunna byggas vidare baserat på mer information. Ytterligare en aspekt är att få tillgång till information om panelerna har rengjorts från snö, och därmed blivit snöfria utan naturlig snösmältning/snöglidning. Uppskattning av skuggning på panelerna skulle också vara värdefullt att undersöka vidare.

Modulorienteringens effekt (stående/*portrait* eller liggande/*landscape* paneler) visas kunna spela en roll för snöförlusternas storlek. Resultaten från analysen som gjordes för referensanläggningar pekar på en fördel för *landscape*-montering, även om dessa resultat är något grova eftersom endast medelvärden på dygnsvis snötäcke fanns tillgängliga. Samtidigt visar andra studier [39] att snön möjligtvis ligger kvar längre på *landscape*-moduler. Resultatets relevans är därför starkt beroende av om översättningsmodellen för snötäcket är någorlunda korrekt och det finns idag för lite kunskap att dra några definitiva slutsatser. Jämförande studier med båda orienteringar i samma anläggning behöver göras, där snötäcket observeras med högre tidsupplösning.

Kvalitén på de meteorologiska data som använts till modellskattningen är också av betydelse. Vi misstänker att en del problem med den snöfria modellen, framför allt under sommarhalvåret, kan vara kopplat till ett fraktionerat molntäcke i samband med konvektion. I projektet användes enbart globalstrålningen från SARAH och sedan beräknades direktstrålningen baserat på denna med empiriska relationer i pvlb python. Emellertid finns även direktstrålningen som en del av SARAH-databasen. Det är möjligt att om den användes så skulle det leda till bättre resultat för den snöfria modellen.

Även snötäckesuppskattningen och den initiala utvärderingen av data från satellit och återanalys kan utvidgas för att möjligen hitta bättre val av data och metodik för att avgöra när panelerna varit snötäckta. Snöfraktionsdata från UERRA visade sig generellt indikera snö oftare än i referensobservationerna, men missade ändå ett antal tillfällen när det i verkligheten var snö på panelerna och som implementerar fel i modelluppskattningen.

När det gäller ambitionen att förbättra den temperaturbaserade modellen för snöförluster som togs fram i förstudien ”Snöeffekter på solelproduktion” kom vi

inte så långt som vi tänkt oss. För att etablera ett samband mellan meteorologiska data och produktionsförluster måste de senare först finnas tillgängliga. Sådana data hade vi dock inte tillgång till förrän i ett sent skede av projektet. Vi etablerade några preliminära resultat för förlusterna vid en enskild anläggning men lyckades inte generalisera det till ett samband som går att applicera på en godtycklig anläggning i landet. Detta misslyckande ska dock inte tas som intäkt för att det inte skulle vara möjligt. Vi tror tvärtom att en fortsatt studie baserad på de data som vi kommit fram till i detta projekt mycket väl skulle kunna resultera i användbara regressionssamband. De preliminära resultaten indikerade att snödjup och albedo är viktiga storheter för att skatta snöförluster vilket stämmer bra med intuitionen och även relaterar väl till användningen av förändringar i snödjupet som används i dagens mest väletablerade snöförlustmodell (Marion m.fl.).

Publikationer

Vetenskapliga publikationer:

- van Noord M, Landelius T, Andersson S. Snow-Induced PV Loss Modeling Using Production-Data Inferred PV System Models. *Energies*. 2021; 14(6):1574. <https://doi.org/10.3390/en14061574>

Publicerad i tidskriften *Energies*, Special Issue *Increasing the Lifetime of Photovoltaics Systems: Advanced Materials, Monitoring, O&M and Energy Modeling*; utgiven av MDPI.

Artikeln återfinns i sin helhet i Bilaga B.

Konferensbidrag:

- Van Noord M. Estimating Snow Losses for Many Sites Using Minimal Data Sources.

Muntlig presentation presenterad på: 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; den 10 september 2020; Online event. <https://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings?fulltext=van+noord&paper=49640>

- van Noord M. Insnöad? Mot en bättre prognosmodell för snöförluster.

Muntlig presentation presenterad på: Energimyndighetens Solforum 2019; den 9 oktober 2019; Göteborg.

Referenser, källor

1. Lindahl, J.; Dahlberg Rosell, M.; Oller Westerberg, A. *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2019*; IEA PVPS, 2020;
2. Masson, G.; Kaizuka, I. *Trends in Photovoltaic Applications 2020*; IEA PVPS, International Energy Agency: Paris, France, 2020;
3. Hashemi, B.; Cretu, A.; Taheri, S. Snow Loss Prediction for Photovoltaic Farms Using Computational Intelligence Techniques. *IEEE J. Photovolt.* **2020**, *10*, 1044–1052, doi:10.1109/JPHOTOV.2020.2987158.
4. Pawluk, R.E.; Chen, Y.; She, Y. Photovoltaic Electricity Generation Loss Due to Snow – A Literature Review on Influence Factors, Estimation, and Mitigation. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2019**, *107*, 171–182, doi:10.1016/j.rser.2018.12.031.
5. Powers, L.; Newmiller, J.; Townsend, T. Measuring and Modeling the Effect of Snow on Photovoltaic System Performance. In Proceedings of the 2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference; IEEE: Honolulu, HI, USA, June 2010; pp. 000973–000978.
6. N. Heidari; J. Gwamuri; T. Townsend; J. M. Pearce Impact of Snow and Ground Interference on Photovoltaic Electric System Performance. *IEEE J. Photovolt.* **2015**, *5*, 1680–1685, doi:10.1109/JPHOTOV.2015.2466448.
7. Townsend, T.; Powers, L. Photovoltaics and Snow: An Update from Two Winters of Measurements in the Sierra. In Proceedings of the 2011 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference; IEEE: Seattle, WA, USA, June 2011; pp. 003231–003236.
8. Van Noord, M.; Murphy, M.; Berglund, T. Investigating a Potential Linear Model for Prediction of Monthly Snow-Induced Production Losses for Rooftop PV. *33rd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. 2316-2319* **2017**, 4 pages, 15525 kb, doi:10.4229/EUPVSEC20172017-6BV.1.43.
9. Sugiura, T.; Yamada, T.; Nakamura, H.; Umeya, M.; Sakuta, K.; Kurokawa, K. Measurements, Analyses and Evaluation of Residential PV Systems by Japanese Monitoring Program. *PVSEC 12 PART III* **2003**, *75*, 767–779, doi:10.1016/S0927-0248(02)00132-0.
10. Andrews, R.W.; Pollard, A.; Pearce, J.M. The Effects of Snowfall on Solar Photovoltaic Performance. *Sol. Energy* **2013**, *92*, 84–97, doi:10.1016/j.solener.2013.02.014.
11. van Noord, M.; Berglund, T.; Murphy, M. *Snöpåverkan på solelproduktion - om snöförluster på takanläggningar i Norra Sverige.*; Energiforsk: Stockholm, 2017; ISBN 978-91-7673-382-0.
12. van Noord, M.; Landelius, T.; Andersson, S. Snow-Induced PV Loss Modeling Using Production-Data Inferred PV System Models. *Energies* **2021**, *14*, doi:10.3390/en14061574.
13. Hong, T.-H.; Koo, C.; Lee, M. Estimating the Loss Ratio of Solar Photovoltaic Electricity Generation through Stochastic Analysis. *J. Constr. Eng. Proj. Manag.* **2013**, *3*, 23–34, doi:10.6106/JCEPM.2013.3.3.023.
14. Zamo, M.; Mestre, O.; Arbogast, P.; Pannekoucke, O. A Benchmark of Statistical Regression Methods for Short-Term Forecasting of Photovoltaic Electricity Production, Part I: Deterministic Forecast of Hourly Production. *Sol. Energy* **2014**, *105*, 792–803, doi:10.1016/j.solener.2013.12.006.

15. Shishavan, A.A.; Foresman, E.C.; Toor, F. Performance Analysis of Crystalline Silicon and Amorphous Silicon Photovoltaic Systems in Iowa: 2011 to 2014. In Proceedings of the 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC); June 5 2016; pp. 2625–2630.
16. Ross, M.M.D. *Snow and Ice Accumulation on Photovoltaic Arrays: An Assessment of the TN Conseil Passive Melting Technology*; Energy Diversification Research Laboratory, CANMET, Natural Resources Canada: Varennes, Québec, Canada, 1995;
17. Lorenz, E.; Heinemann, D.; Kurz, C. Local and Regional Photovoltaic Power Prediction for Large Scale Grid Integration: Assessment of a New Algorithm for Snow Detection: Assessment of a New Algorithm for Snow Detection. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* **2012**, *20*, 760–769, doi:10.1002/pip.1224.
18. Marion, B.; Schaefer, R.; Caine, H.; Sanchez, G. Measured and Modeled Photovoltaic System Energy Losses from Snow for Colorado and Wisconsin Locations. *Sol. Energy* **2013**, *97*, 112–121, doi:10.1016/j.solener.2013.07.029.
19. Ryberg, D.; Freeman, J. *Integration, Validation, and Application of a PV Snow Coverage Model in SAM.Pdf*; National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado, 2015;
20. Bosman, L.; Darling, S. Difficulties and Recommendations for More Accurately Predicting the Performance of Solar Energy Systems during the Snow Season. In Proceedings of the 2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA); IEEE: Birmingham, United Kingdom, November 2016; pp. 567–571.
21. Rahmatmand, A.; Harrison, S.J.; Oosthuizen, P.H. An Improved Numerical Method for Predicting Snow Melting on Photovoltaic Panels.; IBPSA: Toronto, ON, Canada, 2016; pp. 286–296.
22. Lindh, M.; Svedjeholm, M.; Granlund, A.; Petersson, J.; Malou Petersson, A. *Handbok för nordlig solet*; RISE Rapport; 2020; p. 51;
23. Unden, P.; Schimanke, S.; Moigne, P.L.; Bazile, E.; Ridal, M.; Olsson, E.; Berggren, L.; Randriamampianina, R. European High Resolution Regional Reanalyses in UERRA and the Copernicus Climate Change Service (C3S). In Proceedings of the EMS Annual Meeting Abstracts; EMS: Berlin, Germany, 2018; Vol. 15.
24. ECMWF Complete UERRA Regional Reanalysis for Europe from 1961 to 2019 Available online: <https://cds.climate.copernicus.eu/portfolio/dataset/reanalysis-uerra-europe-complete> (accessed on 2 February 2021).
25. T Landelius; W Josefsson; T Persson Operational mesoscale radiation modelling. In *IRS 2000: Current Problems in Atmospheric Radiation*; W L Smith, Y M Timofeyev, Eds.; A. Deepak Publishing, Hampton, Virginia, 2001; pp. 66–69.
26. EUMETSAT EUMETSAT CM SAF Available online: <https://www.cmsaf.eu/> (accessed on 28 February 2021).
27. Pfeifroth, U.; Kothe, S.; Trentmann, J.; Hollmann, R.; Fuchs, P.; Kaiser, J.; Werscheck, M. Surface Radiation Data Set - Heliosat (SARAH-2) - Edition 2.1 2019, 7.5 TiB.

28. Hersbach, H.; Bell, B.; Berrisford, P.; Hirahara, S.; Horányi, A.; Muñoz-Sabater, J.; Nicolas, J.; Peubey, C.; Radu, R.; Schepers, D.; et al. The ERA5 Global Reanalysis. *Q. J. R. Meteorol. Soc.* **2020**, *146*, 1999–2049, doi:10.1002/qj.3803.
29. CENELEC *Solcellssystem – Prestanda – Del 1: Övervakning. Photovoltaic System Performance – Part 1: Monitoring*; SEK Svensk Elstandard: Kista, 2017;
30. Holmgren, W.; Hansen, C.; Mikofski, M. Pylib Python: A Python Package for Modeling Solar Energy Systems. *J. Open Source Softw.* **2018**, *3*, 884, doi:10.21105/joss.00884.
31. Holmgren, W.; Calama-Consulting; Hansen, C.; Mikofski, M.; Lorenzo, T.; Krien, U.; Bmu; Anderson, K.; Stark, C.; DaCoEx; et al. *Pylib/Pylib-Python: V0.8.0*; Zenodo: Genève, Switzerland, 2020;
32. Hottel, H.; Woertz, B. Performance of Flat-Plate Solar-Heat Collectors. *Trans ASME Am Soc Mech Eng U. S.* **1942**.
33. Trigo, I.F.; Dacamara, C.C.; Viterbo, P.; Roujean, J.-L.; Olesen, F.; Barroso, C.; Camacho-de-Coca, F.; Carrer, D.; Freitas, S.C.; García-Haro, J.; et al. The Satellite Application Facility for Land Surface Analysis. *Int. J. Remote Sens.* **2011**, *32*, 2725–2744, doi:10.1080/01431161003743199.
34. Salomonson, V.V.; Appel, I. Development of the Aqua MODIS NDSI Fractional Snow Cover Algorithm and Validation Results. *IEEE Trans. Geosci. Remote Sens.* **2006**, *44*, 1747–1756, doi:10.1109/TGRS.2006.876029.
35. CryoLand CryoLand - The GMES Service for Snow and Land Ice Available online: <http://neso1.cryoland.enveo.at/> (accessed on 2 February 2021).
36. Nespoli, L.; Medici, V. An Unsupervised Method for Estimating the Global Horizontal Irradiance from Photovoltaic Power Measurements. *Sol. Energy* **2017**, *158*, 701–710, doi:10.1016/j.solener.2017.10.039.
37. Meng, B.; Loonen, R.C.G.M.; Hensen, J.L.M. Data-Driven Inference of Unknown Tilt and Azimuth of Distributed PV Systems. *Sol. Energy* **2020**, *211*, 418–432, doi:10.1016/j.solener.2020.09.077.
38. Stridh, B.; Campana, P.E.; Sandra, A.; Thomas, C.; Tomas, L.; Nordlander, E.; Vadiée, A. *Förbättrad beräkning av solelproduktion i Sverige*; 2020;
39. Burnham, L.; Riley, D.; Braid, J. Design Considerations for Photovoltaic Systems Deployed in Snowy Climates. In Proceedings of the 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition; WIP: Online event, 2020; Vol. 2020, pp. 1626–1631.
40. scikit-learn developers Sklearn.Linear_model.LassoLarsIC Available online: https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.linear_model.LassoLarsIC.html#sklearn.linear_model.LassoLarsIC (accessed on 31 March 2021).
41. European Commission Joint Research Centre Non-Interactive Service Available online: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/noninteractive> (accessed on 31 March 2021).
42. SMHI Snödjup Available online: <https://www.smhi.se/data/meteorologi/sno/snodjup/> (accessed on 31 March 2021).

Bilagor

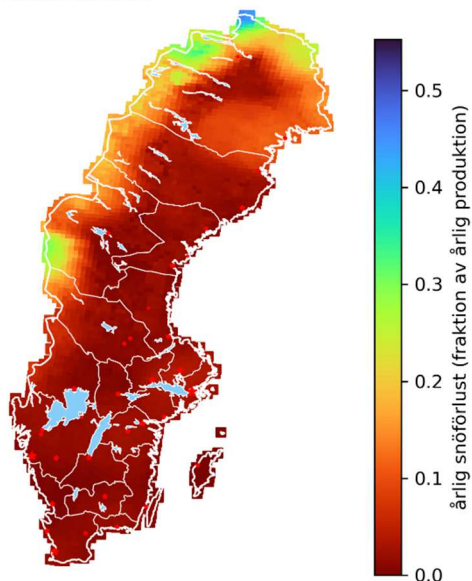
- A. Snöförlustkartor
- B. Vetenskaplig artikel publicerad i Energies: "Snow-Induced PV Loss Modeling Using Production-Data Inferred PV System Models"
- C. Administrativ bilaga

Bilaga A. Snöförlustkartor

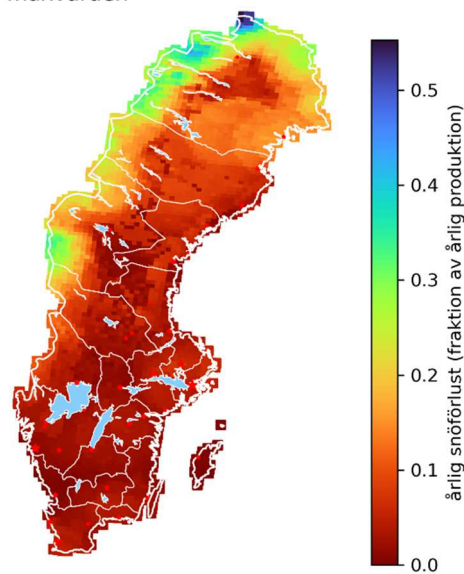
Nedan redovisas ett antal kartor med snöförlustdata (medelvärden och maxvärden för åren 2014 t.o.m. 2018) för solcellsanläggningar med olika lutning och azimut. Samtliga anläggningar antas ha 5 oberoende produktionsrader i solcellsfältets höjd.

Azimut definieras enligt: väst = 90° , syd = 0° , öst = -90°

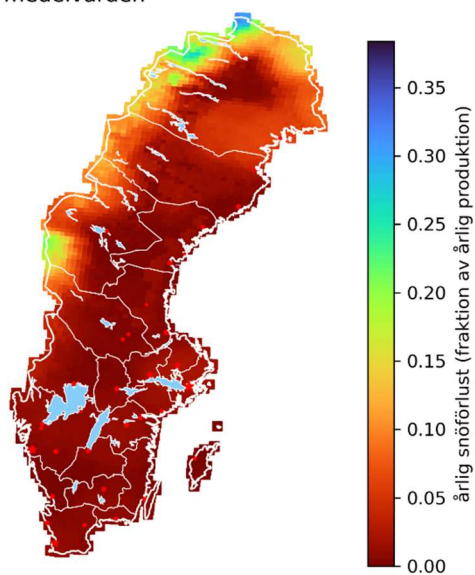
lutning: 5, azimut: 0
medelvärden



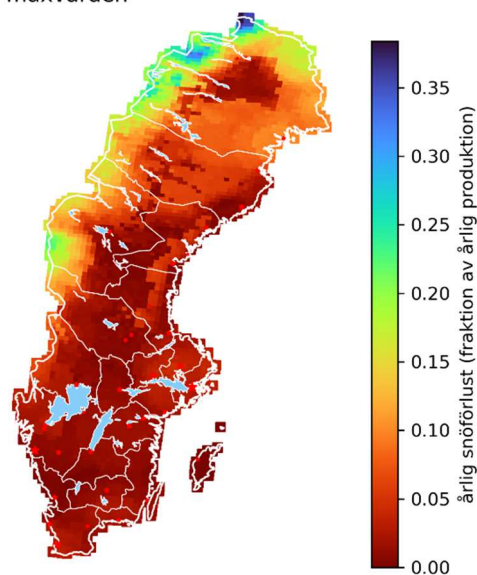
lutning: 5, azimut: 0
maxvärden



lutning: 15, azimut: -90
medelvärden

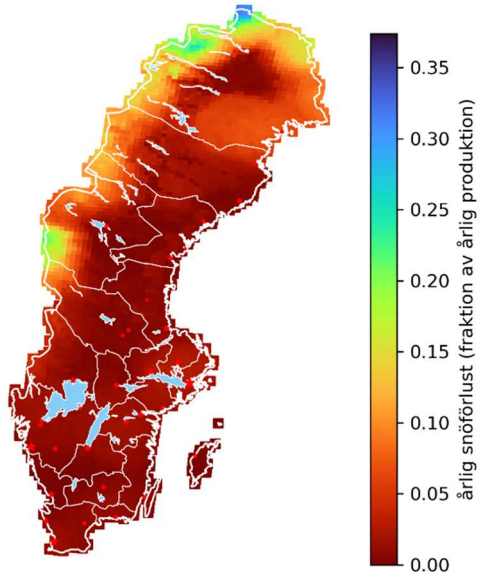


lutning: 15, azimut: -90
maxvärden

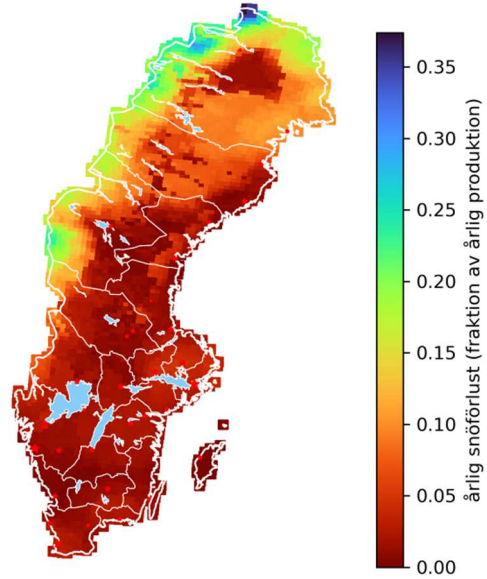


Azimut definieras enligt: väst = 90° , syd = 0° , öst = -90°

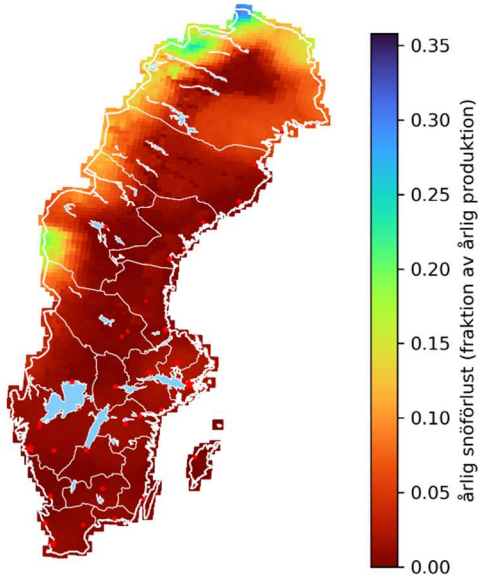
lutning: 15, azimut: 0
medelvärden



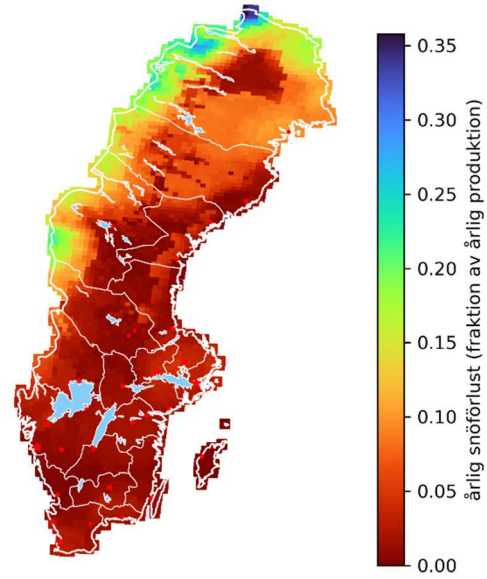
lutning: 15, azimut: 0
maxvärden



lutning: 15, azimut: 90
medelvärden

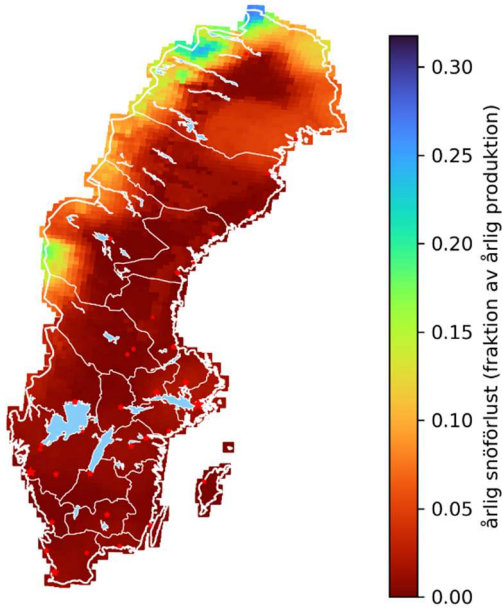


lutning: 15, azimut: 90
maxvärden

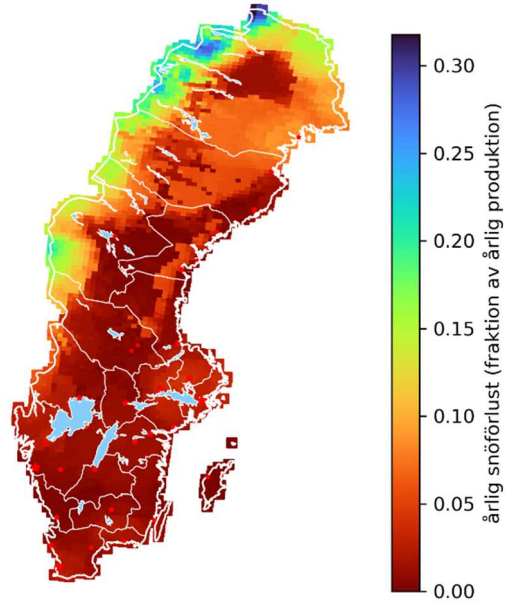


Azimut definieras enligt: väst = 90° , syd = 0° , öst = -90°

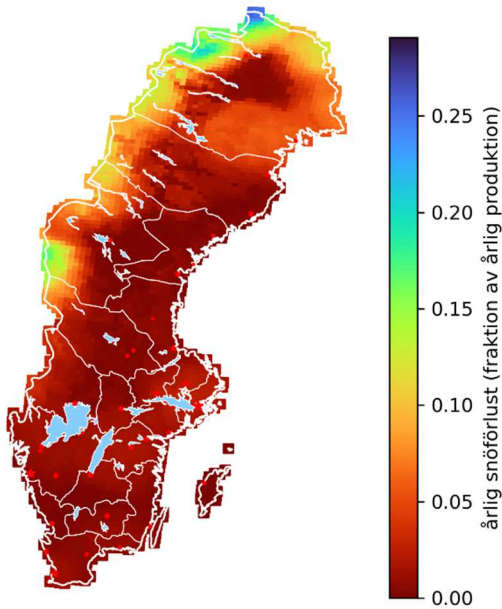
lutning: 30, azimut: -90
medelvärden



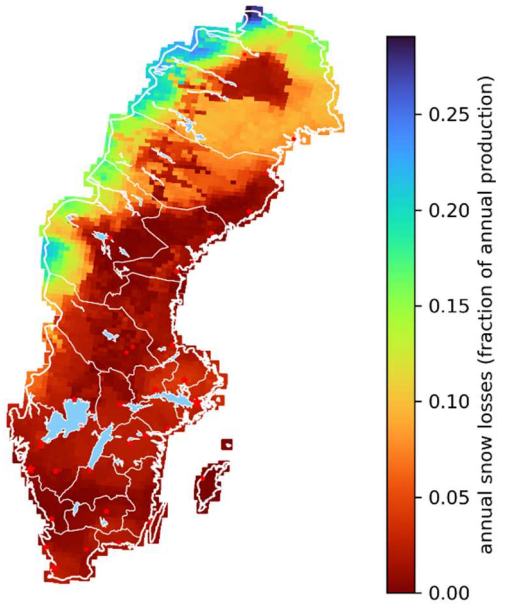
lutning: 30, azimut: -90
maxvärden



lutning: 30, azimut: 0
medelvärden

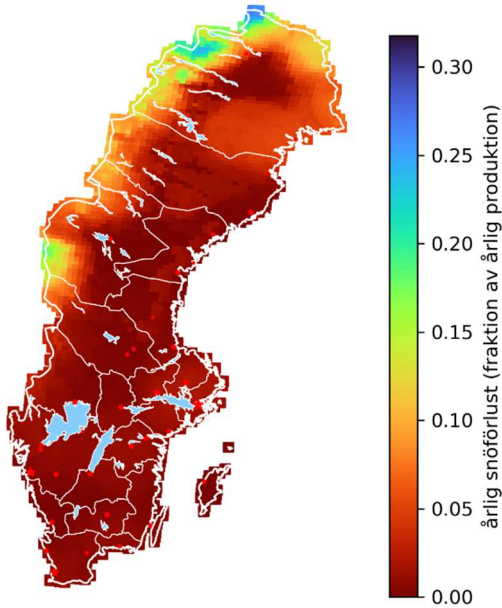


tilt: 30, azimuth: 0
max values

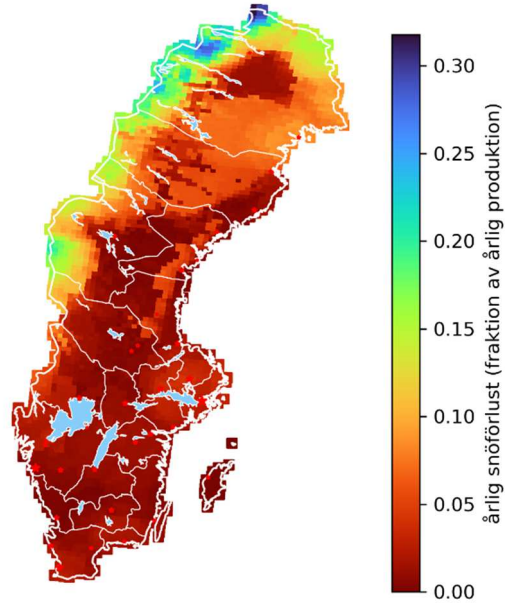


Azimut definieras enligt: väst = 90° , syd = 0° , öst = -90°

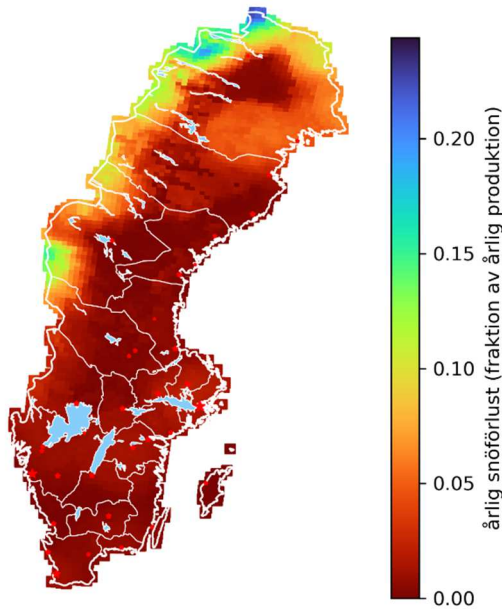
lutning: 30, azimut: -90
medelvärden



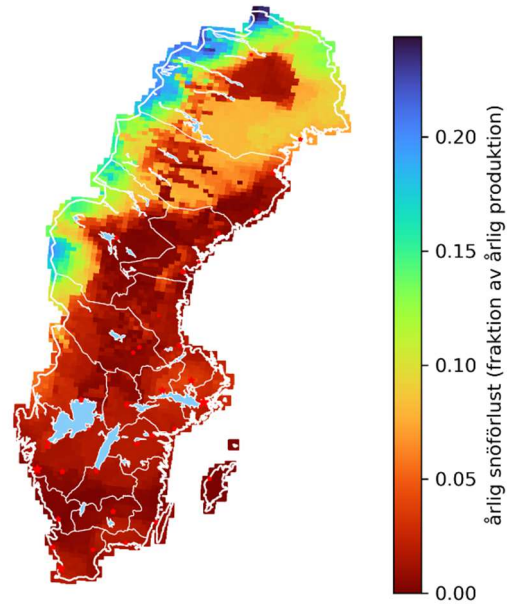
lutning: 30, azimut: -90
maxvärden



lutning: 45, azimut: -45
medelvärden

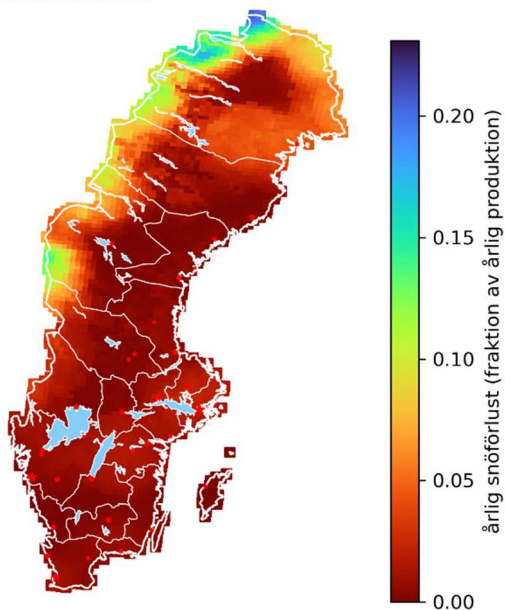


lutning: 45, azimut: -45
maxvärden

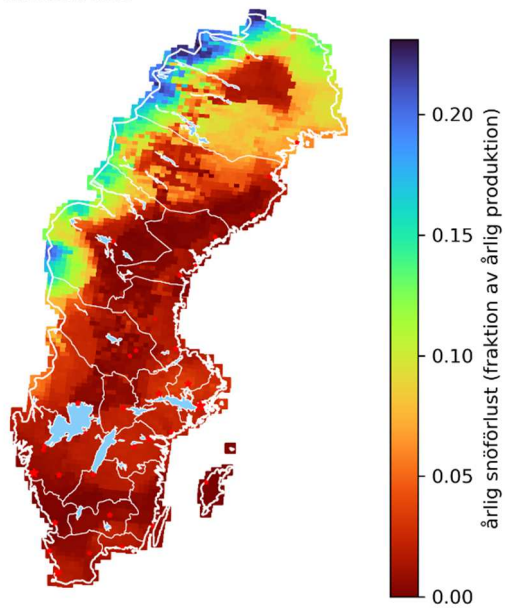


Azimut definieras enligt: väst = 90° , syd = 0° , öst = -90°

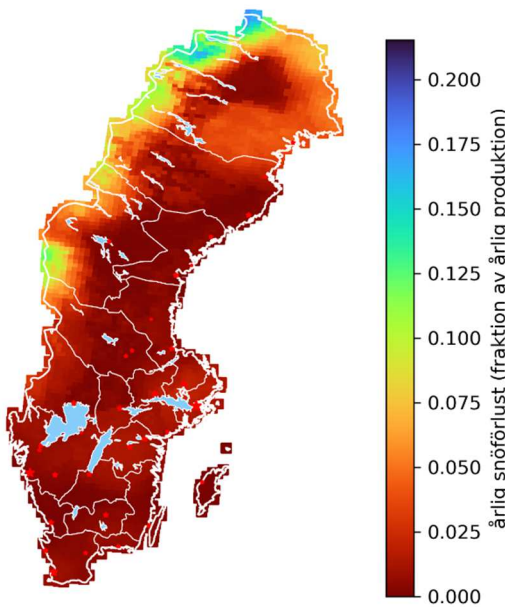
lutning: 45, azimut: 0
medelvärden



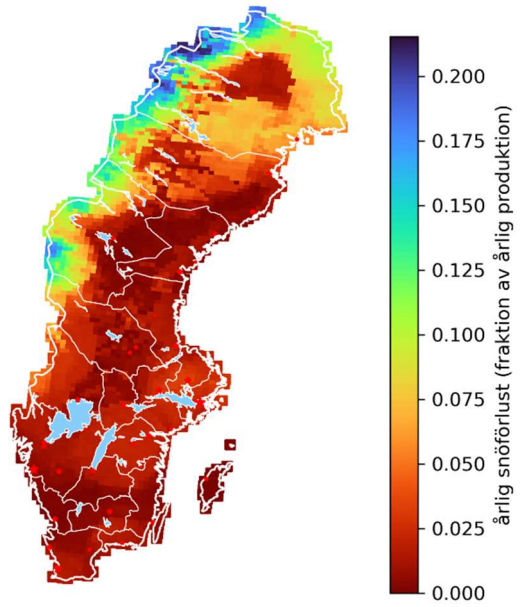
lutning: 45, azimut: 0
maxvärden



lutning: 45, azimut: 45
medelvärden



lutning: 45, azimut: 45
maxvärden



Bilaga B. Vetenskaplig artikel publicerad i Energies

Authors	van Noord, Michiel; Landelius, Tomas; and Andersson, Sandra
Title	Snow-Induced PV Loss Modeling Using Production-Data Inferred PV System Models
Journal	Energies
Publication Year	2021
Volume	14
Issue	6
Article Number	1574
ISSN	1996-1073
Keywords	PV system modelling, PV system performance, snow losses, reanalysis data, remote sensing, soiling, shading, snow, photovoltaics
DOI	10.3390/en14061574
URL	https://doi.org/10.3390/en14061574