



Solkraftens effektbidrag

**— Övergripande sammanställning
och den senaste forskningen från
SOLVE**

Prognos för tillgänglig produktion

Syfte: För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag.
Antaganden: För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn beskriver den andel av installerad effekt som med en viss säkerhet kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen.

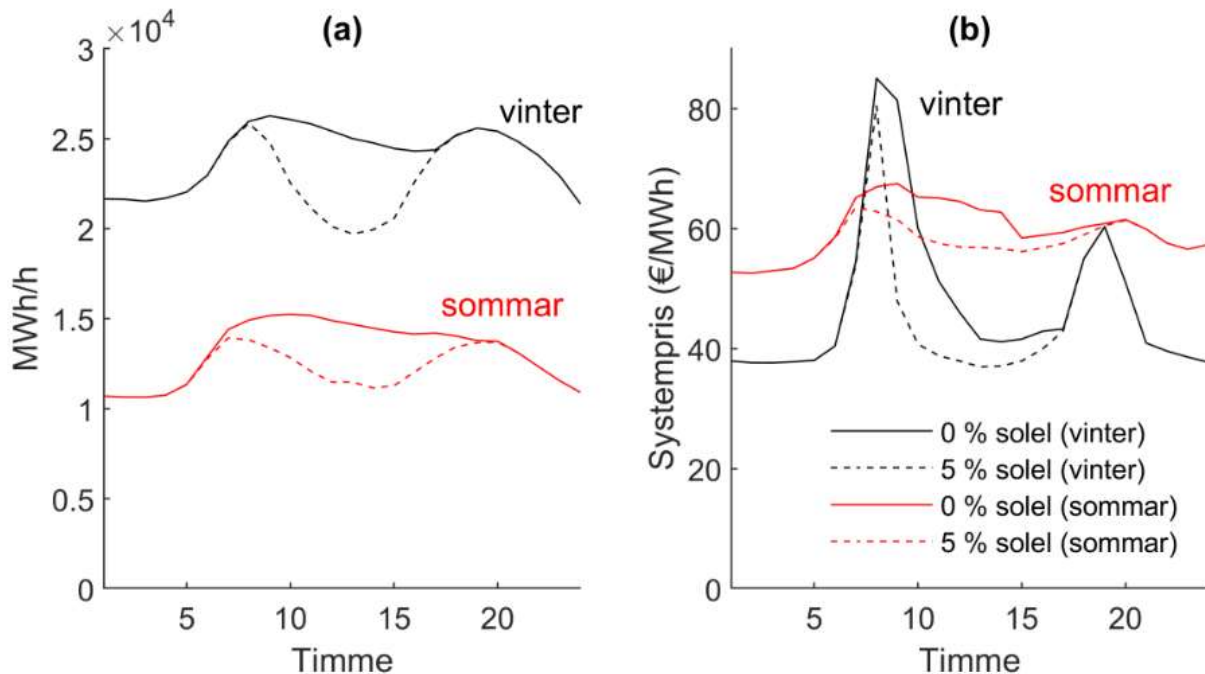
Kraftslag	Tillgänglighet	Kommentar	Vinter	Datum	Tid på dygnet
Vattenkraft	82 %	Medelvärde av historisk maxproduktion	2024/2025	13 jan 2025	08–09
Kärnkraft	90 %	Baseras på historisk produktion	2023/2024	16 jan 2024	09–10
Vindkraft	9 %	10e percentilen av historisk produktion. Alltså är produktionen med 90 % sannolikhet 9 % eller högre.	2022/2023	16 dec 2022	09–10
			2021/2022	7 dec 2021	17–18
Kraftvärme	77 %	Baseras på historisk produktion	2020/2021	12 feb 2021	08–09
Kondenskraft	90 %	Baseras på historisk produktion	2019/2020	10 dec 2019	17–18
Reserverade gasturbiner	0 %	Ska inte användas i planeringsskedet	2018/2019	30 jan 2019	17–18
Solkraft	0 %	Vid topplasttimmen är det i regel mörkt (morgon- eller kvällstopp)	2017/2018	28 feb 2018	08–09
			2016/2017	5 jan 2017	17–18
			2015/2016	15 jan 2016	08–09

Solkraftens bidrag med effekt vid höglast

Syfte: Undersöka hur elpriser och effekttoppar (nettolast) hade påverkats av en väsentligt högre andel sol i det svenska elsystemet under 2018.

Avgränsning: Baserat på historiska data nov 2017–okt 2018 (det ovanligt varma och torra året) • Endast systempris för hela Nord Pool beräknas, inte enskilda svenska prisområden (pga. sekretess på bud-data)

Antaganden: Solelproduktion modellerad utifrån byggnadsspridning och historisk solinstrålning (SMHI STRÅNG) • Elmarknadsmodell baserad på historiska köp-/säljbud på Nord Pool • Huvudfokus på 5 %-scenariot (7 TWh, ca 7 GW installerad effekt) — motsvarande Energimyndighetens mål för 2040



Prognos för tillgänglig produktion

Syfte: För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag.
Antaganden: För att uppskatta tillgänglig produktion används tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn beskriver den andel av installerad effekt som med en viss säkerhet kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen.

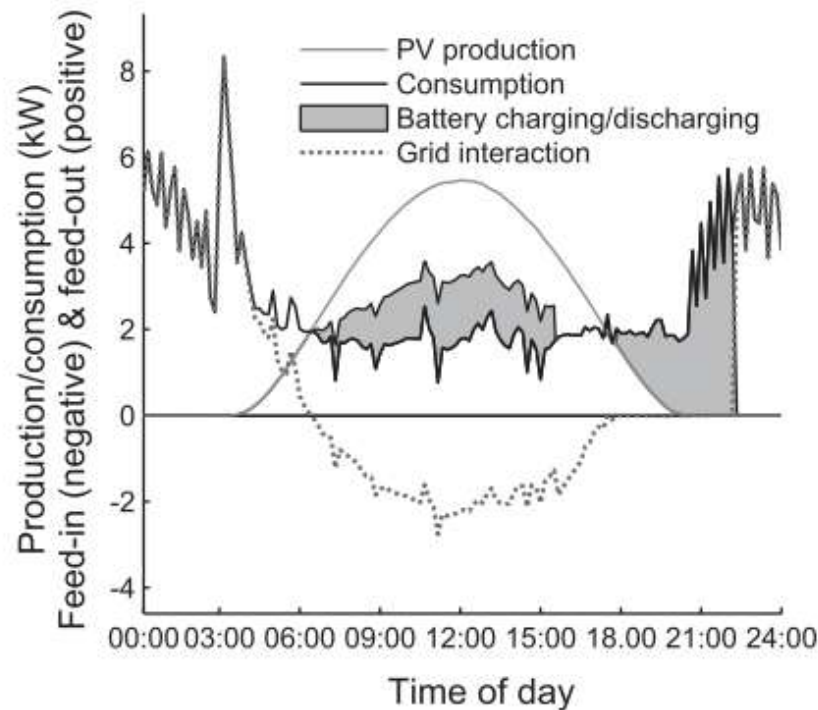
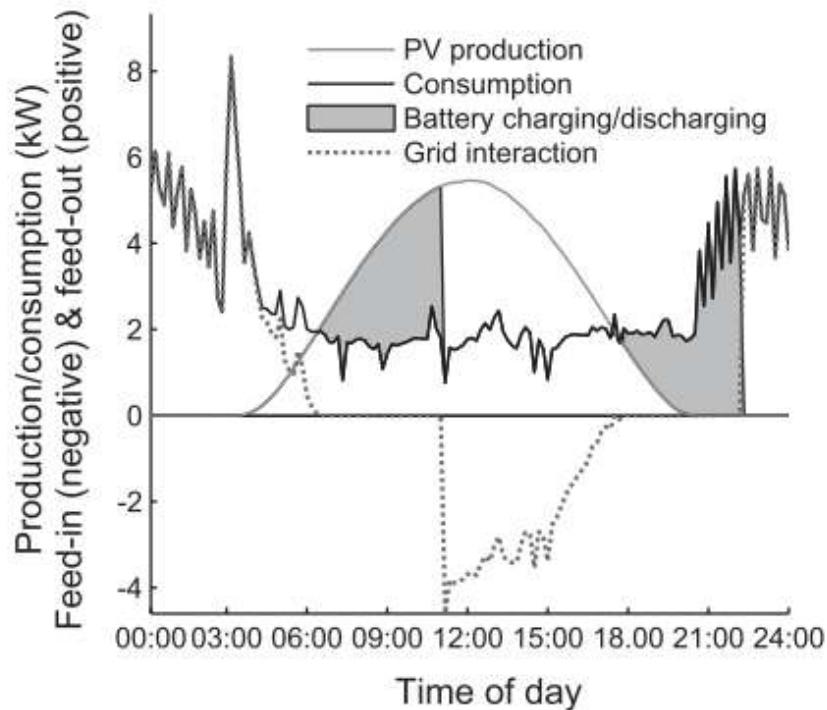
Vinter	Topplast (MWh/h)	Datum	Tid på dygnet	Soluppgång	Solnedgång
2024/2025	22 500	13 jan 2025	08–09	08:33	15:20
2023/2024	25 200	16 jan 2024	09–10	08:30	15:24
2022/2023	23 900	16 dec 2022	09–10	08:40	14:46
2021/2022	25 600	7 dec 2021	17–18	08:28	14:49
2020/2021	25 500	12 feb 2021	08–09	07:31	16:33
2019/2020	23 200	10 dec 2019	17–18	08:32	14:47
2018/2019	25 200	30 jan 2019	17–18	08:03	15:59
2017/2018	26 700	28 feb 2018	08–09	06:48	17:13
2016/2017	25 855	5 jan 2017	17–18	08:41	15:04
2015/2016	26 883	15 jan 2016	08–09	08:31	15:22

I 6 av 10 fall infaller topplasttimmen antingen före soluppgång eller efter solnedgång

Egenkonsumtion och batterier – grundprinciper

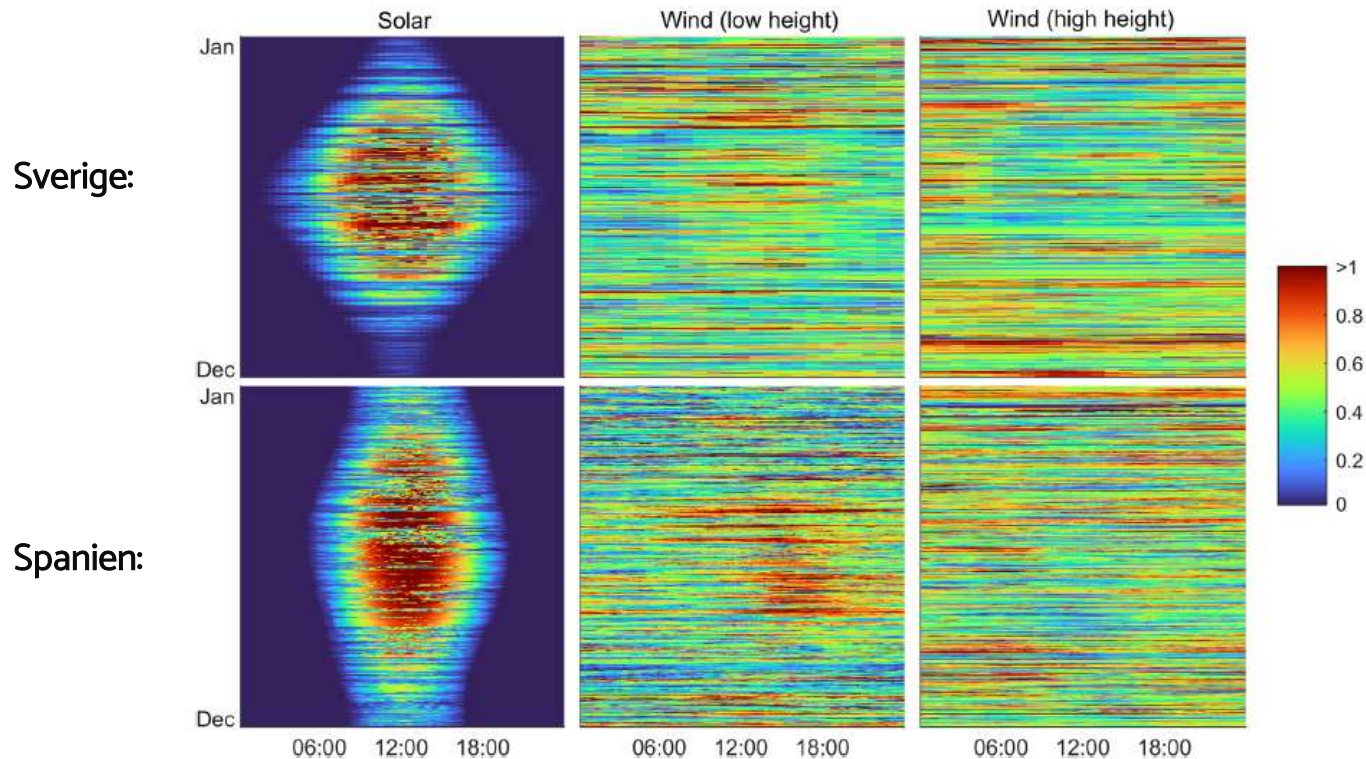
Syfte: Sammanställa forskningsläget om hur egenkonsumtion (andelen sol som används direkt i byggnaden) kan definieras och ökas

Avgränsning: Litteraturoversikt (ej egen mätning); fokuserar på byggnadsnivå, inte nätnivå.



Platsspecifik variation i produktion från sol- och vinkraft

Resultat: Uppmätt solinstrålning och vindhastigheter på olika höjder för en plats i norra Sverige (övre raden) och norra Spanien (nedre raden)

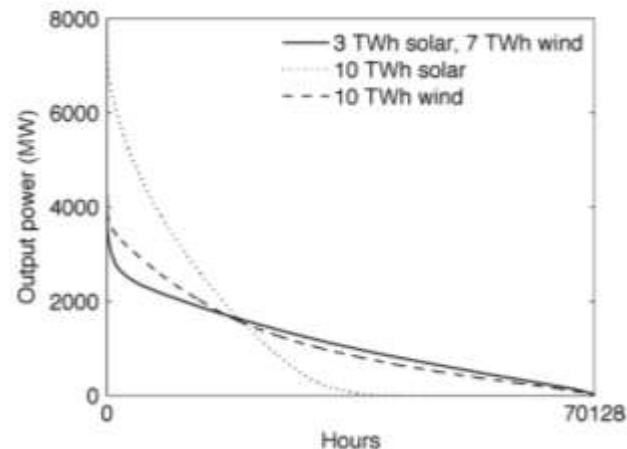
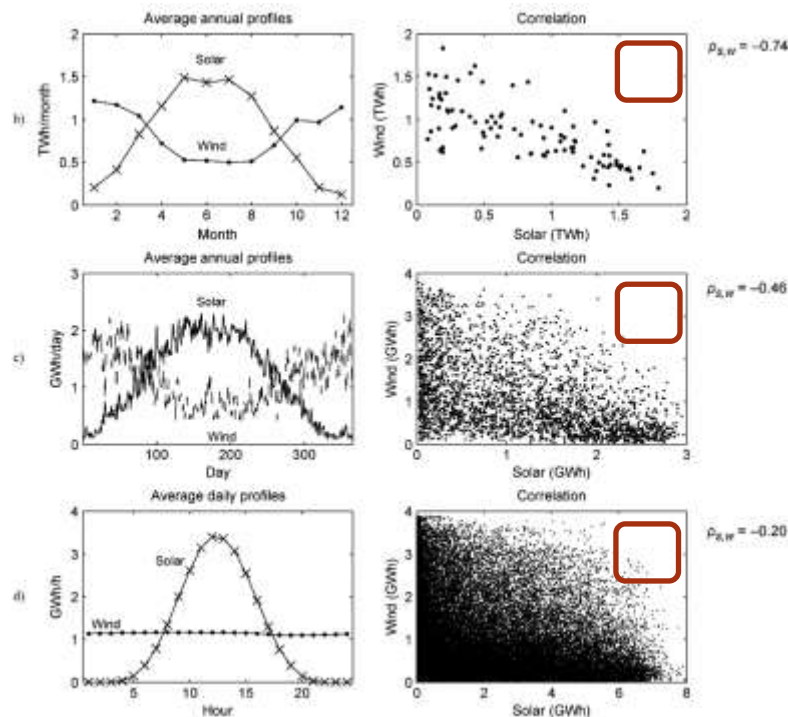


Korrelationer mellan sol- och vindkraft i Sverige

Syfte: Undersöka korrelationer och tidsvariation mellan storskalig sol- och vindkraft i ett framtidsscenario för Sverige

Avgränsning: Studerar endast korrelation/variabilitet utifrån resurser – ingen ekonomisk eller nätoptimering görs

Antaganden: 8 års timupplösta klimatdata (1992–1999) • Sol och vind vardera 10 TWh/år (~7 % av svensk elförsörjning) • Vind: befintligt scenario med 56 vindkraftsparker • Sol: **optimalt orienterade system** fördelade på byggnader över Sverige.



En kombination av sol- och vindkraftsproduktion i Sverige antar en minsta standardavvikelse vid ungefär **30% solkraft och 70% vindkraft** (räknat på årsproduktion). Detta beror på den negativa korrelation, vilket kan förklaras av det bakomliggande väderförloppet: vid lågtryck är det ofta mulet och blåsigt, medan högtryck oftast ger soligt och vindstilla väder.

Energimatchning för en medelstor netto-nollenergistad

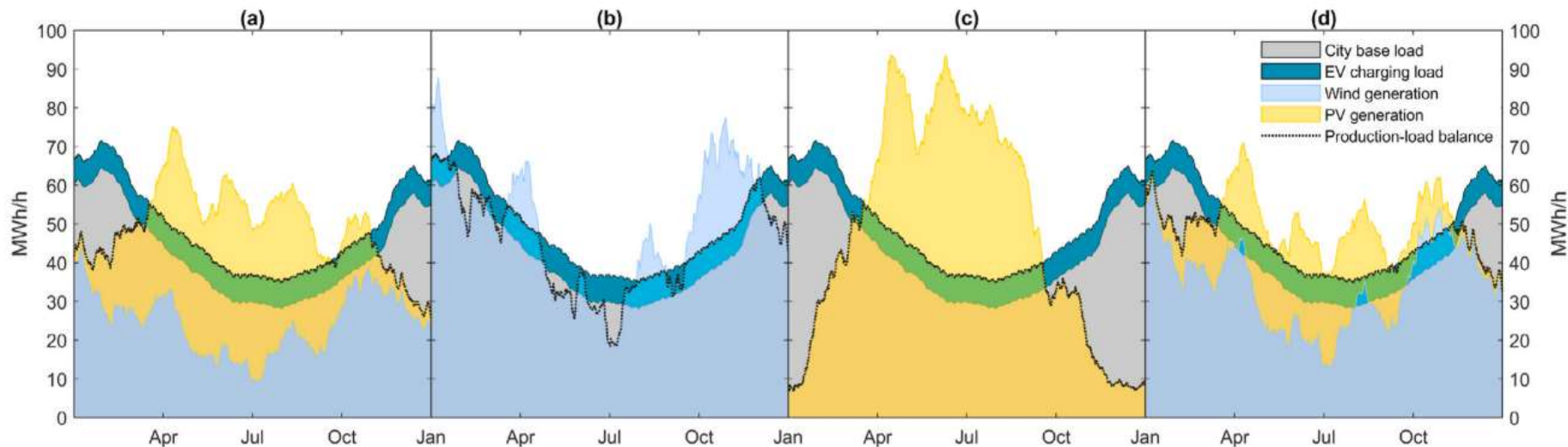
Syfte: Energimatchning i en stad med 100 000 invånare på västkusten – smart laddning av elbilar och V2G i en nettonollenergistad driven av vind- och solenergi

Avgränsning: Studien sker på aggregerad (systemövergripande) nivå

Antaganden: Kapacitetsfaktorer: vind 0,35, sol 0,14 • Alla ~37 000 personbilar är elektriska • 80 % laddar hemma, 20 % på jobbet.

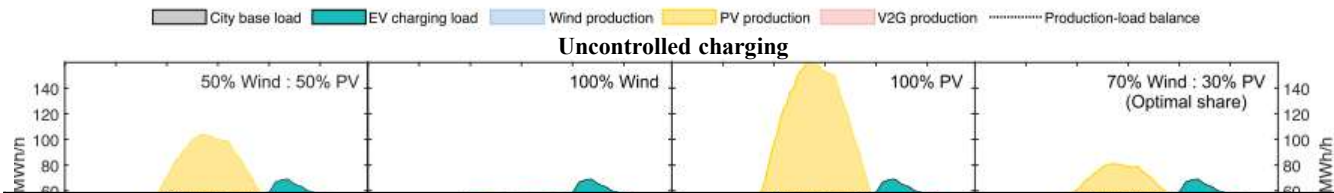
Resultat: Optimal vind:sol-andel = 70:30

Lastmatchning: 68→73→84 % (opportunistisk→smart→V2G)



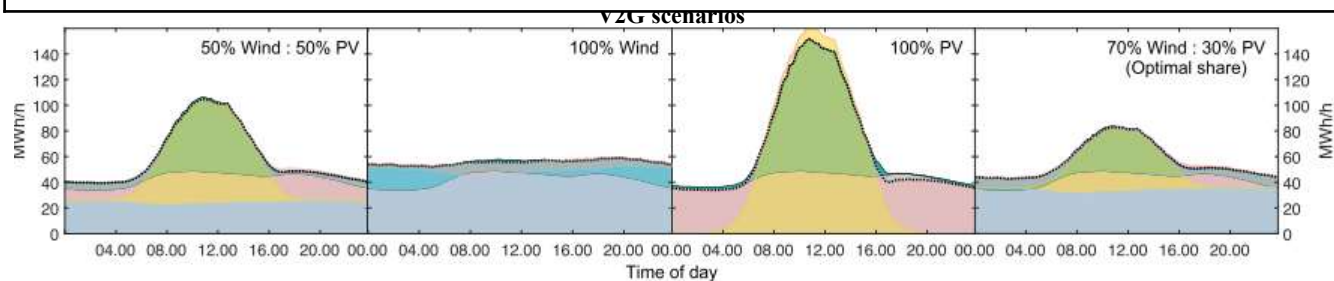
30-dagars glidande medelvärde för elproduktion och konsumtion i scenarier med 50:50, 100:0, 0:100 och 70:30 vind/sol ratio.

Energimatchning för en medelstor netto-nollenergistad



Nödvändig lagringskapacitet för att uppnå olika nivåer av självförsörjningsgrad (SS)

Självförsörjningsgrad (SS)	Opportunistisk laddning (GWh)	Smart laddning (GWh)	Vehicle-to-grid (GWh)
0,85	1,4	1,1	0,0 (utan lager)
0,90	8,1	7,1	1,9
0,95	~29–30	~28–29	~24
1,00 (fullt självförsörjande)	51,5	50,4	49,0



Scenario	Toppnetto belastning (MW)	Toppnetto produktion (MW)
Inga elfordon	75	168
Opportunistisk laddning	104	165
Smart laddning	75	129
Vehicle-to-grid (fordon-till-nät)	58	69

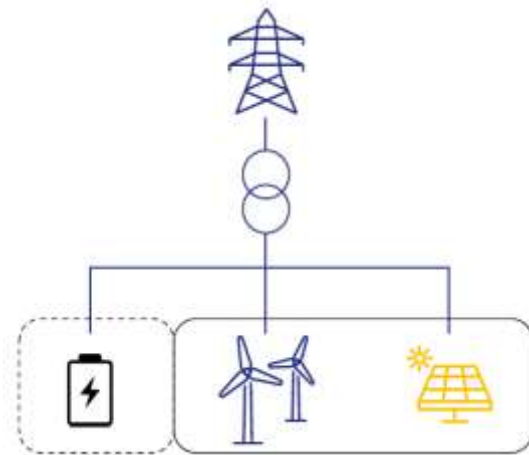
Hybridkraftverk

Ett hybridkraftverk (**Hybrid Power Park, HPP**) kombinerar flera kraftslag (t.ex. sol, vind, batteri) i samma anläggning, anslutna till en gemensam nätanslutningspunkt (POI). Motiven delas in i två kategorier:

Systemvärden: Hybridparker med lagring är väl lämpade att delta på marknader som uppstår i takt med mer variabel kraftproduktion — t.ex. kapacitetsmarknader och stödtjänster. Flexibel drift blir mer lönsam när elpriserna varierar mer.

Skalfördelar: Lägre utvecklingskostnader*, samordnad drift och underhåll, effektivare markanvändning och bättre utnyttjad nätinфраstruktur. Hybridparker kan även avlasta lokal nätkapacitetsbrist.

*Värdet av en MW nätanslutning för en solcellspark har uppskattats till 10 000–60 000 €/MW, vilket motsvarar 1–8 % av systemets initiala CAPEX.

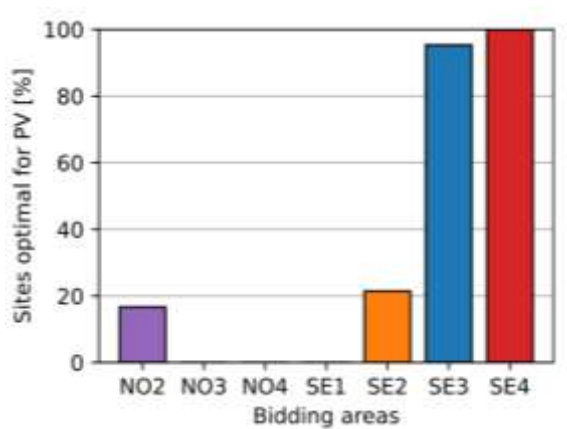


Potentialen för solkraftskomplettering — Ekonomi

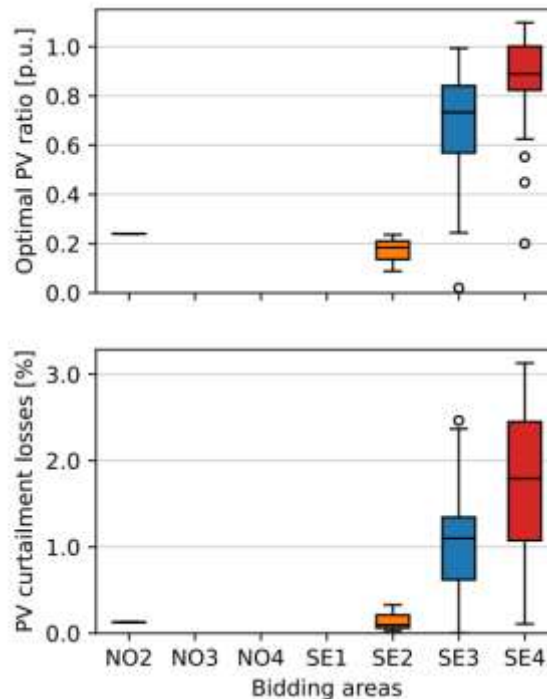
Syfte: Lönsamheten att komplettera 128 befintliga vindkraftverk i Norge och Sverige med solceller (retrofitting till hybrida sol-vindparker)

Avgränsning: Endast solcellsinvesteringens NPV beräknas – vindkraftverket antas producera lika mycket med eller utan solceller

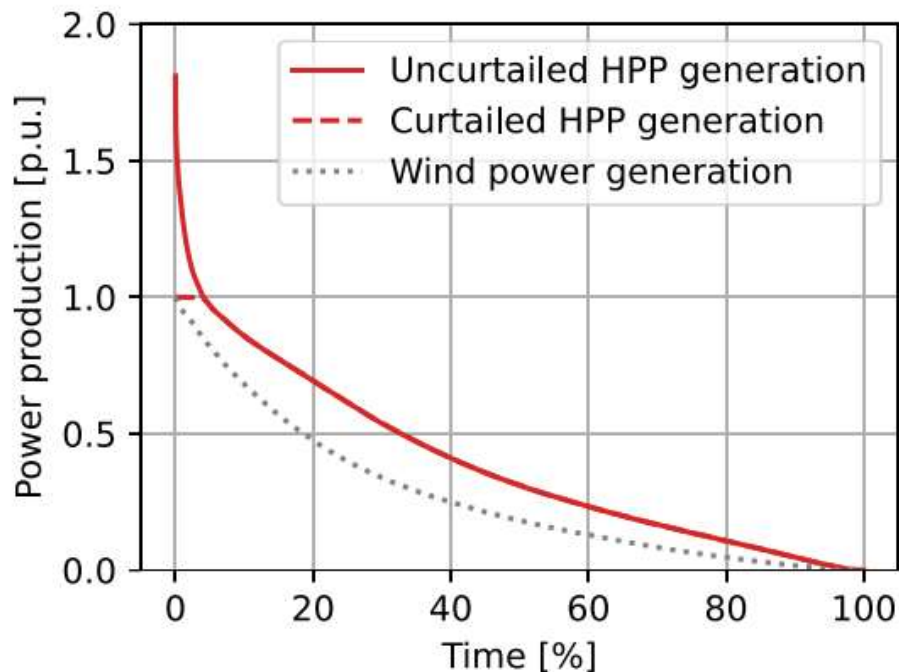
Antaganden: POI = vindkraftens högsta uppmätta effekt • Solpaneler: 30° lutning, söderorienterade, DC/AC-kvot 1,25 • CAPEX 500 €/kW, fast OPEX 8 €/kW/år, 30 års livslängd, 0,5 % årlig degradering • Elpris 45 €/MWh (dagen-före-marknaden), real WACC 4,5 % • Solkraft nedregleras när sol+vind > POI-kapacitet



Andelen vindkraftverk i varje elområde som är ekonomiskt lämpliga att utrustas med solcellskapacitet enligt de ekonomiska antagandena i referensfallet.



Potentialen för solkraftskomplettering — Effektbidrag



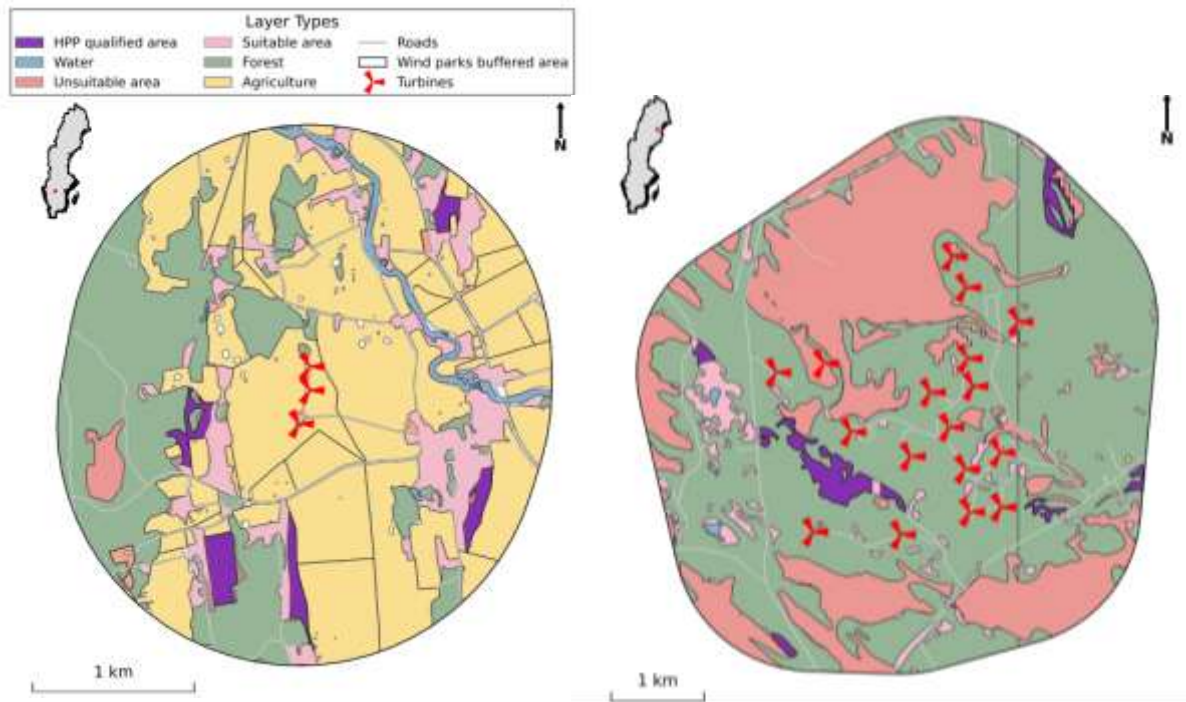
Diagrammet visar effektproduktionen över tid för det vindkraftverk där en komplettering av solkraften gav störst nytta. Genom att lägga till den optimala mängden solkraft skulle den totala produktionen bli 45,4 % högre än om parken bara hade vindkraft.

Potentialen för solkraftskomplettering — Marktillgång

Syfte: Kartlägga potentialen att komplettera 493 befintliga vindkraftsparker i Sverige med solceller genom en GIS-baserad analys

Avgränsning: Endast teknisk potential – ekonomiska faktorer (markägares vilja, markpris) beaktas ej fullt ut

Antaganden: Lämplig mark: godkända avverkningsområden och avverkad skog (efter 2023), betesmark, öppen mark • Max 1,5 km från vindkraftspark • Solinstrålning $>785 \text{ kWh/m}^2/\text{år}$ • Lutning $<10^\circ$, ej norrvänt • Buffertar: skyddad natur/byggnader 1 km, vägar/kraftledningar 50 m, sjöar/kust 300 m, vattendrag 100 m • POI-begränsning: solkraft 20–100 % av vindkraftens kapacitet • 1 MW sol = 20 000 m^2



SE1: 0.20 GW

SE2: 1.73 GW

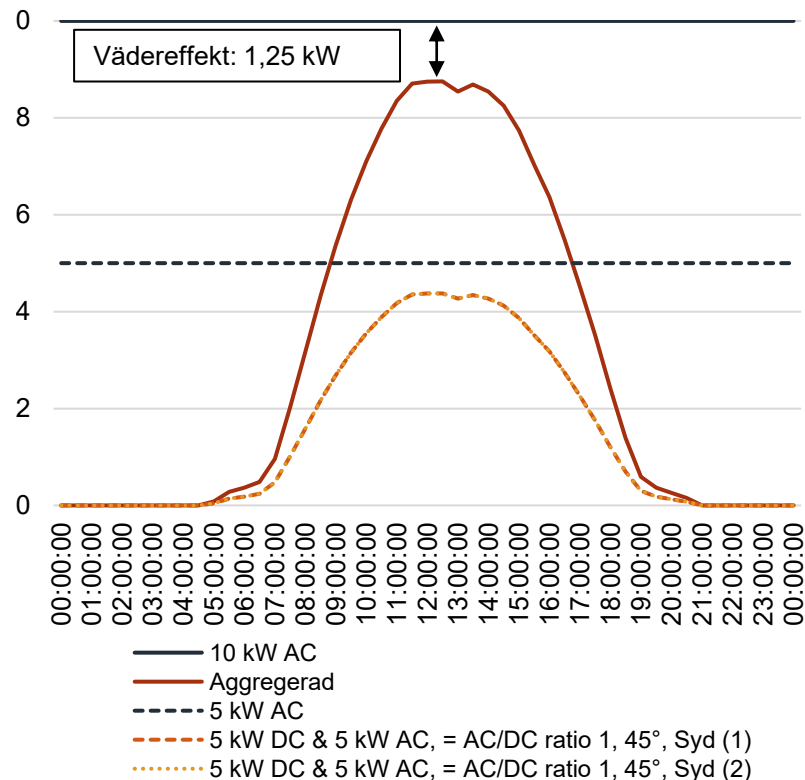
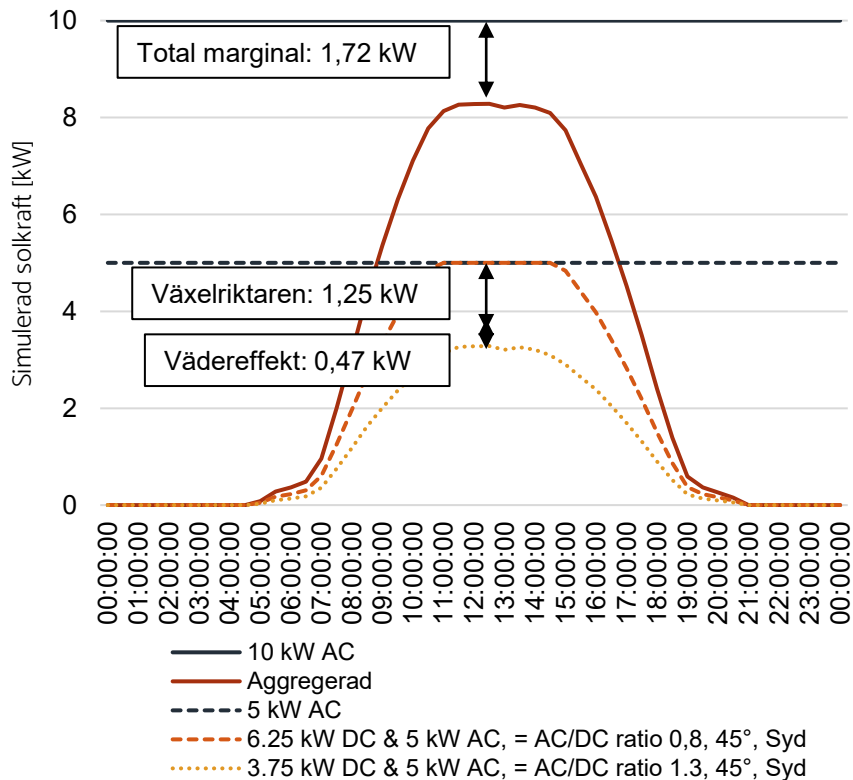
SE3: 0.62 GW

SE4: 0.20 GW

Totalt: 2.75 GW*

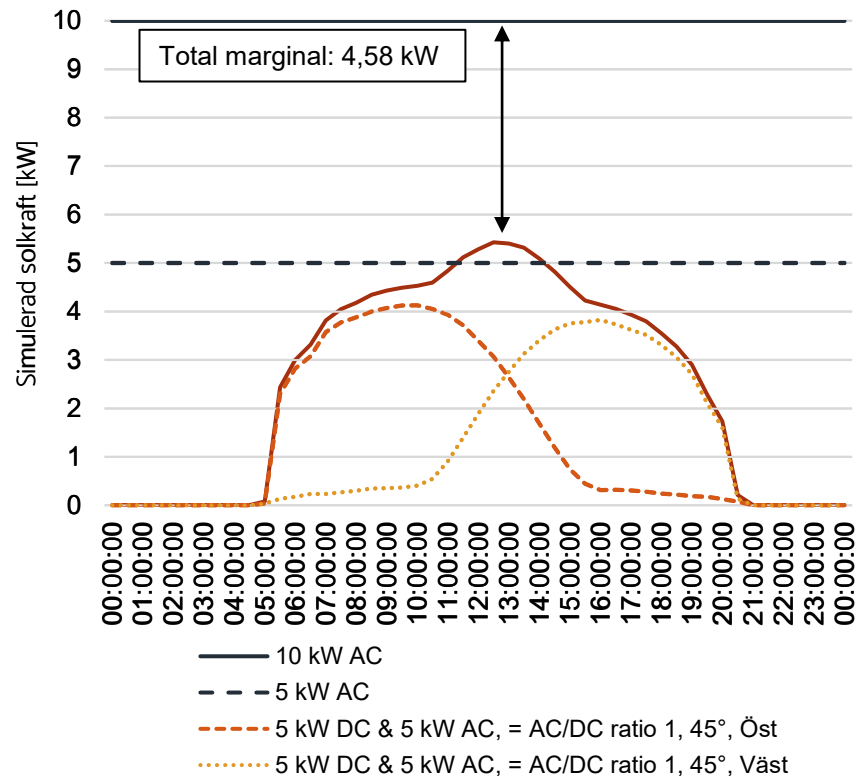
Olika utjämnningseffekter för solcellssystem

Simuleringar av alla halvtimmar mellan 2017-05-01 och 2025-08-10 (145 152 punkter) visade en aggregerad maximal topp vid 2022-05-17.



Olika utjämnningseffekter för solcellssystem

Simuleringar av alla halvtimmar mellan 2017-05-01 och 2025-08-10 (145 152 punkter) visade en aggregerad maximal topp vid 2022-05-17.

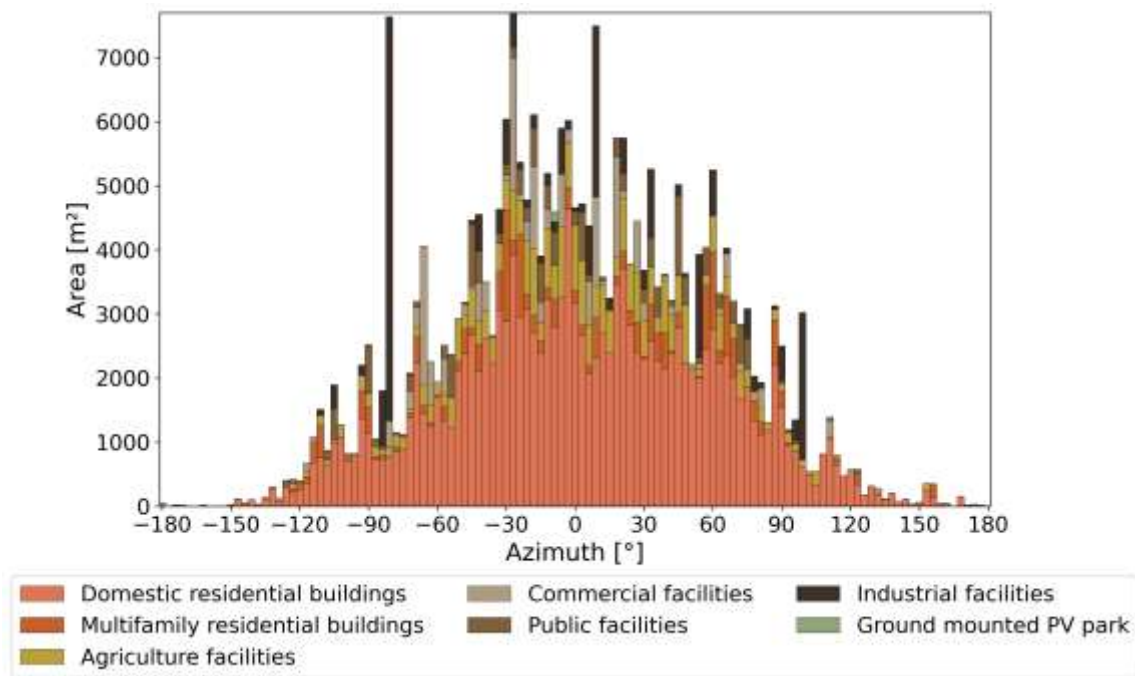


Stor spridning i orienteringen av solceller

Syfte: Kvantifiera hur mycket den naturliga spridningen i orientering hos anslutna solcellsanläggningar minskar den maximala samtidiga effektinmatningen

Avgränsning: Baserat på 4 svenska lågspänningsnät (1076 nätstationer, 3383 solcellsanläggningar hos tre olika nätägare)

Antaganden: Orientering (azimut och lutning) för varje enskild anläggning härledd via maskininlärning på flygbilder kombinerat med LiDAR-data • Fysikalisk effektsimulering med 30-minutersupplösning, väderdata 2017–2024 • Två scenarier jämförs: (1) nuvarande praxis (märkeffekt), (2) Orienterings-justerat simulerat toppvärde



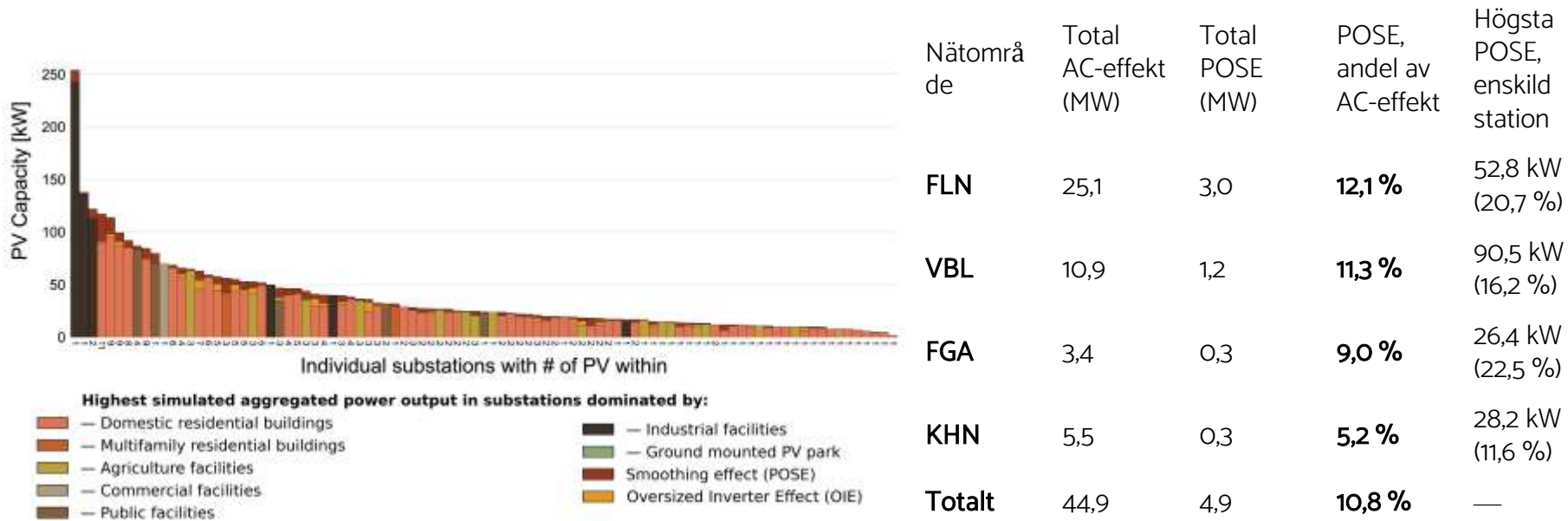
Spridningen hos 3 383 solcellssystem i fyra svenska distributionsnät (KHN, FLN, FGA och VBL)

Stor spridning i orienteringen av solceller

Syfte: Kvantifiera hur mycket den naturliga spridningen i orientering hos anslutna solcellsanläggningar minskar den maximala samtidiga effektinmatningen

Avgränsning: Baserat på 4 svenska lågspänningsnät (1076 nätstationer, 3383 solcellsanläggningar hos tre olika nätägare

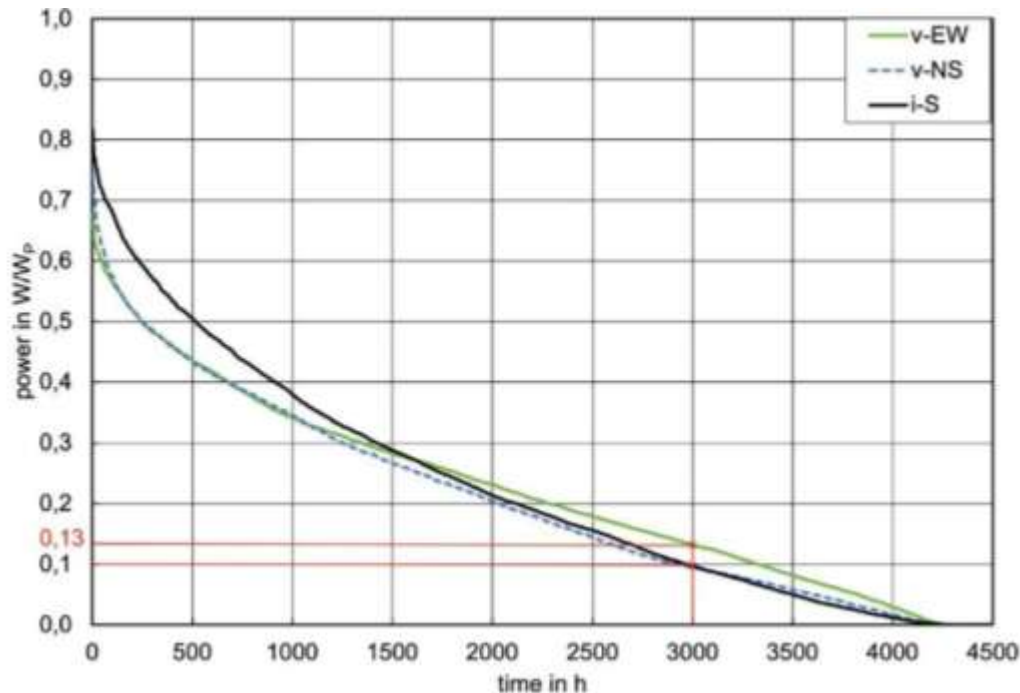
Antaganden: Orientering (azimut och lutning) för varje enskild anläggning härledd via maskininlärning på flygbilder kombinerat med LiDAR-data • Fysikalisk effektsimulering med 30-minutersupplösning, väderdata 2017–2024 • Två scenarier jämförs: (1) nuvarande praxis (märkeffekt), (2) Orienterings-justerat simulerat toppvärde



Orienteringens påverkan på effektvaraktighetskurvan

Syfte: Hur andelen vertikala öst-väst (v-EW) system jämfört med söder (i-S, 20° lutning) orienterade solpaneler påverkar varaktighetskurvan

Avgränsning: Tysk studie – solhöjdseffekterna är starkare vid högre breddgrad, så resultaten är sannolikt konservativa för Sverige



Effektvaraktighetskurva per orientering – öst-väst ger mer effekt i mellansegmentet, söder ger högre toppar.

Slutsatser

Solkraftens effektbidrag – ett resultat av val, inte bara installerad kapacitet!

Problem:

- (1) Solkraftens produktionsprofil matchar dåligt mot Sveriges effekttoppar — som ofta infaller på vintermorgon/-kväll, ibland före soluppgång eller efter solnedgång.
- (2) De flesta modeller och beräkningar utgår från enskilda söderorienterade anläggningar som ger en brant, toppig produktionskurva, och missar dessutom att den stor andel av de solcellsanläggningar som byggs idag kompletteras med batterier.

Vad som ökar det faktiska bidraget — tre nivåer:

Anläggningsnivå: batterier och laststyrning ökar egenkonsumtionen och flyttar effekt från mitt på dagen till kvällen, samt att orienteringsspridningen mellan olika solcellssystem breddar och sänker produktionstoppen

Systemnivå: sol och vind kompletterar varandra (negativ korrelation, optimalt ~70/30 vind/sol) — men Sverige ligger idag på 90/10; hybridparker och sol-på-vindkraft-retrofit kan realisera mer av potentialen

Nätnivå: naturlig spridning i orientering hos verkliga anläggningar minskar den toppeffekt som faktiskt kan matas in samtidigt med i snitt ~11 % — nätbolagens nuvarande praxis underskattar därför tillgänglig kapacitet i näten.

Slutsats: Solkraftens faktiska effektbidrag i Sverige både underskattas (när den bidrar) och överskattas (hur mycket som riskeras matas in samtidigt).



Tack för er uppmärksamhet!

johan@becquerelsweden.se

