

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Evaluation of technological solutions for managing extensive connection of photovoltaic systems in electricity distribution grids	
Universitet/högskola/företag Uppsala universitet	Avdelning/institution Institutionen för teknikvetenskaper
Adress Box 534, 751 21 Uppsala	
Namn på projektledare Joakim Widén	
Namn på ev övriga projektdeltagare David Lingfors, Rasmus Luthander, Anders Mannikoff, Joakim Munkhammar	
Nyckelord: 5-7 st Solel, Eldistributionsnät, Acceptansgräns, Modellering	

## Förord

Det här projektet har huvudsakligen finansierats av Energimyndigheten inom forskningsprogrammet El och bränsle från solen. Herrljunga Elektriska AB har bidragit med samfinansiering av sin medverkan i projektet. Projektet har haft en referensgrupp som har bidragit med värdefulla synpunkter på projektets genomförande och resultat. I referensgruppen har följande personer deltagit: Bo Andersson (Digpro), Christer Bergerland (Fortum), Thomas Corell (Upplands Energi), Nicholas Etherden (Vattenfall), Elin Grahn (Ei), Björn Jernström (FerroAmp), David Karlsson (Digpro), Tobias Rehnholm (Vattenfall), samt Johanna Rosenlind (Mälarenergi).

## Innehållsförteckning

Sammanfattning .....	1
Summary .....	2
Inledning/Bakgrund .....	3
Genomförande .....	4
Resultat .....	6
Diskussion.....	20
Publikationslista.....	21
Referenser, källor.....	25
Bilagor .....	26

## Sammanfattning

Om den nuvarande trenden för utbyggnad av solcellssystem i Sverige fortsätter kommer anslutningen av distribuerad solelproduktion att öka i svenska

eldistributionsnät. I länder där denna utveckling har skett bedrivs forskning och utveckling av olika tekniska lösningar för att hantera stora andelar solexproduktion i distributionsnäten. Dessa är t.ex. omställning eller automatisering av lindningskopplare i nätstationer, begränsning av utmatad aktiv effekt från solcellssystem, styrning av reaktiv effekt i växelriktare, batterilager samt ökad egenkonsumtion av solex hos solexproducenterna. I det här projektet har vi utvärderat dessa olika lösningar som alternativ till nätförstärkning, samt studerat kombinationer av de mest lovande teknikerna. Projektet har omfattat både metodutveckling för att generellt modellera och simulera distribuerad solexproduktion i elnät, liksom en detaljerad fallstudie på Herrljunga Elektriskas elnät.

Resultaten från projektet är dels ett modellpaket för probabilistisk simulering av elnät med höga solandelar, med probabilistiska modeller för sammanlagring av geografiskt utspridd solex som ligger i den internationella forskningsfronten, dels de slutsatser som kan dras om ökning av acceptansgränsen för solex i Herrljunga Elektriskas elnät. Acceptansgränsen för solex i Herrljungas elnät är 22 % solex på årsbasis utan åtgärder. Denna kan ökas från 22 % till 30 % genom alla de studerade åtgärderna utom laststyrning, som har en påfallande låg potential. För att öka acceptansgränsen ännu mer är begränsning av utmatad aktiv effekt från solcellsanläggningar, på sikt möjligen i kombination med batterilager, det enda alternativet till nätförstärkning. Resultaten från projektet kan på sikt implementeras genom krav vid nätanslutning, affärsmodeller för nätbolag och vid reglering av elnätsföretagens verksamhet.

## Summary

If the current trend for investments in photovoltaic (PV) systems in Sweden continues, connection of distributed solar power will increase in Swedish distribution networks. In countries where this development has taken place, research and development of technologies has been carried out to manage large shares of solar power distribution networks. These are, e.g., manual control or automation of tap changers in substations, reduction of active power output from PV systems, control of reactive power in inverters, battery storage, and increased self-consumption of solar electricity by customers. In this project we have evaluated these different solutions as alternatives to grid reinforcement, and studied combinations of the most promising technologies. The project has included both method development for simulation of distributed solar power in electricity grids, as well as a detailed case study on the distribution grid of the distribution system operator (DSO) Herrljunga Elektriska.

The results of the project are a model package for probabilistic simulation of power grids with high solar fractions, with probabilistic models for the coincidence of geographically dispersed solar power, which are in the forefront of international research, and the conclusions that can be drawn about options for increasing the hosting capacity of PV electricity in the DSO's grid. The hosting capacity for solar power in the studied grid is 22% on an annual basis without any measures. This can be increased from 22% to 30% by all the studied measures

except load management, which has a remarkably low potential. To increase the hosting capacity even more, curtailment of active power from PV systems, eventually possibly in combination with battery storage, is the only alternative to grid reinforcement. The results of the project could eventually be implemented through requirements for grid connection of PV systems, business models for DSOs and regulation of DSO's activities.

## Inledning/Bakgrund

Omfattande anslutning av solcellssystem i existerande eldistributionsnät (0.4 kV lågspänning och 10 kV mellanspänning) påverkar effektflödena i elnätet och kan leda till ökad belastning av kablar och spänningshöjningar. Speciellt på sommardagar, då effektförbrukningen i näten vanligtvis är låg och soletproduktionen hög, kan överbelastning och otillåtna överspänningar uppträda. Man brukar uttrycka detta som att ett elnät har en viss acceptansgräns (eng. hosting capacity) för distribuerad soletproduktion, vilket motsvarar den installerade solcellseffekt för vilken ett visst kvalitetsindex (t.ex. spänning eller strömstyrka) överskrids [1].

I Tyskland, där anslutningen av solcellssystem till lokalnäten har varit omfattande, har nätförstärkning varit den vanligaste åtgärden för att hantera överbelastning och spänningshöjning [2]. Eftersom förstärkning av nätet kan vara kostsam har alternativa metoder börjat undersökas för att hantera soletproduktion i nät där acceptansgränsen överskrids [3]. Dessa metoder är, till exempel, omställning eller automatiserad styrning av lindningskopplare i nätstationer [4], begränsning av utmatad aktiv effekt från solcellssystem [5], konsumtion/produktion av reaktiv effekt i växelriktare [3], batterilagring [6] samt system för ökad egenkonsumtion av solet hos soletproducenterna [7]. IEA-PVPS Task 14, som har sammanfattat forsknings- och teknikläget, rekommenderar att tekniska och ekonomiska utvärderingar av de olika tekniska lösningarna genomförs i alla länder som står inför en ökad utbyggnad av distribuerad soletproduktion eftersom det inte finns en entydig lösning som är generellt tillämpbar [8].

För att öka tillförlitligheten hos sådana jämförande studier av ökad acceptansgräns för distribuerad generering är det, som poängteras i [1], nödvändigt att utveckla förbättrade probabilistiska metoder, framför allt för beräkning av sannolikheten för olika kombinationer av sammanlagrad effektproduktion och effektförbrukning. Behovet av fortsatt systemforskning på området, som motiverade genomförandet av det här forskningsprojektet, har framför allt varit jämförande systemstudier av de olika teknikerna för hantering av omfattande soletproduktion och hur de kan/bör användas i kombination.

Projektets övergripande syfte har varit att utvärdera olika tekniska lösningar för hantering av stora andelar solet i eldistributionsnät. I projektet har vi kvantifierat den höjning av nätets acceptansgräns för distribuerad soletproduktion som kan åstadkommas med teknikerna, samt översiktligt bedömt deras ekonomiska förutsättningar. De lösningar det gäller är (1) nätförstärkning, (2) omställning av lindningskopplare i nätstationer, (3) begränsning av utmatad aktiv effekt från

solcellssystem, (4) konsumtion av reaktiv effekt i växelriktare, (5) batterilagring, (6) laststyrning för ökad egenkonsumtion av solel hos egenproducenterna, samt kombinationer av de mest lovande teknikerna. Projektet har omfattat både metodutveckling för att generellt modellera och simulera distribuerad solelproduktion i elnät, liksom en detaljerad fallstudie på Herrljunga Elektriskas elnät. Herrljunga är valt som område för fallstudien i egenskap av elnät representativt för en kommun med stor andel landsbygdsnät, vilka brukar vara mest känsliga för hög överproduktion av solel. Herrljunga Elektriska har även timdata från sina över 5000 kunder, vilket gör det möjligt att detaljerat simulera hela nätet ner till varje enskild kund.

Projektets slutmål har varit att för Herrljunga Elektriskas eldistributionsnät kvantifiera den möjliga höjningen av acceptansgränsen för solel genom de ovanstående tekniska lösningarna (1)-(6) och bedöma deras kostnad för nätbolag och/eller egenproducent. Undersökningen baseras på en probabilistisk analys, där acceptansgränsen definieras baserat på sannolikheten för överskridande av kvalitetsindex (främst överspänning).

Ett antal mer konkreta delmål för projektet har varit:

1. Utveckla ett integrerat modellpaket för probabilistiska lastflödesberäkningar på elnät med distribuerade solcellssystem och tekniska lösningar för att öka acceptansgränsen för solel. Modellpaketet ska kombinera ett antal modeller i forskningsfronten för beräkning av tillgänglig takyta och orientering, tillgänglig solinstrålning, elproduktion från solcellssystem, modeller för de olika åtgärderna för att öka acceptansgränsen samt lastflödesberäkningar på elnät.
2. Kvantifiera den tekniska potentialen för de olika åtgärderna för att öka acceptansgränsen i Herrljunga Elektriskas elnät. Detta innefattar att undersöka var i nätet olika problem uppstår vid hög solelproduktion (främst spänningshöjning), att fastställa nätets acceptansgräns för solel vid nuvarande utformning och drift, samt att undersöka de olika åtgärdernas påverkan (MW höjd acceptansgräns per åtgärd och omfattning).
3. Kvantifiera den realiserbara (ekonomiska) potentialen för de olika åtgärderna och diskutera under vilka förutsättningar blir åtgärderna intressanta att genomföra. Finns hinder i form av existerande regelverk och vilka möjliga affärsmodeller kan konstrueras av nätbolagen för att utnyttja teknikerna?

Projektet har genomförts av Uppsala universitet i samarbete med Herrljunga Elektriska mellan juli 2015 och mars 2017 med huvudsaklig finansiering från Energimyndigheten inom forskningsprogrammet El och bränsle från solen.

## Genomförande

Forskningsprojektet har genomförts i samarbete mellan forskargruppen Built Environment Energy Systems Group (BEESG) vid avdelningen för Fasta tillståndets fysik, Institutionen för teknikvetenskaper, Uppsala universitet, och elnätsägaren Herrljunga Elektriska. Från BEESG har Joakim Widén (docent, universitetslektor, gruppleddare), Joakim Munkhammar (postdoktor), David

Lingfors (doktorand) samt Rasmus Luthander (doktorand) deltagit. Från Herrljunga Elektriska har Anders Mannikoff (VD) samt Thomas Erikson (elnätschef) deltagit. Arbetet i projektet har genomförts inom fyra arbetspaket som beskrivs nedan. Där framgår också vilka av projektets publikationer (se publikationslistan längre fram) som arbetet inom respektive paket har resulterat i.

### **Arbetspaket 1**

Utveckling av en probabilistisk modell för distribuerad solexproduktion. Modellen genererar indata från utspridda solcellsanläggningar till lastflödesberäkningar för elnät. En modell för sannolikhetsfördelningar för momentan solinstrålning har utvecklats för att hantera olika typer av molnighetsförhållanden och har kombinerats med korrelationsmodeller för utspridda solcellsanläggningar. I kombination med GIS-data för fastigheter (LiDAR-data och fastighetskarta från Lantmäteriet) samt en simuleringsmodell för solexproduktion från solinstrålning kan Monte Carlo-simulering av effektproduktion från korrelerade, utspridda solcellsanläggningar genomföras. Modellen beskrivs närmare och tillämpas i publikationerna P4-P6 och P9-P11.

### **Arbetspaket 2**

Analys av lastdata och utveckling av probabilistisk lastmodell. En statistisk analys av förbrukningsdata inom olika kundkategorier har genomförts baserad på uppmätta timdata för elförbrukning från Herrljunga Elektriska. En probabilistisk lastmodell har därefter konstruerats genom anpassning av sannolikhetsfördelningar till elanvändningsdata. Liksom för solexmodellen i arbetspaket 1 möjliggör lastmodellen Monte Carlo-simulering av effektförbrukning för enskilda eller aggregat av olika elnätskunder. Modellen beskrivs närmare och tillämpas i publikationerna P6 och P11.

### **Arbetspaket 3**

Utveckling av simuleringsmodeller för alternativa åtgärder (istället för nätförstärkning) som ökar acceptansgränsen för solex. I arbetspaketet har beräkningsmodeller och algoritmer utvecklats för (a) omställning av lindningskopplare i nätstationer, (b) begränsning av utmatad aktiv effekt från solcellsystem, (c) reglering av reaktiv effekt i växelriktare, (d) batterilagring samt (e) system för ökad egenkonsumtion av solex. Simuleringsmodellerna har integrerats med lastflödesberäkningar i Matlab genom utökning av ett existerande simuleringsverktyg [9] som tidigare använts i studier av solex i eldistributionsnät [10,11]. De olika modellerna beskrivs i publikationerna P1-P3 och P8.

### **Arbetspaket 4**

Fallstudie på Herrljunga Elektriskas elnät. I arbetspaketet har omfattande probabilistiska lastflödesberäkningar genomförts för Herrljunga Elektriskas hela eldistributionsnät, dvs. mellanspänningsnätet (10 kV) och 338 lågspänningsnät (0.4 kV) med totalt 5174 enskilda kunder. Metodpaketet som har utvecklats i projektet har tillämpats med parametrar och indata specifika för Herrljunga

(solinstrålning, byggnader, förbrukning, etc.). En detaljerad analys har gjorts av nätets acceptansgräns för distribuerad solelproduktion, möjligheterna att öka acceptansgränsen, samt en översiktlig beräkning av kostnader för åtgärderna för nätbolag och egenproducenter. Resultaten presenteras i publikationerna P1-P3 och P7-P8. Herrljunga Elektriskas elnät har även använts som fallstudie i publikationerna P6 och P11 som fokuserar mer på modellutvecklingen.

## Resultat

Projektets resultat presenteras nedan utifrån hur de svarar mot projektets tre konkreta delmål som beskrevs ovan. Först presenteras det inom projektet utvecklade modellpaketet för probabilistiska lastflödesberäkningar, därefter redovisas den tekniska potentialen för de olika åtgärderna för att öka acceptansgränsen för solel i Herrljunga Elektriskas elnät, och slutligen görs en översiktlig ekonomisk utvärdering av åtgärderna.

### Modellpaket för probabilistiska lastflödessimuleringar

Inom projektet har vi utvecklat och tillämpat två typer av metoder för probabilistisk lastflödessimulering. I båda kan sannolikheten för t.ex. överspänning eller överbelastning beräknas. Den första är baserad på tidsserier för solelproduktion och elanvändning och lastflödet i nätet beräknas i varje tidssteg. Med en tillräckligt lång tidsserie kan sannolikheten över tid för olika händelser uppskattas, t.ex. sannolikheten för spänningshöjning över 1.1 p.u. över ett år. Den andra metoden är baserad på sannolikhetsfördelningar för produktion och förbrukning vid en given tidpunkt. Genom Monte Carlo-simulering där indata till simuleringen slumpas ut från sannolikhetsfördelningarna kan sannolikheter för olika händelser beräknas.

Skillnaden mellan metoderna är att tidseriemetoden har en inbyggd tidsföljd medan Monte Carlo-metoden utgår från sannolikhetsfördelningar för den momentana produktionen och konsumtionen, men tar inte hänsyn till hur de varierar över tid. Vilken metod som är optimal beror på vilken tidsupplösning som behövs och om tidsföljden behöver inkluderas i simuleringarna. I simuleringarna av olika åtgärder för att öka acceptansgränsen för solelproduktion har vi använt den första metoden (publikationerna P1-P3 och P7-P8), eftersom vi, framför allt för batterilagring, behöver simulera systemet från ett tidssteg till ett annat. Men vi har också utvecklat en Monte Carlo-metod med probabilistiska fördelningsmodeller för geografiskt utspridd solelproduktion och elanvändning (publikationerna P4-P6 och P9-P11), som framför allt kan användas för att studera sannolikheter för systemtillstånd under vissa momentana förhållanden och hur utspridning av solcellssystem påverkar acceptansgränsen.

Nedan beskrivs hela modellpaketet för probabilistiska lastflödesberäkningar översiktligt, för båda typerna av metoder, och vilka data som har använts i fallstudien på Herrljunga Elektriskas elnät. Därefter beskrivs mer ingående sannolikhetsmodellerna i Monte Carlo-metoden.



### Översikt över modellpaketet

*Beräkning av tillgängliga taktytor.* För att kunna skapa realistiska scenarier över byggnadsapplicerad solelproduktion i ett elnät utvecklades en metodik för att identifiera vilka taktytor som kan komma ifråga för solelproduktion och hur de fördelar sig på kunder i elnätet. Med hjälp av LiDAR-data (laserscannad höjddata) och fastighetskartan, båda från Lantmäteriet, kan taktyornas lutning och orientering uppskattas och den årliga instrålningen beräknas. Metoden för detta beskrivs mer ingående i publikation P12. Scenarier för utnyttjade taktytor konstrueras sedan genom att anta en lägsta avkastning från taktyterna. Till exempel kan antas att det idag är lönsamt med en solinstrålning på över 1000 kWh/m<sup>2</sup>år (jfr. [12]) men att det i framtiden kan bli lönsamt med en lägre nivå, t.ex. 700 kWh/m<sup>2</sup>år. De olika taktyterna kan också kopplas till kunder i elnätet genom att via geografiska koordinater identifiera inom vilka fastigheter kundernas anslutningspunkter befinner sig. Med denna metod kunde närmare 10 000 byggnader fördelas på de 3892 anslutningspunkterna i Herrljunga Elektriskas elnät.

*Solinstrålning och solelproduktion.* Solelproduktion från byggnadsapplicerade solcellssystem beräknas med en enkel simuleringsmodell för solcellssystem, baserad på existerande modeller för solinstrålning mot lutande plan och systemkomponenter [13]. I modellen antas 15 % verkningsgrad för solceller och totala systemförluster på ungefär 15 %. Installerad topp effekt hos solceller och växelriktarnas kapacitet antas vara lika för alla system, för enkel tolkning av resultat, även om växelriktare ofta underdimensioneras i förhållande till solcellernas topp effekt. Med den tidsseriebaserade simuleringsmetoden används timdata för solinstrålning från SMHI:s databas STRÅNG för en representativ koordinat för alla solcellssystem. Med Monte Carlo-metoden fås momentan solinstrålning från den spatiala sannolikhetsmodellen för solinstrålning som utvecklats i projektet (se nedan). I fallstudien på Herrljunga Elektriskas elnät användes solinstrålningsdata för 2014.

*Elanvändning.* Med den tidsseriebaserade metoden används timdata för varje kund i elnätet och med Monte Carlo-metoden fås lastdata från sannolikhetsfördelningar (se nedan). Reaktiv effektkonsumtion beräknas utifrån en antagen effektfaktor för varje kund. I fallstudien på Herrljunga Elektriskas elnät fanns timdata från 2014 (med få undantag) tillgängliga för alla kunder i elnätet. Lastens effektfaktor antogs vara 0.9 för alla kunder.

*Lastflödesberäkning.* För att göra en tillförlitlig bedömning av acceptansgränsen i ett nät behöver hela nätet simuleras, dvs. mellanspänningsnät och lågspänningsnät, i en och samma simulering. Anledningen är att det vid hög överproduktion av solel uppstår överspänningar i både mellanspänningsnät och lågspänningsnät och att solelproduktionen i varje lågspänningsnät därför kommer att påverka spänningen i alla andra lågspänningsnät. Problemet är att antalet noder då blir ohanterligt stort (i Herrljungas fall över 5000 noder). I modellpaketet har vi löst detta genom att först aggregera produktion och last i varje lågspänningsnät och simulera mellanspänningsnätet med varje nätstation som en lastbuss. Den spänning som beräknas i varje nätstation används sedan som slackbussspänning i

en separat simulering av varje lågspänningsnät. Resultatet blir inte helt exakt men kommer tillräckligt nära. Newtons metod används för lastflödesberäkningarna, som i varje tidssteg ger spänningen i varje buss och strömmen i varje ledning, baserat på data över produktion och last i bussarna och ledningarnas impedans. För Herrljunga Elektriska simulerades de två separata mellanspänningsnäten (Ljung och Herrljunga) och 337 lågspänningsnät (alla utom ett där det saknades kompletta data).

#### *Probabilistiska sannolikhetsmodeller för solexproduktion och elanvändning*

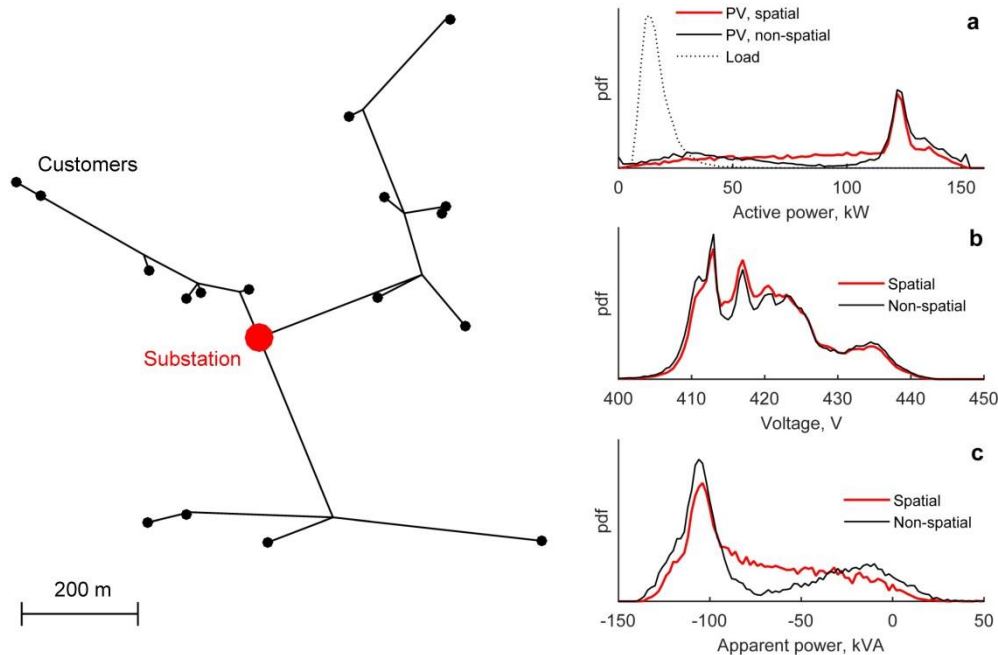
I Monte Carlo-simulering av lastflödet i ett elnät slumpas elanvändning och elproduktion från sannolikhetsfördelningar. Målet med sannolikhetsmodellerna som utvecklades i projektet var därför att de skulle kunna beskriva sannolikhetsfördelningen för solinstrålning och elanvändning vid en given tidpunkt på dygnet, så att det med en Monte Carlo-simulering skulle vara möjligt att svara på frågor som hur stor sannolikhet det är att få överspänning hos någon kund t.ex. kl. 12 en dag i juli eller hur stor risk det är att en viss nätstation överbelastas vid en viss tidpunkt.

Utvecklingen av modellen för geografiskt utspridd *solinstrålning* i olika steg beskrivs i publikationerna P4-P6 och P9-P11 och en sammanfattning av dessa ges i publikationslistan nedan. I den hittills mest avancerade versionen av modellen (se P6) är det möjligt att för en uppsättning av platser slumpa ut värden för global solinstrålning mot horisontellt plan vid en viss tidpunkt givet att man känner till clear-sky-instrålningen vid tidpunkten (kan enkelt beräknas med fritt tillgängliga modeller), den dagliga molnighetsgraden (kvoten mellan den dagliga instrålningen och den dagliga clear-sky-instrålningen) och platsernas inbördes avstånd.

Den probabilistiska modellen för *elanvändning* beskrivs i publikationerna P6 och P11. Sannolikhetsfördelningar av typen Lognormal anpassades till förbrukningsdata från Herrljunga Elektriska för alla kunder. För var och en av de kundtyper som definieras av elbolaget anpassades  $12 \times 24$  fördelningar, en för varje månad under året och varje timme på dagen.

Som ett exempel på hur den probabilistiska modellen för solinstrålning kan förbättra lastflödesberäkningar jämfört med att anta samma solinstrålning för alla solcellssystem visas resultat från en Monte Carlo-simulering för ett av Herrljunga Elektriskas lågspänningsnät i Figur 1. I simuleringen slumpades 10 000 värden ut från sannolikhetsfördelningarna och lika många beräkningar av lastflödet i nätet gjordes. I figuren betecknar ”non-spatial” att samma data har använts för alla solcellssystem och ”spatial” att modellen ovan, som tar hänsyn till systemens utspridning och den resulterande sammanlagringen av solinstrålningsvariationer, har använts. Speciellt den beräknade sannolikheten för överbelastning av nätstationen ( $|S| > 100$  kVA) skiljer mellan modellerna (”spatial” 34 %, ”non-spatial” 46 %).





Figur 1. Exempel på probabilistiska Monte Carlo-baserade lastflödesberäkningar på ett av Herrljunga Elektriskas lågspänningsnät (nätkonfiguration till vänster) med sannolikhetsmodellerna för utspridd solinstrålning och elanvändning för den 12 juli kl. 12.00. Till höger visas beräknade sannolikhetsfördelningar för (a) elanvändning och solexproduktion, (b) resulterande kundspänning och (c) resulterande belastning av nätstationen. Från publikation P6.

### Teknisk potential för olika åtgärder för ökad acceptansgräns

I projektet har dels en översiktlig jämförelse av olika åtgärder för ökad acceptansgräns gjorts (publikation P3), dels en mer ingående studie av batterilagring i kombination med begränsad utmatning av aktiv effekt (publikationerna P1-P2 samt P8), som är de åtgärder som har störst potential vid hög överproduktion av solex. Alla beräkningarna har gjorts för Herrljunga Elektriskas hela distributionsnät. Här redovisas först nätets beräknade acceptansgräns för solex, därefter en översikt över hur de olika åtgärderna studerats och vilken teknisk potential de har för att öka acceptansgränsen, och sist görs en sammanfattning av hur mycket hög överproduktion av solex kan hanteras med batterilagring i kombination med begränsad utmatning.

#### *Acceptansgräns för solex och studerade scenarier*

I olika publikationer från projektet används något olika scenarier, men alla är baserade på att tak på byggnaderna på fastigheter anslutna till Herrljunga Elektriskas elnät har valts ut baserat på vilken årlig instrålning de tar emot. Det råder ingen tvekan om att den teoretiska potentialen för solexproduktion från

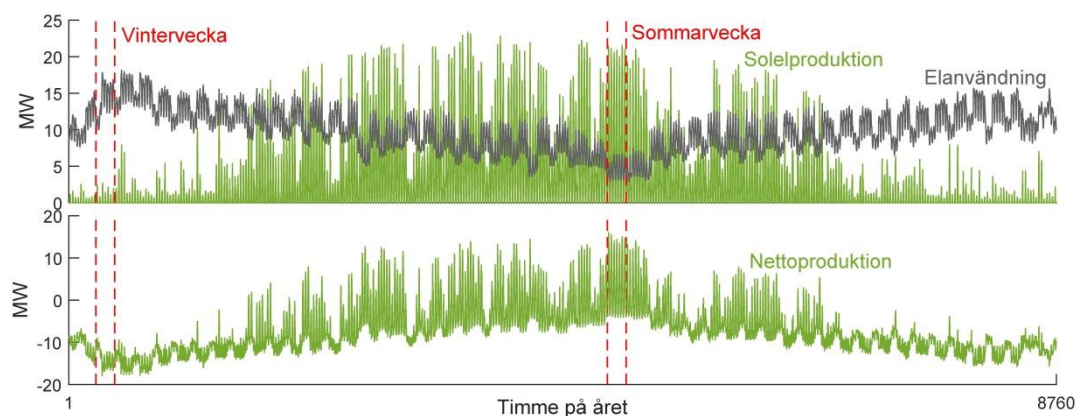
byggnadsytor är mycket stor i förhållande till behovet av el i Herrljunga. Tabell 1 visar hur mycket solel som skulle kunna produceras från taksystem om alla takytor med instrålning över en viss nivå skulle utnyttjas.

I jämförelsen av åtgärder som presenteras nedan har det antagits att tak med en årlig instrålning över 700 kWh per m<sup>2</sup> och år är ekonomiskt möjliga att utnyttja för kunderna i elnätet. Det är en lägre instrålningsnivå än den som ger lönsamhet idag, men det är troligt att det med lägre systempriser kan bli möjligt att utnyttja även något mindre gynnsamma lägen. Det antas att en andel av dessa tak utnyttjas för solelproduktion. Solelproduktionen räknas då ut genom att den möjliga produktionen från varje tak skalas om med motsvarande faktor.

Tabell 1. Möjlig installation av solcellssystem och producerad solel från takmonterade system i hela Herrljunga Elektriskas elnät om alla takytor med en viss årlig instrålning utnyttjas. Även andelen solel av den totala förbrukningen i elnätet anges.

	Lägsta instrålningsnivå på utnyttjade tak (kWh/m <sup>2</sup> år)				
	1100	1000	900	800	700
Installerad effekt solel (MW <sub>p</sub> )	22	103	165	208	241
Installerad effekt per kund (kW <sub>p</sub> )	6	26	42	53	62
Solelproduktion (GWh/år)	19	86	135	166	188
Normaliserad solelproduktion (kWh/kW <sub>p</sub> )	878	835	815	797	779
Andel solel på årsbasis (%)	22	99	154	190	215

I följande översiktliga jämförelse av åtgärder har elnätet simulerats under två referensveckor, en på sommaren och en på vintern, markerade i Figur 2. Under sommarveckan är den aggregerade nettoproduktionen av solel som absolut högst under året. Om elnätet kan hantera överproduktionen av solel under den veckan bör den också kunna hantera övrig överproduktion. Under vinterveckan är förbrukningen som störst och solelproduktionen som lägst. Den veckan används för att se till att spänningen inte blir för låg vid omställning av lindningskopplare.



Figur 2. Total aggregerad elanvändning, solelproduktion och nettoproduktion för alla kunder i Herrljunga Elektriskas elnät under 2014. Den simulerade solelproduktionen motsvarar på årsbasis 30 % av elanvändningen. Inom röda markeringar visas de veckor under vilka de olika åtgärderna för ökad acceptansgräns har jämförts.

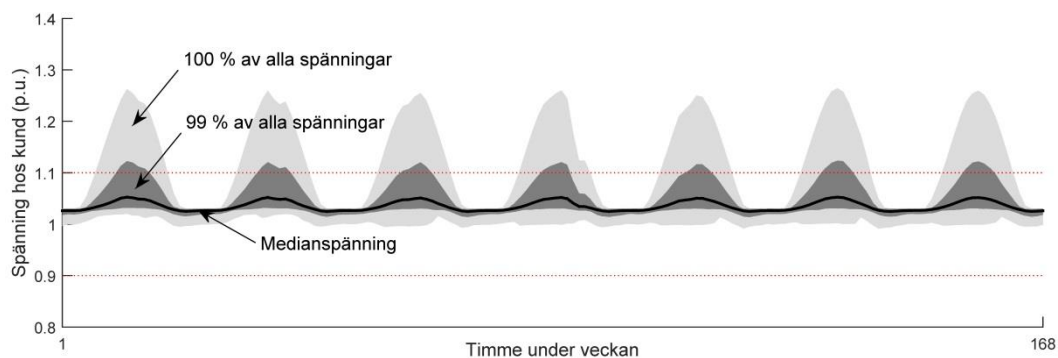
I Tabell 2 visas hur elnätet påverkas av solelproduktion under den studerade sommarveckan. Redan vid 10 % solel i elnätet börjar enstaka kunder påverkas, medan en större andel av kunderna inte börjar påverkas förrän vid 30 % solel. Detta har betydelse för hur acceptansgränsen definieras och hur åtgärderna för att öka den ska jämföras. Vi har valt att definiera att acceptansgränsen överskrids när minst 1 % av kunderna har en spänning utanför accepterat intervall (0,9-1,1 p.u.). Anledningen till detta är att undvika att enskilda specialfall (atypiska kunder eller enstaka mycket svaga delar av nätet) blir styrande för acceptansgränsen. Acceptansgränsen för elnätet med denna definition är 22 % solel på årsbasis.

Tabell 2. Påverkan på spänningar hos kunderna i Herrljunga Elektriskas elnät under den simulerade sommarveckan vid olika utbyggnadsgrad av solel, angiven som andel av årsförbrukningen i nätet.

Andel solel på årsbasis (%)	Timmar med överspänning hos minst en kund	Timmar med överspänning hos minst 1% av kunderna	Kunder med överspänning vid minst ett tillfälle	Lågspänningsnät med överspänning vid minst ett tillfälle
10	34	0	1	1
20	74	0	24	11
30	87	34	156	56
40	91	57	431	114

För att jämföra de olika åtgärderna har vi valt att utgå från fallet med 30 % solel i elnätet på årsbasis. Anledningen är att det är då en större andel av kunderna i ett större antal olika lågspänningsnät börjar påverkas av överspänningar. Figur 3 visar hur spänningarna fördelar sig över alla kunder i elnätet under sommarveckan

i detta basfall. I jämförelsen av åtgärder nedan studeras hur ofta den maximalt tillåtna spänningen överskrids hos fler än 1 % av kunderna, dvs. hur ofta den mörkgrå kurvan i figuren går över den röda streckade linjen. För att en åtgärd helt ska kunna hantera andelen solet och alltså öka acceptansgränsen från 23 % till 30 % krävs att antalet timmar med överspänning minskar till noll. Nedan beskrivs hur de olika åtgärderna studerats och vilket resultat de ger på de beräknade kundspänningarna.



Figur 3. Fördelning av simulerade spänningar hos alla kunderna i Herrljunga Elektriskas elnät varje timme under den studerade sommarveckan i basfallet utan åtgärder för att hantera överspänningarna. Den ljusgrå arean täcker in 100 % och den mörkgrå 99 % av varje timmes spänningar. Den heldragna svarta linjen visar medianspänningen varje timme. De röda prickade linjerna visar det tillåtna spänningsintervallet.

### Nätförstärkning

Nätförstärkning är komplext att simulera i detalj. Därför har vi för grundfallet och de olika åtgärderna endast beräknat hur många ledningar som direkt försörjer en kund eller knutpunkt med överspänning och tagit fram total ledningslängd i km som kan komma i fråga för förstärkning. Denna ligger sedan till grund för ekonomiska beräkningar i varje fall (se nedan), så att åtgärderna jämförs utifrån hur stora kostnader för nätförstärkning som kan undvikas. Faktisk förstärkning av nätet har inte simulerats. I grundfallet krävs förstärkning av 31 km kabel.

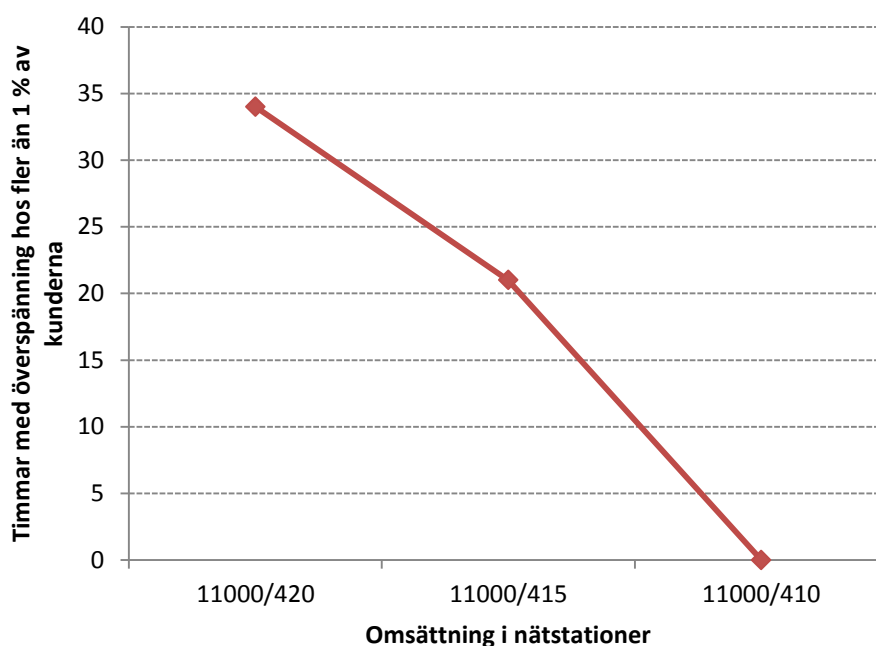
### Omställning av lindningskopplare i nätstationer

I Herrljunga Elektriskas nät finns två mottagningsstationer mellan högspänning och mellanspänning som på mellanspänningssidan (10 kV) är inställda att leverera c:a 10 800 V. För att kompensera för spänningsfall till kund används manuella lindningskopplare i nätstationerna mellan 10 kV och 400 V för att höja upp spänningen. I simuleringarna som presenteras här har vi i grundfallet antagit en omsättning på 11 000 V / 420 V, vilket innebär att om spänningen är 11 kV på mellanspänningssidan så är spänningen på lågspänningssidan 420 V (halvvägs mellan nominell spänning på 400 V och tillåten överspänning på 440 V). Det innebär att spänningen sedan kan tillåtas sjunka till kund. Våra simuleringar

bekräftar att denna inställning av lindningskopplarna gör att majoriteten av kunderna får en spänning som ligger runt nominell spänning (400 V).

Nackdelen med denna hantering av spänningsfall är att den minskar utrymmet för den spänningshöjning som överproduktion av solel ger upphov till. En åtgärd för att tillåta mer solel är därför att ställa om de manuella lindningskopplarna så att de levererar en lägre spänning på lågspänningssidan. Figur 4 visar att en omsättning på 11 000 / 410, dvs 10 V lägre spänning på lågspänningssidan är tillräcklig för att 99 % av kundspänningarna varje timme ska befinna sig inom tillåtet intervall.

Simulering av vinterveckan med samma omsättning visade att inga kundspänningar blev för låga vid hög förbrukning. Ledningar i behov av förstärkning för att åtgärda överspänningen för resterande 1 % av kunderna är 6 km.



Figur 4. Antal timmar under en vecka med fler än 1 % av kundspänningarna över 1.1 p.u. vid olika inställning av lindningskopplare i nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät.

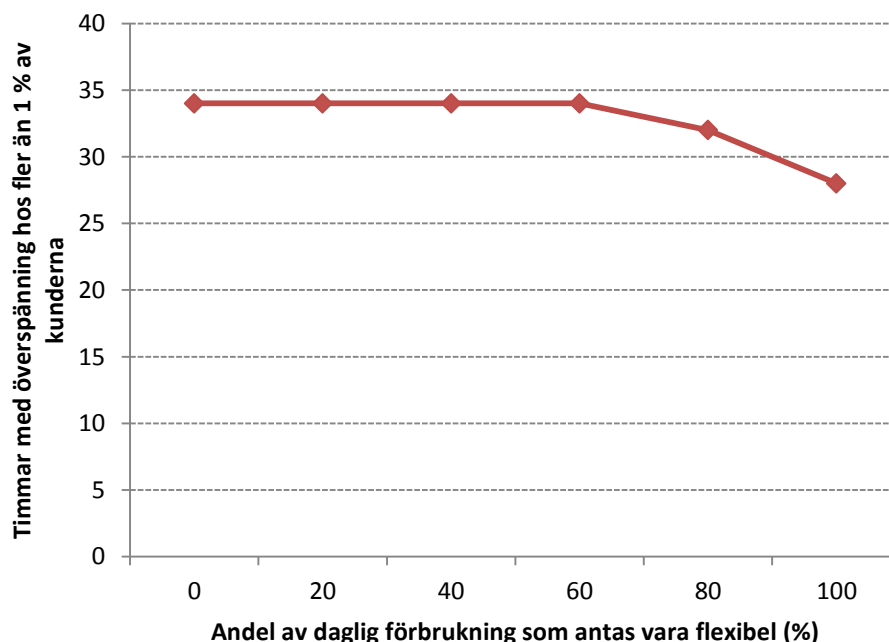
#### *Laststyrning för ökad egenkonsumtion av solel*

Ökad egenkonsumtion av solel är en åtgärd som skulle kunna tänkas öka acceptansgränsen för solel genom att en lägre andel av solelen matas ut på elnätet. Ökad egenkonsumtion kan uppnås på flera sätt. Våra tidigare studier har visat att det enda alternativet för hög egenkonsumtion är batterilagring, vilket studeras som en separat åtgärd nedan. Här undersöks ökad egenkonsumtion genom laststyrning, dvs att kundernas elanvändning i någon mån är flexibel och kan styras om för att matcha den egna solelproduktionen.

Simuleringen som har använts är ganska enkel och överskattar troligtvis laststyrningspotentialen, men är därför bra som en ”best case”-beräkning. En viss

andel av den dagliga förbrukningen antas vara helt flexibel och kan flyttas om fritt över hela dygnet. Den flexibla delen används först till att täcka nettoproduktion av solex (sätts till en andel av nettoproduktionsprofilen) och om hela nettoproduktionen täcks sprids resten av den flexibla förbrukningen ut jämnt över dygnet.

Resultaten från beräkningar med olika andel flexibel förbrukning visas i Figur 5. Som synes är påverkan på risken för överspänning i nätet minimal. Även om 100 % av förbrukningen antas vara helt flexibel och alltså kan matchas helt mot solexproduktionen så kommer det fortfarande att bli överspänning under många timmar. Anledningen är att förbrukningen under sommaren är så låg att den inte kan täcka överproduktionen av solex även om den omfördelas optimalt över dygnet. En rimlig flexibel andel av förbrukningen är kanske omkring 20 % och ledningslängden som fortfarande är i behov av förstärkning har då endast sjunkit till 26 km.



Figur 5. Antal timmar under en vecka med fler än 1 % av kundspänningarna över 1.1 p.u. vid laststyrning med olika andelar antagen flexibel förbrukning för kunder i Herrljunga Elektriskas elnät.

#### *Konsumtion av reaktiv effekt i växelriktare*

De flesta nya växelriktare tillåter att effektfaktorn för levererad effekt kan ställas in, typiskt mellan 1 och 0.9 eller mellan 1 och 0.8. De kan därför användas för att, utöver leverans av aktiv effekt, även producera eller konsumera reaktiv effekt och därigenom understödja nätet. Det finns olika metoder för att styra hur mycket reaktiv effekt som ska produceras, t.ex. utifrån utmatad aktiv effekt eller nätspänning. Här simuleras den s.k. Q-P-metoden, vilket innebär att konsumtion

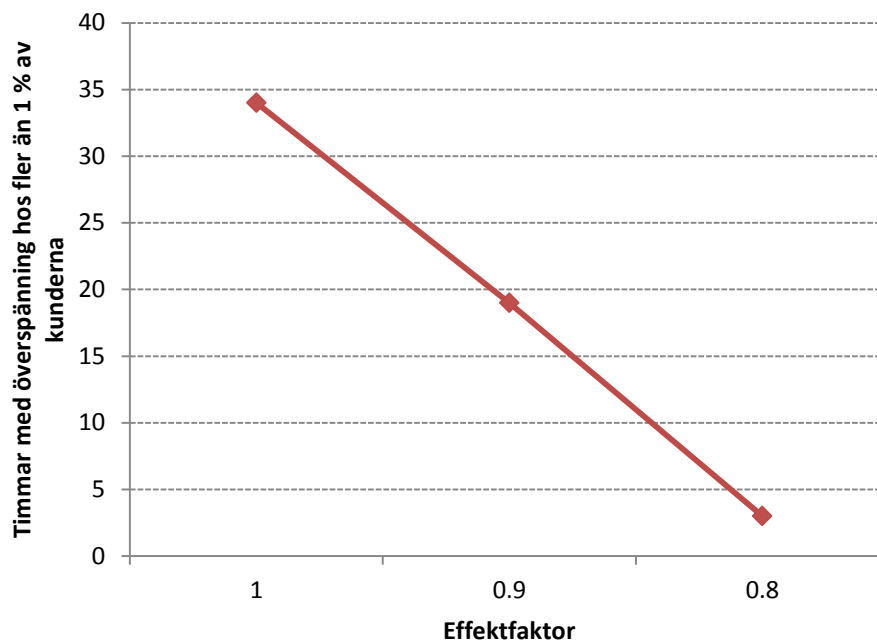


av reaktiv effekt (Q) ökas proportionellt mot produktion av aktiv effekt (P) enligt formeln:

$$Q = -\tan(\arccos(pf))P,$$

där  $pf$  är den önskade effektfaktorn (eng. power factor).

Figur 6 visar resultatet av att låta alla växelriktare i nätet konsumera reaktiv effekt enligt metoden ovan, med effektfaktorn  $pf = 0.9$  och  $pf = 0.8$ . Vid den lägre effektfaktorn har antalet timmar med överspänning nästan sjunkit till noll. Ledningslängd i behov av förstärkning som återstår med åtgärden är 8 km.

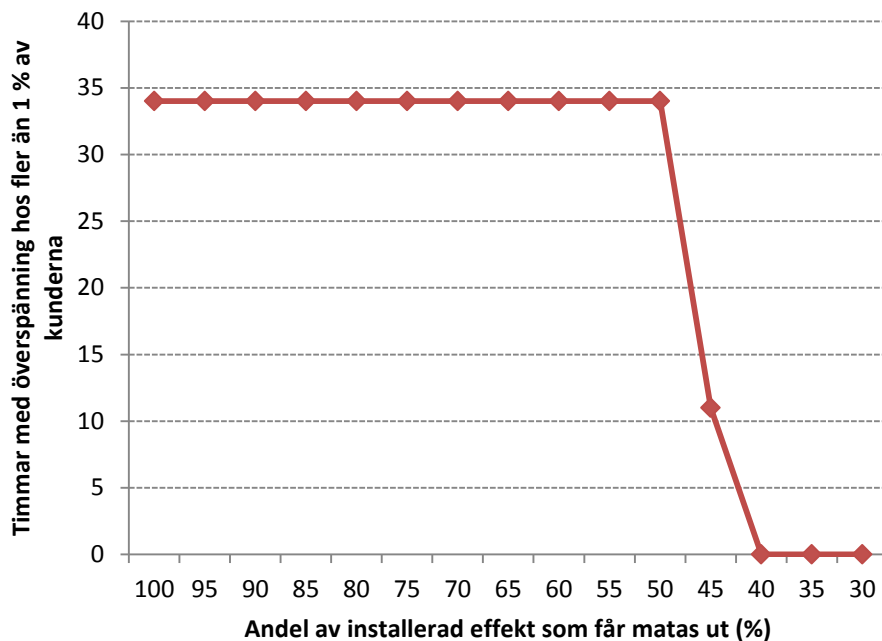


Figur 6. Antal timmar under en vecka med fler än 1 % av kundspänningarna över 1.1 p.u. vid konsumtion av reaktiv effekt med Q-P-metoden i alla växelriktare i Herrljunga Elektriskas elnät.

#### *Begränsad utmatning av aktiv effekt från växelriktare*

Eftersom det är utmatning av aktiv effekt från solcellssystemen som ger upphov till spänningsökningar kan en åtgärd för att minska risken för överspänning vara att helt enkelt minska utmatad effekt (eng. curtailment). Om produktionen endast stundtals sker vid höga effekter behöver energiförlusterna (och därmed den ekonomiska förlusten) inte bli stora. För att verkligen optimera begränsningen av utmatad effekt skulle den kunna vara dynamisk och bero på spänningen hos kund och vara olika för olika kunder beroende på placering i nätet. För att behandla alla kunder lika och för att kunna göra effektiva beräkningar på hela nätet användes här istället en enklare metod där alla kunder maximalt får mata ut en viss andel av sitt solcellssystem maxeffekt. (Observera att det är utmatad effekt som begränsas, dvs efter eventuell egenkonsumtion.)

Figur 7 visar resultatet av olika effektbegränsningar. Eftersom utmatad effekt stryps vid en viss konstant nivå minskar överspänningsproblematiken snabbt vid en viss effektnivå. Endast utmatning av 40 % av installerad effekt skulle kunna tillåtas för att hålla 99 % av spänningarna inom tillåtet intervall under alla timmar. Det intressanta är att den totala produktionen bara minskar med ungefär 1 GWh, vilket är 5 % av produktionen utan begränsning. Ledningar i behov av förstärkning vid utmatningsbegränsning till 40 % av installerad effekt är bara 3 km.



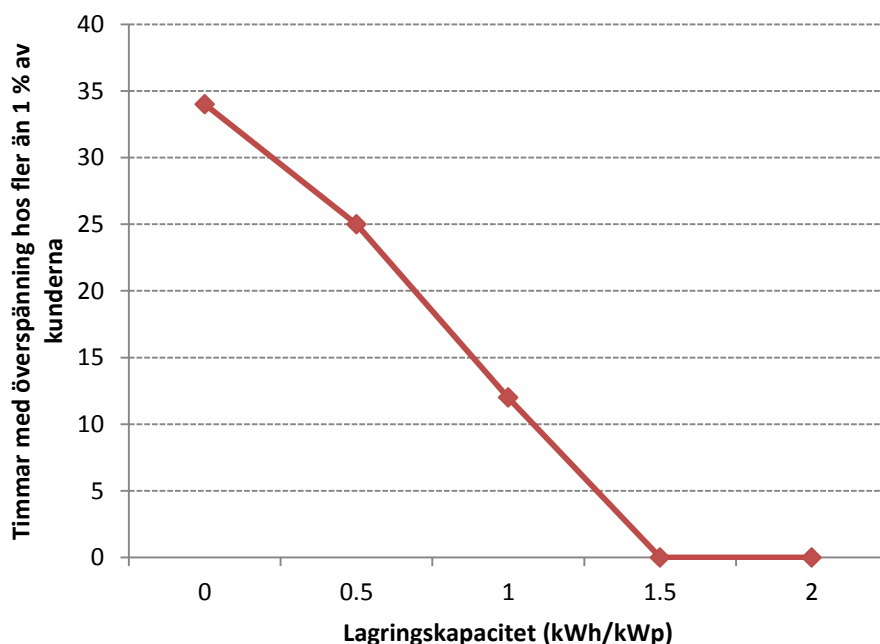
Figur 7. Antal timmar under en vecka med fler än 1 % av kundspänningarna över 1.1 p.u. vid begränsad utmatning av aktiv effekt från alla solcellssystem i Herrljunga Elektriskas elnät.

### Batterilagring

För att undvika att produktion går till spillo men ändå kunna begränsa utmatad effekt kan batterilagring utnyttjas. Här har vi med en enkel batterimodell undersökt hur stor batterikapacitet som behövs om alla solelproducenter begränsar sin utmatning till samma nivå som ovan (40 % av installerad effekt) men lagrar överskottet och matar ut det till nätet under natten med maximalt samma effekt. Notera att det är oerhört viktigt att batterierna laddas ur under natten för att de ska kunna användas för att lagra överskott under nästa dag. Oftast räcker inte den egna förbrukningen under natten till för att ladda ur batteriet och kunderna måste därför ges incitament till att ladda ur batterierna till nätet.

I Figur 8 visas att timmar med överspänning minskar successivt med större batteristorlek per anläggning. Anledningen är att ett större batteri kan lagra en större andel av överskottet, men om inte hela energimängden lagras kommer effekten (och spänningen) att öka när batteriet är fulladdat. I våra simuleringar

krävs en batteristorlek på omkring 1.5 kWh per installerad kW solelproduktion för att få 99 % av kundspänningarna helt inom tillåtet intervall. 5 km ledning är fortfarande i behov av förstärkning med denna batteristorlek.



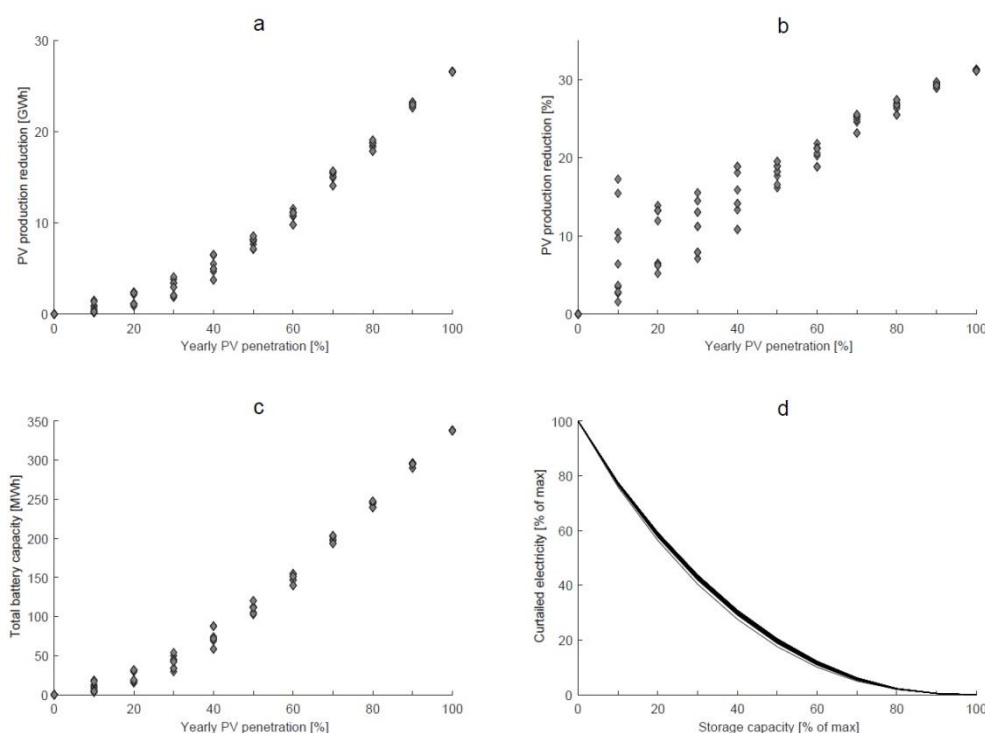
Figur 8. Antal timmar under en vecka med fler än 1 % av kundspänningarna över 1.1 p.u. vid olika batteristorlekar för att lagra produktionsöverskott från alla solelanläggningar i Herrljunga Elektriskas elnät. Batterierna börjar laddas vid utmatning över 40 % av installerad solcellseffekt.

### *Kombination av batterilagring och begränsad utmatning för att hantera hög överproduktion av solel*

Översikten ovan visar att många av åtgärderna utnyttjas maximalt vid 30 % solel på årsbasis. Lindningskopplarna i nätstationerna kan inte utnyttjas för ytterligare manuell spänningsreglering eftersom spänningsfallet under vintern då blir för högt, laststyrning kan endast ge en marginell förbättring i det studerade fallet, reaktiv effektkonsumtion i växelriktare med en effektfaktor på 0.8 når nästan lika långt som omställning av lindningskopplarna men för att bidra i högre utsträckning skulle lägre effektfaktor krävas, vilket knappast är rimligt med tanke på den extra kapacitet och ökade effektlöden som skulle krävas. De enda andra åtgärderna som rent tekniskt har möjlighet att bidra till att hantera utbyggnadsgrader högre än 30 % är begränsning av utmatad aktiv effekt och batterilagring.

På grund av detta har vi inom projektet undersökt denna kombination av metoder närmare (publikationerna P1-P2 och P8). Dels har hela Herrljunga Elektriskas elnät simulerats i scenarier för högre utbyggnadsgrad av solel, där den totala solelproduktionen på årsbasis varierades från 0 till 100 % av elanvändningen i nätet. Det visade sig att alla produktionsnivåer, även de högsta, som skulle ge

spänningshöjningar upp till hela två gånger nominell spänning, kan hanteras med begränsad utmatning i kombination med decentraliserade batterilager hos kunderna med mycket små energiförluster. En kraftigare begränsning av utmatad effekt kräver ett större batterilager för att utnyttja produktionsbortfallet. Det är därför möjligt att ta fram samband mellan årlig solelproduktion, utmatningsbegränsning och nödvändig lagringskapacitet. I Figur 9 visas sådana samband beräknade för Herrljunga Elektriskas elnät. T.ex. kan man från Figur 9(b) se att en höjning av acceptansgränsen till en produktion motsvarande 50 % solel på årsbasis kräver ett produktionsbortfall på 15-20 % av solelproduktionen.



Figur 9. Produktionsbortfall vid begränsning av produktion och nödvändig lagringskapacitet för att ta hand om bortfallet. Resultat från 10 olika simuleringar för varje utbyggnadsgrad mellan 0-100 % solel på årsbasis. Graferna visar totalt produktionsbortfall i absoluta tal (a) och relativt den totala solelproduktionen (b), total batterikapacitet för att ta hand om hela produktionsöverskottet vid begränsad utmatning, samt samband mellan produktionsbortfall och batterikapacitet. Från publikation P2.

Optimal placering av batterilager i ett elnät är också en viktig fråga. I publikation P1 jämfördes batterilager för varje kund med ett gemensamt batteri för en grupp med 21 hushållskunder. Slutsatserna var att centraliserade batterilager för en större grupp av kunder är betydligt effektivare än många mindre batterier. Ett centraliserat batterilager i kombination med begränsad utmatning resulterade i

några procents bortfall av elproduktion från solcellssystemen på årsbasis även om den maximala utmatningen från gruppen av kunder halverades.

### **Ekonomisk potential, hinder och möjligheter**

En enkel ekonomisk utvärdering av de olika åtgärderna har gjorts för att kunna avgöra vilka åtgärder som har ekonomisk potential jämfört med förstärkning av nätet. Eftersom inga av de studerade åtgärderna minskar överspänningarna i nätet helt, utan garanterar att minst 99 % av kundspänningarna under alla timmar är inom tillåtet intervall, kommer det även då åtgärderna tillämpas att finnas ett behov av nätförstärkning. Ledningslängd i behov av förstärkning redovisas i Tabell 3 tillsammans med uppskattad kostnad för nätförstärkning, kostnad för alternativa åtgärder samt total kostnad. För varje alternativ åtgärd gäller det att kostnaden för att genomföra den inte är högre än den minskade kostnaden för nätförstärkning. De olika antagandena som har gjorts för de ekonomiska beräkningarna redovisas nedan.

För *nätförstärkning* antas att den totala kostnaden per km ledning är mellan 200 tkr och 800 tkr enligt Herrljunga Elektriskas schablonkostnader för tätorts- och landsbygdsnät. Kostnaden beror på vilken typ av kabel som ska användas och vilken typ av arbete som behöver utföras, vilket skiljer mellan t.ex. landsbygdsnät och tätortsnät. Kostnaden per år räknas ut genom att den totala kostnaden delas med en avskrivningstid på 40 år.

Kostnaden för *omställning av lindningskopplare* (56 nätstationer är berörda) antas vara försumbar eftersom det är en ingångsinsats som också bör avskrivas på 40 år.

*Laststyrning* antas här inte heller kosta något för nätoperatören eftersom den bör styras av den ekonomiska nyttan för kunderna i att öka sin egenkonsumtion (sparad el antas vara värd mer än såld el). Här har antagits en flexibel andel på 20 % av förbrukningen, vilket troligtvis är i överkant.

För att konsumera *reaktiv effekt i växelriktare* krävs en högre kapacitet än för att bara mata ut aktiv effekt. För en effektfaktor på 0.8 krävs en total ökad kapacitet på ungefär 8 300 kW, till en antagen kostnad om 1 kr/W enligt aktuellt ungefärligt indexpris. Den totala kostnaden är alltså kundernas extrakostnad för växelriktare, vilket endast blir en kostnad för nätbolaget om de kompenserar kunderna för detta. En avskrivningstid på 10 år antas.

Kundernas kostnad för *begränsad utmatning* från sina solcellssystem är värdet för den förlorade energin. Med dagens ungefärliga genomsnittliga spotpris på 0.3 kr/kWh (om man bortser från tillfälliga stödsystem m.m.) och ett produktionsbortfall på 1 200 MWh fås värdet i Tabell 3. Liksom för reaktiv effekt blir detta en kostnad för nätbolaget endast om de kompenserar kunderna för bortfallet.

Kostnaden för *batterilagring* är fortfarande mycket hög i jämförelse med de andra åtgärderna. Även om kostnaden per kWh lagringskapacitet skulle sjunka till 1000 kr/kWh blir den totala kostnaden monumental för de totalt 50 MWh lagringskapacitet som skulle krävas. I kostnadsbalansen för kunden ingår även

värdet för den sparade energin som vid någon tidpunkt används för att spara elkostnader eller säljs på elmarknaden, men de värdena är försumbara jämfört med investeringskostnaden. Avskrivning på 10 år antas.

Tabell 3. Uppskattade kostnader för nätförstärkning och för de olika alternativa åtgärderna för ökad acceptansgräns. Den totala kostnaden är kostnaden för att öka acceptansgränsen för soletproduktion från 22 % till 30 % solet som andel av årsförbrukningen i hela Herrljunga Elektriskas elnät.

Alternativ åtgärd	Kablar till bussar med överspänning (km)	Kostnad för nätförstärkning (tkr/år)	Kostnad för alternativ åtgärd (tkr/år)	Totalt (tkr/år)
Ingen	31	150–620	0	150–620
Lindningskopplare (–10 V)	6	31–120	0	31–120
Laststyrning (20 %)	26	130–510	0	130–510
Reaktiv effekt i växelriktare ( $pf = 0.8$ )	8	40–170	830	870–1000
Begränsad utmatning (40 % av toppeffekt)	3	14–55	350	360–410
Batterilagring (40 % av toppeffekt / 1.5 kWh/kW <sub>p</sub> )	5	26–110	5000	5000–5100

Utöver nätförstärkning och omställning av lindningskopplare har åtgärderna kostnader för kunderna och inte nätbolaget. Om man däremot tar hänsyn till den totala ekonomiska nyttan, eller om nätbolaget kompenserar kunderna för kostnaderna, så är det tre åtgärder som kan vara ekonomiskt försvarbara med antagandena, som motsvarar dagens kostnadsnivåer. Dessa är omställning av lindningskopplare, laststyrning och begränsad utmatning av aktiv effekt.

Eftersom omställning av lindningskopplare är en åtgärd som här har antagits ha en försumbar kostnad är det denna åtgärd som i första hand rekommenderas för att öka acceptansgränsen för solet i nätet, för utbyggnadsgrader upp till 30 %. För utbyggnadsgrader över 30 % är begränsning av utmatad aktiv effekt det rekommenderade alternativet till nätförstärkning. På lång sikt är det rimligt att kräva en kraftig begränsning av utmatad effekt från solcellssystem eftersom det ger stor nytta för elnätet, samtidigt som energiförlusterna är låga. Batterier måste minska kraftigt i pris för att bli ett realistiskt alternativ.

## Diskussion

Projektet har gett två viktiga bidrag till förståelse av hur stora andelar solet kan hanteras i elnät, och till fortsatt forskning inom området. Det ena är modellpaketet



för probabilistisk simulering av elnät med höga solandelar. Speciellt de probabilistiska modellerna för sammanlagring av geografiskt utspridd solex ligger i den internationella forskningsfronten. Även om de uppfyller målen inom projektet så kommer de utvecklas vidare på flera sätt i fortsatt forskning. Dels kan samma metodik som här har använts för momentan instrålning även användas för produktionsvariationer på olika tidshorisonter, s.k. effektramper på t.ex. minut- eller timbasis. Arbete pågår även för att använda liknande spatio-temporal modellering för att förbättra prognoser för solex, något som på sikt kommer att vara intressant för elnätsföretag.

Det andra bidraget är fallstudien på Herrljunga Elektriskas elnät och de slutsatser som kan dras om ökning av acceptansgränsen för solex i elnätet. Simuleringen som vi har gjort är troligtvis den mest omfattande simuleringen av påverkan från solex i ett svenskt elnät, med fler än 5000 kunder inkluderade i samma simulering. Resultaten visar dels på ett tillförlitligare sätt än tidigare studier vid vilken omfattning av solexproduktion som det uppstår problem i ett elnät. Acceptansgränsen utan åtgärder (22 % solex på årsbasis) är något lägre än i tidigare studier, vilket troligtvis beror på att vi har inkluderat hela mellanspänningsnätet och alla lågspänningsnät i samma simulering. Eftersom solexproduktion i den omfattningen kommer att påverka inte bara det enskilda lågspänningsnätet utan även mellanspänningsnätet (pga. omvänt effektlöde) blir resultaten mer realistiska än om enstaka lågspänningsnät simuleras.

Resultaten visar också vilka åtgärder som är tekniskt och ekonomiskt relevanta. Acceptansgränsen för solex kan i Herrljungas elnät ökas från 22 % till 30 % genom alla de studerade åtgärderna utom laststyrning, som har en påfallande låg potential (på grund av att elanvändningen sommartid är mycket låg i förhållande till solexproduktionen, framför allt effektmässigt). För att öka acceptansgränsen ännu mer är begränsning av utmatad aktiv effekt från solcellsanläggningar det enda alternativet (på sikt i kombination med batterilager). Effekten kan minskas kraftigt utan att energibortfallet från solcellssystemen blir alltför stort på årsbasis. Till exempel visar resultaten av våra simuleringar att hantering av solexproduktion motsvarande 50 % solex på årsbasis skulle ge energibortfall på maximalt 20 % över ett år. Resultaten från projektet kan på sikt implementeras genom krav vid nätanslutning, affärsmodeller för nätbolag och vid reglering av elnätsföretagens verksamhet.

## Publikationslista

I projektet har 11 artiklar publicerats eller är under bearbetning för att skickas till tidskrift/konferens. Dessutom har två licentiatavhandlingar publicerats som delvis bygger på projektet. En kort sammanfattning av respektive publikation ges nedan. Publikationerna är numrerade P1-P13 för att kunna hänvisas till i resten av rapporten. Artiklarna har delats in i tidskriftsartiklar respektive konferensbidrag och är därutöver ordnade tematiskt inom respektive kategori.

### Tidskriftsartiklar

**P1:** Rasmus Luthander, Joakim Widén, Joakim Munkhammar, David Lingfors, “Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment”, *Energy* 112 (2016) 221-231.

Studie av möjligheterna att öka egenkonsumtion av solet och kapa produktionstoppar (och därigenom indirekt öka acceptansgränsen för solet i elnätet) genom begränsad utmatning och batterilagring i en grupp med 21 hushållskunder. Slutsatserna är att centraliserade batterilager för en större grupp av kunder är betydligt effektivare än många mindre batterier, t.ex. ett hos varje kund. Ett centraliserat batterilager i kombination med begränsad utmatning resulterar i några procents bortfall av elproduktion från solcellssystemen på årsbasis även om den maximala utmatningen från gruppen av kunder halveras.

**P2:** Rasmus Luthander, David Lingfors, Joakim Widén, “Photovoltaic power curtailment and energy storage for voltage and current control in a distribution grid”, manuskript under bearbetning till *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (2017).

Artikeln presenterar metoder för begränsad utmatning och placering av batterilager i elnätet för att hantera hög överproduktion från solcellssystem utan att överspännings- eller överbelastningsproblematik uppstår. Hela Herrljunga Elektriskas elnät med två 10 kV-nät och 338 0.4 kV-nät simuleras och risken för överspänning i alla 3891 nätanslutningar och överbelastning i alla ledningar beräknas i scenarier där den totala soletproduktionen på årsbasis varierar från 0 till 100 % av elanvändningen i nätet.

Alla produktionsnivåer, även de högsta, som skulle ge spänningshöjningar upp till hela två gånger nominell spänning, kan hanteras med metoden. För 100 % solet på årsbasis skulle dock över 30 % av soletproduktionen behöva begränsas bort eller lagras, vilket skulle kräva en lagringskapacitet på 350 MWh. Artikeln presenterar samband mellan årlig soletproduktion i förhållande till förbrukningen, produktionsbortfall genom begränsad utmatning och lagringskapacitet som krävs för att lagra och nyttiggöra produktionsbortfallet.

**P3:** Joakim Widén, Rasmus Luthander, David Lingfors, “Allowing more solar power into electricity distribution systems: Techno-economical evaluation of different options”, manuskript under bearbetning prel. till *Applied Energy* (2017).

Jämförelse av flera olika åtgärder för att hantera överproduktion av soletproduktion i eldistributionsnät. De metoder som studeras är (1) förstärkning av ledningar i nätet, (2) omställning av lindningskopplare i nätstationer, (3) laststyrning mot ökad egenkonsumtion av solet, (4) utmatning av reaktiv effekt från växelriktare beroende på utmatad aktiv effekt (P-Q-metoden), (5) begränsning av utmatad soletproduktion, samt (6) batterilagring. Metoderna undersöks i en fallstudie på Herrljunga Elektriskas elnät, där hela elnätet simuleras på samma sätt som i artikel P2.

I artikeln konstateras att, för solexproduktion som ger ett måttligt överskridande av elnätets acceptansgräns (30 % solexproduktion på årsbasis), omställning av lindningskopplare i nätstationer som berörs av överspänningsproblematik och reaktiv effektkompensering i växelriktare torde vara rimliga alternativ till förstärkning av elnätet. Efterfrågestyrning för att få elanvändningen att matcha solexproduktionen är otillräcklig även om man antar att 100 % (!) av elanvändningen är flexibel. För högre produktionsnivåer blir spänningstopparna för höga att reduceras med dessa metoder och måste hanteras med batterilagring och begränsning av utmatad solexproduktion, gärna i kombination för att undvika bortfall av överproduktion. Metoder för detta studeras närmare i artikel P2.

**P4:** Joakim Munkhammar, Joakim Widén, “Correlation modeling of instantaneous solar irradiance with applications to solar engineering”, *Solar Energy* 133 (2016) 14-23.

För att kunna simulera elproduktion från nätanslutna solcellssystem med en viss orientering är det viktigt att ha data över både diffus och direkt instrålning, eftersom de faller in på olika sätt mot det vinklade planet. I den här artikeln undersöks därför sambandet mellan högupplöst diffus och direkt instrålning och en probabilistisk simuleringsmodell för de momentana solinstrålningskomponenterna presenteras. Diffus och direkt solinstrålning modelleras som två separata sannolikhetsfördelningar och sambandet mellan dem modelleras med en copula. Med en Gammafördelning för diffus instrålning och en Betafördelning för direkt instrålning uppnås samma anpassning till data som med en gängse ”mixture distribution”, men med fördelen att de två komponenterna modelleras separat.

**P5:** Joakim Munkhammar, Joakim Widén, Laura M. Hinkelman, “A copula method for simulating correlated instantaneous solar irradiance in spatial networks”, *Solar Energy* 143 (2017) 10-21.

Artikeln undersöker korrelationen mellan geografiskt utspridda solinstrålningsmätare och undersöker hur väl en copula-baserad probabilistisk modell för solinstrålning reproducerar den totala, sammanlagrade momentana solinstrålningen över mätnätverket. I brist på data från Sverige används data från ett mätnätverk för solinstrålning från Hawaii, men den momentana solinstrålningens egenskaper kan på goda grunder antas vara mer eller mindre universella. Copula-modellen jämförs med två enklare modeller: (1) samma solinstrålning över hela nätverket (helt beroende stationer) och (2) helt okorrelerade data för varje station (helt oberoende stationer). Copula-modellen ger alltid bättre resultat än modell 2 och för stationer separerade mer än 500 m ger den även alltid bättre resultat än modell 1. Slutsatsen från artikeln är att copula-modellering av momentan solinstrålning fungerar bra för probabilistisk modellering av utspridd och sammanlagrad solexproduktion.

**P6:** Joakim Widén, Mahmoud Shepero, Joakim Munkhammar, “On the properties of aggregate clear-sky index distributions and an improved model for spatially correlated instantaneous solar irradiance”, manuskript under bearbetning till *Solar Energy* (2017).

I den här artikeln presenteras en fullständig probabilistisk modell för korrelerad momentan solelproduktion från godtyckligt utspridda och orienterade solcellsanläggningar, för tillämpning i probabilistiska lastflödessimuleringar. Sannolikhetsfördelningen för momentan solinstrålning och dess beroende av väderförhållanden (molnighetsgrad) undersöks och en fördelningsmodell med tre atmosfäriska tillstånd (helt molnigt, växlande molnighet och klart väder) som dessutom tar hänsyn till daglig molnighetsgrad presenteras. Korrelationen mellan stationer modelleras med en analytisk korrelationsmodell som även den beror på daglig molnighetsgrad.

Liksom i artikel P4 undersöks hur väl denna spatiellt upplösta modell är anpassad till solinstrålningsdata från mätnätverk (från Hawaii och Uppsala) jämfört med en icke-spatieell modell som antar data från en plats som representativa för utspridda platser. Artikeln visar att den föreslagna modellen presterar klart bättre än den icke-spatialella modellen med undantag för mycket närliggande platser och för mycket molnigt väder, eftersom korrelationen mellan platserna i båda dessa fall är hög och solinstrålningen därmed nästan likadan över alla platser. I artikeln simuleras ett av Herrljungas lågspänningsnät och det framgår att sannolikheten för överbelastning och överspänning riskerar att överskattas om man inte använder modellen för att ta hänsyn till sammanlagringen av solelproduktion som uppstår genom geografisk utspridning.

### Konferensbidrag

**P7:** David Lingfors, Jesper Marklund, Joakim Widén, “Maximizing PV hosting capacity by smart allocation of PV: A case study on a Swedish distribution grid”, *Proceedings of ASES Solar 2015*, Pennsylvania State University, Pennsylvania, USA, July 28-30, 2015.

Undersökning av “smart allokering” av solcellssystem i ett eldistributionsnät, vilket innebär att solcellssystemen placeras på de platser i nätet där nätet är starkast och bäst kan hantera överproduktion från systemen. Metoden utgår från ett fall med hög överproduktion och avlägsnar successivt produktion från de noder där spänningen är som högst, tills alla spänningar är under ett önskat gränsvärde. Metoden appliceras på Herrljunga Elektriskas mellanspänningsnät och resultaten visar att acceptansgränsen i nätet kan ökas från 32 % till 74 %.

**P8:** Rasmus Luthander, David Lingfors, Joakim Widén, “Preventing overvoltage in a distribution grid with large penetration of photovoltaic power”, *Proceedings of the 6th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Vienna, Austria, November 14-15, 2016.

En första version av studien i artikel P2. I artikeln visas att effektbegränsning kan reducera överspänningar kraftigt utan stora bortfall av produktion.

**P9:** Joakim Munkhammar, Jesper Rydén, Joakim Widén, David Lingfors, “Simulating dispersed photovoltaic power generation using a bimodal mixture model of the clear-sky index”, *Proceedings of the 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC)*, Hamburg, Germany, September 14-18, 2015.

Studie av egenskaperna hos sannolikhetsfördelningen för sammanlagrad solelproduktion. Sannolikhetsfördelningen för momentan solinstrålning på en plats modelleras med en bimodal modell och aggregerad solelproduktion över ett antal platser beräknas under ett antagande om korrelation nära noll (tillräckligt utspridda platser). Artikeln kan ses som en förstudie till artiklarna P4 och P5.

**P10:** Joakim Munkhammar, Joakim Widén, “Copula correlation modeling of aggregate solar irradiance in spatial networks”, *Proceedings of the 6th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Vienna, Austria, November 14-15, 2016.

En studie som utgör ett steg mellan artiklarna P4 och P5, där den bimodala modellen i artikel P9 används tillsammans med en exponentiell korrelationsmodell för att modellera solinstrålning och korrelation mellan utspridda platser. Artikeln visar att modelleringen ger rimliga resultat och att den sammanlagrade solinstrålningen för stora avstånd mellan platser reduceras till den enklare modellen i artikel P9.

**P11:** Joakim Widén, Mahmoud Shepero, Joakim Munkhammar, “Probabilistic load flow for power grids with high PV penetrations using copula-based modeling of spatially correlated solar irradiance”, extended abstract skickat till *2017 IEEE PVSC-44*, Washington, D.C., USA, June 25-30, 2017.

Artikel som tillämpar modellen i artikel P6 och fokuserar mer på hur modellen kan förbättra lastflödesberäkningar av elnät med höga andelar solelproduktion.

### Avhandlingar

**P12:** David Lingfors, *Solar Variability Assessment and Grid Integration: Methodology Development and Case Studies*, Licentiatavhandling, Institutionen för teknikvetenskaper, Uppsala universitet, 2015.

**P13:** Rasmus Luthander, *Improved Self-Consumption of Photovoltaic Electricity in Buildings: Storage, Curtailment and Grid Simulations*, Licentiatavhandling, Institutionen för teknikvetenskaper, Uppsala universitet, 2016.

### Referenser, källor

[1] M. Bollen, F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Wiley, 2011.

[2] M. Braun, et al., Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 20 (2012) 681-697.

[3] T. Stetz, M. Kraiczy, M. Braun, S. Schmidt, Technical and economical assessment of voltage control strategies in distribution grids, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 21 (2013) 1292-1307.

- [4] T. Stetz, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, M. Braun, Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids, *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014) 2125-2132.
- [5] R. Tonkoski, L.A.C. Lopes, T.H.M. El-Fouly, Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2 (2011) 139-147.
- [6] J. von Appen, A. Hettrich, M. Braun, Grid planning and operation with increasing amounts of PV storage systems, 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015), Düsseldorf, March 9-11, 2015.
- [7] T. Stetz, J. von Appen, F. Niedermeyer, G. Scheibner, R. Sikora, M. Braun, Twilight of the grids, *IEEE Power & Energy Magazine*, March/April 2015.
- [8] IEA-PVPS, Transition from uni-directional to bi-directional distribution grids: Management summary of IEA Task 14 subtask 2 – Recommendations based on global experience, Report IEA PVPS T14-03:2014.
- [9] J. Widén, System studies and simulations of distributed photovoltaics in Sweden. Ph.D. thesis, Uppsala University, 2010.
- [10] J. Widén, E. Wäckelgård, J. Paatero, P. Lund, Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids, *Electric Power Systems Research* 80 (2010) 1562-1571.
- [11] T. Walla, J. Widén, J. Johansson, C. Bergerland, Determining and increasing the hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids, Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, Germany, September 24-28, 2012.
- [12] Ida Norberg, Ola Pettersson, Alf Gustavsson, Peter Kovacs, Magdalena Boork, Patrik Ollas, Joakim Widén, David Lingfors, Jesper Marklund, David Larsson, Daniel Ingman, Hans Jältorp, Solel i lantbruket – realiserbar potential och nya affärsmodeller, Rapport 433, Lantbruk & Industri, JTI – Institutet för jordbruks- och miljöteknik, Uppsala. 2015.
- [13] Joakim Widén, Beräkningsmodell för ekonomisk optimering av soleanläggningar (Computational model for economic optimization of photovoltaic systems), *Elforsk Report* 10:103. January 2011.

## Bilagor

- Administrativ bilaga.
- De vetenskapliga publikationerna P1-P2, P4-P5, samt P7-P11 (se ovan). (Publikationerna P3 och P6 är under bearbetning och P12-P13 kan nås via [uu.diva-portal.org](http://uu.diva-portal.org).)