

# Slutrapport

Energimyndighetens titel på projektet – svenska

Frigörande av nätkapacitet och flexibilitet utifrån simulerad aggregerad solkraftsproduktion som tar hänsyn till individuella systems orientering

Energimyndighetens titel på projektet – engelska

Extrication of grid capacity and flexibility based on simulated aggregated solar power production that considers the orientation of individual systems

Organisation

Becquerel Sweden AB

Staffansvägen 14, 741 42 Knivsta

Uppsala universitet

Falu Elnät AB

CheckWatt AB

Nyckelord

Solceller, nätkapacitet, fjärranalys, maskininlärning, orientering, solkraftsimulering

## Förord

Detta forskningsprojekt har genomförts i samarbete mellan Becquerel Sweden AB, Uppsala universitet, Falu Elnät AB och CheckWatt AB under perioden september 2023 till augusti 2025. Projektledare har varit dr. Johan Lindahl vid Becquerel Sweden AB.

Utöver Johan Lindahl vid Becquerel Sweden AB har utvecklarna Lisa Molin, Sara Ericson, Erik Lindvall och Gustav Öhgren samt programmeringskonsulten Robert Johansson medverkat. Företaget har främst arbetat med utvecklingen av det fjärranalysbaserade modellpaketet *Alfrödull* samt med simuleringar av solkraftsproduktion för samtliga solcellsanläggningar inom Falu Elnäts nät. Dessutom har de bidragit med analyser och kvantifieringar av de utjämnningseffekter som uppstår när solkraft från flera solcellsanläggningar, som har olika orienteringar, aggregeras.

Från Uppsala universitet har professor Joakim Widén, universitetslektor Joakim Munkhammar och dr. David Lingfors deltagit. Deras insatser har främst omfattat modellutveckling och elnätssimuleringar för olika transformatorstationer inom Falu Elnäts nätområde FLN, i syfte att kvantifiera den kapacitet som kan frigöras i elnätet under olika scenarier.

Oscar Willén, nätmarknadsansvarig vid Falu Elnät AB, har bidragit med nödvändig nätdata från FLN.

Från CheckWatt AB har Ammar Khan, Victor Rodin och Maja Olofsson deltagit. De har särskilt arbetat med analyser av mekanismer för hur flexibla resurser kan bidra till att avlasta distributionsnätet vid produktionstoppar från solkraft.

Projektdeltagarna vill rikta ett varmt tack till Energimyndigheten för finansieringen av projektet, samt dr. Mattias Lindh på RISE Research Institutes of Sweden AB och universitetslektor Andreas Theocharis på Karlstad universitet för handledningsstöd av olika studentarbeten kopplade till projektet.

## Innehållsförteckning

|                                                                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Sammanfattning                                                                                               | 4  |
| Summary                                                                                                      | 5  |
| Inledning/bakgrund                                                                                           | 6  |
| Genomförande                                                                                                 | 9  |
| Validering av simuleringsmodell (AP1) .....                                                                  | 9  |
| Simulering av aggregerad solkraftsproduktion i Falun (AP2) .....                                             | 14 |
| Utveckling av statistisk modell för aggregerad solel baserad på<br>penetrationsnivå av solel (AP3).....      | 19 |
| Frigörande av elnätskapacitet (AP4).....                                                                     | 20 |
| Mekanismer för flexibla resurser att avlasta distributionsnät från<br>solkraftsproduktionstoppar (AP5) ..... | 22 |
| Projektmöten och resultatspridning (AP6).....                                                                | 26 |
| Resultat                                                                                                     | 26 |
| Validering av simuleringsmodell (AP1) .....                                                                  | 26 |
| Simulering av aggregerad solkraftsproduktion i Falun (AP2) .....                                             | 30 |
| Utveckling av statistisk modell för aggregerad solel baserad på<br>penetrationsnivå av solel (AP3).....      | 35 |
| Frigörande av elnätskapacitet (AP4).....                                                                     | 36 |
| Mekanismer för flexibla resurser att avlasta distributionsnät från<br>solkraftsproduktionstoppar (AP5) ..... | 43 |
| Projektmöten och resultatspridning (AP6).....                                                                | 51 |
| Diskussion                                                                                                   | 52 |
| Publikationslista                                                                                            | 54 |
| Referenser                                                                                                   | 57 |
| Appendix                                                                                                     | 61 |
| Appendix A .....                                                                                             | 61 |

## Sammanfattning

Projekt P2023-00440 har visat att fjärranalys och maskininlärning kan användas för att frigöra betydande nätkapacitet och därigenom möjliggöra en ökad integration av solenergi utan kostsamma nätförstärkningar. Med hjälp av det utvecklade fjärranalys-baserade modellpaketet *Alfrödull*, har det påvisats att **elnätsägare kan frigöra i genomsnitt 11 % av nätkapaciteten på kommunnivå**, och i vissa transformatorstationer upp till **26 %**, med hjälp av information och solcellsanläggningarnas orientering. Dessa resultat indikerar en substantiell potential för effektivare utnyttjande av befintlig infrastruktur, vilket i sin tur kan underlätta den fortsatta utbyggnaden av nätuppkopplade solcellssystem.

Projektet har bedrivits i samverkan mellan Becquerel Sweden AB, Falu Elnät AB, Uppsala universitet och CheckWatt AB. Arbetet har omfattat vidareutveckling och utvärdering av *Alfrödull*, där geospatial data används för att identifiera individuella solcellsanläggningars koordinater och orientering. Informationen har sedan integrerats i en simuleringsmodell för att beräkna solkraftsproduktionen för alla solcellsanläggningar inom Falu Elnäts nätområde FLN med en upplösning på 30 minuter. De enskilda produktionskurvorna aggregerades sedan till både kommun- och transformatorstationsnivå.

Under projektets gång har *Alfrödull* förbättrats, bland annat genom förbättrade LiDAR-baserade orienteringsberäkningar samt inkluderandet av effekter av snöförluster, vilket har ökat precisionen i produktionssimuleringarna.

Resultaten bekräftar att *Alfrödull* kan ge elnätsägare ett robust och kostnadseffektivt verktyg för kapacitetsfrisättning och planering, med direkt relevans för både svenska och europeiska förhållanden. Utöver det har projektet visat att simuleringarna från *Alfrödull* kan bidra till utformningen av energigemenskaper samt hjälpa aggregator att utforma och optimera lösningar gällande flexibla resurser, så som nedreglering och stödtjänster, kopplade till solcellsanläggningar.

## Summary

Project P2023-00440 has demonstrated that remote sensing and machine learning can be used to unlock significant grid capacity, thereby enabling increased integration of solar energy without costly grid reinforcements. Using the developed remote sensing-based modeling package *Alfrödull*, it has been shown that **grid operators can make available, on average, 11% of grid capacity at the municipal level**, and in some transformer stations up to **26%**, by utilizing information about the orientation of solar PV systems. These results indicate a substantial potential for more efficient use of existing infrastructure, which in turn can facilitate the continued expansion of solar PV systems.

The project has been carried out in collaboration between Becquerel Sweden AB, Falu Elnät AB, Uppsala University, and CheckWatt AB. The work has included the further development and evaluation of *Alfrödull*, where geospatial data are used to identify the coordinates and orientation of individual solar PV systems. This information has then been integrated into a simulation model to calculate the solar power production of all PV systems within Falu Elnät's grid area (FLN) at a 30-minute resolution. Subsequently, the individual production curves were aggregated at both municipal and transformer station levels.

During the course of the project, *Alfrödull* has been improved, including enhanced LiDAR-based orientation calculations and the inclusion of snow loss effects, which have increased the accuracy of the production simulations.

Overall, the results confirm that *Alfrödull* can provide grid operators with a robust and cost-effective tool for capacity release and planning, with direct relevance to both Swedish and European contexts. In addition, the project has shown that simulations from *Alfrödull* can contribute to the design of energy communities and support aggregators in developing and optimizing solutions for flexible resources, such as curtailment and ancillary services, linked to solar PV systems.

## Inledning/bakgrund

Solkraften växer snabbt, både i Sverige och globalt. Globalt stod solkraften för cirka 75 % av all ny elproduktion under 2024, med en preliminär nyinstallation på 600 GW [1]. I EU står solkraft nu för 14 % av elproduktionen [1]. I Sverige ökade antalet nätanslutna solcellsanläggningar med 41 000, vilket bidrog till att den totala installerade kapaciteten steg med 18 % till 4 800 MW [2].

Den snabba utbyggnaden av solceller följer mönster från tidigare teknikskiften, där decentraliserad teknik som datorer och mobiltelefoni har omformat hela system [3]. På liknande sätt utmanar solkraften dagens elnät, som i grunden är byggda för centraliserad produktion och passiva kunder. Lokala nät har traditionellt dimensionerats för kalla vinterdagar, men i områden med hög solcellspenetration är det i stället timmar med stark solinstrålning som belastar nätet mest. Enligt Vattenfall driver lokal solkraftsproduktion idag omkring 8 % av deras förstärkningsinvesteringar i lågspänningsnätet, och att höja kapacitetsgränsen för solkraft i en transformatorstation kan ofta kräva kostsamma nätförstärkningar på mellan 300 000 och 3 000 000 kronor.

Allteftersom solkraften växer blir det allt viktigare att dimensionera de lokala elnäten utifrån den faktiska produktionen i solcellssystemen. Kombinationen av solcellernas distribuerade natur, den ojämna geografiska fördelningen av installerad kapacitet, och de varierande produktionsmönstren innebär att dessa variationer måste hanteras effektivt för att upprätthålla både nätens stabilitet och driftsäkerhet. [4], [5], [6]. Variationerna beror främst på solinstrålning, men påverkas även av temperatur, luftfuktighet och vindhastighet, vilket gör det nödvändigt att använda prognostiska simuleringsmetoder som tar hänsyn till lokala förhållanden [7], [8], [9].

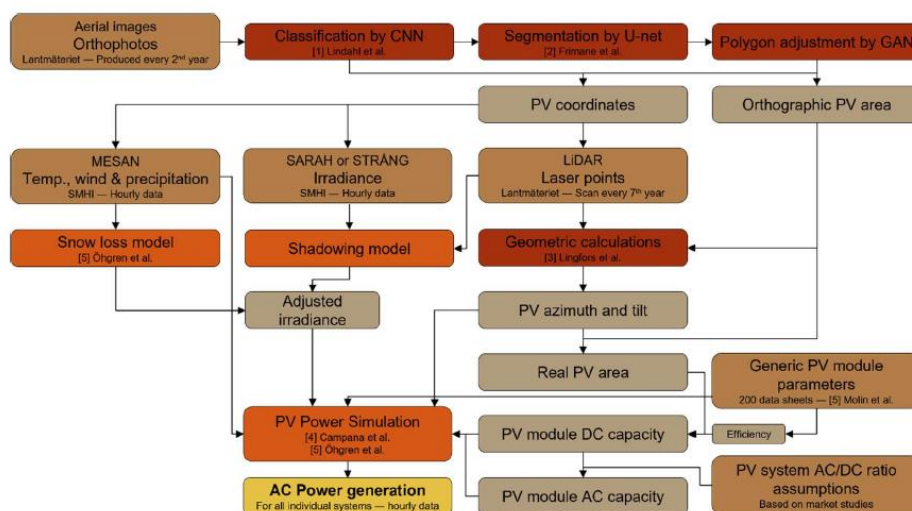
Nätägare står dock idag inför en stor utmaning att korrekt uppskatta inmatningen från solcellsanläggningar, eftersom tillgänglig information ofta är begränsad — i regel registreras endast anslutningspunkt, installationsdatum och växelriktarens AC-effekt i de för- och slutanmälningar som nätägarna samlar in. Bristen på detaljer, särskilt om panelernas orientering och lutning, har lett till att bland svenska elnätsägare är det därför praxis att anta att alla solcellsanläggningar kan producera och mata ut sin märkeffekt samtidigt, vilket oftast begränsas av växelriktarens effekt. I verkligheten varierar dock takmonterade system kraftigt i orientering och lutning [10], [11], vilket skapar osynkroniserade produktionsmönster och en naturlig "utjämnningseffekt", även på transformatorstationsnivå.

I två tidigare forskningsprojekt (EM Projektnr: 50265–1 [12] och ÅF-21-153 [13]) har Becquerel Sweden, med stöd och bidrag från Uppsala universitet och Mälardalens universitet, utvecklat en AI-baserad metod för att identifiera, kartlägga och simulera produktionen från solenergianläggningar med hjälp av flygfoton, LiDAR-data och maskininlärning. Metodiken använder maskininlärning och bildigenkänning i de inledande stegen, med ett Convolutional Neural Network (CNN) för klassificering och en U-Net-modell för segmentering. Klassificeringsmodellen, publicerad 2023 [14], identifierade 91–97 % av solcellsanläggningarna i tre kommuner och uppnådde ett F1-värde på 0,71. U-Net-segmenteringsmodellen nådde ett mIoU på 0,89, vilket vid publiceringstillfället var det bästa vetenskapliga resultatet [15].

Därefter beräknas varje anläggnings orientering — azimuth och lutning — med hjälp av LiDAR-data. Metoden har vidareutvecklats och förbättrats inom ramen för detta projekt.

Slutligen matas data från de beräkningsmässiga stegen och insamlade väderdata [12], [13] in i en fysisk simuleringsmodell för solkraft som härstammar från projektet ÅF-21-153 [16], som beräknar AC-effekten (Wh) från solcellsanläggningarna med 30 minuters upplösning.

Metodens olika steg utgör modellpaketet *Alfrödull*, vars schematiska upplägg illustreras i Figur 1.



Figur 1. Schematiskt flödesdiagram över *Alfrödulls* modellsteg för att generera indata till en fysisk simuleringsmodell, där solkraftsproduktion uppskattas i 30-minutersintervall från alla solcellssystem inom ett geografiskt område. Bruna rutor visar indata, dess källa och tidsupplösning. Orange rutor representerar beräkningsmodeller eller kalkyler, med referenser till relevanta studier som beskriver dem. Pilar illustrerar dataflödet mellan beräkningsstegen, och resulterande utdata visas i grå rutor.

*Alfrödulls* fjärranalysbaserade modellpaket möjliggör simulering av den totala elproduktionen från alla individuella solcellsanläggningar inom ett geografiskt område, utan någon manuell insamling av system-specifika data. Till skillnad från traditionella statistiska uppskalningsmetoder för solcellsprognoser genererar *Alfrödull* högupplösta simuleringar baserade på faktiska system, vilket gör det möjligt att aggregera individuella produktionsprofiler till mindre kluster, såsom alla system inom en transformatorstation, eller till större områden, exempelvis alla system inom en kommun, beroende på analysens syfte och behov.

I detta projekt har det fjärranalysbaserade modellpaketet *Alfrödull* vidareutvecklats och tillämpats för att kvantifiera de osynkroniserade produktionsmönster och utjämnings effekter som uppstår när närliggande solcellsanläggningar har olika orientering. Genom att analysera dessa effekter på transformatorstationsnivå inom Falu Elnäts nätområde FLN, har projektet haft som mål att uppskatta hur mycket nätkapacitet som realistiskt kan frigöras jämfört med antagandet att alla system producerar sin maximala effekt samtidigt. Den simulerade solkraftsproduktion samt data från FLN har även använts som underlag för att analysera flexibilitetsresurser, så som nedreglering och stödtjänster, som en aggregator kan använda sig av för att främja nätstabilitet.

Mot bakgrund av detta har projektet haft följande övergripande mål:



1. Utveckla en simuleringsmodell som utan annan indata än de automatiskt genererade koordinaterna, arean, orienteringen och generella modul- och växelriktarparametrar kan simulera solkraftsproduktionen hos ett distribuerat solcellssystem med en noggrannhet ( $R^2$  värde) över 0.8.
2. Kvantifiera den aggregerade utjämnningseffekten hos de >300 solcellssystemen i Falu kommun.
3. Analysera och kvantifiera självkonsumtionsgraden både på kommunnivå och för enskilda byggnadstyper under olika tidsperioder.
4. Validera, den nyligen publicerade 'state-of-the-art' modellen för att uppskatta solcellssystemorientering och aggregerad effekt på stadsnivå utifrån de faktiskt uppmätta orienteringarna hos solcellssystem i svenska kommuner.
5. Kvantifiera eventuellt skapat utrymme i elnätet utifrån nuvarande dimensionering och planering.
6. Utforma förslag på lokala flexibilitetstjänster som baseras på lärdomar från projektet.

## Genomförande

Projektets genomförande delades upp i 6 distinkta arbetspaket med olika milstolpar.

### Validering av simuleringsmodell (AP1)

#### *Initial validering*

I AP1 validerades den fysiska simuleringsmodell som Becquerel Sweden, i samarbete med Mälardalens universitet, utvecklat inom det tidigare forskningsprojektet ÅF-21-153 [13]. Valideringen genomfördes mot sex svenska referenssystem i kommunerna Knivsta, Uppvidinge och Falun, med data över total solkraftsproduktion från CheckWatt, där simulerad produktion jämfördes med uppmätta värden. Den timvisa elproduktionen från ett solcellssystem beräknades med en rutnätsbaserad fysikmodell, vidareutvecklad inom ÅF-21-153, baserad på en modifierad version av ekvation (1) från Campana et al.[16]. Växelriktaren modellerades med verkningsgradskurvan för Steca Grid 300. I den ursprungliga evalueringen användes väder- och strålningsdata som från modellerna STRÅNG [17]

och MESAN [18], utvecklade av Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI). STRÅNG genererar data över global horisontell och direkt normal solinstrålning för hela Norden med en rumslig upplösning på  $2,5 \times 2,5$  km och timvis tidsupplösning, medan MESAN tillhandahåller motsvarande timvisa meteorologiska data såsom temperatur och vindhastighet, med samma upplösning.

För att kunna simulera produktionen från distribuerade system med okända tekniska egenskaper byggdes en databas med 200 datablad för mono- och polykristallina kiselmoduler tillgängliga på den svenska marknaden mellan 2015 och 2024. Utifrån dessa härleddes generiska modulparametrar per installationsår, inkluderande (1) verkningsgrad  $\eta$ , (2) nominell spänning  $V_{mp}$ , (3) tomgångsspänning  $V_{oc}$  och (4) temperaturkoefficient för tomgångsspänning  $\mu_{V_{oc}}$ . Därutöver beräknades ett genomsnittligt DC/AC-förhållande för att modellera växelriktarens eventuella nedreglering (curtailment) och den resulterande timvisa AC-produktionen. Ett förhållande på 1,08 användes, baserat på mätdata från 115 svenska småhusanläggningar insamlade i en studie 2020 [19], och antagandet gjordes att samtliga system hade samma DC/AC-förhållande vid simuleringarna.

Vidare simulerades den aggregerade solkraftsproduktionen i Knivsta för år 2022 för att genomföra en första kvantifiering på kommunnivå av de utjämnings effekter som uppstår när olika solcellssystem har varierande orientering. Denna initiala utvärdering av simuleringsmodellen och analys av utjämnings effekterna publicerades i en konferensartikel [20]. Förutom mätdata från CheckWatt utfördes valideringsarbetet främst av Lisa Molin, Sara Ericson och dr. Johan Lindahl (Becquerel Sweden), med stöd och handledning och stöd från dr. David Lingfors och dr. Joakim Munkhammar (Uppsala universitet).

Regressionsanalysen från denna studie visade på en relativt stark överensstämmelse mellan simulerad och uppmätt timvis elproduktion för de sex referenssystemen, med determinationskoefficienter i intervallet 0,69–0,83. Eftersom målet med detta arbetspaket var att utveckla den fysiska simuleringsmodellen till att kunna påvisa simuleringsresultat med determinationskoefficient ( $R^2$ -värde) över 0.8 drogs slutsatsen att mer arbete behövde genomföras för att förbättra simuleringsmodellen.

I samband med valideringen av simuleringsmodellen genomfördes även en analys av eventuella systematiska fel i simuleringen av solkraftsproduktionen, med syftet att identifiera möjliga förbättringar [20]. Resultaten från denna analys presenteras i resultatdelen, men

sammanfattningsvis identifierades följande mönster i den ursprungliga modellen:

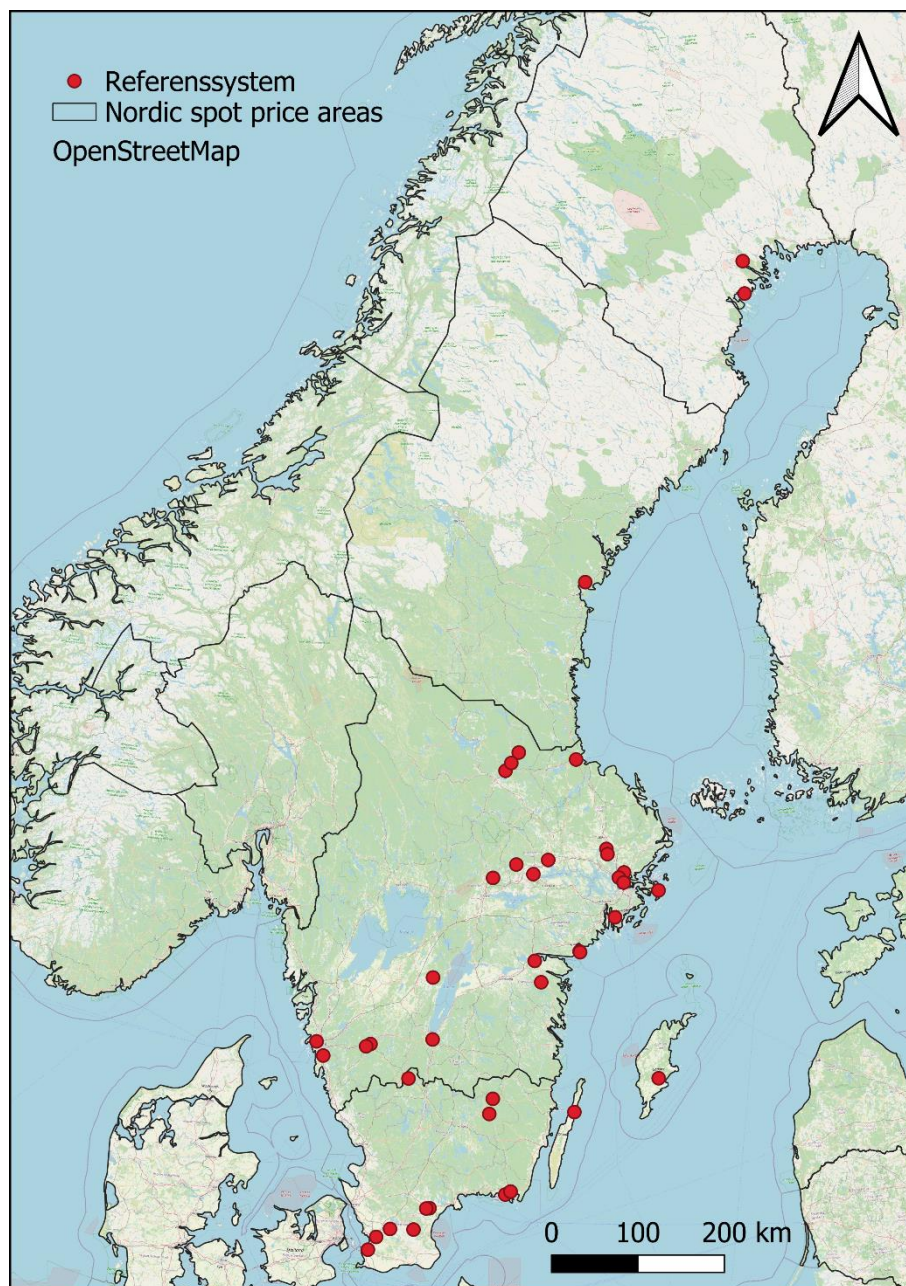
- Generellt överskattas solkraftsproduktionen något eftersom temperaturkoefficienten baseras på lufttemperaturen.
- För vissa system överskattas produktionen på grund av skuggeffekter från närliggande system.
- Felbedömning av produktionen kan uppstå på grund av mätosäkerheter i MESAN:s väderdata eller STRÅNG:s solinstrålningsdata.
- Modellen förutspår solkraftsproduktion även under perioder då inga mätvärden registrerats, framför allt mellan november och mars, vilket sannolikt beror på förluster orsakade av snötäcke.

Utifrån denna analys utvecklade under projektets gång Becquerel Sweden simuleringsmodellen.

#### ***Referenssystem för utveckling och validering av simuleringsmodellen***

För det första påbörjades ett arbete, utfört av Gustav Öhgren på Becquerel Sweden, med att utöka antalet referensanläggningar för att förbättra det statistiska underlaget för utveckling och validering av simuleringsmodellen. För att säkerställa tillförlitligheten hos referenssystemens orientering och kvaliteten på produktionsdata genomfördes flera verifieringssteg. Azimutvärdena kontrollerades med QGIS-pluginet "Azimuth Measurement" och visade överensstämmelse inom  $\pm 3^\circ$  för alla system med tillräcklig LiDAR-täckning. Lutningsvinklarna verifierades med Google Street View och trigonometriska beräkningar, där LiDAR-baserade uppskattningar hade en noggrannhet inom  $\pm 5^\circ$ . Produktionsdata kvalitetskontrollerades med metoden QCPV (Quality Control for PV reference systems) enligt [21], med anpassningar från [22].

Resultatet blev en uppsättning på 40 referenssystem, som hämtades från två källor: sju system från CheckWatt, samt 33 system från SolarEdges offentliga övervakningsplattform. Deras geografiska spridning i Sverige illustreras i Figur 2.



Figur 2. Den geografiska placeringen av referenssystemen som användes i projektet för solkraftssimulering-modellutveckling.

### **Utvärderingsmått**

För att utvärdera noggrannheten hos de utvecklade solkraftssimuleringsmodeller behövs utvärderingsmått. De utvärderingsmått som används i detta projekt framgår av Tabell 1.

Tabell 1. Definition av utvärderingsmått.

| Utvärderingsmått          | Definition                                                                    |
|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Determinationskoefficient | $R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{x})^2}$ |
| Root Mean Square Error    | $RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}$                        |
| Mean Absolute Error       | $MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n  y_i - x_i $                                  |

I dessa utvärderingsformler representerar  $y$  den simulerade solkraftsproduktionen,  $x$  den uppmätta solkraftsproduktionen och  $\bar{x}$  är medelvärdet av de uppmätta värdena.

Determinationskoefficienten ( $R^2$ ) används för att utvärdera hur väl en solkraftssimuleringsmodell förklarar variationen i observerade värden och indikerar en modells övergripande anpassning. Root Mean Squared Error (RMSE) inkluderas för dess känslighet för stora fel, vilket hjälper till att identifiera betydande avvikelser i en modell. För att bedöma den totala felets omfattning används Mean Absolute Error (MAE), som är mer robust och mindre känslig för extremvärden än RMSE. MAE används därför som mått för optimering av modellparametrar.

### Uppdatering av celltemperaturmodellen

I de tidigare versioner av den rutnätsbaserade solkraftsmodellen [16], [20] beräknades celltemperaturen med utgångspunkt i NOCT (nominal operating cell temperature) enligt ekvation 23.3.4 i [23]. NOCT bygger dock på flera antaganden, som fristående moduler orienterade mot solens kulmination och med likvärdig exponering på båda sidor [24], vilket sällan stämmer för takmonterade solcellssystem som ofta har asymmetrisk temperaturprofil. Därför ersattes i detta projekt den tidigare temperaturmodellen med en modifierad version av ekvation 10.37 i [25] där celltemperaturen beräknas som en funktion av omgivningstemperatur, lutande solinstrålning, NOCT-anpassad temperatur, modulverkningsgrad, transmittans/absorptionsprodukt och vindhastighet på modulhöjd.

För att få fram vindhastigheten på modulhöjd utvecklades *Alfrödulls* LiDAR-baserade modell (se kommande avsnitt) för att kunna, utifrån LiDAR-data, beräkna höjden hos byggnader där solcellssystem



identifierats. För att korrigera vindhastighetsdata från MESAN, som mäts på 10 meters höjd, används den logaritmiska vindprofilsatsen från [26], vilket ger mer realistiska vindhastigheter vid solcellssystemets höjd.

### ***Byte av solinstrålningskälla***

Medan den ursprungliga valideringsstudien [20] använde solinstrålningsdata från STRÅNG [17], utvärderades även data från SARAH-3 [48] på grund av dess förmodat högre noggrannhet.

### ***Snöförlustmodell***

Under projektet utvecklades även en snöförlustmodell för att korrigera solinstrålningen som når solmodulerna när de är täckta av snö. I denna studie har en modifierad version av den tidigare modellen för snöförluster i solcellssystem utvecklats och anpassats för fjärranalys, det vill säga för den typ av data som *Alfrödull* kan generera från flygfoton och LiDAR. Modellen optimerades med data från 16 referenssystem (både plana och lutande) och validerades därefter på ytterligare nio system.

Arbetet med uppdateringen av celltemperaturmodellen, utvärderingen av olika solinstrålningsdata samt det omfattande utvecklingsarbetet med snöförlustmodellen utfördes huvudsakligen av Gustav Öhgren (Becquerel Sweden) [27], med bidrag från dr. Johan Lindahl och Lisa Molin (Becquerel Sweden), samt handledarstöd från dr. David Lingfors (Uppsala universitet) och dr. Mattias Lindh (RISE). Detta arbete resulterade i en vetenskaplig artikel [28].

## **Simulering av aggregerad solkraftsproduktion i Falun (AP2)**

### ***Uppdatering och inventering av alla solcellssystem inom Falun Elnät***

I AP2 uppdaterade Becquerel Sweden databasen över distribuerade solenergisystem i Falu kommun. Som grund användes den tidigare databasen från 2020, skapad inom det föregående forskningsprojektet EM Projektnr: 50265–1 [12], för att generera motsvarande databaser för 2022 och 2024. Uppdateringen genomfördes genom att analysera flygfoton från Lantmäteriet med hjälp av *Alfrödulls* maskininlärningsbaserade bildigenkänningsalgoritmer utvecklade i [14], [15].

Alla identifierade solcellsanläggningar delades in i klassiska marknadssegment: (1) Småhus, (2) Flerbostadshus, (3) Jordbruksbyggnader, (4) Kommersiella byggnader, (5) Offentliga byggnader och (6) Industribyggnader. Indelningen baserades på de 49 detaljerade byggnadsändamål som Lantmäteriet använder för att klassificera byggnader, samt Typkoder för fastigheter enligt Skatteverket, i

enlighet med den kategorisering som utvecklades i [14]. Syftet var att öka granulariteten och möjliggöra marknadssegmentbaserade kopplingar till de analyser som genomfördes senare inom projektet.

### ***Förbättringar av Alfrödulls maskininlärningsbaserade bildigenkänningsalgoritmer***

Parallellt med huvuduppgiften att uppdatera Falu Elnäts nätområde FLN genomförde dr. Johan Lindahl, Erik Lindvall och Gustav Öhgren (Becquerel Sweden) under projektiden skanningar av flera andra områden: Gotland (2020 och 2022), Karlshamn (2022 och 2024), Knivsta (2023) och Uppvidinge (2022). Under dessa skanningar annoterades samtliga bilder av både solcells- och solvärmeanläggningar, vilket genererade ytterligare träningsdata för både CNN- och U-net-modellerna.

Under projektiden genomförde Erik Lindvall ett examensarbete hos Becquerel Sweden med fokus på att förbättra klassificeringen av solcellssystem i flygfoton. I arbetet analyserades effekterna av ökad mängd träningsdata, olika bildaugmenteringsstrategier i ett förbehandlingssteg, införandet av fler-ensemble-klassificeringsmetoder samt en mosaikmetod med överlappande bildrutor [14].

### ***Orienteringsberäkningar***

Orienteringen (lutning och azimut) för en solenergianläggning kan uppskattas med hjälp av LiDAR-data (Light Detection and Ranging), eftersom LiDAR-datasetet utgör ett punktmoln av xyz-koordinater. I det tidigare forskningsprojektet EM Projektnr: 50265–1 [12] samt i den initiala valideringen av *Alfrödull* [20] användes en LiDAR-baserad modell, utvecklad utifrån dr. David Lingfors tidigare forskning [29], [30].

Vid implementeringen av denna modell på de solenergisystemspolygoner och den databas som skapats genom flygfotogranskningen visade det sig att många system fick felaktig orientering. Särskilt gällde detta vissa typer av anläggningar, exempelvis vertikala system eller dubbelriktade (öst/väst) system, som inte hanterades korrekt. Detta ledde till ett arbete med att vidareutveckla den LiDAR-baserade orienteringsberäkningsmodellen.

Som grund för detta arbete togs en referensdatabas ("ground truth") fram för samtliga 3 671 solenergianläggningar i kommunerna Falun, Knivsta och Uppvidinge. Denna grundsanning baserades på manuella azimutmätningar utförda i QGIS, kompletterade med enstaka visuella inspektioner på plats.

Eftersom ortofoton — som används för att identifiera solenergianläggningarna och skapa polygoner baserade på panelernas utbredning — projiceras ortogonalt utifrån terränghöjd, tas byggnadernas höjd inte i beaktande. Detta innebär att taken (och därmed solenergianläggningar) inte alltid hamnar i rätt position, om de inte råkar vara exakt i nadir när fotot togs. Följaktligen behöver solenergisystempolygonen justeras mot LiDAR-data för att orienteringen ska kunna beräknas korrekt. För detta ändamål behövs en ortorektifieringsmetod för att alignera polygonen med LiDAR-data.

Inom projektet vidareutvecklades och förfinades ortorektifieringsmetoden. Dessutom identifierades sex specialfall där LiDAR-data inte kan användas som underlag för tillförlitliga orienteringsberäkningar:

- För få LiDAR-punkter
- Markmonterade system (>2 m från byggnad)
- Vertikala system
- Flacka tak (vinkel < 5°)
- Dubbelriktade system på flacka tak
- Orimligt höga tilt-värden

För dessa situationer utformades ett antal regler för att bestämma vinkel och riktning, så att systemen i de flesta fall ändå skulle tilldelas en korrekt orientering.

Arbetet med att uppdatera och förbättra LiDAR-modellen utfördes av dr. David Lingfors (Uppsala universitet), samt Robert Johansson och dr. Johan Lindahl (Becquerel Sweden), och resulterade i en vetenskaplig artikel [11]. Därutöver översatte Robert Johansson modellen, som tidigare var implementerad i Matlab, till Python. På så sätt kunde modellen integreras i *Alfrödulls* modellpaket och köras automatiskt direkt efter en skanning som klassificerat och segmenterat alla solenergianläggningar inom ett område.

### **Solkraftssimuleringar**

Efter förbättringarna av *Alfrödulls* maskininlärningsbaserade bildigenkänningsalgoritmer, LiDAR-baserade orienteringsberäkningar och simuleringsmodell, simulerade Becquerel Sweden produktionen från samtliga 1 935 nätuppkopplade solcellsanläggningar som fanns i juni 2024 (det senaste flygfotot från Lantmäteriet) inom Falu Elnäts nät FLN. Simuleringarna täckte perioden 2017-05-01 till 2024-09-01 med en tidsupplösning på 30 minuter. Perioden valdes utifrån den högupplösta



väderdata som fanns tillgänglig vid simuleringstillfället i MESAN och SARAH-3.

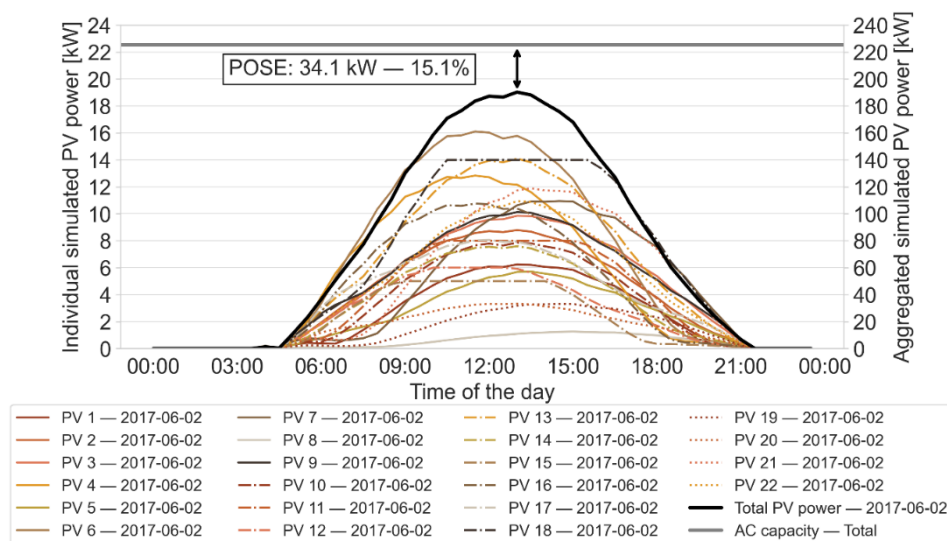
Det bör noteras att många av solcellsanläggningarna inte var driftsatta under början av perioden. Eftersom *Alfrödull* inte är beroende av mätvärden utan endast av historiska väderdata, kan produktionen simuleras som om alla anläggningar hade funnits under hela perioden. Detta ger ett större statistiskt underlag för nätanalyser och säkerställer att de timmar med bäst förutsättningar för hög solkraftsproduktion (soliga, kalla och blåsiga) inkluderas för alla solcellssystem och inte bara dom som suttit upp i flera år.

Den genererade solkraftssimuleringsdata paketerades därefter av Becquerel Sweden och delades med de övriga projektdeltagarna för vidare analyser.

#### ***Kvantifiering av utjämnings effekter (POSE)***

Solcellsanläggningar inom ett givet område kan installeras i olika vinklar och orienteringar, vilket innebär att de aldrig kan producera sin maximala kapacitet (märkeffekten) samtidigt. I praktiken uppstår därför en utjämnings effekt i solkraftsproduktionen, även på en låg nivå av geografisk aggregering [31], [32], ända ner till nätstationsnivå, vilket illustreras i Figur 3. Genom att i det här projektet simulera den timvisa solkraftsproduktionen för varje enskild solcellsanläggning med *Alfrödull* baserat på historiska väderdata (från 2017 till 2024) och med en tidsupplösning på 30 min, och därefter aggregera produktionen från de enskilda systemen kan denna utjämnings effekt kvantifieras. Detta görs genom att identifiera den timme med högst aggregerad solkraftsproduktion för solcellsanläggningarna inom nätstationen och jämföra den med den sammanlagda installerade märkeffekten för systemen.

En sådan analys för en transformatorstation inom FLN illustreras i Figur 3, som visar både de individuella produktionsprofilerna och den aggregerade profilen för den dag med högst uppmätt solkraftsproduktion under den sjuårsperiod som analyserats.



Figur 3. Solkraftssimuleringar för 22 olika solcellsanläggningar med varierande orienteringar inom en transformatorstation inom FLN, genomförda för perioden 1 maj 2017 till 31 augusti 2024. Grafen visar produktionsprofilen för varje enskilt system (tunna färgade linjer kopplade till den vänstra vertikala axeln) under den dag — 2 juni 2017 — då den aggregerade solkraftsproduktionen från de 22 systemen var som högst (tjock svart linje kopplad till den högra vertikala axeln). Den aggregerade produktionsprofilen jämförs med den totala installerade märkeffekten för alla system (den grå linjen), vilket i det här projektet definieras som POSE för en nätstation.

Figur 3 illustrerar hur information om olika orienteringar för hela solcellsanläggningar — eller moduler inom samma anläggning — kan användas för att simulera den maximala effekt som en grupp solcellsanläggningar kan generera. Skillnaden mellan den högsta simulerade aggregerade effekten, simulerad över mer än 7,5 års data, och den totala installerade märkeffekten för anläggningarnas växelriktare har vi i detta projekt valt att definiera som *"PV Orientation Smoothing Effect"* (POSE). För den aktuella transformatorstationen i Figur 3 visade det sig att POSE uppgick till 34,1 kW, vilket innebär att den högsta effekt dessa 22 solcellsanläggningar kan mata ut samtidigt är 15,1% lägre än vad nätägaren idag antar vid sin drift- och nätplanering.

Som tidigare nämnt, var många av anläggningarna i Figur 3 ännu inte driftsatta vid det aktuella datumet för maxproduktionen, men *Alfrödull* kan simulera elproduktion som om anläggningarna hade existerat, baserat på historiska väderförhållanden, vilket ökar det statistiska underlaget och säkerheten i POSE-beräkningarna.

Dessa POSE-beräkningar genomfördes av Gustav Öhgren, Erik Lindvall och dr. Johan Lindahl (Becquerel Sweden).

**Självkonsumtionsanalyser**

Becquerel Sweden erhöll från Oscar Willén (Falu Elnät) uppmätta data över utmatad solkraft för samtliga 1 935 nätuppkopplade solcellsanläggningar som fanns i juni 2024. Simuleringsresultaten från *Alfrödull* jämfördes med dessa mätdata. Utifrån dessa två datakällor beräknades självkonsumtionen, som teoretisk ska vara skillnaden mellan simulerad producerad solkraft och uppmätt utmatad solkraft. Därefter beräknades självkonsumtionsgraden, definierad som den genomsnittliga andelen av producerad solenergi som konsumeras inom fastigheten. Detta möjliggjorde, i enlighet med projektmål tre, analyser och kvantifiering av självkonsumtionsgraden både på kommunnivå och för olika byggnadstyper under olika tidsperioder.

Korrelationer analyserades mellan självkonsumtionsgraden och olika variabler, såsom solcellsarea, byggnadsarea (sett ovanifrån), kvoten mellan solcells- och byggnadsarea samt installationsdatum inom respektive marknadssegment. Vid beräkningarna filterades system med driftsättningsdatum senare än startdatumet bort för den uppmätta effektserien (2023-03-01), då dessa inte haft ett helt års drift. Vidare filterades fastigheter bort där simulerad produktion avvek betydligt från uppmätt utmatad effekt, exempelvis där den utmatade effekten översteg den totala simulerade produktionen.

Analyserna genomfördes av Gustav Öhgren och Erik Lindvall (Becquerel Sweden).

**Utveckling av statistisk modell för aggregerad solel baserad på penetrationsnivå av solel (AP3)**

Samma år som ansökan till det här projektet utvecklade Uppsala universitet en metod för att baserat på de tillgängliga takytorna med bäst solinstrålning statistiskt fördela olika orienteringar hos solcellssystemen inom ett område [31]. Arbetet låg då i internationell framkant med potential för vidareutveckling och förfining av metodiken.

Mot denna bakgrund planerades AP3 ursprungligen för att validera modellen utvecklad av Ramadhani et al. [31] på kommunnivå. Avsikten var att uppskatta solkraftsproduktionen utifrån penetrationsgraden av solcellsinstallationer och de bästa taken (de med högst solinstrålning) inom en kommun, och jämföra dessa beräkningar med faktiska installationer och deras orientering. Resultaten skulle sedan ligga till grund för en vidareutveckling av modellen för att öka dess generella användbarhet. Ursprungligen var tanken även att modellen [31] skulle användas i simuleringar av lokala elnät, för att undersöka hur

acceptansgränsen för solkraft påverkas av orienteringsmässig och geografisk spridning av solesystem. Dessa resultat skulle jämföras både med den detaljerade simuleringsmodellen (*Alfrödull*) som utvecklades i AP1 och med elnätssimuleringarna i AP4. Utifrån detta definierades projektmål 4:

*"Validera, och därefter utveckla, den nyligen publicerade 'state-of-the-art'-modellen för att generera penetrationsnivå och uppskatta solcellssystemens orientering och aggregerade effekt på stadsnivå [31], utifrån de faktiskt uppmätta orienteringarna hos solcellssystemen i Falun."*

Dr. Joakim Munkhammar (Uppsala universitet) anpassade modellen [31] och testade den på kommunerna Knivsta, Falun och Uppvidinge. Den jämfördes dels med de orienteringsberäkningar som *Alfrödull* genererade i AP2, och dels med de grundsanningar som etablerades i samma arbetspaket. Resultaten, som redovisas i resultatdelen, visade dock en betydande diskrepans mellan modellens beräkningar och de faktiska orienteringarna i de tre kommunerna. Projektgruppen bedömde därför att modellen inte var lämplig att uppdatera eller använda för simulering av elnät och uppskattning av solkraftens acceptansgräns, eftersom detta skulle ha lett till missvisande resultat.

Mot bakgrund av detta skickades en ansökan om ändring in till Energimyndigheten. Projektgruppen föreslog att den sista delen av arbetspaketet — respektive sista delen av projektmålet, inte skulle genomföras — och att den fjärranalysbaserade modell *Alfrödull* som utgör projektets huvudmetod istället skulle användas för elnätssimuleringar i Falun och för att kvantifiera eventuellt frigjord kapacitet i nätet. Ansökan beviljades, och det enda arbete som genomförts inom detta arbetspaket är därför valideringen av modellen från [31].

### **Frigörande av elnätskapacitet (AP4)**

Arbetet i AP4 syftade till att bedöma effekten av de POSE-beräkningar som genomfördes i AP1 med målet att ”kvantifiera eventuellt skapat utrymme i elnätet utifrån nuvarande dimensionering och planering.” Analysen fokuserade på att undersöka i vilken utsträckning POSE leder till faktiska förbättringar i elnätsplanering och drift, samt hur dessa beräkningar — baserade på simulerad produktion — överensstämmer med uppmätt aggregerad nettoinmatning av solkraft, där även egenanvändning och lokal last ingår. Vidare jämfördes den utjämnande effekt som POSE indikerar med andra faktorer som påverkar nätets prestanda, särskilt nätets topologi.

För detta ändamål delade Oscar Willén (Falu Elnät) detaljerade elnätsdata för fem transformatorstationer i nätområdet FLN med Uppsala universitet. De fem stationerna valdes ut på grund av den höga solcellspenetrationen bland kunderna samt eftersom dessa stationer närmar sig sin maximala kapacitet för att ansluta solceller, baserat på den nuvarande konservativa praxis som svenska nätägare tillämpar.

### **Nätdata och topologi**

Informationen för varje station bestod av linjespecifikationer (anslutna knutpunkter, längder och kabeltyper), kabelparametrar (resistans och induktans, där den senare används för att beräkna reaktans), specifikationer för solcellsanläggningarna (märkeffekt för AC och DC), samt anslutningspunkter för både vanliga kunder och prosumenter med solceller. Av sekretesskäl kan nätdata inte redovisas i detalj, men nyckelparametrar för näten under respektive station, benämnda A–E, presenteras i Tabell 2. Notera att knutpunkterna inkluderar kundanslutningar, vilka även kan innefatta solcellsanläggningar. Exempelvis är 92 av de 145 knutpunkterna i nät A kundanslutningar, och de 22 solcellsanläggningarna är fördelade bland dessa 92 kunder och anslutna till samma knutpunkter.

Tabell 2. Nyckeldata för lågspänningsnäten under respektive transformatorstation A–E.

|                                              | A     | B     | C     | D     | E     |
|----------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Antal kunder                                 | 92    | 71    | 55    | 81    | 80    |
| Antal solcellsanläggningar                   | 22    | 20    | 13    | 17    | 25    |
| DC-märkeffekt solceller (kW)                 | 245.5 | 163.3 | 160.3 | 213.0 | 291.0 |
| AC-märkeffekt växelriktare (kW)              | 225.3 | 151.2 | 148.7 | 187.5 | 261.5 |
| Antal knutpunkter                            | 145   | 94    | 85    | 103   | 127   |
| Antal ledningar                              | 151   | 95    | 86    | 105   | 131   |
| Genomsnittligt ledningsavstånd till kund (m) | 305   | 181   | 253   | 244   | 222   |

### **Simuleringsscenarier**

Lågspänningsnäten anslutna till var och en av de fem transformatorstationerna simulerades under tre olika scenarier av Prof. Joakim Widén och dr. David Lingfors (Uppsala universitet):

#### **Scenario 1 — Nuvarande praxis**

Alla solcellsanläggningar i nätet antas generera sin registrerade AC-

märkeffekt enligt nätägarens data. Ingen del av den producerade solkraften antas förbrukas av kunderna. Detta scenario motsvarar den nuvarande praxis som används av svenska nätägare.

### **Scenario 2 — POSE**

Varje solcellsanläggning antas generera sin momentana produktion vid det tillfälle då den sammanlagda produktionen från alla solcellsanläggningar anslutna till samma station når sitt simulerade långsiktiga maximum. I detta scenario antas ingen del av den producerade solkraften förbrukas av kunderna, vilket innebär att all solkraft matas in i nätet.

### **Scenario 3 — POSE & egenförbrukning**

Varje kund i nätet tilldelas den nettoproduktion och nettokonsumtion som registrerades av nätägaren under den timme då den totala nettosolkraftsproduktionen i hela nätet nådde sitt årliga maximum 2024, nämligen den 2 juli.

Skillnaden i total produktion mellan scenario 1 och 2 utgör den ovan definierade POSE-effekten. Skillnaden mellan scenario 2 och 3 visar vilken ytterligare reduktion av nettogenerering och förbättring av nätprestanda som uppstår genom egenförbrukning bakom mätaren inom kundgruppen med solcellsanläggningar i respektive station. I scenario 3 bidrar egenförbrukning hos kunder med solceller till att sänka den registrerade nettogenereringen, och kunder utan solceller förbrukar en del av överskottet från sina grannar, vilket ytterligare reducerar den totala nettogenereringen på stationsnivå.

Den växelströmsbaserade effektlödesberäkningen i vart och ett av de fem näten och för varje scenario simulerades med den Python-baserade effektlödessolvern **PYPOWER 5.1.16 P**. Alla solcellsanläggningar antogs endast producera aktiv effekt, och i simuleringarna med förbrukningsdata (scenario 3) antogs samma effektfaktor för all konsumtion.

### **Mekanismer för flexibla resurser att avlasta distributionsnät från solkraftsproduktionstoppar (AP5)**

Solcellsanläggningar kan idag bidra med mer än bara elproduktion — de kan bli aktiva resurser för nätstabilitet och optimering. Detta sker genom att de anpassar sin produktion eller kombineras med lagring och flexibel elanvändning. Centrala flexibilitetstjänster är bl.a. nedreglering (curtailment), stödtjänster (FCR-D och mFRR), integration med batterier samt samverkan med flexibla laster.

När solelproduktionen överstiger efterfrågan, vilket kan leda till negativa elpriser, blir nedreglering en viktig tjänst. Genom att minska produktionen undviker producenter kostnader för att mata in el i ett övermättat nät, samtidigt som nätet avlastas. På så sätt blir solcellsanläggningar aktiva aktörer i balansen av elsystemet, med möjlighet att skapa intäkter.

Elsystemet kräver ständig balans mellan produktion och konsumtion för att hålla frekvensen stabil (50 Hz i Europa). Två centrala stödtjänster för nedreglering är:

- **FCR-D Down** – en snabb, automatisk tjänst som direkt minskar överskott vid frekvensstörningar.
- **mFRR Down** – en långsammare, manuellt aktiverad tjänst som hanterar mer varaktiga överskott.

Båda dessa tjänster ger solcellsanläggningar möjlighet att bidra till nätstabilitet och samtidigt skapa nya intäktsströmmar.

Syftet med detta arbetspaket var att CheckWatt skulle utvärdera hur kunskap om solcellsanläggningars orientering kan förbättra prognoserna för produktionskurvor och därigenom stärka möjligheterna att utnyttja efterfrågefleksibilitet för ett mer effektivt nyttjande av befintliga elnät. Projektmålet kopplat till det här arbetspaketet var att, baserat på insikter och data från de tidigare arbetspaketen, ta fram förslag på lokala flexibilitetstjänster.

#### ***Simuleringsantaganden (Fördelningsstation A)***

För att bedöma värdet av *Alfrödulls* detaljerade solkraftssimuleringar för flexibilitetstjänster genomförde Ammar Khan, Victor Rodin och Maja Olofsson vid CheckWatt simuleringar och analyser av transformatorstation A. Som indata användes samma underlag som i tidigare arbeten: nätdata och topologi inklusive uppmätt solkraftsproduktion från Falu Elnät, kompletterat med *Alfrödulls* simuleringar av den totala solkraftsproduktionen.

Följande antaganden gjordes för dessa analyser:

- **Transformatorstation A:** Den totala simulerade solelproduktionen från samtliga 22 solcellsanläggningar, med en sammanlagd DC-kapacitet på 245,5 kW och AC-kapacitet på 225,3 kW, som är anslutna till transformatorstation A inom Falu Elnäts nät, har inkluderats.



- **Årsutvärdering:** Flexibilitetssimuleringen baseras på ett års data från 2023-09-01 till 2024-08-31.
- **Förbrukningsdata:** Förbrukningsdata för alla anläggningar fanns inte tillgängliga för hela perioden. En analys av självkonsumtionen genomfördes dock baserat på data från 2023-09-01 till 2024-02-29.
- **50% överproduktion:** I transformatorstation A gjordes flexibilitetsberäkningar under antagandet att tillgänglig solkraftsproduktion ökar med 50 % jämfört med nuvarande simulerade värden. Detta antagande säkerställer att solkraftsproduktionen överstiger den nuvarande nätgränsen och skapar förutsättningar för att nedreglera solkraftsproduktionen (curtailment) i syfte att leverera flexibilitetstjänster.
- **Spänningsvariationer:** Analys av spänningsfall till följd av tillkommande solcellsanläggningar inom transformatorstation A har inte genomförts. Detta skulle krävt en omsimulering av solkraftsproduktionen för hela området, med många antaganden om de teoretiska nya anläggningarnas parametrar (t.ex. placering, kapacitet, lutning och azimut), vilket skulle ha ökat osäkerheten i resultaten och i bedömningen av intäktsmöjligheterna från flexibilitet.
- **Nätgräns för stationen:** Baserat på simuleringsresultaten från WP1–4 har en hypotetisk nätgräns på 225 kW antagits och använts som tröskelvärde. All produktion som överstiger denna nivå antas kunna användas för flexibilitetstjänster.
- **Prisdata:** Historiska priser för elområde SE3 under den aktuella tidsperioden har använts, under antagande om perfekt information.
- **Växelkurs:** 1 EURO = 11,2 SEK har använts.

### **Optimeringsstrategi**

Det huvudsakliga målet med optimeringsstrategin för flexibilitetsberäkningarna var att maximera intäkterna från den överproduktion som översteg den fördefinierade hypotetiska nätgränsen på 225 kW i transformatorstation A.

Målfunktionen för optimeringen syftar till att maximera den dagliga summan av produkten mellan tillgänglig volym och priset på tillåtna stödtjänster. Av samtliga flexibilitetstjänster är FCR-D Down och mFRR

Down de två valda stödtjänsterna, utöver nedreglering (curtailment) av solkraft under perioder med negativa spotpriser.

För att maximera intäkterna från solkraftsanläggningar som erbjuder flexibilitetstjänster formuleras följande målfunktion för att summera intäkterna från FCR-D Down, mFRR Down och solkraftnedreglering under negativa spotpriser:

$$\text{Maximize } Z = (P_{\text{curt}} * |C_{\text{spot}}|) + R_{\text{FCRD}_{\text{Down}}} + R_{\text{mFRR}_{\text{Down}}}$$

där målfunktionen  $Z$  representerar de totala maximerade intäkterna (€). Variabeln  $P_{\text{curt}}$  anger mängden nedreglerad solkraft (MWh) under perioder med negativa spotpriser, medan  $|C_{\text{spot}}|$  är absolutvärdet av det negativa spotpriset (€/MWh). Nedreglering vid negativa priser innebär att en kostnad undviks, vilket i praktiken ger en intäkt. Vidare utgör  $R_{\text{FCRD}_{\text{Down}}}$  intäkten från deltagande i FCR-D Down (€), vilket normalt inkluderar kapacitetsersättning för tillgänglighet att bidra till frekvensreglering. På motsvarande sätt anger  $R_{\text{mFRR}_{\text{Down}}}$  intäkten från deltagande i mFRR Down (€), som vanligtvis omfattar både kapacitets- och aktiveringsersättning. Denna förenklade målfunktion fångar därmed de direkta finansiella nyttorna från dessa tre flexibilitetstjänster, även om en mer heltäckande modell i praktiken också skulle behöva ta hänsyn till säkerhetsfaktorer kopplade till budstrategier samt alternativkostnader.

### Scenarier

Nedreglering av solkraft (curtailment) tjänar som basscenario, där två delscenarier beaktas:

- All överproduktion över den hypotetiska gränsen på 225 kW i transformatorstation A nedregleras.
- Nedreglering vid negativa spotpriser för att undvika intäktsförlust.

De efterföljande scenarierna är:

### Inkludering av stödtjänster

Med nedreglering som basfall läggs ett lager av flexibilitet till genom att bjuda in nedreglerade volymer på stödtjänstmarknaden. FCR-D Down och mFRR Down bedöms som de mest lämpliga stödtjänsterna för produktionsresurser och är därför de enda som inkluderas i beräkningarna av flexibilitetsintäkter.

### Egenkonsumtion

Nedreglerad solkraft används för egenkonsumtion, i syfte att skapa kostnadsbesparingar.

### **Energilagring med BESS**

Överskottsproduktion efter egenkonsumtion lagras i BESS och används för:

- Energiarbitrage på dagen-före-marknaden (d.v.s. utifrån spotpris).
- Deltagande i stödtjänster.

### **Projektmöten och resultatspridning (AP6)**

Detta arbetspaket inkluderade möten mellan projektdeltagarna, projektadministration, samt sammanställande av resultaten från de olika arbetspaketen och författandet av de vetenskapliga artiklarna för spridning av resultaten. Målet för projektet var att publicera minst två vetenskapliga tidskriftsartiklar och två konferensartiklar.

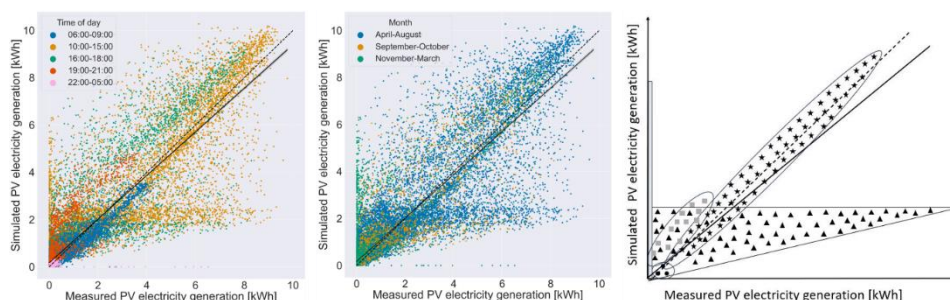
Majoriteten av projektets genomförande har följt den upplagda arbetsstrukturen, dock med vissa förseningar huvudsakligen orsakade av personalomsättning hos Uppsala universitet och CheckWatt. Projektmedlem och forskare David Lingfors lämnade sin post på Uppsala universitet i mitten av oktober 2024 och projektkoordinator hos CheckWatt Nicholas Etherden bytte också roll under hösten 2024. Vidare tillkom vissa förseningar i projektets gång som resultat av förseningar i Lantmäteriets sammanställning av flygfoton över Falu kommun för 2024. Detta medförde att projektet förlängdes med tre månader.

## **Resultat**

### **Validering av simuleringsmodell (AP1)**

#### ***Den ursprungliga solkraftssimuleringsmodellen***

Den ursprungliga utvärderingen av den fysiska simuleringsmodellen från Campana et al. [16] — utförd i AP1 och presenterad vid EU PVSEC 40 [20] — visade en determinationskoefficient mellan 0,69 och 0,83 vid validering mot de sex tillgängliga referenssystemen. I samband med valideringen genomfördes även en analys av potentiella systematiska fel i simuleringen av solkraftsproduktionen, vilket illustreras i Figur 4.



Figur 4. Punktdiagram där den simulerade solkraftsproduktionen jämförs med den uppmätta produktionen för ett av referenssystemen. Varje datapunkt motsvarar en timme under 2022 och är färgkodad för att visa olika tidsintervall på dagen i den vänstra grafen och för månadsvisa intervall i den mellersta grafen. Den anpassade regressionen i dessa två diagram visas med en heldragen linje, medan den streckade linjen indikerar en perfekt modell. Den högra bilden illustrerar en grafisk representation av återkommande mönster i punktdiagrammen för referenssystemet.

I Figur 4 ligger ett kluster av datapunkter (stjärnor) nära den perfekta linjen, vilket visar att det finns en stark överensstämmelse mellan simulerad och uppmätt solkraftsproduktion. Inom detta kluster finns dock en viss överskattning av den simulerade produktionen, främst under dagtimmar (06:00–21:00), och en stor del av datapunkterna ligger mellan april och augusti (blå prickar i den mellersta grafen). Under kvällstimmar (19:00–21:00), markerade med röda prickar i den vänstra grafen, är överskattningen tydlig (kvadrater). Överskattningen kan bero på skuggeffekter från omgivningen, särskilt när solen står lågt, samt skillnader mellan beräknad celltemperatur och faktisk celltemperatur, då cellerna på eftermiddagen ofta är varmare än lufttemperaturen på grund av värmeuppgygnad i moduler och tak.

Ett separat kluster eller “svans” (trianglar) visar situationer där modellen underskattar produktionen, kring 2 kWh. Detta indikerar en övre gräns för modellens prediktioner och det konsekventa mönstret över månader och timmar kan tyda på systematiska fel, exempelvis mätosäkerheter i MESAN:s väderdata eller STRÅNG:s solinstrålningsdata.

Dessutom finns timmar längs y-axeln där modellen förutspår solkraftsproduktion trots att inga mätvärden registrerats (grå rektanglar). Dessa händelser inträffar främst mellan november och mars och antas bero på förluster orsakade av snötäcke.

**Förbättrad celltemperaturmodell**

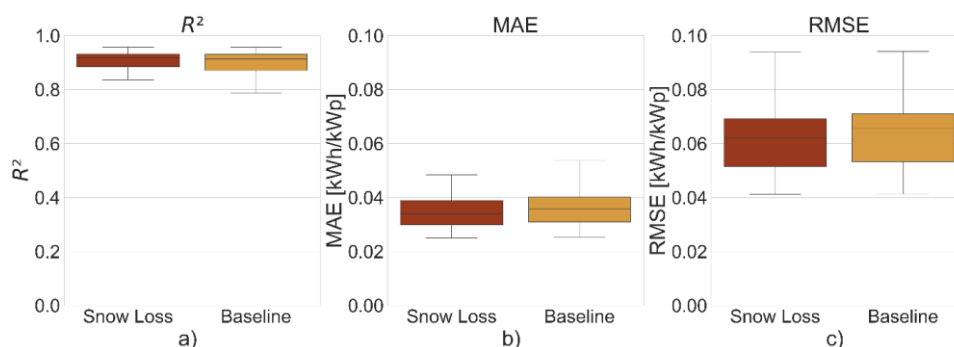
Den uppdaterade temperaturmodellen, beskriven i genomförandeavsnittet, ger generellt högre beräknade celltemperaturer än den tidigare modellen. Den validerades först mot de 40 referenssystem som Becquerel Sweden samlat in data från, och resulterade i förbättrade RMSE- och MAE-värden med 1,3 % respektive 1,8 %. Ytterligare validering genomfördes på två testanläggningar — en takmonterad och en markmonterad — inom ett kandidatarbete vid Karlstads universitet under handledning av Johan Lindahl och Gustav Öhgren, vilket visade MAE-förbättringar på 6,8 % respektive 1,3 % [33].

**Byte av solinstrålningskälla**

Simulering av elproduktionen för samtliga 40 referenssystem med solinstrålningsdata från STRÅNG respektive SARA-3 visade att modellen presterade bättre med SARA-3-data, med en genomsnittlig ökning av  $R^2$  med 10,6 % och av MAE med 28,9 %. Resultaten överensstämmer med [16], som visade att SARA-2 överträffade andra solinstrålningsmodeller vid validering mot mätdata från svenska väderstationer.

**Snöförlustmodellen**

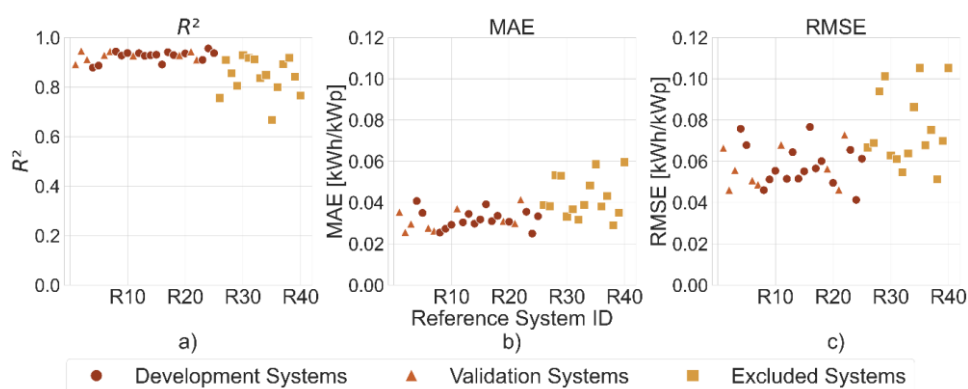
Efter att den utvecklade snöförlustmodellen implementerats i solkraftssimuleringsverktyget genomfördes simuleringar för samtliga 40 referenssystem med all tillgängliga data för varje system exklusive nattimmar. Resultaten, presenterade i Figur 5, visar att snöförlustmodellen har relativt liten effekt på den totala simuleringens prestanda, vilket är väntat eftersom snörelaterade produktionsförluster normalt utgör endast 2–10 % av de årliga effektförlusterna i norra och mellersta Sverige[34], medan majoriteten av referenssystemen finns i mellersta och södra Sverige (Dfb). Som framgår i Figur 5 förbättrar snöförlustmodellen dock noggrannheten över alla utvärderingsmått: medelvärde för  $R^2$  ökar från 0,888 till 0,894, MAE minskar från 0,037 till 0,036 kWh/kW<sub>p</sub> och RMSE minskar från 0,066 till 0,064 kWh/kW<sub>p</sub>. Modellen fångar således viktiga dynamiker i snöförluster och förklarar i vissa fall helt observerade förluster.



Figur 5. Låddiagram över prestandamått för samtliga 40 referenssystem. Delbilderna (a), (b) och (c) visar matriserna för  $R^2$ , MAE respektive RMSE. Resultat från simuleringar med snöförlustmodellen visas i rött, medan baslinjesimuleringarna (utan snöförlustmodell) visas i gult. Simuleringarna utfördes med all tillgängliga data för varje system, exklusive nattimmar.

### Slutlig prestanda för solkraftssimuleringsmodellen

Efter uppdateringar av celltemperaturmodellen, byte av solinstrålningsskälla från STRÅNG till SARAH-3 samt integration av snöförlustmodellen har *Alfrödulls* modellpaket validerats mot samtliga 40 referenssystem. Resultaten, som redovisas i Figur 6, visar att de oskuggade referenssystemen uppnår hög noggrannhet med  $R^2$ -värden på 0,88–0,96 samt låga MAE- och RMSE-värden på 0,02–0,04 respektive 0,04–0,08. Detta bekräftar att *Alfrödulls* simuleringsmodell fungerar tillförlitligt för majoriteten av distribuerade solenergisystem.



Figur 6. Prestandamått för *Alfrödulls* solkraftssimuleringsmodell presenteras för samtliga 40 referenssystem. Simuleringarna genomfördes med enbart timdata för dagtid för respektive system. Cirkelar markerar de 16 referenssystem som användes för att utveckla snöförlustmodellen, trianglar representerar de nio system som användes för validering, och kvadrater markerar de 15 system som exkluderades från snöförlustmodellutvecklingen på grund av misstänkt skuggning från närliggande objekt. Delbilderna (a), (b) och (c) visar måtten för  $R^2$ , MAE respektive RMSE.

För skuggade system är prestandan lägre, med  $R^2$ -värden på 0,67–0,93, MAE på 0,03–0,06 och RMSE på 0,05–0,11. Trots den generellt höga noggrannheten — särskilt då all tekniska indata om solcellssystemen

uteslutande bygger på fjärranalys — visar Figur 6 att modellens prestanda försämrats under skuggförhållanden. Detta indikerar att integration av en skuggförlustmodell skulle kunna förbättra noggrannheten för skuggade system och ytterligare stärka *Alfrödulls* solkraftssimuleringar.

Eftersom *Alfrödulls* solkraftssimuleringar uppnår  $R^2$ -värden på 0,88–0,96 för system utan betydande skuggning — och 0,67–0,93 för system som är skuggade — bedömer projektgruppen att projektmål 1 har uppnåtts. Målet var att utveckla en simuleringsmodell som, enbart baserad på automatiskt genererade koordinater, area, orientering samt generella modul- och växelriktarparametrar, kan beräkna solkraftsproduktionen i distribuerade solcellssystem med en noggrannhet ( $R^2$ -värde) över 0,8.

Det kan dessutom noteras att denna prestanda är den högsta som till författarnas kännedom hittills publicerats internationellt. För att sätta projektets resultat i kontext jämförs *Alfrödull* med ett nyligen publicerat, fram till nu ledande verktyg för fjärranalys och simulering av solkraftsproduktion: *DeepPVMapper* [35], se Tabell 3.

Tabell 3. Jämförelse av simuleringsnoggrannhet (pRMSE [%]) mellan *DeepPVMapper* [35] och *Alfrödulls* fjärranalys- och solkraftssimuleringsmodellpaket.

|              | Min  | Max   | Median | Medel | N   |
|--------------|------|-------|--------|-------|-----|
| DeepPVMapper | 4,2% | 43,4% | 10,1%  | 8,2%  | 255 |
| Alfrödull    | 3,4% | 9,4%  | 5,7%   | 5,5%  | 40  |

Som framgår av Tabell 3 uppnår *Alfrödull* konsekvent lägre pRMSE-värden över samtliga mått jämfört med *DeepPVMapper*.

## **Simulering av aggregerad solkraftsproduktion i Falun (AP2)**

### ***Identifiering av solcellsanläggningar***

Genom de två skanningar av Falu Elnäts nät FLN som genomfördes under projektet, samt de parallella skanningarna i de fyra ytterligare områdena som nämns i genomförandedelen, har mängden träningsdata för *Alfrödulls* maskininlärningsbaserade bildigenkänningsalgoritmer ökat markant. Antalet bildrutor med solcells- respektive solvärmeanläggningar har under projektiden ökat från 1 805 respektive 656 vid avslutandet av forskningsprojektet EM Projektnr: 50265–1 [12] till totalt 28 685 respektive 4 283, samt 224 bildrutor som innehåller båda solenergiteknikerna vid detta projekts slut.

Analysen utförda inom Erik Lindvalls examensarbete [36] visade tydliga förbättringar i modellens prestanda ju mer träningsdata som inkluderades.



Vidare resulterade användningen av bildaugmenteringsstrategier i ett förbehandlingssteg, där den bäst presterande strategin var RandAugment, i att *Alfrödulls* förmåga att klassificera bildrutor med solenergianläggningar förbättrades avsevärt. Införandet av en sju-ensemble-klassificeringsmetod ökade prestandan ytterligare jämfört med enskilda modellklassificerare, med endast en liten ökning i beräkningskomplexitet.

Slutligen visade det sig att en mosaikmetod gav en betydande ökning av identifierade solenergianläggningar med låg kostnad i form av falska positiva. Tillsammans med ett senare implementerad Generativa motståndarnätverk (GAN) för segmentering har dessa förbättringar ytterligare stärkt *Alfrödulls* förmåga att klassificera och segmentera solenergianläggningar från flygfoton. Som resultat av det parallella arbete som Becquerel Sweden drivit under projektet har F1-värdet (klassificeringsnoggrannheten) ökat från 0,71 till 0,90, och mIoU (segmenteringsnoggrannheten) från 0,89 till 0,94.

Den förbättrade klassificeringsnoggrannheten resulterade i att *Alfrödull* vid projektets slutgiltiga skanning av FLN kunde identifiera 1 878 av totalt 1 935 nätuppkopplade solcellsanläggningar som fanns i juni 2024 (det senaste flygfotot från Lantmäteriet). Endast 57 anläggningar (2,9 %) missades och lades därefter manuellt till efter avstämning mot Falu Elnäts register. Värt att notera är att *Alfrödull* dessutom lokaliserade 15 nätuppkopplade solcellsanläggningar som saknades i Falu Elnäts register — tio där Falu Elnät helt saknade uppgifter och fem där installatören/ägaren missat att skicka in en slutanmälan — samt identifierade 80 icke-nätuppkopplade solcellsanläggningar på olika sommarstugor inom nätområdet.

### **Orienteringsberäkningar**

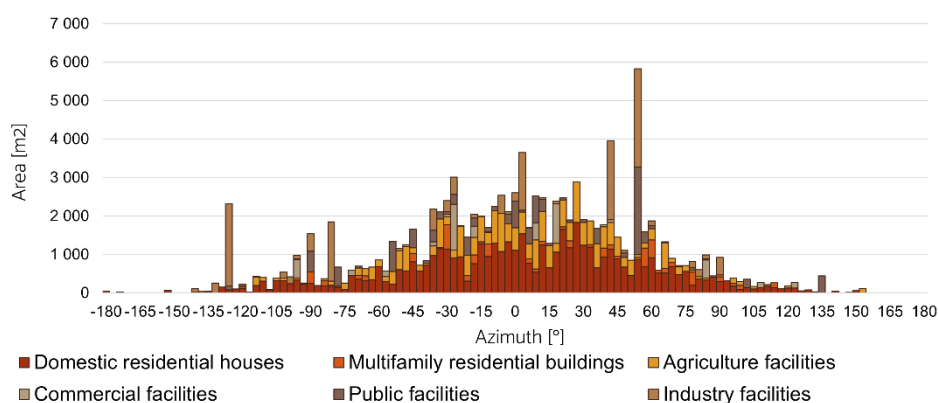
Efter utvecklingen av LiDAR-metoden kan *Alfrödull* nu hantera sex specialfall där linjär regression av LiDAR-punkter inte är möjlig: (1) otillräckligt antal LiDAR-punkter, (2) markmonterade system, (3) vertikala system, (4) system på flacka tak, som (5) kan vara dubbelriktade, samt (6) system med onormalt hög lutning och bristfälliga regressionsresultat.

Med hjälp av regler kopplade till dessa specialfall och den förbättrade ortorektifieringsmetoden utvärderades modellen huvudsakligen mot grundsanningen för azimuth för 3 671 solenergianläggningar (både solvärme- och solcellsanläggningar). Valideringen visade att azimuthen beräknades korrekt (inom 3°) för 94,8 % av solcellssystemen och 95,7 % av solvärmesystemen i Falun, 97,6 % respektive 97,5 % i Knivsta, samt

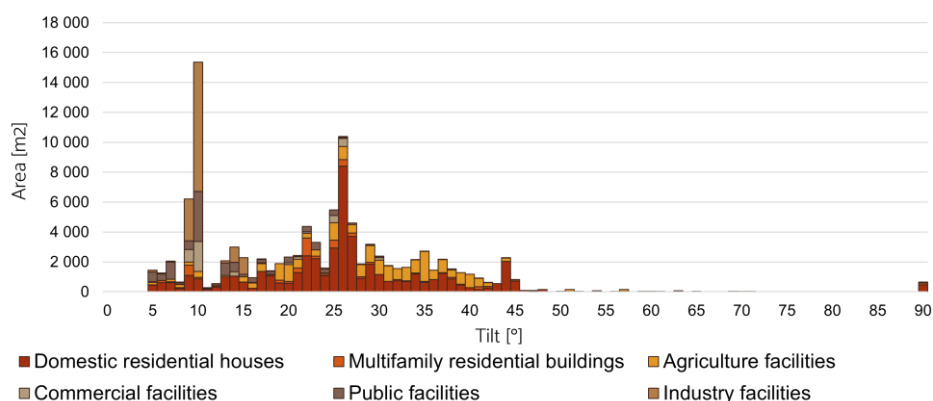
93,9 % av solcellssystemen och 100 % av solvärmesystemen i Uppvidinge [11].

En manuellt härledd grundsanning för lutningen hos 39 system gav ett medelabsolutfel på 3,6°. Tillsammans med en kvalitativ utvärdering av urval som representerade olika percentiler av MAE (eller z-fel) för den linjära regressionsmodellen som användes för lutningsberäkningarna, indikerade resultaten att modellen presterar väl [11].

Resultaten för den spridningen av azimuth av alla solcellssystemen i dessa tre kommuner presenteras i Figur 7 och spridning av vinkel i Figur 8.



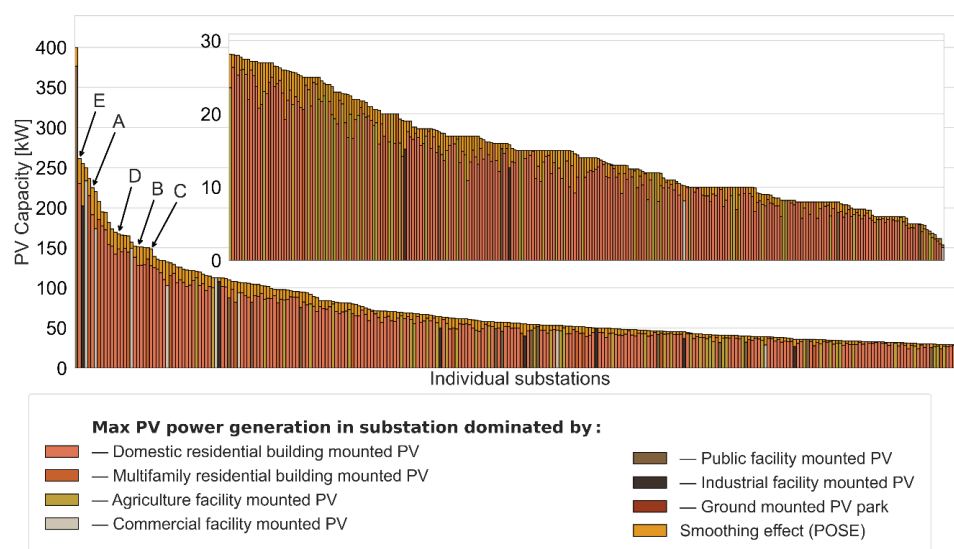
Figur 7. Fördelning av azimuther för samtliga 3 489 solcellssystem i Falun, Knivsta och Uppvidinge, presenterade per marknadssegment och viktade efter solcellsanläggningarnas area. En azimuth på -90° motsvarar öst, 0° motsvarar syd och 90° motsvarar väst.



Figur 8. Fördelning av vinkel för samtliga 3 489 solcellssystem i Falun, Knivsta och Uppvidinge, presenterade per marknadssegment och viktade efter solcellsanläggningarnas area.

### Kvantifiering av utjämnningseffekter (POSE)

FLN-nätområdet innehåller 988 transformatorstationer, varav 548 hade minst en solcellsanläggning installerad i juni 2024 — tidpunkten för det senaste flygbildsmaterialet. Totalt fanns det då som ovan nämnt 1 935 nätanslutna solcellsanläggningar vid dessa stationer. Resultaten från POSE-beräkningarna för samtliga stationer redovisas i Figur 9. Dessa är baserade på de högsta aggregerade simulerade solkraftsproduktion hos samtliga anläggningar som är anslutna till respektive station och jämförs med nätägarens nuvarande antagande att alla anläggningar producerar sin märkeffekt samtidigt (definierad hos Falu Elnät som den begränsande effekten hos antingen modulerna, växelriktarna eller säkringen i nätanslutningen).



Figur 9. Stapeldiagrammet visar den registrerade solcellseffekten vid samtliga 548 nätstationer i FLN-nätet som hade minst en solcellsanläggning i juni 2024. Varje stapel representerar en enskild nätstation. Huvuddiagrammet visar de nätstationer med högst installerad märkeffekt från solceller, medan det infällda diagrammet visar de med lägst effekt. Toppen av varje stapel anger den totala installerade märkeffekten för alla solcellsanläggningar som är anslutna till respektive nätstation. Detta motsvarar den effekt som nätägaren för närvarande antar skulle kunna matas in i nätet samtidigt vid varje given tidpunkt. Staplarnas färger visar vilken typ av solcellsanläggning (marknadssegment) som står för den största andelen av den installerade effekten vid respektive nätstation. Den övre orange färgade delen av varje stapel representerar POSE. Pilarna markerar de fem nätstationerna A–E som har analyserats närmare av Uppsala universitet i detta projekt.

Analysen visade att POSE varierar avsevärt mellan olika nätstationer, beroende på antalet anläggningar och fördelningen av deras orienteringar. I den lägsta kvartilen (0–25 %) var den genomsnittliga potentiella reduktionen 0,4 kW, vilket ökade till 1,9 kW i intervallet 25–50 %, 4,5 kW i intervallet 50–75 % och nådde 13,9 kW i den högsta kvartilen (75–100 %). Det övergripande genomsnittet för POSE över alla nätstationer uppgick till 5,2 kW (11,2 % lägre än den totala installerade märkeffekten

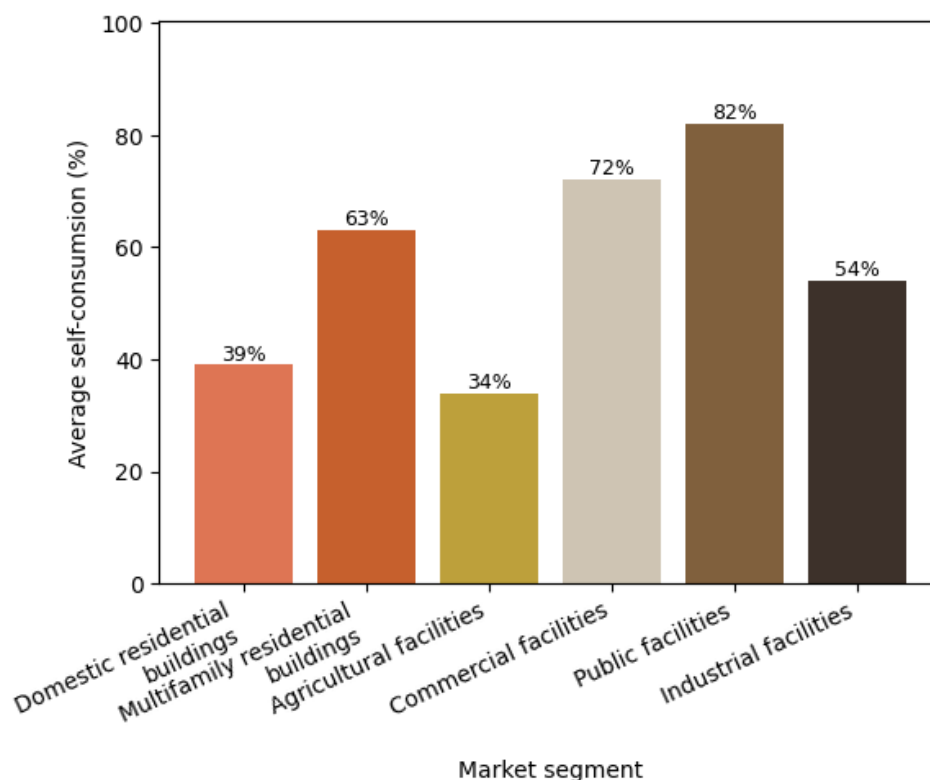
för anläggningarna), med enskilda nätstationer som uppvisade potentiella reduktioner på upp till 53,0 kW (20,8 % lägre än den totala installerade märkeffekten), vilket illustreras i Figur 9.

POSE-analysen tyder på att den faktiska maximala soleffekt som kan matas in i FLN-nätet överskattas med dagens praxis bland elnätsägare med cirka 2,85 MW. Detta indikerar en betydande volym av i dagsläget outnyttjad nätkapacitet som kan frigöras genom att beakta utjämnningseffekterna av olika systemorienteringar.

I och med dessa resultat, som kommer att publiceras i den vetenskapliga artikeln [37] uppfylls projektmål 2, vilket var att ”kvantifiera den aggregerade utjämnningseffekten hos de >300 solcellssystemen i Falu kommun”.

### ***Självkonsumtionsanalyser***

Genom att aggregera självkonsumtionsanalyserna för samtliga individuella solcellssystem i kommunen konstaterades att den genomsnittliga självkonsumtionsgraden var cirka 40%. När resultaten delades upp per marknadssegment framträdde tydliga skillnader i självkonsumtionsgrad mellan segmenten, se Figur 10.



Figur 10. Genomsnittlig självkonsumtionsgrad för fastigheter med solceller, uppdelat på sex marknadssegment.

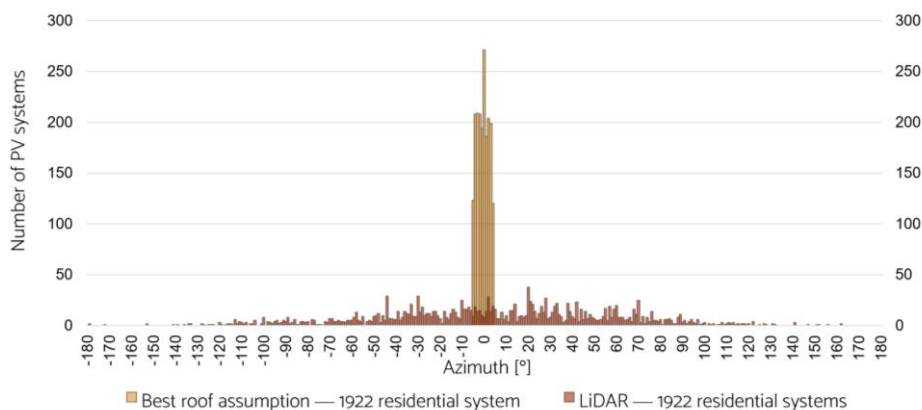
Analysen av korrelationer mellan självkonsumtionsgrad och solcellsarea, byggnadsarea, andel solcellsarea i förhållande till byggnadsarea samt installationsdatum visade inga signifikanta samband. I de flesta fall observerades ingen stark korrelation, och i de fall där en viss korrelation förekom var antalet fastigheter inom det aktuella segmentet färre än tio, vilket gör resultaten statistiskt osäkra. Fullständiga korrelationsmatriser finns i Appendix A.

Slutsatsen är att det statistiska underlaget från enbart Falun endast möjliggör generella uppskattningar av självkonsumtionsgrad för olika marknadssegment, men inte mer detaljerade slutsatser än de i Figur 10. Den ursprungliga förhoppningen i projektansökan om att kunna dra mer omfattande slutsatser infriades alltså inte fullt ut. För marknadssegment med få datapunkter är underlaget för begränsat, men för segment som lantbruksbyggnader (127 anläggningar) och småhus (937 anläggningar) kunde vi med rimlig säkerhet konstatera att det inte finns någon stark korrelation. Även om detta inte leder till några direkt operativa slutsatser, visar det ändå på en påtaglig diversitet inom segmenten, baserad på ett statistiskt underlag av viss styrka.

Projektgruppen bedömer att projektmål 3 har uppnåtts, då målet var att analysera och kvantifiera självkonsumtionsgraden både på kommunnivå och för enskilda byggnadstyper.

### **Utveckling av statistisk modell för aggregerad solet baserad på penetrationsnivå av solet (AP3)**

Figur 11 visar resultat för jämförelsen mellan modellen utvecklad av Ramadhani et al. [31], som uppskattar orientering baserat på solcellspenetrationsnivåer, samt *Alfrödulls* LiDAR-modell som utvecklades, förfinades och validerades av Lingfors et al. [11] i AP2.



Figur 11. Fördelningen av azimuth för solcellsanläggningar jämförd mellan Ramadhani et al. [31]-modellen, som uppskattar orientering utifrån penetrationsnivåer av solceller, och *Alfrödulls* LiDAR-baserade metod [11]. Jämförelsen omfattar 1 922 solcellsanläggningar installerade på småhus i de tre svenska kommunerna Knivsta, Uppvidinge och Falun.

Som framgår av Figur 11 genererar Ramadhani et al.-modellen en stark koncentration av modulatorienteringar kring rakt söderläge (azimut 0), medan *Alfrödulls* LiDAR-baserade modell — som i AP2 beräknade rätt azimuth för 94–98 % av solcellsanläggningarna i dessa kommuner — visar en väsentligt större spridning. Jämförelsen visar att antagandet om att solcellssystem i första hand installeras på de takytorna med bäst solinstrålning är felaktigt.

En viktig slutsats är att andra faktorer än maximal solinstrålning ofta styr valet av takyta och orientering, exempelvis byggnadens arkitektur, tillgängliga takytor, estetiska hänsyn, praktiska installationsförutsättningar samt hushållens ekonomiska och individuella preferenser. Detta innebär att statistiska modeller som enbart bygger på antagandet att de mest optimala taken används riskerar att överskatta produktionen och underskatta variationen i solcellsbeståndet. Genom att använda metoder baserade på faktiska observationer, såsom *Alfrödulls* LiDAR-modell, kan mer realistiska och tillförlitliga underlag tas fram för både produktionsprognoser och elnätsanalyser.

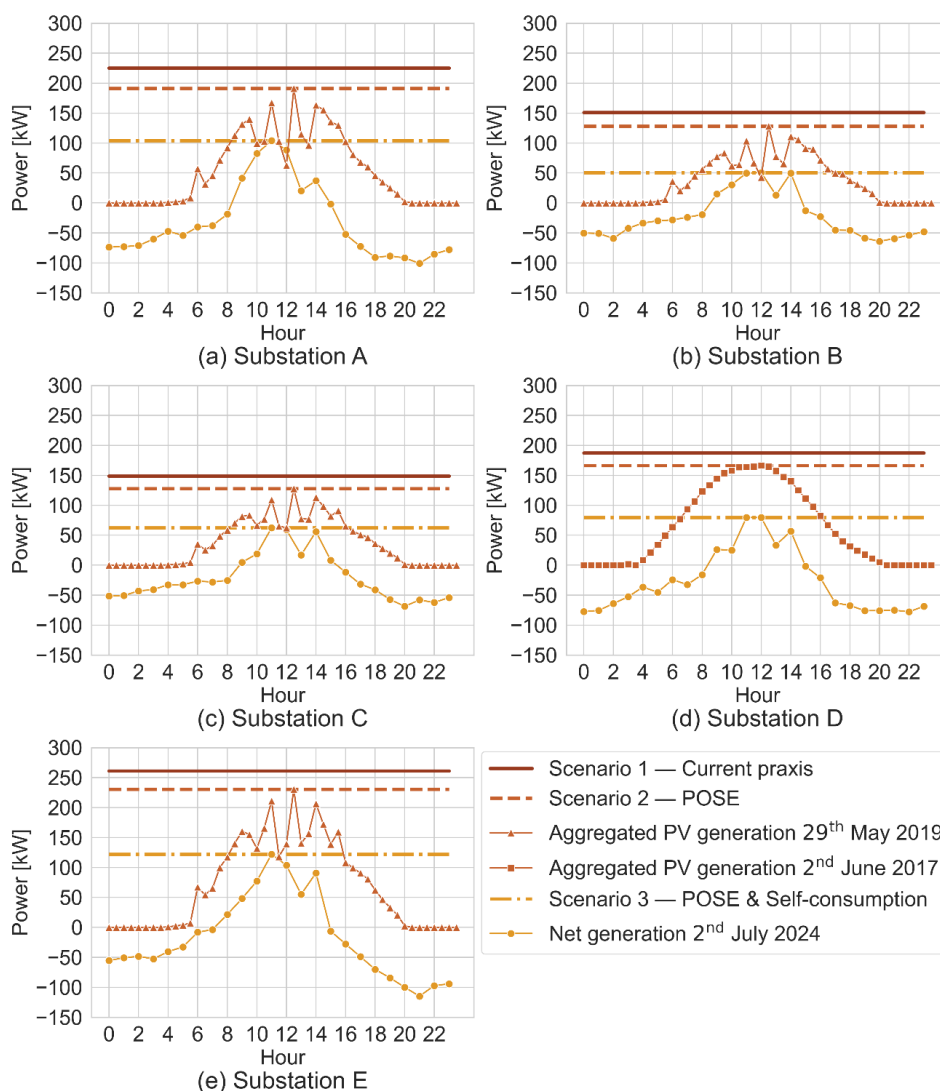
Resultatet från jämförelsen och ovan slutsats kommer presenteras i ett konferensbidrag till 42<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC) i Bilbao, Spanien [38].

### Frigörande av elnätskapacitet (AP4)

Analyserna gällande frigörande av elnätskapacitet fokuserade på att undersöka i vilken utsträckning de genomförda POSE-beräkningarna i AP2 leder till faktiska förbättringar i nätets prestanda.

### Utmattad solkraft i de olika scenarierna

Figur 12 visar den sammanlagda inmatade solcellseffekten i de fem utvalda transformatorstationerna A–E för de tre scenarierna, Scenario 1 — Nuvarande praxis, Scenario 2 — POSE, Scenario 3 — POSE & självkonsumtion. Den utjämningsseffekt som uppstår genom variationer i solcellsmodulernas orientering — benämnd POSE och definierad som skillnaden mellan scenario 1 och 2 — framträder tydligt i samtliga fall. Som förväntat observeras även en ytterligare minskning av toppeffekten vid övergången från scenario 2 till scenario 3, och denna reduktion är till och med större än skillnaden mellan scenario 1 och 2.



Figur 12. Figuren visar den totala effekten som matas in i nätet för stationerna A–E i scenarierna 1–3. Den inkluderar även den simulerade maximala aggregerade solexproduktionen från alla solcellsanläggningar i respektive station under perioden 2017–2024, vilken inträffade den 29 maj 2019 för samtliga stationer utom station D, där toppen



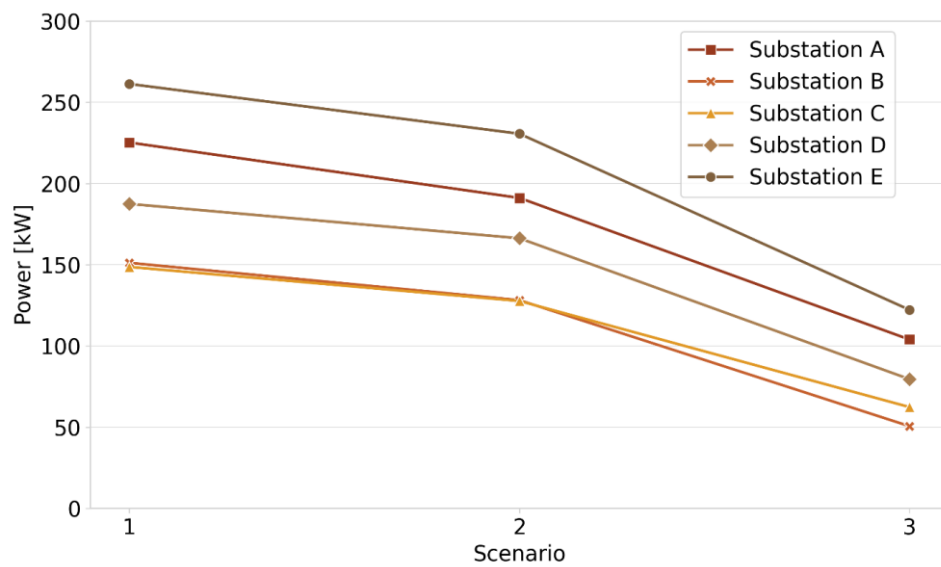
istället nåddes den 2 juni 2017. Därutöver visar figuren de uppmätta nettogenereringskurvorna för alla solcellsanläggningar timme för timme den 2 juli 2024.

Figur 12 visar även den simulerade maximala aggregerade solkraftsproduktionen i respektive station under perioden 2017–2024. Toppen inträffade den 29 maj 2019 för alla stationer utom station D, där den i stället uppnåddes den 2 juni 2017. Dessa toppvärden utgör tröskelvärden för scenario 2.

Utöver det visar Figur 12 timvisa produktionsprofiler för den 2 juli 2024 — dagen med högst uppmätt utmatad solkraftsproduktion under analysperioden året 2024. Det är denna dags toppproduktion som avgör den högsta inmatade effekten i scenario 3 (timme 12 för station B och timme 11 för de övriga).

Av de timvisa profilerna framgår att överskottsproduktionen från solceller denna dag är betydande; den maximala inmatade nettoproduktionen är i samtliga transformatorstationsnät i samma storleksordning som den maximala nettokonsumtionen. Eftersom detta avser hela transformatorstationsnätet, och då långt ifrån alla kunder har solceller (se Tabell 2), innebär det att de enskilda solcellsanläggningarna genererar mycket stora överskott. Detta kan i sin tur ha en påtaglig påverkan på den lokala nätprestandan.

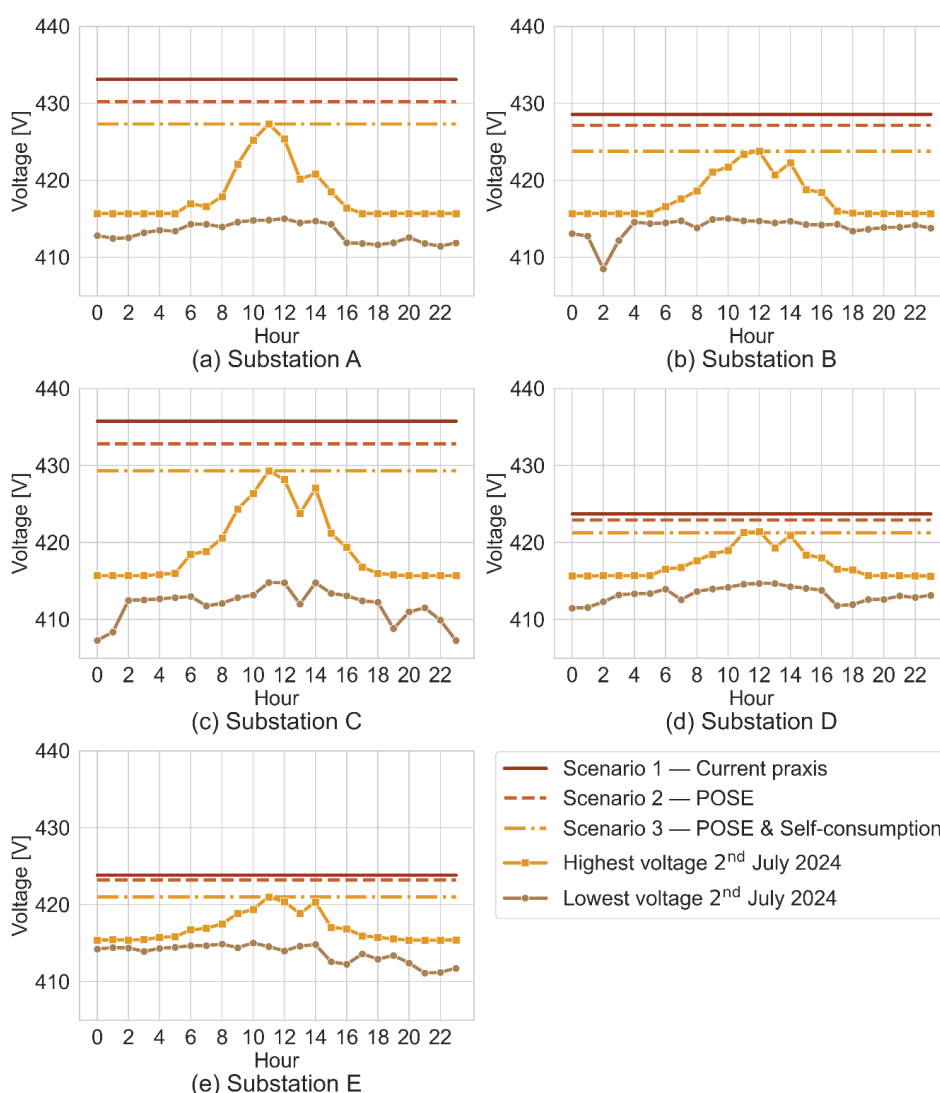
Figur 13 sammanfattar skillnaderna i solcellseffekt mellan scenarierna för samtliga stationer. Det observerade mönstret är konsekvent mellan stationerna och skalar i stort sett med den totala installerade solcellskapaciteten. Minskningen i nettoinmatning från scenario 1 till scenario 2 uppgår till cirka 20 %, följt av en ytterligare minskning på 30–40 % mellan scenario 2 och scenario 3.



Figur 13. Jämförelse av den totala effekt som matas in i nätet för stationerna A–E i scenarierna 1 — Nuvarande praxis, Scenario 2 — POSE, och Scenario 3 — POSE & självkonsumtion.

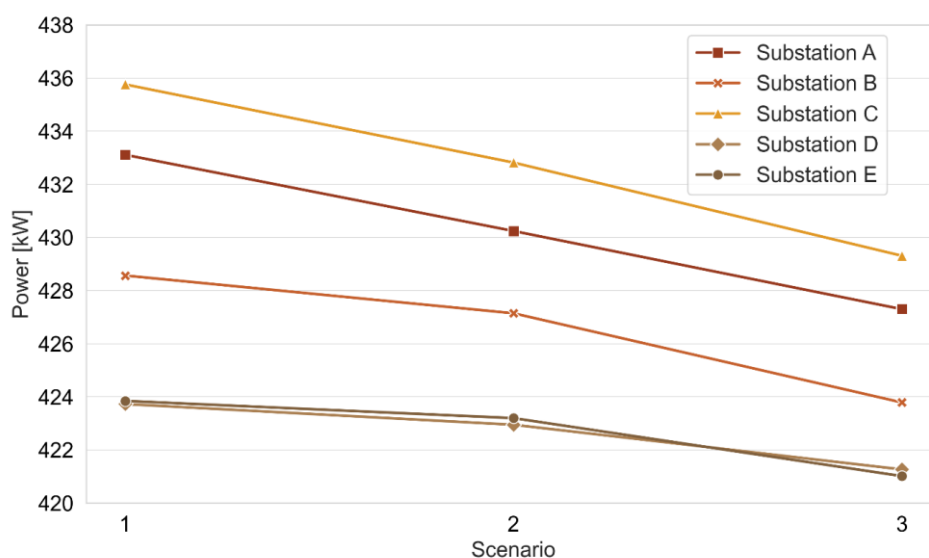
### **Kundspänningsökningen utifrån effektlödessimuleringarna**

Resultaten från effektlödessimuleringarna visas i Figur 14. Indikatorn för nätprestanda här, och i efterföljande resultat, är den högst simulerade kundspänningen inom respektive transformatorstation. Detta värde visas för samtliga tre scenarier. För kontext visas även lägsta och högsta kundspänning varje timme den 2 juli 2024, vilket innebär att alla kundspänningar i nätet ligger inom detta intervall i figuren. Det kan noteras att den högsta kundspänningen i stora drag följer nettoproduktionskurvorna i Figur 12.



Figur 14. Högsta kundspänning i lågspänningsnätet för varje station A–E i scenarierna 1–3. För kontext visas även lägsta och högsta kundspänning timme för timme den 2 juli 2024.

Skillnaderna mellan scenarierna jämförs för spänningsresultaten i Figur 15 och Tabell 4 (observera att det i tabellen är spänningsökningen från transformatorstationens 416 V som jämförs).



Figur 15. Högsta kundspänning i lågspänningsnätet för varje transformatorstation A–E i Scenario 1 — Nuvarande praxis, Scenario 2 — POSE och Scenario 3 — POSE & självkonsumtion.

Tabell 4. Förändring i högsta spänningsökning från transformatorstation till kund mellan scenario 1 och 2 respektive 3.

| Transformatorstation | Från scenario 1 till 2 |      | Från scenario 1 till 3 |      |
|----------------------|------------------------|------|------------------------|------|
|                      | V                      | %    | V                      | %    |
| A                    | -2.9                   | -0.7 | -5.8                   | -1.4 |
| B                    | -1.4                   | -0.3 | -4.8                   | -1.1 |
| C                    | -2.9                   | -0.7 | -6.4                   | -1.5 |
| D                    | -0.8                   | -0.2 | -2.5                   | -0.6 |
| E                    | -0.6                   | -0.2 | -2.8                   | -0.7 |

Flera observationer kan göras. För det första bör det noteras att de relativa skillnaderna i nätprestanda mellan transformatorstationerna inte är desamma som för skillnaderna i inmatat solcellseffekt i de tre scenarierna. Till exempel har station C den sämsta nätprestandan i alla scenarier, trots att den har den lägsta installerade solcellskapaciteten. Detta understryker

betydelsen av nätets topologi, linjeegenskaper och placeringen av solcellsanläggningar för den faktiska nätprestandan.

För det andra ligger den högsta spänningen i alla scenarier inom det tillåtna intervallet på  $\pm 10\%$  från nominell spänning (400 V), även om spänningen i scenario 1 närmar sig gränsen för station C.

För det tredje, och kanske viktigast, överensstämmer den relativa skillnaden i spänningsökning mellan scenarierna 1 och 2 mycket väl med motsvarande skillnad (POSE) för effektproduktionen (jämför Figur 13 med Figur 15). Detta indikerar att POSE, beräknad enbart på simulerad produktion utan nätinformation, fortfarande kan vara en god indikator på förbättringar i nätprestanda följd av variation i solcellsanläggningarnas orientering.

För det fjärde, den ytterligare förbättringen i nätprestanda i scenario 3 följer inte den motsvarande minskningen i inmatad effekt; förbättringen i nätprestanda är mindre (jämför Figur 13 med Figur 15). Detta beror troligen på att vid beräkning av total nettoeffekt subtraheras den totala produktionen från den totala efterfrågan utan hänsyn till var i nätet dessa finns. I det faktiska nätet kan produktion och konsumtion ske på avlägsna anslutningspunkter och skulle därför inte direkt kompenseras mot varandra.

Dessa resultat visar att utjämnningseffekten POSE, som uppstår på grund av variation i solcellsorientering, har en motsvarande effekt på nätprestanda, vilket syns som minskad spänningsökning hos kunderna i de studerade transformatorstationerna. Den högsta uppmätta utmatade effekten i transformatorstationerna minskar därefter med ytterligare 30–40% av den installerade solcellseffekten om egenanvändning inkluderas i de studerade lågspänningsnäten. Skillnaden i nätprestanda är dock mindre, där POSE ligger ungefär halvvägs mellan den nominella växelriktareffekten och den faktiska nettoeffekten i minskad spänning. Det innebär att utjämnningseffekten som indikeras av POSE är en betydande faktor för nätprestanda, även om andra faktorer, framför allt nätets struktur (till exempel linjelängd till kunderna), har större påverkan för enskilda kunder.

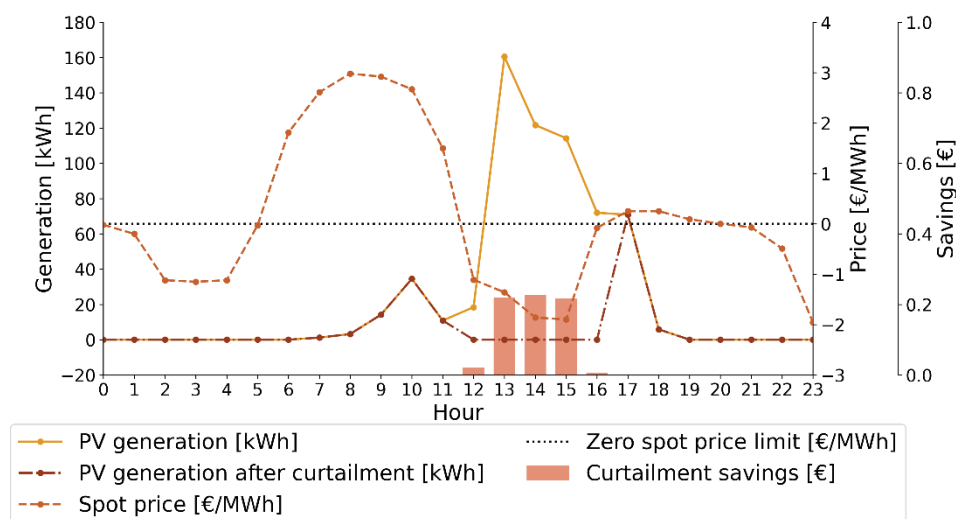
Dessa resultat, tillsammans med de kvantifierade POSE-beräkningarna för samtliga transformatorstationer inom FLN, kommer att publiceras i en vetenskaplig artikel [37]. Utifrån slutsatserna bedömer projektgruppen att projektmål 5 — ”Kvantifiera eventuellt skapat utrymme i elnätet utifrån nuvarande dimensionering och planering” — har uppnåtts.

### Mekanismer för flexibla resurser att avlasta distributionsnät från solkraftsproduktionstoppar (AP5)

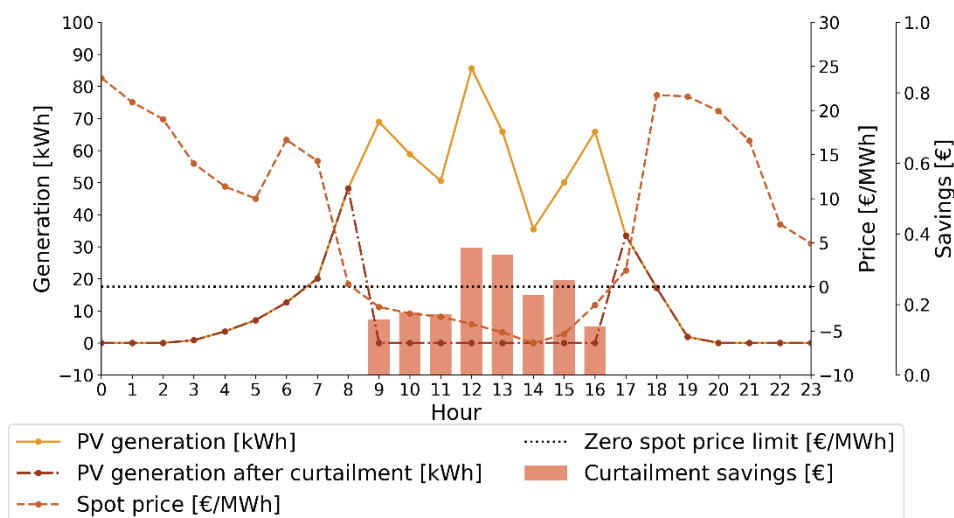
Analyserna gällande flexibla resurser omfattade att bedöma effekten av att använda detaljerad och mer exakt simulerade data om distribuerad solkraft, med målet att öka möjligheterna att utnyttja flexibilitetstjänster främja ett mer effektivt nyttjande av befintliga elnät.

#### *Fristående PV-nedreglering vid negativa spotpriser*

Detta scenario kvantifierar intäkterna som enbart genereras genom nedreglering av solkraft under perioder med negativa spotpriser. Resultaten visar den totala ekonomiska vinsten som uppnås genom att aktivt nedreglera solkraftsproduktionen när elnätet annars skulle ta ut avgifter för inmatning av el. Detta belyser det grundläggande värdet av att undvika kostnader och bidra till nätstabilitet vid överskott av el, utan att delta i andra systemtjänstmarknader. I Figur 16 och Figur 17 visas exempel på dagar då solkraftsnedreglering har utförts på grund av negativa spotpriser.



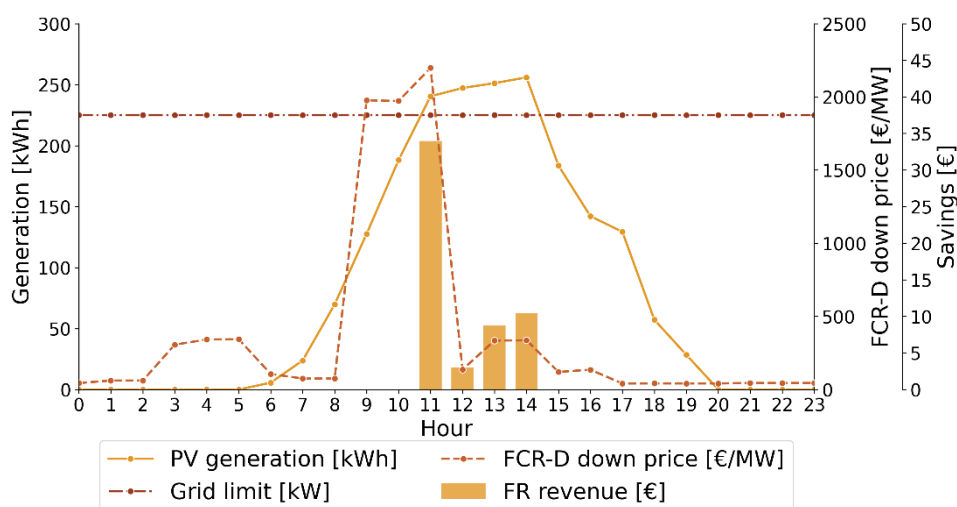
Figur 16. Aggregerade solkraftsproduktionskurvor för de 22 solcellssystemen vid transformatorstation A den 19 september 2024, utan och med optimerad nedreglering. Solkraftskurvorna avläses på den vänstra axeln, spotpriset på den första högra axeln och intäkterna från nedreglering på den andra högra axeln.



Figur 17. Aggregerade solkraftsproduktionskurvor för de 22 solcellssystemen vid transformatorstation A den 14 juli 2024, utan och med optimerad nedreglering. Solkraftskurvorna avläses på den vänstra axeln, spotpriset på den första högra axeln och intäkterna från nedreglering på den andra högra axeln.

### Fristående FCR-D Down

Detta scenario fokuserar på intäkterna som genereras enbart genom deltagande i FCR-D Down. Resultaten redovisar intäkterna från kapacitetsersättningar (för tillgänglighet) på denna snabbbrörliga marknad för frekvensreglering. Resultaten i Figur 18 visar lönsamheten i att bidra till omedelbar nätstabilitet vid överfrekvenshändelser, baserat på signaler från central frekvensmätning.



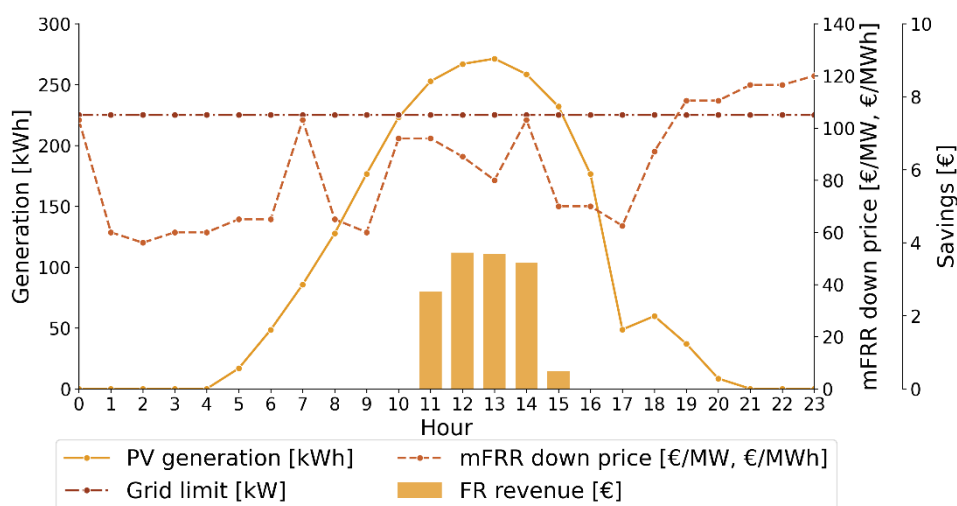
Figur 18. Aggregerade solkraftsproduktionskurvor för de 22 solcellssystemen vid transformatorstation A den 20 april 2024, tillsammans med FCR-D Down-priset och värdet av kapacitetsersättningarna för tillgänglighet från dessa system när solkraftsproduktionen överstiger det hypotetiska ansatta gränsvärdet för transformatorstationen. Solkraftskurvorna



avläses på den vänstra axeln, FCR-D Down-priset på den första högra axeln och intäkterna från FCR-D Down på den andra högra axeln.

### **Fristående mFRR Down**

Detta scenario fokuserar på intäkterna som genereras enbart genom deltagande i mFRR Down-tjänsten. Resultaten visar intäkterna från både kapacitetsersättning och aktiveringsersättning för denna långsammare, manuellt aktiverade frekvensåterställningstjänst. Intäkterna i detta scenario, som exemplifieras av Figur 19, visar på den ekonomiska bärkraften i att bidra till en långvarig balans i elnätet och samtidigt avlasta snabbare reserver under perioder med långvarig överproduktion.

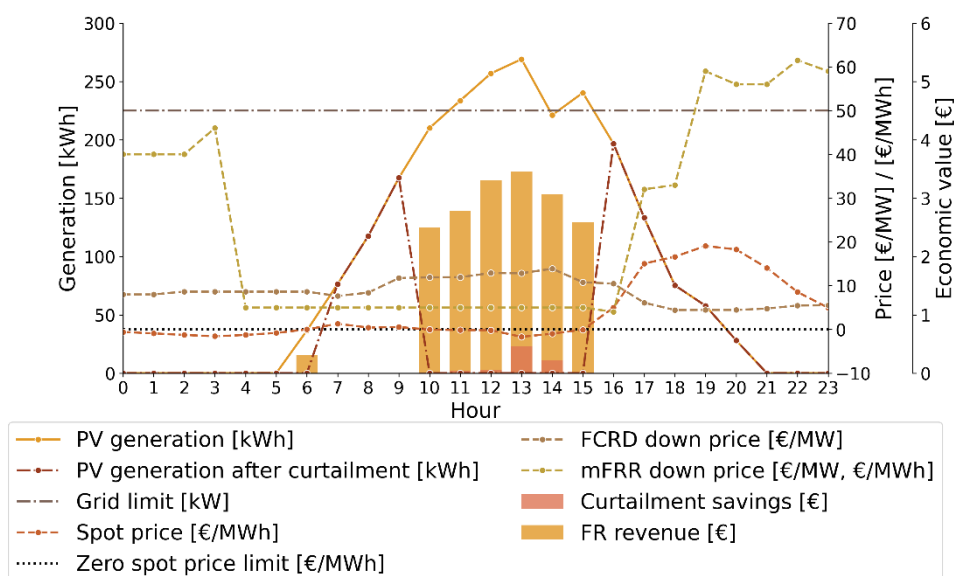


Figur 19. Aggregerade solkraftsproduktionskurvor för de 22 solcellssystemen vid transformatorstation A den 19 maj 2024, tillsammans med priset för mFRR Down och värdet av intäkterna från deltagande i mFRR Down-tjänsten när solkraftsproduktionen överstiger det hypotetiska gränsvärdet för transformatorstationen. Solkraftskurvorna avläses på vänstra axeln, mFRR Down-priset på den första högra axeln och intäkterna från mFRR Down på den andra högra axeln.

### **Optimerad solkraftsnedreglering plus FCR-D/mFRR Down**

Detta scenario visar den maximala totala intäkten som uppnås genom att strategiskt kombinera solkraftsnedreglering (curtailment) med tillhandahållande av FCR-D Down- och mFRR Down-tjänster. Resultaten visar de synergistiska fördelarna med en optimerad strategi, där solcellsanläggningen intelligent väljer mellan nedreglering vid negativa priser och att tillhandahålla systemtjänster utifrån realtidsmarknadssignaler och nätbehov. Detta demonstrerar hur en holistisk flexibilitetsstrategi kan ge betydligt högre intäkter än fristående tjänster och samtidigt stödja elnätet på ett omfattande sätt.

Kapacitetsbud för systemtjänster hanteras så att solkraftsnedreglering kan begränsas något för att säkerställa att accepterade volymer anpassas korrekt. Exemplet nedan utgår från 100% aktivering av solcellssystemen för balanseringstjänster.



Figur 20. Aggregerade solkraftsproduktionskurvor för de 22 solcellssystemen vid transformatorstation A den 14 juli 2024, både utan och med optimerad nedreglering vid negativa priser, tillsammans med spotpriset för el, FCR-D Down och mFRR Down samt värdet av intäkterna från frekvensregleringstjänsterna under det optimerade kombinerade scenariot. Solkraftskurvorna avläses på vänstra axeln, spotpriset och frekvensregleringspriserna på första högra axeln, och värdet/intäkterna från nedregleringen och frekvensregleringstjänsterna på andra högra axeln.

Tabell 5 sammanfattar de ekonomiska resultaten med optimeringsstrategin för samtliga 22 solcellssystem under det analyserade året.

Tabell 5. Värdeskapandet för samtliga 22 solcellssystem (total DC-kapacitet 245,5 kW och AC-kapacitet 225,3 kW) vid transformatorstation A, under perioden 2023-09-01 till 2024-08-31 med den implementerade optimeringsstrategin.

| Typ av tjänst                                                  | Total intäkt | Intäkt per effekt         |
|----------------------------------------------------------------|--------------|---------------------------|
| Fristående solkraftsnedreglering vid negativa spotpriser       | 2357 kr      | 10,46 kr/kW <sub>AC</sub> |
| Fristående FCR-D Down                                          | 3028 kr      | 13,44 kr/kW <sub>AC</sub> |
| Fristående mFRR Down                                           | 1178 kr      | 5,23 kr/kW <sub>AC</sub>  |
| Optimerad kombinerad solkraftsnedreglering och FCR-D/mFRR Down | 5019 k       | 22,28 kr/kW <sub>AC</sub> |

### **Egenanvändning**

En enkel analys utfördes med data som inkluderade självkonsumtion för att beräkna hur mycket av solkraftsproduktionen som konsumeras lokalt och därigenom genererar besparingar, som annars skulle ha varit en kostnad vid nätförbrukning.

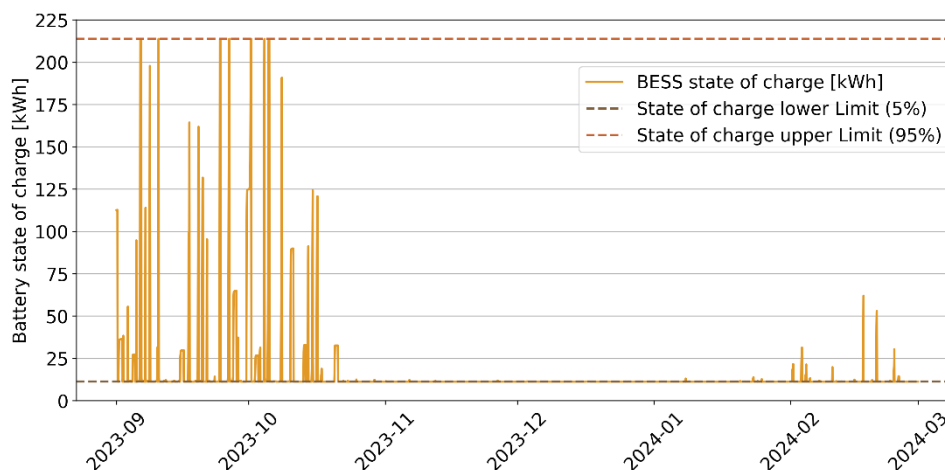
En potentiell timvis sparnivå beräknades som mått på egenanvändningens potential, vilket gav ungefär 1,48 kronor per timme baserat på sex månaders data. För sommarmånaderna blir detta värde lägre, men då kan överskottsenergi lagras i batterier (Battery Energy Storage System — BESS) och användas för flexibilitet samt för att kompensera för lägre spotpriser.

### **Energilagring i batterier**

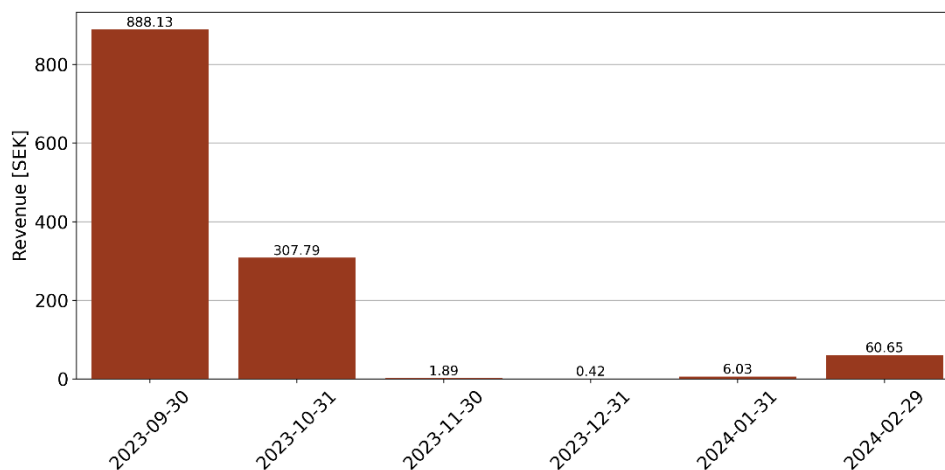
Som en del av simuleringen lagrades överskottsel efter egenanvändning i ett batteri. Dimensioneringen av batteriet gjordes med avseende på en större anläggning på transformatorstationsnivå, med maximalt effektlöde till nätet och kapacitet motsvarande nätgränsen. Resultatet blev ett batteri med 100 kW märkeffekt och 225 kWh kapacitet. Mindre kapacitet skulle minska intäkterna från energiarbiterage.

För simuleringen användes en enkel strategi: batteriet laddar när spotpriset för aktuell timme är under dagens medelpris och laddar ur när spotpriset är över medelvärdet. Det säkerställs att nätgränsen på 225 kW aldrig överskrids och att ingen extern nätenergi används för laddning; all laddning sker med tillgänglig överskottsel.

Resultaten för ”State-of-Charge” (SOC) i variationer under sex månader i Figur 21 visar hur BESS laddar och laddar ur inom 5–95% SOC-gränser. En prognos över intäkter från energiarbiterage visas i Figur 22. På grund av begränsad tillgång till data om egenanvändning under sommarmånaderna bedöms dock att ytterligare intäkter kan genereras genom att använda energilagring för att lagra överskottsenergi och utnyttja energiarbiterage.



Figur 21. Batteriets ”State-of-Charge” (SOC) i variationer under de sex månaderna vid energiarbiterage.



Figur 22. Beräknade månatliga intäkter från energiarbiterage baserat på simulerad drift under de sex månaderna.

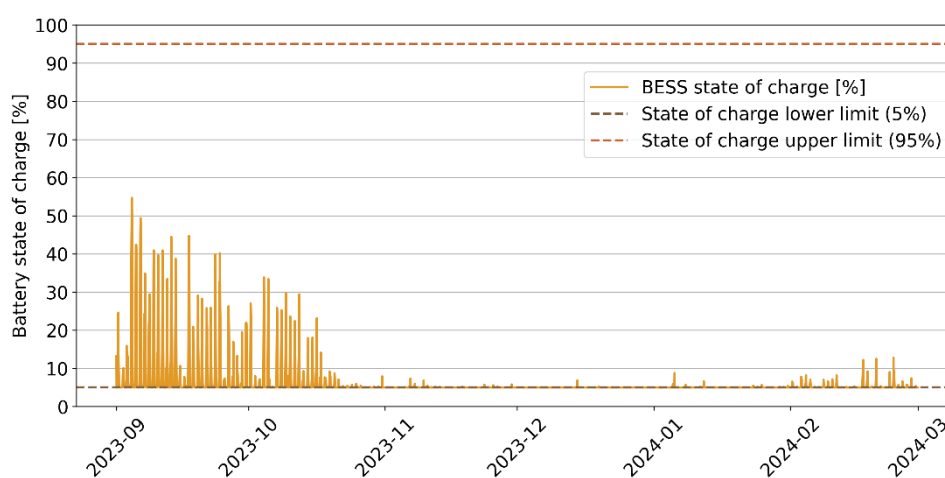
### **Optimerad energilagring i batterier och systemtjänster**

Dessa simuleringar kombinerar solkraftproduktion med ett batteri på 100 kW märkseffekt och 225 kWh kapacitet på transformatorstationsnivå, med fokus enbart på systemtjänsterna FCR-D Down och mFRR Down.

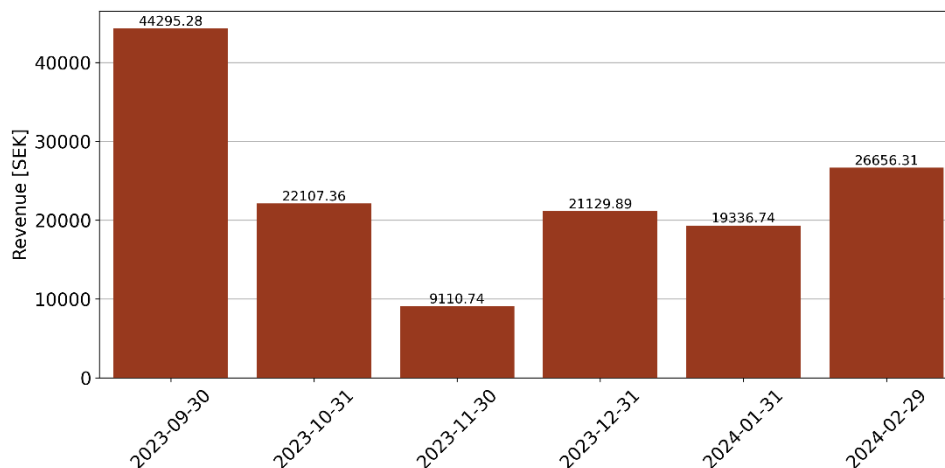
Batteriet laddas endast med överskottsproduktion från solcellsanläggningarna under transformatorstation A och tar ingen energi

från nätet. SOC-gränserna är satta till 5 % respektive 95 %, FCR-D-effekten är 83 % av batteriets märkseffekt, och ett dagligt exporttak på 225 kWh från batteriet tillämpas. Figur 23 visar hur batteriet laddar och laddar ur inom 5–95% SOC-gränser under detta scenario och Figur 24 sammanställer intäkterna från FCR-D Down och mFRR Down.

De höga FCR-D Down-priserna, tillsammans med begränsad battericyklning, gjorde denna tjänst till den dominerande faktorn i den optimerade driften.



Figur 23. Batteriets "State-of-Charge" (SOC) i variationer under de sex månaderna vid optimering gentemot FCR-D Down och mFRR Down.



Figur 24. Beräknade månatliga intäkter från optimering gentemot FCR-D Down och mFRR Down baserat på optimerad simulerad drift under de sex månaderna.

**Slutsats**

Simuleringsarbetet i AP5 visar tydligt värdet av detaljerad och noggrant simulerade data om distribuerad solkraft där hänsyn tas till lutning och azimuth. Genom bättre insikt i potentiell överproduktion möjliggör denna data optimering av intäkter via flexibilitetstjänster och underlättar beslut om vilka tjänster som är mest lönsamma. Även om den exakta storleken på vinsterna beror på förutsättningarna i varje enskilt fall, är värdet av bättre simulerade data tydligt.

Optimeringsstrategin, som fokuserade på nedreglering av solkraft vid negativa spotpriser samt deltagande i FCR-D Down och mFRR Down, visar hur solcellsanläggningar kan gå från passiva energiproducenter till aktiva näaktörer. Fristående solkraftsnedreglering ger en grundläggande ekonomisk nytta, medan integrering av systemtjänster ger betydligt högre intäkter (se Tabell 5) vilket illustrerar synergier i en heltäckande flexibilitetsstrategi.

Analys av egenanvändning och energilagring visar ytterligare värdeskapande möjligheter, vilket minskar nätberoendet och öppnar för energi-arbitrage samt ökad leverans av systemtjänster. Den ökade intäkten från FCR-D Down (~150 kSEK) i kombination med BESS visar hur lagring kan frigöra större flexibilitet.

I och med dessa resultat anser projektgruppen att projektmål 5 — ”Utforma förslag på lokala flexibilitetstjänster som baseras på lärdomar från projektet” — har uppnåtts.

**Projektmöten och resultatspridning (AP6)**

De publikationer som tagits fram inom ramen för projektet återfinns i avsnittet Publikationslista och omfattar tre vetenskapliga tidskriftsartiklar, tre konferensartiklar samt fem studentexamensarbeten. Utöver dessa har projektets resultat spridits genom presentationer vid bland annat 40<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition (EU PVSEC), Lissabon (2023-09-19), ECEEE 2024 Summer Study, Hauts-de-France (2024-06-10), Svensk Solenergis medlemsträff, Stockholm (2024-11-11), solelskompetenscentrumet SOLVE höstkonferens, Borlänge (2024-11-13), Taihiti Solar Congress, Papeete (2024-11-29), Solelmässan, Jönköping (2025-02-05), EliNorr's nätchefsträff, Leksand (2025-05-23), 42<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition (EU PVSEC), Bilbao (2025-09-25), och 2025 European PVPMC Workshop, Ayia Napa (2025-10-30). Målsättningen för resultatspridningen har därmed uppnåtts och överträffats.

## Diskussion

Projektet visar att den AI-baserade fjärranalysmetoden *Alfrödull*, efter den utveckling som genomförts inom projektet, har stor teknisk potential att leverera högkvalitativa solkraftssimuleringar på både regional och transformatorstationsnivå, utan det omfattande arbete som normalt krävs för insamling av tekniska data om de anläggningar som ska simuleras. Genom att använda dessa simuleringar för att kvantifiera lokala utjämnings effekter kan *Alfrödull* ge nätägare, aggregatorer och andra beslutsfattare ett bättre underlag för välgrundade beslut om planering, nätutbyggnad och integrering av solkraft i elnäten.

Utöver detta fleråriga projekt har under våren 2025 *Alfrödull* utvärderats i ett parallellt projekt "*Alfrödull - Frigörande av nätkapacitet för solceller genom fjärranalys*" (P2024-02998) som bedömt den affärsmässiga potentialen för *Alfrödull*.

*Alfrödulls* data har nu både inom detta projekt och det parallella forskningsprojektet P2024-02998, testats i operativa miljöer hos Falu Elnät och Karlshamn Energi. Resultaten visar att metoden kan frigöra upp till 30 % av befintlig nätkapacitet vid vissa transformatorstationer, vilket redan har gjort det möjligt för nätägare att undvika investeringar motsvarande 400 000 kronor (Falu Elnät) respektive 1,5 miljoner kronor (Karlshamns Elnät).

Resultaten från P2024-02998 har därtill visat att *Alfrödulls* analyser bidragit med betydande mervärde genom att identifiera brister i nätägarnas register över solcellsanläggningar och stärka den interna kompetensen hos de medverkande nätbolagen. Även om dessa nyttor varit svåra för nätbolagen att kvantifiera i monetära termer, har de bedömts som strategiskt viktiga för framtida planering och nätutveckling.

Utöver detta visar simuleringsarbetet utfört av CheckWatt i detta projekt värdet av detaljerade och högupplösta solkraftssimuleringar ur en aggregators perspektiv. Den data som *Alfrödull* kan generera möjliggör optimering av intäkter genom flexibilitetstjänster, såsom nedreglering (curtailment) vid negativa spotpriser och deltagande i systemtjänster, och visar hur solcellsanläggningar kan fungera som aktiva nätaktörer. Kombinationen av flexibilitetstjänster och energilagring (BESS) frigör ytterligare potential och ökar intäkterna för solcellsägare. Genom smart styrning och optimering, till exempel via en aggregator, kan behovet av nätförstärkningar dessutom minskas, vilket ger både ekonomiska och samhällsekonomiska fördelar, såsom lägre kostnader, effektivare nätutnyttjande och snabbare integrering av förnybar energi.



Om de observerade utjämnningseffekterna i Falun och Karlshamn antas representativa för nationella förhållanden, kan den potentiella frigjorda kapaciteten uppgå till cirka 470 MW (ca 10% av befintlig installerad solcellskapacitet), vilket motsvarar många undvikna nätförstärkningar och betydande samhällsekonomiska besparingar. Detta stärker *Alfrödulls* roll som ett verktyg för kostnadseffektiv och hållbar integration av distribuerad solkraft, både lokalt och nationellt.

Det ökade behovet av dataunderbyggda och lokalt anpassade beslut kring elnätsplanering är inte begränsat till Sverige. Enligt EU-kommissionen kan flaskhalsar i Europas elnät år 2040 leda till energiförluster motsvarande 310 TWh per år — vilket är hälften av all sol- och vindkraftsproduktion i Europa år 2022 [39]. För att undvika detta bedöms behovet av nätförstärkningar uppgå till mellan 26 och 103 miljarder euro fram till 2040. Det visar på den akuta betydelsen av verktyg som *Alfrödull*, som kan bidra till effektivare utnyttjande av befintlig infrastruktur i takt med att andelen distribuerad förnybar elproduktion växer.

I det parallella projektet P2024-02998 identifierades dock ett hinder för bredare implementering av *Alfrödull*, vilket är avsaknaden av teknisk integration med elnätsföretagens befintliga nätinformationssystem (NIS). Även om *Alfrödull* redan idag kan skapa konkret nytta för elnätsägare, utgör den separata arbetsgången ett praktiskt hinder för bredare och mer systematisk användning. Nästa planerade steg är därför att i samarbete med en NIS-leverantör vidareutveckla metoden till en fullt fungerande applikation och integrera den med nätägarnas IT-system för att möjliggöra storskalig användning, nationell skalning och långsiktig kommersialisering.

Sammanfattningsvis visar resultaten från både detta projekt och det parallella projektet P2024-02998 att innovationen *Alfrödull* kan skapa direkta ekonomiska vinster, frigöra nätkapacitet, stärka nätstabilitet och bidra till en snabbare övergång till ett förnybart, resilient och hållbart elsystem. På samhällsnivå innebär effektivare användning av nätinфраstruktur och därmed lägre kostnader, samt en snabbare integrering av förnybar energi, vilket stärker Sveriges förmåga att uppnå ett hållbart energisystem.

## Publikationslista

De publikationer som producerats i och med utförandet av detta projekt inkluderar de vetenskapliga tidskriftsartiklarna;

- D. Lingfors, R. Johansson, and J. Lindahl, “Deriving the orientation of existing solar energy systems from LiDAR data at scale,” *Solar Energy*, vol. 291, no. 113344, 2025 [11],
- Gustav Öhgren, Lisa Molin, Mattias Lindh, David Lingfors, and Johan Lindahl, “Remote sensing compatible snow loss modelling for PV power simulations,” *Solar Energy*, 2025. Ej ännu publicerad vid tidpunkten för denna rapport [28],
- J. Widén, G. Öhgren, E. Lindvall, D. Lingfors, and J. Lindahl, “Quantifying distributed PV orientation smoothing effects and their impact on electricity grid performance,” Manuskript vid tidpunkten för denna rapport [37],

de vetenskapliga konferenspublikation;

- L. Molin, S. Ericson, D. Lingfors, J. Munkhammar, and J. Lindahl, “Validation of a PV generation model for simulation of wide area aggregated distributed PV power generation that takes individual systems location and orientation into account,” in *40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, 2023, pp. 020527–001 [20],
- D. Lingfors, J. Lindahl, and J. Munkhammar, “Solar resource-efficiency gain for energy communities based on current solar energy system deployment,” in *ECEEE Summer Study Proceedings*, 2024 [40],
- J. Lindahl and J. Munkhammar, “Comparing approaches for estimating residential PV system orientation,” in *42nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, 2025 [38],

samt studentexamensarbetena;

- S. Suragimath, “Mathematical model for inverter power output in PV parks,” Master Thesis, Uppsala University, 2023 [41],

- G. Öhgren, "Implementation of a snow loss model to improve the accuracy of hourly simulated PV power generation," Uppsala university, 2024 [27],
- E. Lindvall, "Further development and optimization of the CNN-classification algorithm Alfrödull for more accurate aerial image detection of decentralized solar energy systems classification," Master Thesis, Uppsala University, 2024 [36],
- E. Ekstrand and F. Hermodsson, "Assessing Rooftop Solar Energy Adoption — The remaining potential across market segments and the impact of socio-economic factors," Master Thesis, Uppsala University, 2024 [42],
- S. Olsson and A. Lund, "Temperaturmodellering och validering av solceller — En jämförande studie av solcellstemperaturens och monteringsättets påverkan på produktionen," Bachelor Thesis, Karlstads University, 2025 [33],

En sammanfattning av de enskilda vetenskapliga publikationerna är följande:

Molin et al. [20] validerar den utvecklade simuleringsmodellen för distribuerad solenergi på sex referenssystem med tillhörande produktionsdata. Studien presenterar dessutom generiska modul- och simuleringsparametrar, vilket möjliggör storskaliga simuleringar på kommunnivå där både optimala modulatorienteringar och verkliga orienteringar beaktas. Resultaten visar en stark korrelation mellan uppmätta produktionsdata och simulerad produktion, med  $R^2$ -värden mellan 0,69 och 0,83.

Öhgren et al. [28] vidareutvecklar solkraftssimuleringsmodellen, framför allt genom införandet av en snöförlustmodell som med hjälp av väderdata uppskattar energiförluster orsakade av snöfall och snötäckta moduler på distribuerade solcellsanläggningar över stora områden. Modellen valideras på 40 referenssystem från olika delar av Sverige och uppvisar ett medelfel (MAE) mellan 0,02–0,04 samt en determinationskoefficient ( $R^2$ ) mellan 0,88–0,96 över hela datasetet.

Lingfors et al. [11] presenterar den utvecklade LiDAR-baserade metoden för att beräkna orienteringen, både vinkel och azimuth, för distribuerade solcellsanläggningar. Azimutberäkningarna valideras mot ett dataset som omfattar samtliga system i Falu, Knivsta och Uppvidinge kommuner,

medan vinkelberäkningarna valideras på ett mindre dataset med 39 anläggningar. Resultaten visar att azimut beräknas korrekt inom  $\pm 3^\circ$  för 91–95 % av systemen, och att vinkelberäkningarna har ett medelfel på  $3,6^\circ$ .

Lindahl et al. [38] jämför tre olika metoder för att bestämma orienteringen av solcellssystem: (1) uppgifter om orientering som angetts av anläggningsägare eller installatör för det svenska solcellsstödet, (2) Ramadhani et al:s modell [31] för att uppskatta orienteringsfördelningar baserat på solcellsinstallationens penetrationsnivå, och (3) det här projektets metod [11] som härleder vinkel och azimut för solenergisystem med hjälp av LiDAR-data. Metoderna utvärderas både mot varandra och mot manuellt framtagna “ground truth”-dataset från tre svenska kommuner och resultatet visade att LiDAR-metoden var den bästa.

Lingfors et al. [40] undersöker hypotetiska energigemenskaper inom 20 lågtransmissionsnät i Falu kommun och jämför befintliga installationer av distribuerad solenergi med scenarier där modulorienteringar optimerats inom respektive grannskap. Studien visar att det är möjligt att öka penetrationen av installerad solkraft utan att överskrida nätkapaciteten i lågtransmissionsnäten, samtidigt som skuggförlusterna kan minskas från 12% till 3% genom ett smartare utnyttjande av takytor. Slutligen presenteras en uppsättning rekommenderade policyer som kan stödja både nätägare och nätkunder vid vidare utbyggnad av solenergi.

Widén et al [6] studerar påverkan av distribuerad solkraft på lågtransmissionsnät under tre olika scenarios där påverkan av utjämnningseffekter såväl som självkonsumtion på nätbelastning bedöms. Detta utförs genom effektflödessimuleringar av en digital kopia över FLN nätområde. Resultaten påvisade att utjämnningseffekten i solkraftsproduktionen som uppstår vid olika modulorienteringar påverkar nätets prestanda genom att minska den högsta spänningsökningen hos kunderna.

## Referenser

- [1] IEA PVPS task 1, G. Masson, A. Van Rechem, M. de l'Epine, I. Kaizuka, and A. Jäger-Waldau, "Snapshot of Global PV Markets — 2025," 2025.
- [2] Energimyndigheten, "Nätanslutna solcellsanläggningar." Accessed: Feb. 15, 2025. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/natanslutna-solcellsanlaggningar/>
- [3] C. Wilson, A. Grubler, N. Bento, S. Healey, S. De Stercke, and C. Zimm, "Granular technologies to accelerate decarbonization," *Science* (1979), vol. 368, no. 6486, pp. 36–39, 2020.
- [4] N. Etherden, J. Ahlberg, D. Lingfors, and K. Kvamme, "Calculating the hosting capacity of electrical network with high penetration of solar PV," in *Proceedings of the 8th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems*, 2018.
- [5] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [6] U. H. Ramadhani, F. Johari, O. Lindberg, and J. Munkhammar, "A city-level assessment of residential PV hosting capacity for low-voltage distribution systems considering rooftop data and uncertainties," *Appl Energy*, vol. 371, no. February, p. 123715, 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123715.
- [7] U. Kumar, K. Soon, M. Seyedmahmoudian, and S. Mekhilef, "Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no. April 2017, pp. 912–928, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.017.
- [8] R. Ahmed, V. Sreeram, Y. Mishra, and M. D. Arif, "A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 124, no. February, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109792.
- [9] D. Grzebyk, A. Alcañiz, J. C. B. Donker, M. Zeman, H. Ziar, and O. Isabella, "Individual yield nowcasting for residential PV systems," *Solar Energy*, vol. 251, no. January, pp. 325–336, 2023, doi: 10.1016/j.solener.2023.01.036.
- [10] S. Killinger *et al.*, "On the search for representative characteristics of PV systems: Data collection and analysis of PV system azimuth, tilt, capacity, yield and shading," *Solar Energy*, vol. 173, no. August, pp. 1087–1106, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.08.051.
- [11] D. Lingfors, R. Johansson, and J. Lindahl, "Deriving the orientation of existing solar energy systems from LiDAR data at scale," *Solar Energy*, vol. 291, no. 113344, 2025, doi: 10.1016/j.solener.2025.113344.
- [12] J. Lindahl *et al.*, "Automatisk kartläggning av solpaneler och generering av solesprognoser från flygbilder och maskininlärning — SLUTRAPPORT," 2023.
- [13] J. Lindahl, P. E. Campana, and M. Kofod-Hansen, "Beräkningsverktyg för optimering av solcellsparker," 2023. [Online]. Available:

- <https://energiforsk.se/media/32376/2023-933-bera-kningsverktyg-fo-r-optimering-av-solcellsparker.pdf>
- [14] J. Lindahl, R. Johansson, and D. Lingfors, "Mapping of decentralised photovoltaic and solar thermal systems by remote sensing aerial imagery and deep machine learning for statistic generation," *Energy and AI*, vol. 14, p. 100300, 2023, doi: 10.1016/j.egyai.2023.100300.
- [15] Å. Frimane, R. Johansson, J. Munkhammar, D. Lingfors, and J. Lindahl, "Identifying small decentralized solar systems in aerial images using deep learning," *Solar Energy*, vol. 262, 2023, doi: 10.1016/j.solener.2023.111822.
- [16] P. E. Campana *et al.*, "A gridded optimization model for photovoltaic applications," *Solar Energy*, vol. 202, no. March, pp. 465–484, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.03.076.
- [17] SMHI, "STRÅNG — a mesoscale model for solar radiation." Accessed: Aug. 15, 2024. [Online]. Available: <https://strang.smhi.se/>
- [18] SMHI, "Analysmodell (MESAN)." Accessed: Aug. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.smhi.se/data/oppna-data/meteorologiska-data/analysmodell-mesan-1.30445>
- [19] A. Oller Westerberg and J. Lindahl, "Kostnadsstruktur för svenska villasystem," 2020. doi: 10.13140/RG.2.2.16091.69923.
- [20] L. Molin, S. Ericson, D. Lingfors, J. Munkhammar, and J. Lindahl, "Validation of a PV generation model for simulation of wide area aggregated distributed PV power generation that takes individual systems location and orientation into account," in *40th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, 2023, pp. 020527–001. doi: <http://dx.doi.org/10.4229/EUPVSEC2023/5DV.2.10>.
- [21] S. Killinger, N. Engerer, and B. Müller, "QCPV: A quality control algorithm for distributed photovoltaic array power output," *Solar Energy*, vol. 143, pp. 120–131, 2017.
- [22] S. Killinger, J. M. Bright, D. Lingfors, and N. A. Engerer, "A tuning routine to correct systematic influences in reference PV systems' power outputs," *Solar Energy*, vol. 157, no. August, pp. 1082–1094, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.09.001.
- [23] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and N. Blair, *Solar engineering of thermal processes, photovoltaics and wind*, Fifth edit. John Wiley & Sons, 2020.
- [24] E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos, "A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 92, no. 11, pp. 1393–1402, 2008, doi: 10.1016/j.solmat.2008.05.016.
- [25] P. Gilman, A. Dobos, N. DiOrio, J. Freeman, S. Janzou, and D. Ryberg, "System Advisor Model (SAM) Photovoltaic Model Technical Reference Update," *National Renewable Energy Laboratory*, no. March, p. 93, 2018, [Online]. Available: [https://sam.nrel.gov/%0Ahttps://sam.nrel.gov/images/web\\_page\\_files/sam-help-2018-11-11-r4.pdf%0Asam.nrel.gov/content/downloads](https://sam.nrel.gov/%0Ahttps://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2018-11-11-r4.pdf%0Asam.nrel.gov/content/downloads)
- [26] H. Tennekes, "The Logarithmic Wind Profile," *J Atmos Sci*, vol. 30, pp. 234–238, 1972, doi: [https://doi.org/10.1175/1520-0469\(1973\)030<0234:TLWP>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0469(1973)030<0234:TLWP>2.0.CO;2).

- [27] G. Öhgren, “Implementation of a snow loss model to improve the accuracy of hourly simulated PV power generation,” Master Thesis, Uppsala University, 2024.
- [28] G. Öhgren, L. Molin, M. Lindh, D. Lingfors, and J. Lindahl, “Remote sensing compatible snow loss modelling for PV power simulations,” *Solar Energy*, vol. Unpublishe, 2025.
- [29] D. Lingfors, J. Bright, N. Engerer, J. Ahlberg, S. Killinger, and J. Widén, “Comparing the capability of low- and high-resolution LiDAR data with application to solar resource assessment, roof type classification and shading analysis,” *Appl Energy*, vol. 205, no. June, pp. 1216–1230, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.045.
- [30] D. Lingfors, S. Killinger, N. A. Engerer, J. Widén, and J. M. Bright, “Identification of PV system shading using a LiDAR-based solar resource assessment model: An evaluation and cross-validation,” *Solar Energy*, vol. 159, no. September 2017, pp. 157–172, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2017.10.061.
- [31] U. H. Ramadhani, D. Lingfors, J. Munkhammar, and J. Widén, “On the properties of residential rooftop azimuth and tilt uncertainties for photovoltaic power generation modeling and hosting capacity analysis,” *Solar Energy Advances*, vol. 3, no. February, p. 100036, 2023, doi: 10.1016/j.seja.2023.100036.
- [32] M. H. J. Bollen and S. K. Rönnberg, “Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment,” *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 9, 2017, doi: 10.3390/en10091325.
- [33] S. Olsson and A. Lund, “Temperaturmodellering och validering av solceller — En jämförande studie av solcellstemperaturens och monteringsättets påverkan på produktionen,” Bachelor Thesis, Karlstads University, 2025.
- [34] M. Van Noord, M. Murphy, and T. Berglund, “Investigating a potential linear model for prediction of monthly snow-induced production losses for rooftop PV,” in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition INVESTIGATING*, 2017, pp. 2316–2319.
- [35] G. Kasmi, A. Touron, P. Blanc, M. Fortin, and L. Dubus, “Remote-Sensing-Based Estimation of Rooftop Photovoltaic Power Production Using Physical Conversion Models and Weather Data,” *Energies (Basel)*, vol. 17, p. 4353, 2024, doi: 10.3390/en17174353.
- [36] E. Lindvall, “Further development and optimisation of the CNN-classification algorithm Alfrödull for more accurate aerial image detection of decentralised solar energy systems classification,” Master Thesis, Uppsala University, 2024.
- [37] J. Widén, G. Öhgren, E. Lindvall, D. Lingfors, and J. Lindahl, “Quantifying distributed PV orientation smoothing effects and their impact on electricity grid performance,” *Manuscript*.
- [38] J. Lindahl and J. Munkhammar, “Comparing approaches for estimating residential PV system orientation,” in *42nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC)*, 2025.
- [39] Joint Research Centre — European Commission, “More coordination needed in renewable deployment to prevent grid congestion.” Accessed: Sep. 06, 2024. [Online]. Available: <https://joint-research->



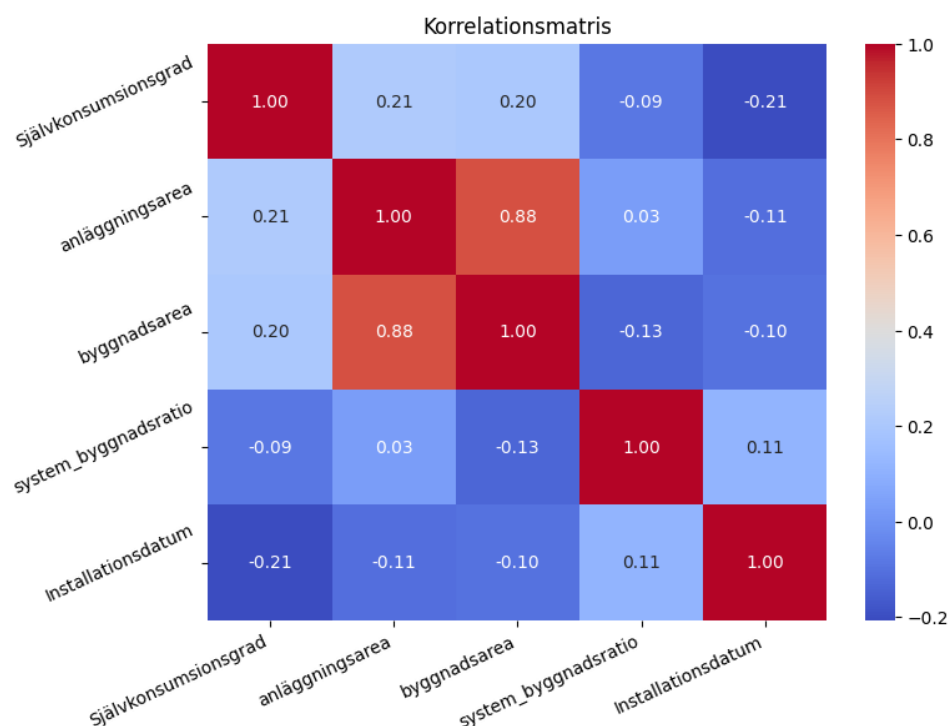
- centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/more-coordination-needed-renewable-deployment-prevent-grid-congestion-2024-05-27\_en
- [40] D. Lingfors, J. Lindahl, and J. Munkhammar, “Solar resource-efficiency gain for energy communities based on current solar energy system deployment,” in *ECEEE Summer Study Proceedings*, 2024.
  - [41] S. Suragimath, “Mathematical model for inverter power output in PV parks,” Master Thesis, Uppsala University, 2023.
  - [42] E. Ekstrand and F. Hermodsson, “Assessing Rooftop Solar Energy Adoption — The remaining potential across market segments and the impact of socio-economic factors,” Master Thesis, Uppsala University, 2024.



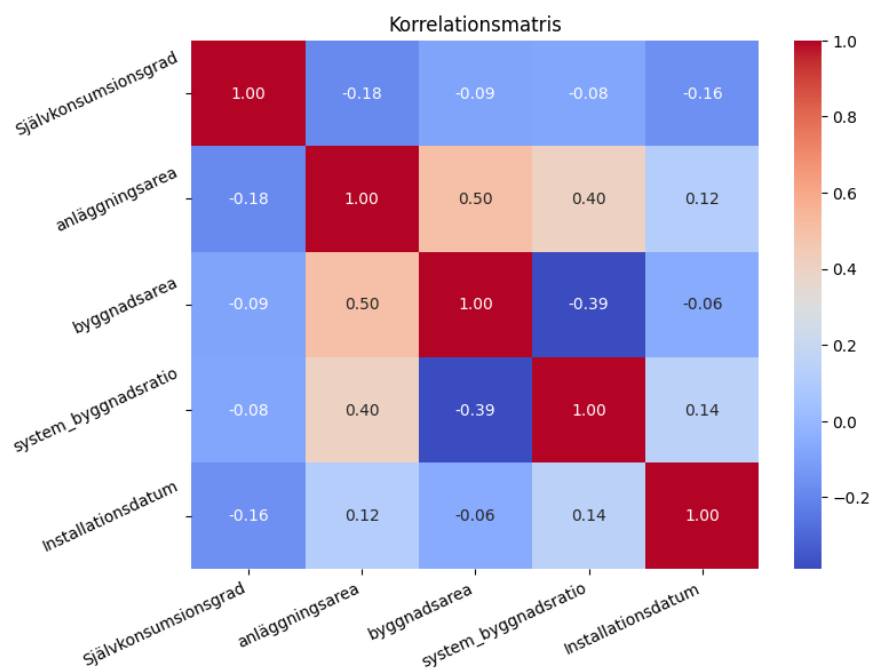
## Appendix

### Appendix A

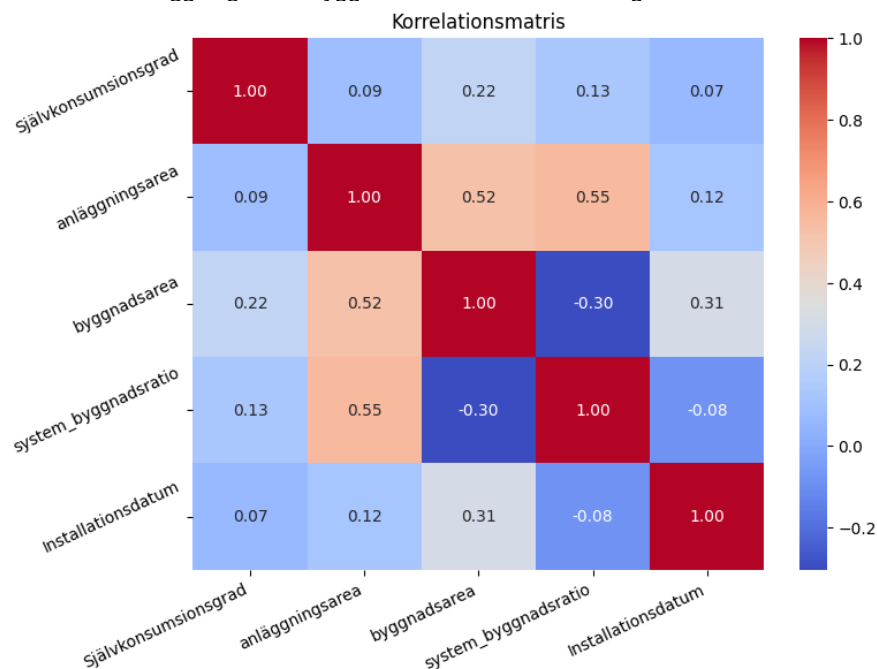
Korrelationsmatriser för självkonsumtionsgraden och andra egenskaper för systemet: anläggningen area, byggnadsarea, kvot mellan anläggningens och byggnadens area samt driftsättningsdatum. Notera att vid korrelation med driftsättningsdatum definieras senare datum som ett ”högre” värde, dvs motsvarar en positiv korrelation en ökning i den givna storheten vid senare driftsättningsdatum.



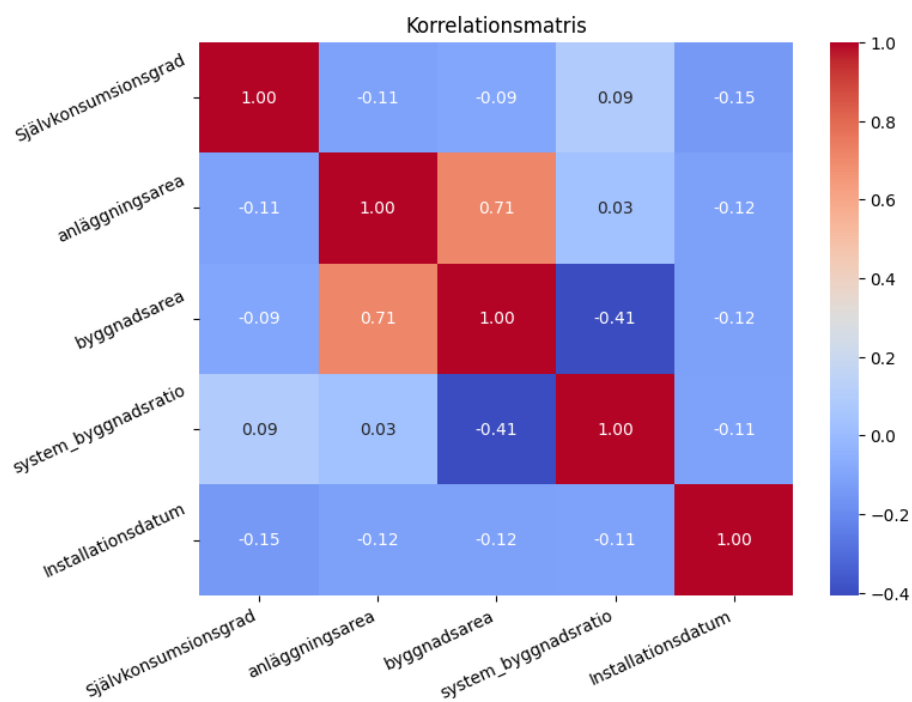
Figur A1. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum 1114 fastigheter över alla marknadssegment.



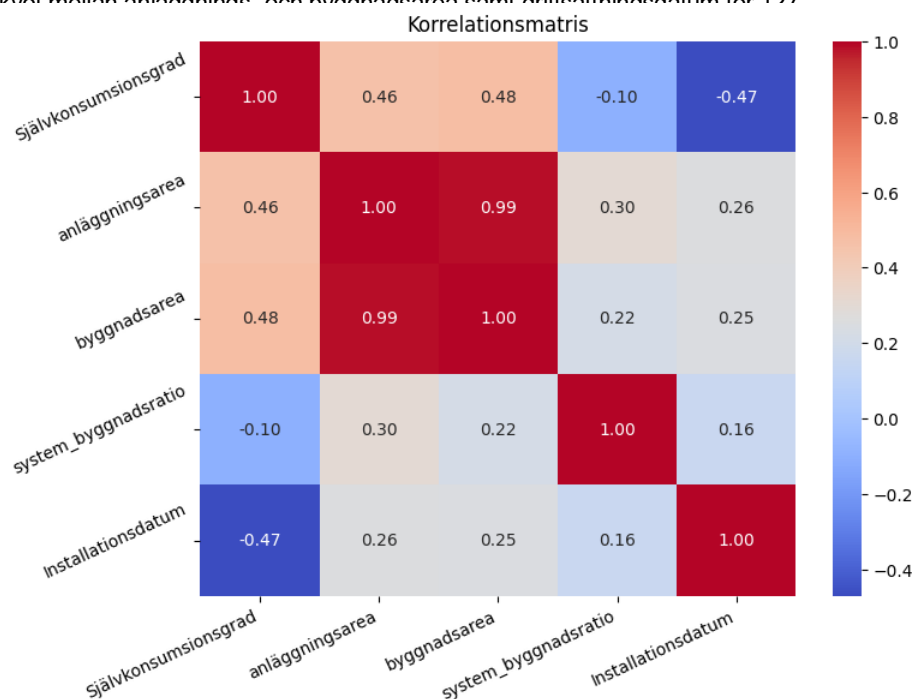
Figur A2. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 937 småhus.



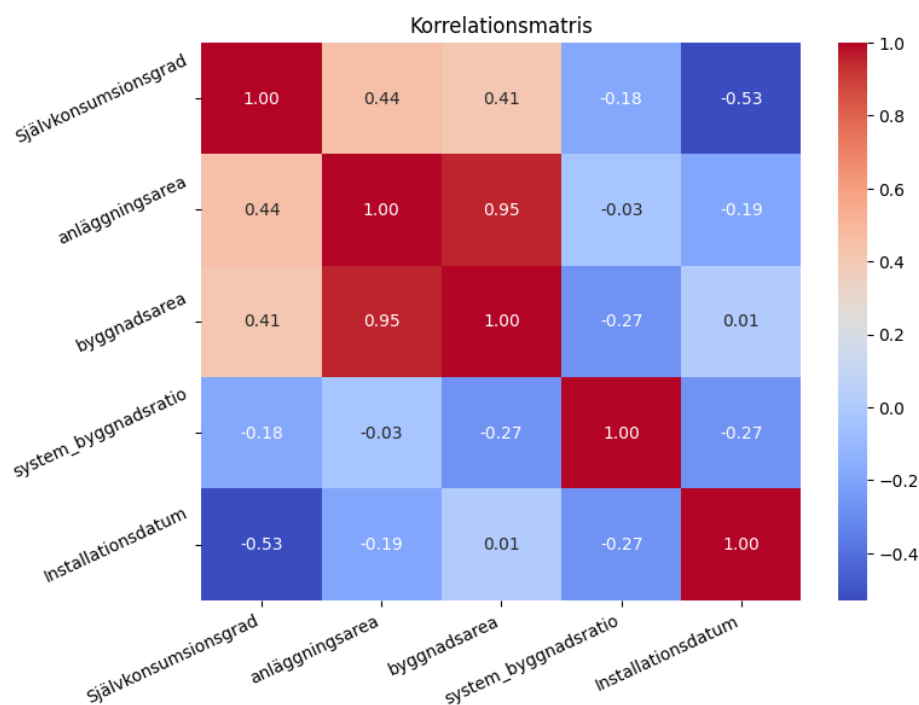
Figur A3. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 23 flerbostadshus.



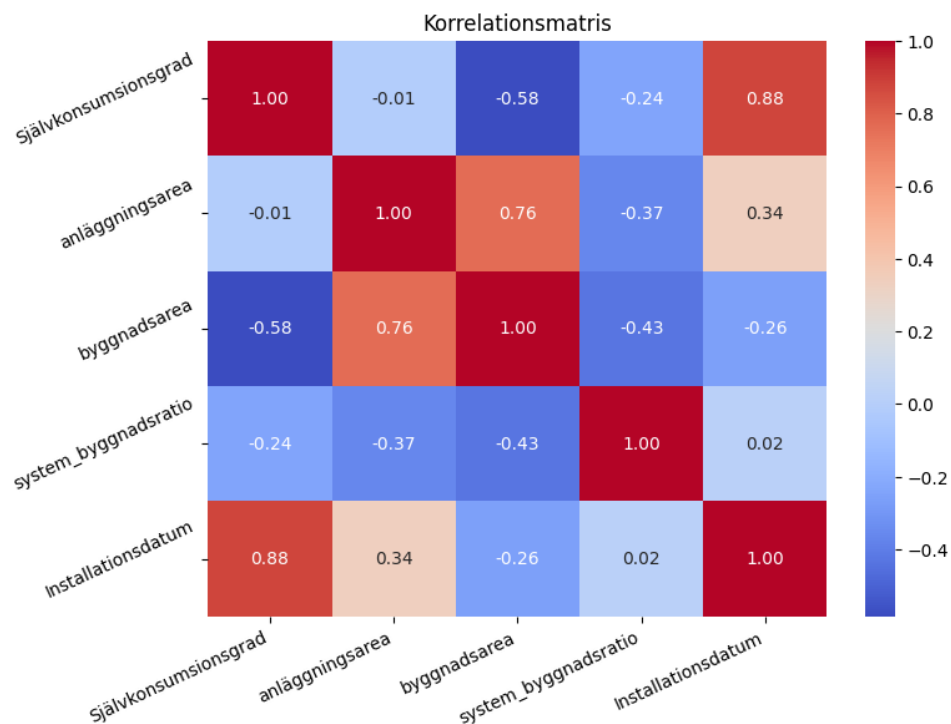
Figur A4. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 127



Figur A5. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 9 kommersiella.



Figur A6. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 13 offentliga byggnader.



Figur A7. Korrelationsmatris över självkonsumtionsgrad, anläggningsarea, byggnadsarea, kvot mellan anläggnings- och byggnadsarea samt driftsättningsdatum för 5 industribyggnader.