

SLUTRAPPORT

1 (66)

Datum
2019-06-12

Dnr
[Klicka här och skriv]

Projektnr
[Klicka här och skriv]

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Solelens effekter på elnätets elkvalitet	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Photovoltaics and their impact on power quality in distribution grids	
Universitet/högskola/företag Research Institutes of Sweden	Avdelning/institution Mätteknik
Adress Eklandagatan 86, 41261 Göteborg	
Namn på projektledare Mattias Persson	
Namn på ev övriga projektdeltagare Claes Sandels, Hannes Hagmar	
Nyckelord: 5-7 st Acceptansgränser, Distributionselnät, Solelintegration, Elkvalitet	

Förord

Projektet har primärt finansierats av Energimyndigheten genom utlysningen El från solen som uppskattats oerhört, utan dom skulle detta intressanta projekt inte kunnat utföras. Projektet har medfinansierats av Herrljunga Elektriska AB och Göteborg Energi Nät AB. Stort tack till referensgruppens medlemmar: Anders Manikoff (Herrljunga Elektriska AB), Gunilla Le Dous och Ilijaz Kenjar (Göteborg Energi Nät AB), Prof. Torbjörn Thiringer (Chalmers tekniska högskola) och Joakim Widén (Uppsala Universitet).

För deras bidrag till enkätsvaren i rapporten riktas ett extra stort tack till:

- Bergs Tingslags Elektriska AB (BTEA)
- Göteborg Energi Nät AB (GENAB)
- Gotlands Elnät AB (GEAB)
- Herrljunga Elektriska AB
- Mälarenergi Elnät AB
- Sala-Heby Energi Elnät AB
- Tekniska verken i Linköping Nät AB
- Varbergortens Elkraft
- Energimyndigheten
- Lokalkraft Sverige
- Rejlers
- Solkompaniet
- Svensk Solenergi
- Svenska Kraftnät

Innehållsförteckning

Sammanfattning	4
Summary	5
Inledning/Bakgrund.....	6
Genomförande.....	8
Deltagare	8
Utökad litteraturundersökning.....	8
Mätning av elkvalitet.....	10
Område 1 – Göteborg Energi	10
Område 2 – Herrljunga Elektriska AB.....	10
Elkvalitetsmätare och mätdata	11
Elkvalitetsanalys.....	12
Elkvalitet i Herrljunga – Harmoniska komponenter	13
Elkvalitet i Herrljunga – Bortkoppling av anläggningar	13
Elnätssimulering	14
Metod och simulering.....	14
Beräkningsgång.....	15
Intervjustudie - Metod	15
Resultat.....	17
Elkvalitet i Herrljunga – THD_I	17
Elkvalitet i Herrljunga – Bortkoppling av anläggningar.....	17
Elkvalitet i Herrljunga – Flicker.....	18
Högupplösta mätserier.....	20
Nätstation	20
Kundnivå.....	22
Framtidens elmätare	26
Nytta med nätstationsmätning.....	26
Elnätssimuleringar.....	27
Studie 1: Maximal PV installation beräknad baserat på U_{max} i någon av noderna $\leq 1.1pu$	28
Summering av resultat och slutsats Studie 1:.....	30
Studie 1.....	30
Fall A: utan ändringar	30
Fall B: ändrad lindningskopplare (från 1,0 till 0,95).....	30
Fall C: PV drar reaktiv effekt, $PF=0,95$	30
Fall D: Fall B+C.....	30
Studie 2: överdimensionering av PV med nedreglering som lösning	30
Summering av resultat och slutsats Studie 2:.....	32
Studie 2:.....	36
Fall A.1-5: utan ändringar. PV ökas från 100% till 500%.....	36
Fall B.1-5: ändrat lindningskopplarläge. PV ökas från 100% till 500%.....	36
Summering av resultat och slutsats Studie 3:.....	39
Studie 3:.....	39
Metoder för att öka maximal anslutning av solex	40
Intervjustudier	41
Resultat: Nuläge för solex i elnätet	41
Utmaningar och möjligheter med solex i elnätet	50
Framtida konsekvenser av solex i elnätet.....	54
Slutsatser från intervjustudie.....	61

Diskussion	63
Litteraturförteckning	65
Referenser, källor	Fel! Bokmärket är inte definierat.
Bilagor	Fel! Bokmärket är inte definierat.

Sammanfattning

Att distributionselnät i närheten av slutkunder är konstruerade för stora belastningar, i form av laster, verkar vara ett av de större problemen gällande en framtida integration av solel. Restriktiva inställningar av lindningsomkopplingar, för att försäkra sig om att slutkundens spänning håller en tillräcklig högnivå skapar delar av de problem som uppstår då stora installationer av solel sker hos kunder, detta framförallt på sommar tid då lasten är låg och produktionen hög. Maxvärdet på den elektriska lasten kommer finnas kvar men även ett maxvärdet på produktionen behöver hanteras, något som primärt resulterar i förhöjda spänningar hos kund.

Elkvalitets parametrar i dom studerade elnäten såsom harmoniska komponenter och flicker påverkas marginellt och filtreras delvis ut från kund och innan de når nätstationen. I studien har dock sammanlagringen studerats av dessa komponenter, det vill säga att både produktion och last har uppmätts dels på sekund men även på timnivå. Detta har möjliggjort att man kunnat ta fram korrektionsfaktorer för timvärden för att skala dessa till gällande elkvalitetsstandard angående spänningsvariationer hos kunder. Denna standard syftar till 10 min medelvärde av spänningen. Dessa framtagna korrektionsfaktorer gör att man kan skala upp timvärden för att under de värsta dagarna säkra upp för variationer som sker på 10 min nivå. Dessa korrektionsfaktorer kommer vara annorlunda för framtida elmätare som levererar mätvärden varje kvart men som även kan komma (med nuvarande krav) att registrera spänning ner till kvartnivå.

Olika styrningar och modifikationer har kunnat påvisa förbättrade möjligheter till integration av solel i de två studerade elnäten. Här gäller det dock att ta hänsyn till det specifika elnätets topologi samt vilka spänningsvariationer som finns i nätstationen för att kunna göra korrekta analyser av spänningsvariationer hos kund.

Sett från intervjustudierna med intressenter och nätbolag så kopplas de framtida utmaningarna till ökade spänningsvariationer, kapacitetsbrist i elnätet och ökade lokala problem. Det kan dock konstateras att det krävs individuella lösningar, då utmaningarna beror på utformningen av varje specifikt elnät, såsom elnätets ålder, geografi, typ av nät, lokalisering av solelproduktion i nätet. Med större anläggningar och särskilt anhopningar av större anläggningar förväntas även de lokala problemen, dvs hos enskilda kunder, växa. Sammanfattningsvis tyder intervjustudien på att elnätsägarna och andra aktörer följer de rekommendationer och normer som finns, avstegen från dessa är få. Men i de fall eller kring de frågor där det saknas handböcker och vägledning, eller där gällande regelverk är otydligt, hittar varje aktör sin egen lösning.

Summary

The current layout and structure to handle consumer loads and maintaining voltage quality seems to cause large issues for future integrating photovoltaic solar systems (PV) in distribution systems. Off-load tap changers are set to ensure the low voltage setpoint is not breached. This setting can cause large issues when integrating PV thus increasing an already high voltage even higher, especially during summer seasons.

Power quality indicators such as harmonics and voltage flicker were unaffected by the amount of PV production in the systems studied. However, these were suited on the aggregated level at the customer side. Using high sampling frequency measurements, correction factors to deal with voltage quality issues regarding hourly values enable distribution owners to estimate their impact on 10 min levels. Future smart energy meters at the customer side that record voltages as often as 15 min are thought to simplify the process of observing the state of the distribution system.

Various controls and modifications have been able to demonstrate improved possibilities for the integration of PV into the two studied power grids. Here, however, it is important to consider the specific grid's topology and which voltage variations are present in the network to be able to make accurate analyzes of voltage variations at the customer.

From interview studies with stakeholders and distribution system operators, the future challenges are linked to increased voltage variations, capacity shortage in the electricity grid and increased local problems. However, it can be stated that individual solutions are required, as the challenges depend on the design of each specific electricity grid, such as the age of the grid, geography, type of network, location of solar production in the network. With larger PV-plants and especially clusters of larger PV-plants, the local problems, ie with individual customers, are also expected to grow. In conclusion, the interview study suggests that the distribution system operators and other actors follow the recommendations and standards that exist, the deviations from these are few. But in cases or around the issues where manuals and guidance are missing, or where applicable regulations are unclear, each player finds their own solution.

Inledning/Bakgrund

Flera frågor om hur elnät med stora mängder solex ska dimensioneras, planeras och drivas för att upprätthålla en hög elkvalitet har adresserats i tidigare forskningsprojekt. Andra områden som inkluderar solex är beteende- och människa-teknikfrågor, hållbara städer, energisystemstudier, innovationssystemanalys m.m. Initiativet till denna ansökan har vuxit fram ur två tidigare projekt finansierade av Energimyndigheten: "Solex i lantbruket" (Norberg Ida, 2015) där SP (nuvarande RISE) samarbetade med bl.a. UU och Herrljunga energi som där arbetade med liknande frågor men med lågupplösta data. Det andra projektet: "Jämförande provning av Nätanslutna solexsystem 2014" (Kovacs, 2014) utfördes av SP (nuvarande RISE) på uppdrag av Energimyndighetens Testlab. I den senare uppmärksammades under mätningar på ett antal växelriktare bl.a. att det finns kunskapsluckor och oklara regelverk inom vissa delar som berör elkvalitet. Upprinnelsen till projektet är inte bara de tidigare projekten utan också farhågor från nätbolag om elkvalitetsproblem, och också andra aktörers osäkerheter kring elkvalitet som hindrar initiativ rörande solex.

Olika forskningsprojekt som syftar till att studera solexens påverkan på elnät och elkvalitet har genomförts av andra forskargrupper i Sverige. Studierna är av två olika typer: (i) modellering och simuleringsstudier där man gör scenarioanalyser om hur uppskalning av solexinstallationer i lågspänningsnät påverkar elnätet när det kommer till driftrelaterade parametrar såsom elkvalitet och avbrottstider. (ii) Elkvalitetsmätningar i befintliga elnät med solex. Hur mycket solex eller annan förnybar elproduktion ett befintligt elnät kan integrera tills en elkvalitetsrelaterad parameter når en oacceptabel nivå kallas acceptansgränsen. Forskargruppen Built Environment Energy Systems Group på Uppsala Universitet (BEESG, 2016) har genomfört ett antal modellering och simuleringsstudier kopplat till acceptansgränser av solex i bebyggelsen (Marklund, 2015) och hur man kan öka denna gräns med hjälp av lagring- och laststyrningslösningar (Energimyndigheten, 2015). Liknande solexstudier har tidigare genomförts på Lunds Universitet (Berg & Estenlund, 2013) och Umeå Universitet (Larsdotter, 2014). Slutsatsen från dessa studier är att spänningsvariationer i svaga delar av distributionsnäten är den primära tekniska utmaningen när det kommer till integration av solex. Dessutom kan problem med asymmetri mellan faser uppstå om solexanläggningarna i exempelvis ett villaområde är inkopplade på samma fas. Just hur spänningsasymmetri påverkas av solexanläggningar har studerats mer detaljerat av Luleå Universitet i bl.a. (Schwanz, 2015) och (Schwanz, 2016). Befintliga nät är dock robusta när det kommer till elöverföring, d.v.s. belastning av nätkomponenter. Hur snabba elkvalitetsfenomen i lågspänningsnätet påverkas av solex studeras inte i de ovan nämnda projekten, utan främst lågupplösta energidata från elnäten används som indata till simuleringarna. Dessutom modelleras huvudsakligen mellanspänningsnätet (10 till 20 kV), och inte 400 V-nätet där slutanvändarna är anslutna. På så vis saknas kunskap till stor del i dag hur solexanläggningarna påverkar elkvaliteten i högre tidsupplösningar längre ut i elnäten.

Vidare så har en elkvalitetsmätningstudie genomförts vid en solexanläggning på 1 MW kopplat till ett mellanspänningsnät i Västerås (Bagge, 2015). Upplösningen på mätningarna för ström och spänning var sex sekunder och för effekt en minut. Analyser utfördes på insamlade mätdata för att studera i vilken omfattning solcellsparken orsakar snabba spänningsvariationer i det anslutna nätet, samt vilka ramtider solexproduktionen hade. En slutsats från rapporten är att solcellsparken har viss påverkan på elnäten främst p.g.a. anläggningen ligger förhållandevis långt ut på nätet. Dock så uppfylls elkvalitetsföreskrifterna i (Energimarknadsinspektionen, 2013). Liknande elkvalitetsmätningar har genomförts vid en solexanläggning kopplat till Smart Grid Gotland-projektet (Gotland, 2016). Dessa referenser

har inte tittat på sammanlagringseffekter när det gäller övertoner från omriktarna, vilket ska göras i det här projektet.

Genomförande

Deltagare

Förfrågningsunderlaget till intervjustudien har primärt framtagits av Magdalena Boork, Peter Kovacs och Mattias Persson på RISE. Intervjustudien har sedan utförts av huvudsakligen Magdalena Boork.

Installationen av mätutrustningen och dimensionering av strömtransformatorer med mera har utförts av Anders Lindskog i samarbete med Herrljunga Elektriska AB och Göteborg Energi Nät AB.

Elnätssimuleringarna har utförts av Mattias Persson och Emil Hillberg.

Analysen av elkvalitetsmätningarna har utförts av Mattias Persson.

Utökad litteraturundersökning

Projektet ”Solbruket – Batterilager för ökad solexproduktion i det moderna lantbruket” kommer att slutrapporteras till Energimyndigheten i december 2018. Bakgrunden till projektet är kapacitetsbegränsningen i lågspänningsnät på landsbygden, som kan komma att kräva nätförstärkningar vid en kraftig utbyggnad av solex långt ut i nätet. Inom projektet har en demonstrationsanläggning med solex och batterilager byggts upp på ett lantbruk för att testa den praktiska nyttan i form av kapning av effekttoppar och ökad egenkonsumtion av solex. Möjligheter och utmaningar med batteritekniken bland svenska lantbrukare har också undersökts. Resultaten visar att systemlösningen fungerar väl för att kapa effekttoppar, men också att intelligent styrning för den svenska marknaden behöver utvecklas för att ge nytta för såväl elnätbolag som den enskilda konsumenten (Boork, Lane, & Larsson, 2019).

I projektet ”Batterilager för offentliga och kommersiella lokaler” har man byggt upp en fullskalig pilotanläggning med solex, batterilager och snabbladning av elbilar i anslutning till en kommunal byggnad. Systemet har dels styrts för effekttopsreducering, dels genomfördes ett ö-driftstest. Resultaten visar att solexanläggning och batterilager i en större lokalfastighet kan bidra till förnybar elproduktion, jämnare effekttuttag och reservkraft utan negativ påverkan på driftsäkerhet eller elkvalitet. Under ö-driften påverkades dock elkvaliteten i det lokala energisystemet (Kristoffersson & Norlander, 2018).

IEA TCP Task 14 presenterar en översikt över forskning och fältförsök med distribuerad kraftproduktion. Särskilt fokus ligger på den höga solexintegrationen i det tyska energisystemet. Rapporten lyfter spänningsreglering som en utmaning i elnät med hög andel solex. Man lyfter särskilt fram reaktiv effektkontroll och aktiva strömbrott för att minska inverkan av solex på den lokala spänningsnivån. I 17 tyska lågspänningsnät kunde acceptansgränsen för solex öka med 70-90 % genom reaktiv effektkontroll. Det poängteras dock att ökningen i acceptansgräns och kostnadseffektiviteten beror på det specifika elnätets utförande (Kraiczy, Fakhri, L., & Braun, 2017).

I (Norberg, o.a., 2015) genomfördes en potentialstudie kring utbyggnad av solex i det svenska lantbruket, där man konstaterar att den realiserbara potentialen begränsas kraftigt av elnätets kapacitet. Genom simuleringar av ett elnät kunde man konstatera att både strömmar och spänningar blir alltför höga vid stora mängder solexproduktion utifrån dagens förutsättningar i distributionsnätet och att åtgärder måste vidtas för att öka elnätets acceptansgräns.

Baserat på potentialstudien ovan presenterar en fallstudie från ett landsbygdsnät (Herrljunga) som skalas upp till nationell nivå för att undersöka elnätseffekterna. Resultaten visade att det är liten risk för överspänningar mellanspänningsnätet så länge enbart takytor med en årlig solinstrålning på 950 kWh/m² eller högre används för solelproduktion. När ytor med minst 900 kWh/m², år inkluderas visar resultaten att spänningsökning och överbelastning kan uppstå.

(Energimyndigheten, 2016) presenterar en översyn över vilka effekter som kan uppkomma i elnätet vid en väsentlig utbyggnad av solel i Sverige. I rapporten lyfts olika problemområden och lösningsförslag av både organisatoriska och praktisk natur och på olika systemnivå. Vad gäller utmaningar kopplade till elkvalitet identifieras spänningsvariation och effektflöde som de största utmaningarna. I rapporten konstateras att det behövs ytterligare studier för att fastslå om elkvaliteten kommer att utgöra ett hinder för utbyggnaden av solel.

I (Bollen, Rönnberg, & Lennerhag, 2018) undersöks effekter av en stor mängd solel i elnätet bland annat baserat på elkvalitetsdata i lågspänningsnät från en mängd platser i Sverige och utomlands. Dessa visar att det finns god marginal vad gäller spänningsvariationen, minst 5 % mot både under- och överspänningsgränsen. Man poängterar dock att resultaten inte kan generaliseras och drar slutsatsen att det finns stora osäkerheter kring hur en omfattande solelproduktion kommer att påverka lågspänningsnätet.

Den installerade kapaciteten av solel har de senaste åren ökat kraftigt i världen (Braun, o.a., 2011). Andelen producerad solel i Sverige är visserligen fortfarande på en låg nivå med endast 0,06 % av den totala elproduktionen år 2015 (Statistiska Centralbyrån, 2015). Dock förväntas lägre priser på komponenter, ökat intresse för förnybar energi, utökade styrmedel och högre elpriser i Sverige i framtiden bidra till att kapaciteten även i Sverige kommer utökas kraftigt de kommande åren.

För att hantera de problem som kan uppstå vid en större andel solelproduktion i distributionsnäten har flera länder med redan höga andelar producerad solel (t.ex. Tyskland, Italien, Japan) börjat införa anslutningsregler för solelanläggningar, eller så kallade *Grid Codes* (Braun, o.a., 2011). Dessa anslutningsregler innebär exempelvis att solelssystem inkopplade på elnätet måste kunna möta ett antal krav som exempelvis att den aktiva och den reaktiva effekten till viss del ska kunna styras. Utöver krav för anslutning diskuteras ofta även antal åtgärder som kan vidtas för att motverka spänningshöjningar i distributionsnät (Widén, 2011):

- Spänningsreglering med lindningskopplare i distributionstransformatörer
- Nätförstärkning
- Begränsning av inmatning av producerad solel
- Reaktiv effektkontroll
- Lokal lagring av solel

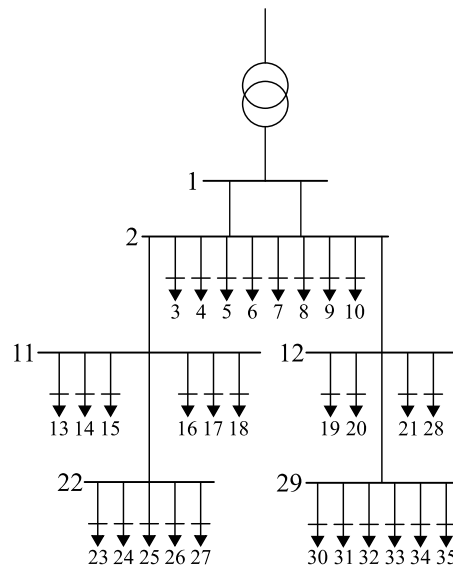
Nätförstärkning och spänningsreglering med lindningskopplare används redan i dagsläget för att hantera spänningsproblem och kommer därmed inte att undersökas i rapporten. Istället kommer begränsning av producerad solel, reaktiv effektkontroll, och lokal lagring av solel att utredas som möjliga metoder för att hantera eventuella spänningsproblem i ett distributionsnät. Dessa möjliga metoder har till viss del undersökts i tidigare studier (Braun, o.a., 2011), dock ej under svenska förhållanden och med hänsyn till lastsammanlagring och användning av faktiska energitimvärden.

Mätning av elkvalitet

I följande del beskrivs kortfattat de nätområden som ingått i studien och den mätdata som funnits tillgänglig. Därutöver ges även en övergripande beskrivning kring de elkvalitetsmätare som använts och den mätdata som därmed funnits tillgänglig.

Område 1 – Göteborg Energi

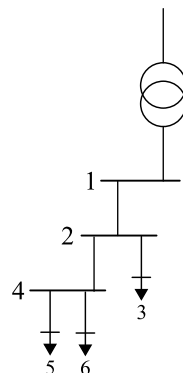
Typnät 1 är ett nätområde med totalt 29 olika lastpunkter. Lasterna består av främst familjehushåll och är avsäkrade med huvudsäkringar mellan 16-25 ampere. Figur 1 illustrerar nätområdet och dess anslutningspunkter. Solpaneler finns installerat på totalt 18 av husen, och har en maxeffekt på 5.4 kW. Nätet är relativt nybyggt och kablarna är väl dimensionerande.



Figur 1. Enlinjediagram över det undersökta distributionsnätet i Göteborg med 35 noder och totalt 29 lastpunkter.

Område 2 – Herrljunga Elektriska AB

Typnät 2 är ett nätområde med totalt 3 anslutningspunkter. Lasterna består av två mindre industrier/lantbruksbyggnader i kombination med bostadshus. Figur 2 illustrerar nätområdet och dess anslutningspunkter.



Figur 2: Illustration över topologin i det mindre landsbygdensnätet i Herrljunga.

Solpaneler finns installerat på 2 av husen (kund 5 och 6), och har en genomsnittlig maxeffekt på 12.5 kW. Det störst solcellsanläggningen har en maxeffekt på 15 kW. Nätet har relativt

långa avstånd, där primär dimensionering av kablar sker primärt fokus på utlösningvillkor hos säkringar snarare än problematik med spänningsfall.

Elkvalitetsmätare och mätdata

Anslutna elkvalitetsmätare är av typen Metrum SC 101. Insamling av mätvärden sker varje sekund för ström per fas, spänning per fas, aktiv och reaktiveffekt, medan kortvarigt flicker (Pst), Harmonisk distorsion (THD_I och THD_V) samlas in per 10 min, och mäts i enlighet med IEC 61000-4-30.

Strömmarna till elkvalitetsmätarna uppmättes med strömtransformator av typen IA60B31K, (klass 0,2s från 0,1VA) för att tillgodose god mät kvalitet och uppnå klass A mätning hos Metrum SC 101.

Slutkundsmätningen sker med timvärden och har en upplösning på 10 Wh, hur denna slutkundsmätning rapporteras och dess noggrannhet i tid är något som primärt påverkar uppskattade förluster i elnätet. Hur mät kvaliteten påverkar sådana resultat har tidigare studerats i (Hagmar & Lindskog, 2017), (Persson, Sandels, & Nilsson, 2018), där det påpekas att tidssynkronisering, täckningen av mätdata och mätupplösningen på energiregistren hos slutkundsmätare är ytters viktiga för effektlödesanalyser.

Elkvalitetsanalys

I följande del kommer resultaten från den elkvalitetsutredningen för de undersökta nätområdena att presenteras. Utvalda data över insamlingsperioden används som underlag då den totala insamlade mängden data är för stor för att presentera i sin helhet. Resultaten presenteras för respektive nätområde baseras på dels mätdata från slutkundsmätning och från elkvalitetsinstrumenten som levererar bland annat spänningsvärden i de olika nätstationerna dels elkvalitetsindikatorer. Dessa elnätsindikatorer beskrivs i detta kapitel.

Elkvalitet och gränsvärden

Elkvalitet i distributionsnät regleras främst genom Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2013:1 [1]. Där presenteras föreskrifter och allmänna råd kring krav som ska vara uppfyllda för att försäkra en överföring av el av god kvalitet. I MIKRO [2], en handbok för anslutning av mikroproduktionsanläggningar från branchorganisationen Svensk Energi, ges även mer praktiska hänvisningar och riktlinjer kring rekommenderade elkvalitetsnivåer.

Långsamma spänningsförändringar: Långsamma spänningsförändringar motsvarar de spänningsförändringar som sker på grund av last- och produktionsvariationer i ett elnät. I EIFS 2013:1 ställs kravet att under en period motsvarande en vecka, så ska förekommande tiominutersvärden av spänningens effektivvärde vara mellan 90 till 110 procent av referensspänningen. I MIKRO ges den mer konservativa rekommendationen att spänningen maximalt ska variera upp till 5 procent. I de fall då spänningsförändringar i matande mellanspänningsnät kan antas vara små kan en större spänningsändring tillåtas i lågspänningsnätet, dock bör den totala spänningsändringen ej överstiga 8 procent. I sammankopplingspunkt mot andra kunder bör spänningsändringen generellt vara lägre. Vid dimensionering av elnät används generellt de extremfall mellan produktion och last som kan förekomma, alltså; ingen produktion och maximal belastning, samt full produktion och ingen belastning.

Snabba spänningsförändringar

Snabba spänningsförändringar skapas vid snabba förändringar i produktion eller last, exempelvis då ett moln passerar en solcellsanläggning och skuggar solinstrålningen. Snabba spänningsförändringar definieras i EIFS 2013:1 som den ändring av spänningens effektivvärde som är snabbare än 0,5 procent per sekund, samt där spänningens effektivvärde såväl före, under, och efter ändringen är mellan 90 – 110 procent av den aktuella referensspänningen.

De snabba spänningsförändringarna bestäms av den stationära och den maximala spänningsändringen där $\Delta U_{stationär}$ avser skillnaden mellan spänningens effektivvärde före och efter ändringen, och ΔU_{max} avser den maximala spänningsändringen under ett spänningsförlopp. Den rekommenderade gränsen är att antalet snabba spänningsförändringar där $\Delta U_{stationär} \geq 3\%$ och $\Delta U_{max} \geq 5\%$ bör understiga 24 per dygn.

Spänningsövertoner: Spänningsövertoner skapas främst av icke-linjära komponenter, som exempelvis en växelriktare kopplad till en solcellsanläggning. Spänningsövertoner regleras i EIFS 2013:1 där i princip varje överton har ett reglerat maximalt värde. Under en period motsvarande en vecka ska förekommande tiominutersvärden för varje enskild överton vara mindre än de i föreskriftens presenterade värden. Dessutom ska den totala övertonshalten (THD) vara mindre än, eller lika med, åtta procent.

Sett till internationella standarder finns andra restriktivare gränser för dessa komponenter.

Spänningsosymmetri: Med spänningsosymmetri menas det tillstånd i ett trefasssystem då effektivvärdena för fasspänningarna eller fassvinklarna ej är lika. I EIFS 2013:1 hänvisas det att förekommande tiominutersvärden av spänningsosymmetri under en period motsvarande en vecka ska vara mindre än, eller lika med, två procent.

Flimmar: Flimmar uppstår främst till följd av snabba variationer i inmatad och uttagen effekt. Det finns inga gränsvärden i EIFS 2013:1, men i standarden SS-EN 61000-2-2 anges generella kompatibilitetsnivåer för flimmar, baserade på impedansvärden för ett referensnät.

Elkvalitet i Herrljunga – Harmoniska komponenter

Sett till de harmoniska komponenterna i total harmonisk distorsion (THD), (även kallad total relativ övertonshalt) så ligger strömmarna väl under gränserna. Nedan visas THD_I gentemot medelvärdet över 10 minuter på överfördeffekt i nätstationen.

$$THD_I(\%) = 100 \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{I_{sh}}{I_{s1}}\right)^2}$$

$$THD_U(\%) = 100 \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{U_{sh}}{U_{s1}}\right)^2}$$

Där U_{sh} är övertonen relaterat till den specifika multipeln h .

Det är viktigt att påpeka att detta inte är det samma som uttrycket för TDD_I (Total Demand Distortion) som ibland relateras till i elnätstudier. Utan att om den fundamentala komponenten hos strömmen, I_{s1} , går ner mot noll kan THD_I gå upp mot väldigt höga nivåer då effektriktningen varierar och ligger runt låga nivåer. Detta fenomen kan vara vanligt i de studerade näten då effektriktningen i nätstationen ändras minst 2 ggr under en solig dag.

$$TDD_I(\%) = 100 \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{I_{sh}}{I_{ref}}\right)^2}$$

Om TDD_I används sker divisionen snarare mot en konstant ström, I_{ref} , som ofta specificeras till säkringsstorlek (eller abonnemangstorlek) hos anläggningen.

Elkvalitet i Herrljunga – Bortkoppling av anläggningar

För att studera hur de spännings och strömrelaterade harmoniska komponenterna propagerar från soleanläggningarna i Herrljunga stängdes dessa av under några timmar under en solig dag. Utöver de två adresserna med soleanläggningar finns ytterligare en lastpunkt, denna utan solelproduktion. Med samtliga lastpunkter inkopplade, studerades de harmoniska komponenter hos ström och spänning i nätstationen. Även fasspänningens RMS värde utvärderades. Då detta pga. praktiska begränsningar bara kunde utföras under en kort tid ändrades samplings hastigheten på THD_I till en gång per sekund. Detta gör att dessa värden

inte följer standarden men ger ändå en bild över påverkan på eller hos de harmoniska komponenterna.

Elnätsimulering

Den kanske enskilt största utmaningen för elnätägare vid en storskalig utbyggnad av solet inom distributionsnäten är att bestämma nätets *hosting capacity*, alltså den kapacitet av soletproduktion som nätet klarar av att hantera utan att definierade elkvalitetsgränser överskrids. I många europeiska länder har problem erfarits i nät med hög penetration av solet och vid en större utbyggnad kommer förbättrade modelleringsverktyg och analyser att krävas. Ofta dimensioneras solcellsanläggningar i ett nätområde utifrån de krav på maximala långsamma spänningsförändringar som kan uppstå. Detta resulterar ofta i en förhållandevis överdrivet strikt bedömning, då produktion och last ofta till viss del korrelerar och sammanlagras. I ett nät med endast en eller ett fåtal solcellsanläggningar kan den restriktiva bedömningen ofta vara berättigad, då sannolikheten för sammanlagring mellan last och produktion då är lägre. I större nät kommer dock sannolikheten för sammanlagring mellan lastpunkter öka vilket skulle kunna resultera i att en högre nivå av soletproduktion är möjlig utan att förstärka nätet.

I dagsläget, med en betydligt större mängd mätdata tillgängligt, har även möjligheterna att utföra beräkningar över den faktiska kapaciteten solet i nätet förbättrats. Det finns ett antal studier som utfört, delvis teoretiska, simuleringar kring hur last och produktion från soletanläggningar sammanlagras. I vissa studier används tillgängliga timvärden direkt från hushållsmätare och i andra simuleras mätvärdena genom antaganden kring laster och solinstrålning. Dock innebär tillgängligheten av endast timvärden för aktiv energi från hushållsmätarna att analyserna kommer bli förenklade, då exempelvis snabbare variationer i last och produktion inte kommer att kunna observeras. Utöver detta kommer även bristande mätupplösning på mätvärden, fel i tidssynkronisering för mätvärden, samt avsaknad av reaktiv effekt och fasvärden att påverka noggrannheten i analyserna.

I följande del kommer därför den tillgängliga informationen från elkvalitetsmätningarna att utnyttjas för att kunna utföra noggrannare modellering över hur laster kan sammanlagras och hur en större mängd solet kan integreras i näten. Resultaten jämförs sedan med den mer restriktiva dimensioneringsmetoden som baseras på ett ”*worst-case-scenario*”. Slutmålet är därefter att ta fram verktyg och tumregler, baserade på information från hushållsmätare, som nätägare i framtiden kan använda för att utföra en mer effektiv dimensionering av elnäten.

Metod och simulering

För att analysera möjligheterna att utnyttja ett näts sammanlagring kommer 35-nodsnätet (område 1) att användas i simuleringen. Timvärden över förbrukad aktiv energi från respektive hushåll i nätet kommer därefter att användas som indata i simuleringen. Timvärden är begränsade då de endast ger *medelvärdet* av den aktiva effekten under den aktuella timmen, men i verkligheten varierar självklart effekten något under mättimmen. Teoretiskt sett så skulle därmed den faktiska förbrukningen ha en dubbelt så hög effekt som timvärdet motsvarar första halvtimmen, följd av ingen förbrukning under andra halvtimmen. Även om en sådan karaktäristik är osannolik så krävs det att hänsyn tas till den möjliga variation som kan inträffa under mättimmen.

Sannolikheten att det ovan nämna extremfallet inträffar för flera lastpunkter i ett nät under *samma mättimme* är däremot extremt liten och att en sådan händelse även inträffas samtidigt som soletproduktionen har full effekt är i princip obefintlig för ett större nät.

Beräkningsgång

Timvärden på förbrukad aktiv energi kommer att samlas in från samtliga laster i det anslutna området. Endast mätdata under **dagstimmar** för de mest solintensiva månaderna kommer att användas i simuleringen, då solinstrålningen under dessa tiden kan antas vara som högst. Nodspänningarna kommer att beräknas genom att använda klassisk effektflödesestimering som löses med hjälp av Newton-Raphson-metoden [3].

Följande övriga antaganden kommer att användas:

- Hushållens elförbrukningar varierar fullständigt oberoende av varandra. Detta innebär alltså förändringar i förbrukning hos ett hushåll ej kommer att påverka förbrukningen i ett annat hushåll.
- Den reaktiva effekten antas vara låg och en effektfaktor på 0.95 kommer att användas i samtliga simuleringar.
- Den resistansökning som sker i kablar vid hög last kommer inte att modelleras då detta hade inneburit ytterligare iterationer i den utförda simuleringen som redan är kraftigt CPU-krävande. Istället kommer samtliga nätparametrar att få ett antaget värde 5 % över det nominella för att kompensera den eventuella resistansökningen.

Intervjustudie - Metod

I syfte att kartlägga branschens inställning, problem och erfarenheter kopplat till solceller och elkvalitet genomfördes under perioden juni-december 2018 intervjuer med 14 olika aktörer med koppling till solel och distributionsnätet. Av dessa utgjordes 8 av elnätsägare, medan övriga aktörer inkluderar myndigheter, entreprenörer, branschorganisationer och projektörer. Intervjuerna var halvstrukturerade och utgick från en intervjuguide som för samtliga elnätsägare var densamma, medan frågeställningarna i viss mån anpassades till övriga informanternas roll i energisystemet.

För elnätsägare behandlade frågorna följande områden:

- Elnätets utformning och solelinstallationer
- Processen kring och verktyg för beslut om nya installationer
- Krav gällande komponenter och system
- Elnätspåverkan av solel:
 - Upplevda problem och risker med solel i dagens elnät
 - Nyttor med solel i elnätet
- Syn på framtida solelinstallationer och konsekvenser av denna
- Behov av kunskapsuppbyggnad för att möta framtida utmaningar kring solel och elkvalitet

För andra aktörer togs även följande områden upp då detta ansågs relevant:

- Forskningsläget och framtida forskningsbehov
- Den egna rollen i utformningen av det framtida elnätet
- Lagring av solel

Två av intervjuerna genomfördes som personliga möten mellan forskare och informant medan elva intervjuer genomfördes via telefon. En organisation lämnade svar på frågorna via epost. Alla intervjuer spelades in som underlag för sammanställningen, men inga intervjuer har transkriberats i sin helhet.

Det insamlade materialet har sammanställts utifrån från vissa teman i syfte att beskriva situationen så som den upplevs av de 14 aktörerna som har intervjuats. Andra liknande aktörer kan mycket väl se på nuläget och framtiden på andra sätt än de som lyfts i denna rapport. Allt material, från samtliga informanter, har vägts samman och enskilda informanter sammankopplas inte med specifika uttalanden i sammanställningen nedan. Utvalda delar av materialet har sammanfattats och i viss mån omformulerats.

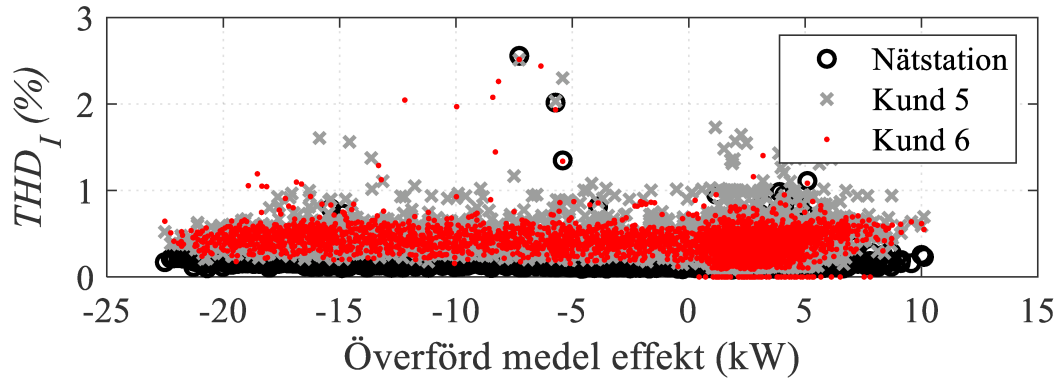
Eftersom intervjustudiens syfte var att undersöka effekter som en utökad solelinstallation har och kommer att ha i det framtida elnätet söktes informanter som redan idag kan ha erfarenhet av utmaningar med solelinstallation. Urvalet av informanter bland elnätsägare gjordes därför främst genom en avvägning mellan två nyckeltal:

- Hög installerad soleffekt per capita (Svensk solenergi, 2019)
- Lång ledningslängd/abonment (Energimyndigheten, 2018)

Insikterna från studien ska ses som ”nedslag” i deltagarnas verksamheter och tankar, snarare än resultat som går att generalisera till branschen i sin helhet. Istället kan man se resultatet som ett sätt att belysa nya frågor och områden som är viktiga att förstå.

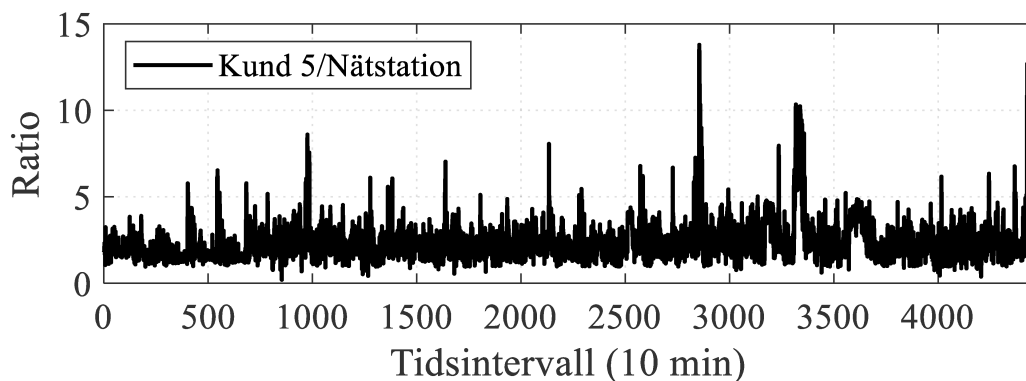
Resultat

Elkvalitet i Herrljunga – THD_I



Figur 3: THD_I hos strömmen vid de olika anläggningarna i det lilla elnätet i Herrljunga. Överförd medeleffekt är sekundvärden som medelvärdes bildats över de 10 minuterna som THD_I har utvärderats över.

Från de harmoniska komponenterna i strömmen i Figur 3 kan det observeras att värdena verkar att hålla sig på relativt låga nivåer, intressant är att utvärdera hur de harmoniska komponenterna propagerar och sammanfaller i nätet. För att undersöka denna sammanlagring och propageringen av THD_I har de olika nätstationens värden analyserats tillsammans med ena anslutningspunkten, här kund nr 5.



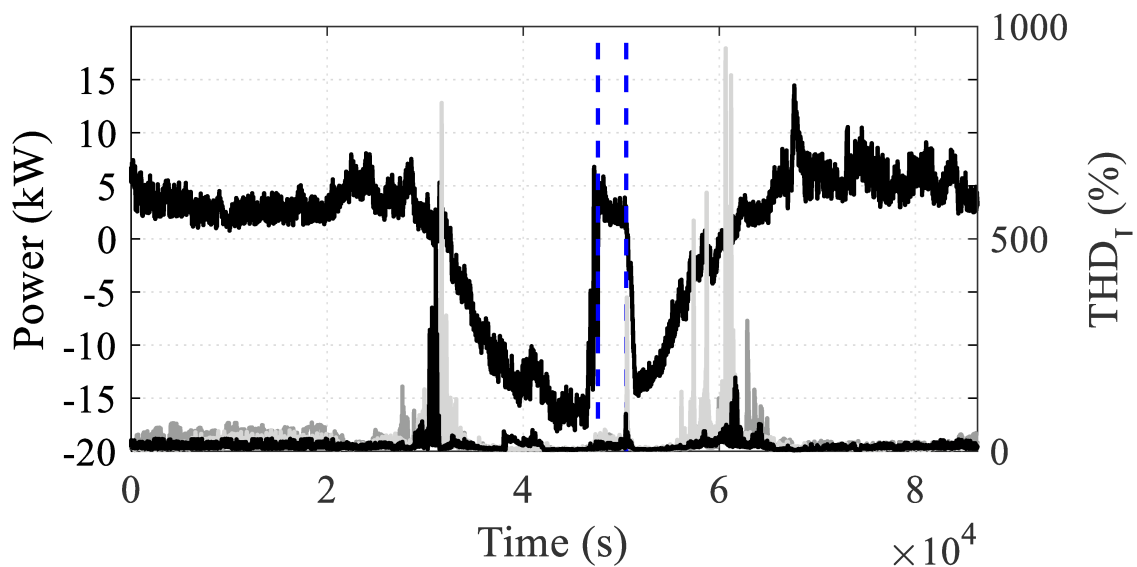
Figur 4: THD_I vid Kund 5 dividerat med THD_I andelen vid nätstationen under Juli, 2018.

Från Figur 4 kan det observeras att de harmoniska komponenterna filtreras genom elnätet upp mot nätstationen. Det finns även möjligheter att dom propagerar mellan de olika soleanläggningarna men inget sådant beteende har kunnat påvisas i mätningarna.

Elkvalitet i Herrljunga – Bortkoppling av anläggningar.

För att undersöka hur harmoniska komponenter som närvarar i nätstationen och dess uppkomst på grund av soleanläggningarna har anläggningarna kopplats bort i ca 2 timmar för att undersöka skillnaden variabeln $THDI$. Dessutom sänktes som tidigare nämnt

samlingsfrekvensen till 1 Hz på variabeln. Detta för att få en mer dynamisk bild fenomenen i nätstationen under in och urkopplingen.

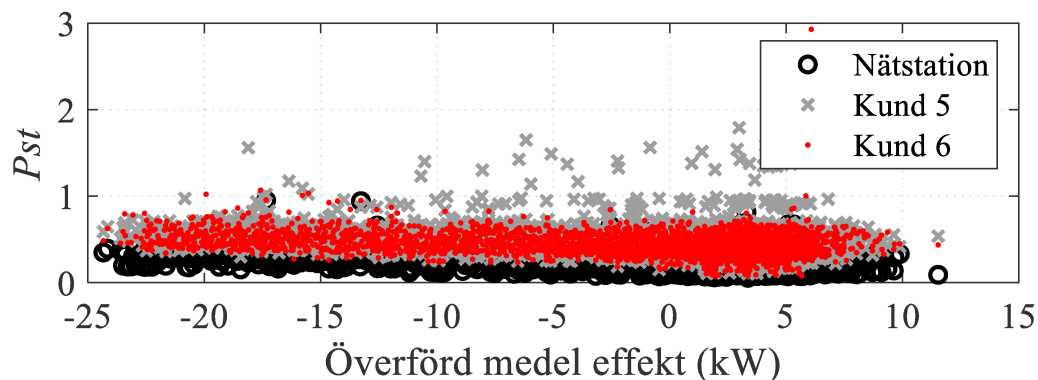


Figur 5: Kortvariga THD_T samplade med 1 s (temporärt, ej enl. mätstandard för THD som används vid samtliga andra fall, på 10 minuppdateringsfrekvens) vid bortkoppling av solelanläggningarna i det mindre elnätet i Herrljunga. Den bortkopplade tiden markeras med streckade (blåa) vertikala streck.

Från Figur 5 syns att mängden THD_T inte påverkas nämnvärt vid bortkopplingen av produktionsanläggningarna. Noterbart är spikarna som sker då strömmen i nätstationen är nästan noll, som enligt definitionen av THD_T beror på att nämnaren då är väldigt liten vilket driver värdet högt. Det är viktigt att påpeka att resultaten inte följer mätstandarderna för elkvalitet utan bör ses mest som en kortare undersökning gällande produktionen av harmoniska komponenter i strömmen som propagerar uppåt i elnätet på grund av solelanläggningar.

Elkvalitet i Herrljunga – Flicker

För att utvärdera huruvida det kortvariga spänningsvariationer hos kunderna påverkades av solelinstallationerna utvärderades detta gentemot den överförda effekten i nätstationen.



Figur 6: Kortvarigt flicker, P_{st} , för de olika anläggningarna utvärderade mot 10 minuters medelvärde av aktiv effekt överförd i nätstationen i juni 2017.

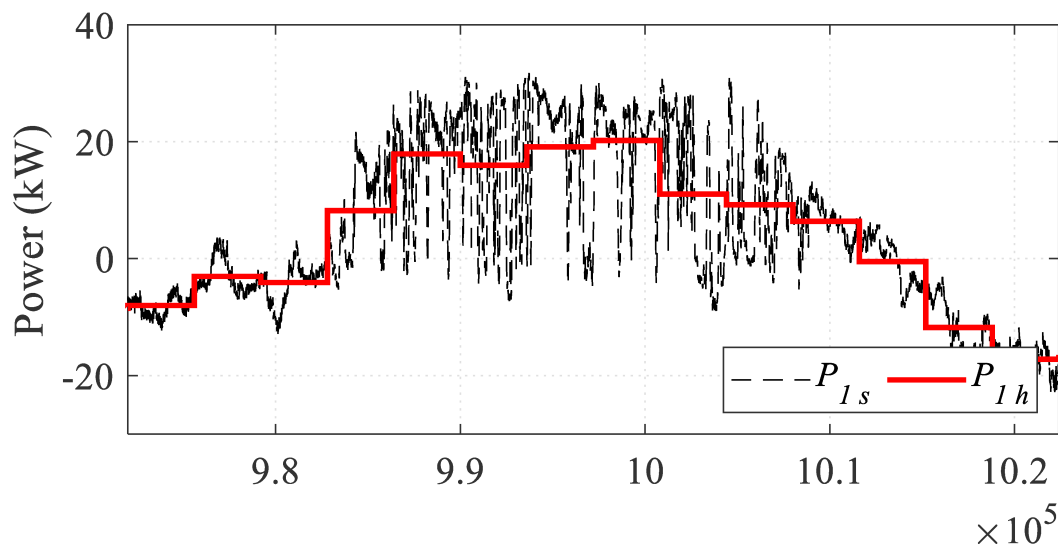
Från Figur 6 kan det kortvariga flickret, eller spänningsvariationen, P_{st} , ses som en funktion av överförd effekt i nätstationen. I Figuren indikerar höga negativa effekter en hög nivå av solelproduktion och det går inte att se någon påtaglig påverkan av mängden solel i elnätet och kortvarigt spänningsflicker. Här är även viktigt att orsaken till vissa flickernivåer inte direkt heller kan härledas till just solelinstallationen. Dessutom är flickernivåerna i nätstationen avsevärt mycket lägre än hos kunderna med solelproduktion, vilket borde resultera i en begränsad påverkan hos underliggande kunder som saknar solelanläggningar. Detta är dock inget som kunnat påvisas i detta projekt då högkvalitativ mätning med elkvalitetinstrument saknas hos kund 3.

Högupplösta mätserier

Nätstation

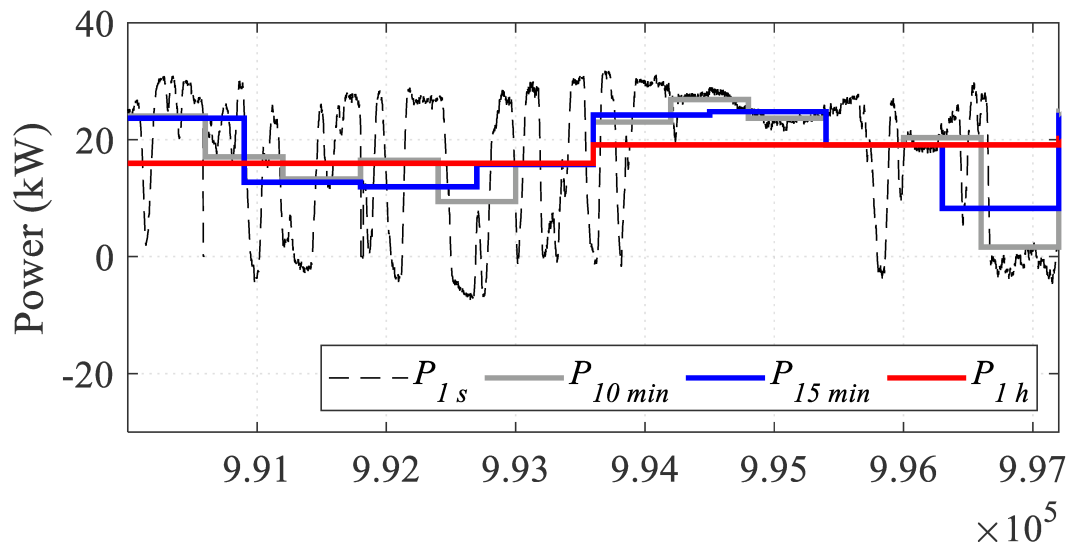
I båda elnätens nätstationer finns högupplöst effektmätning, då effektvariationer i distributionsnät med solelanläggningar kan vara stora är det intressant att observera nyttan med högupplöst mätning i nätstation. Detta genom att jämföra variationerna med som kan fångas med energivärden på timnivå (vanligt förekommande), kvart (föreslagen i kommande energimätarkrav [5]), tio minuter (för spänningskvalitets studier [3]) och sekundmätningen som finns tillgänglig i de undersökta elnäten.

Samtliga data är framtagen för juni sommaren 2018, detta för att få med de stora effektvariationerna som kan framkomma på sommartid.



Figur 7: Effektvariationer hos en av transformatorerna i Göteborgsnätet med sekundupplösning samt med timupplösning från kl 06:00 till kl 20:00 den 12 juni 2018.

Från Figur 7 visas de tydliga variationer som kan ske i en nätstation om man bara undersöker timvärden jämfört med det faktiska aktiva effektflödet under en solig dag. Detta gör att det finns risk att underskatta belastningen hos en nätstation. För att undersöka hur en ökade samplingshastighet hos energivärden så har 1 s data medelvärdesbildats och därmed skapat 10 min/15 min och de tidigare påvisade 1 h mätvärden som då skulle kunna representera en konstant effekt under olika tidsupplösningar.



Figur 8: In-zoomad transformatoreffekten mellan kl 11-13 från Figur 7 med variationer i sekund, 10/15/60 min medelvärden i juni 2018.

Figur 8 påvisar den information som går miste om beroende på vilken tidsupplösning som används. Dess max och min värden har summerats i tabellen nedan.

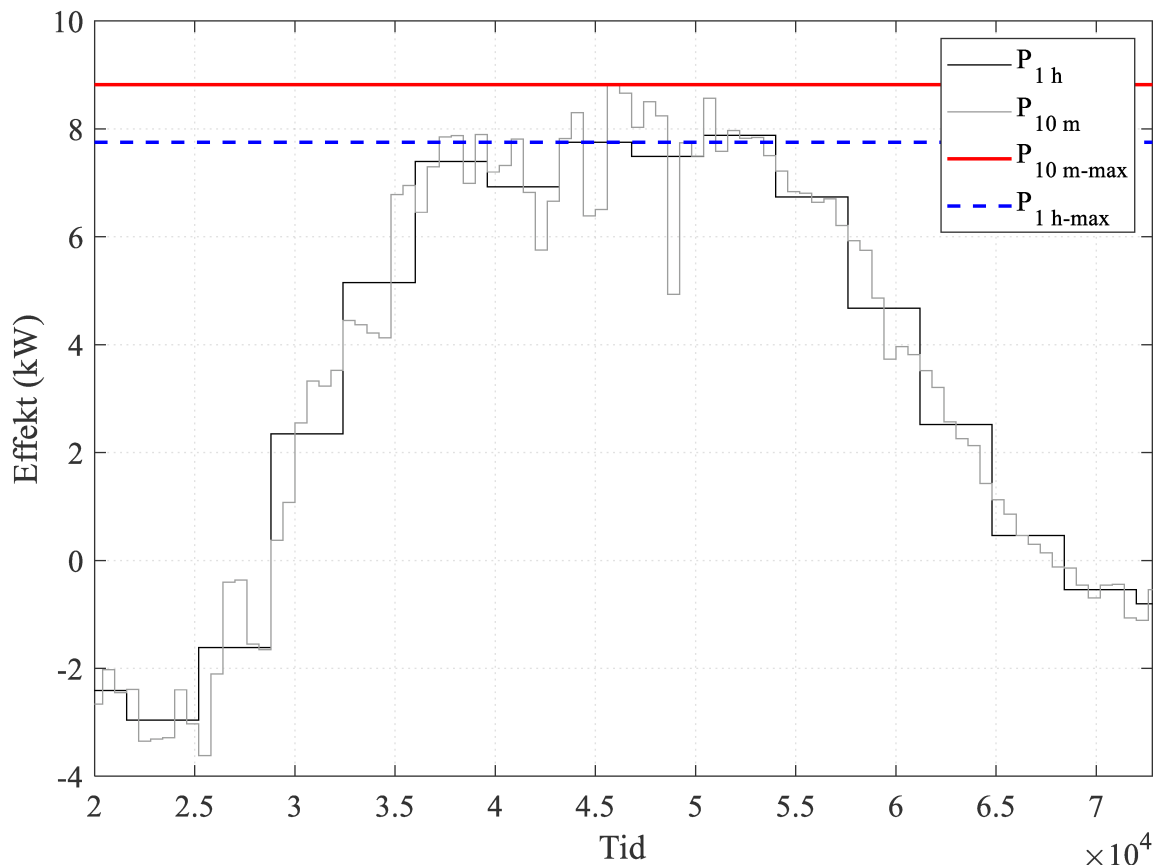
Tabell 1: Variationer i max och minimum värden om medeleffekten ($P_{10\ min} / P_{15\ min} / P_{1h}$) antas vara samma som 10/15 min och 1h värden jämfört med faktisk uppmätt effekt på sekundnivå P_{1s} .

	P_{1s} (kW)	$P_{10\ min}$ (kW)	$P_{15\ min}$ (kW)	P_{1h} (kW)
<i>Min</i>	-6,9	1,6	8,2	15,8
<i>Max</i>	31,8	26,9	24,8	19,1

Från Tabell 1 kan man se att $P_{10\ min}$ underskattar maxeffekten med ca 18%. Även 10 min värdena missar de stora variationerna som sker från soleanläggningarna när molnen passerar denna soliga dag.

Kundnivå

För att ha ett grepp på hur mycket variationen som kan ske inom timmen undersöks även högupplöst lastdata. Då tidmätning är vanlig och snart kravställd hos slutkundsmätning kommer sådan data att kunna användas i nätsimuleringsverktyg för att undersöka påverkan på spänningskvaliteten vid anslutning av solel. Men då spänningsvariationerna bör studeras inom 10 minuter är det viktigt att skapa kunskap i hur mycket solen kan variera inom det timvärden som finns från slutkundsmätningen.



Figur 9: Skillnader i en timmas medeleffekt jämfört med samma timmas 10-minuters medeleffekt. En specifik timma maximala avvikelse. För en särskild timma nås en maximal effekt för tiominutersvärden som är markerat med ett horisontellt (rött) streck.

Från Figur 9 ses den konceptuella tanken som senare kommer att utvärdera effektvariationerna hos kunder. För en specifik timma vars max-värde, markerat med en horisontell streckad (blå) linje, undersöks skillnaden mot det max-värde som skulle registrerats för samma timma om tio minuters medelvärde hade studerats. Detta tio-minuters medelvärde är markerat med ett horisontellt (rött) streck i figuren. $P_{10\text{ m-max}} = 8.82\text{kW}$ och $P_{1\text{ h-max}} = 7.75\text{kW}$.

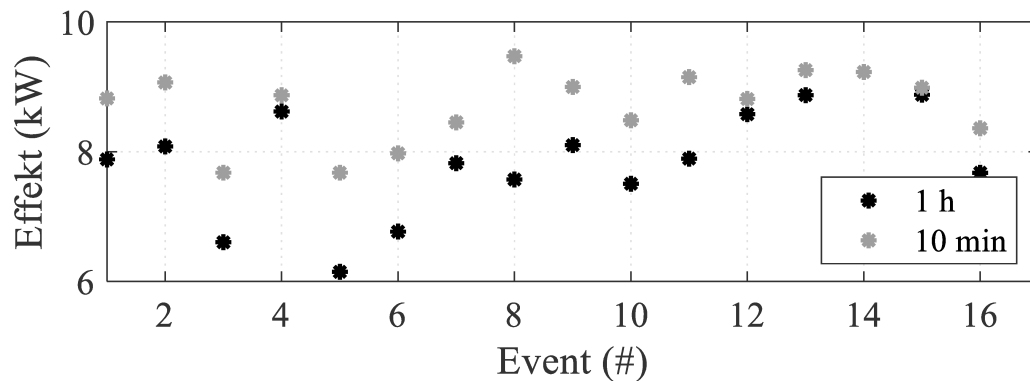
Antagandet om att elnätbolag har timvärden och därmed kan extrahera data från olika typhus med viss installerad soleffekt borde möjliggöra att man med nätstationsmätning av spänning samt kortslutningseffekt kan simulera spänningarna i inkopplingspunkter med timdata, elnätsp parametrar och effektlödesanalys.

Samtliga data är från en månad under juni 2017, och är skapad från 1 s effektdata för att sedan medelvärdes bildas över 10 respektive 60 minuter för att replikera funktionen hos en slutkundsmätare. För varje dag skapas ett event liknande det som presenterats för en dag i

Figur 9. Sedan beroende på antalet soliga dagar lika många event, således kan det maximalt uppstå ett event per dag.

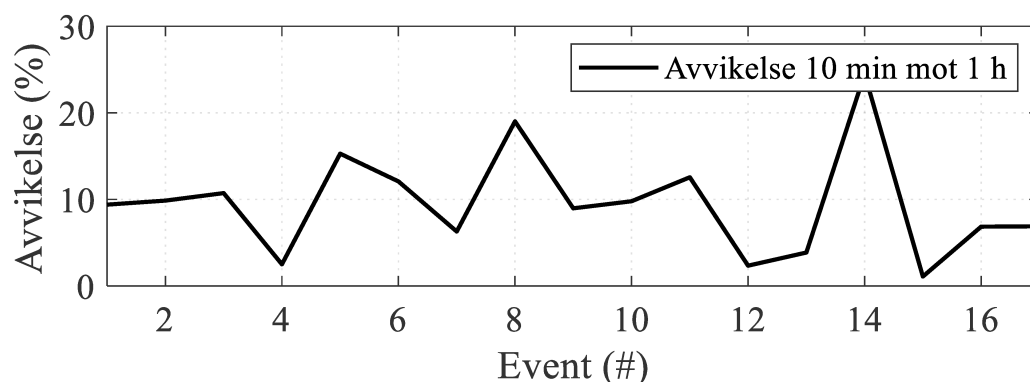
Kund 1 (10 kW lantbruksfastighet)

Om energitoppar under en månadstid utvärderas då de som överstiger 5 kWh och skapar då ett event. För varje event jämförs vilken skillnad registreras för timmätning gentemot 10 min mätning som simulerats fram. Detta ger skillnader som observeras vid de 17 tillfällena som uppkom under en månad i juni 2017.



Figur 10: Medeleffekt under en timma jämfört med vad som skulle loggats med 10 min värden samma timme vid en jordbruksfastighet med 10 kW installerad sol.

Intressant att notera från Figur 10 är event eller tillfälle nummer 8 då en stor variation uppstår mellan 10 minuters värden och 60 minuters värdena. Dessutom att månadens högsta effekt sker under samma tillfälle. Detta påvisar återigen vad som kan missas vid analys av enbart timvärden.

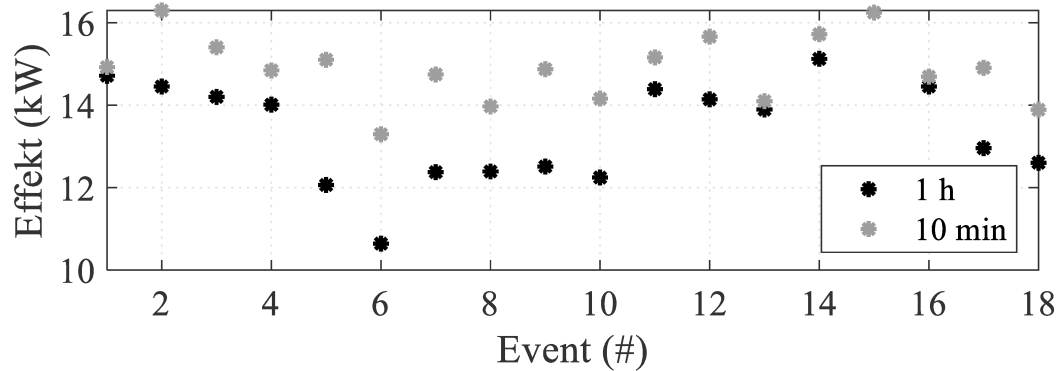


Figur 11: Procentuell avvikelse av installerad effekt vid mindre villainstallation på 10 kW.

Från Figur 11 kan medelavvikelsen mellan de olika variablerna fås till ca 10%, en maximal avvikelse på 25% sker vid event 14. Event 14 uppstår vid en molnig dag med stora effektvariationer vilket leder till låga effektnivåer. Stundtals spricker ett moln igenom som då skapar en stor påtaglig skillnad mellan de två värdena. Detta kan även observerats i slutet dagen vid nätsstationsmätningen i Figur 8.

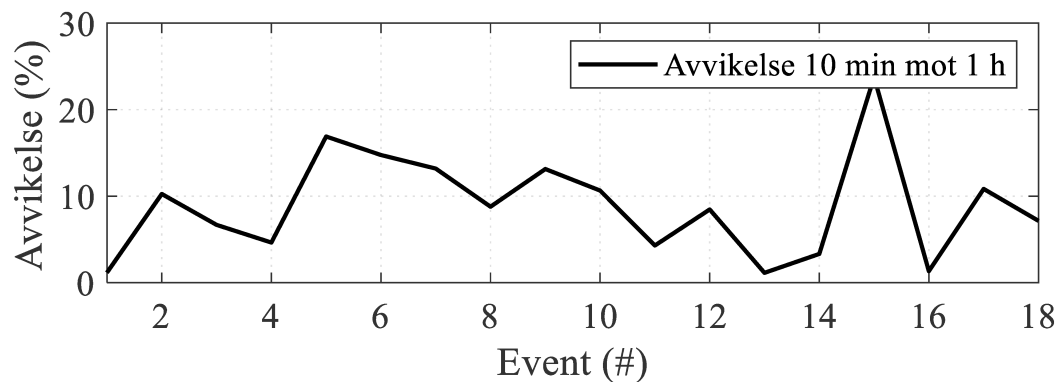
Kund 2 (18kW lantbruksfastighet)

Om energitoppar under en månadstid utvärderas då de som överstiger 10 kWh och sedan jämför vilken skillnad registreras för timmätning gentemot 10 min mätning kan skillnader ses i de 18 tillfällen/event som registreras. Det är primärt molniga dagar som påvisar stora skillnader, men även helt soliga dagar kan i vissa fall toppar missas i timvärden som snarare dyker upp i 10 min värden.



Figur 12: Medeleffekt under en timma jämfört med vad som skulle loggats med 10 min värden samma timme vid en jordbruksfastighet med 18 kW installerad sol.

Här syns sammalagringen mellan solen och last tydligt, så är variationerna mellan de två värdena relativt stora vid vissa tillfällen.

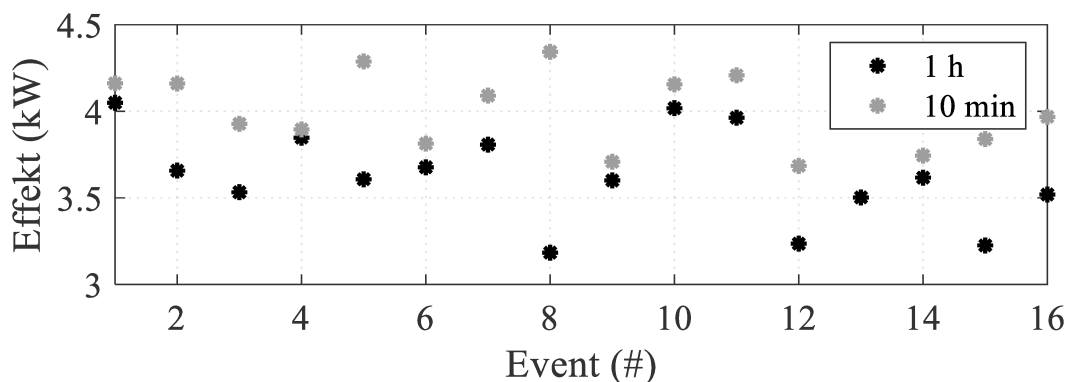


Figur 13: Procentuell avvikelse av installerad effekt vid mindre villainstallation på 18 kW.

Från Figur 13 kan det observeras en relativt stor skillnad, vilket är rimligt då effektvariationerna kan vara stora för 18 kW soleanläggning mellan 60 minuter och 10 minuters medelvärden. Vid event #15 sker en stor avvikelse, men max effekten ligger trots allt under installerad kapacitet hos från soleanläggningen. Problematiskt vid sådana diskussioner är att det är oklart för många nätbolag vilken den installerade effekten som rapporterats av installatören är; Är det från solcellernas installerade kapacitet eller är det från den kraftelektroniska omvandlaren och dess märkeffekt. Ett medelvärde på ca 9% avvikelse baserat på den totala installerade effekten hos anläggningen.

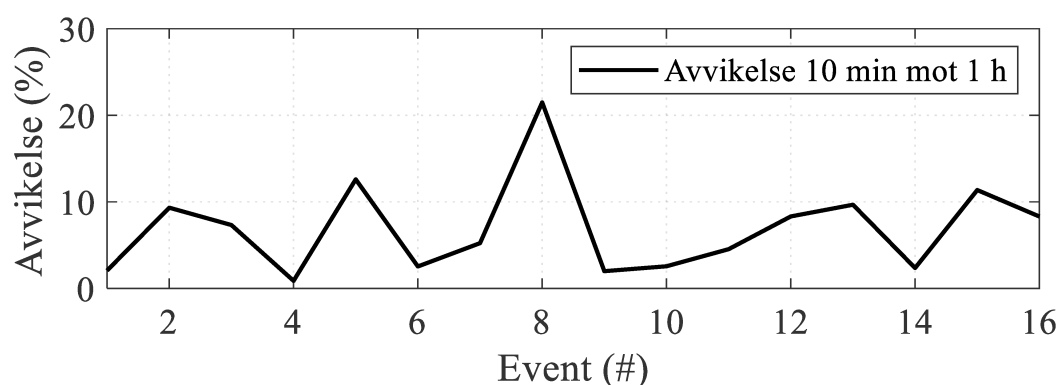
Kund 3 (5.4 kW nyproducerad villa)

Om energitoppar under en månadstid utvärderas då de som överstiger 3 kWh och sedan jämför vilken skillnad registreras för timmätning gentemot 10 min mätning kan stora skillnader ses.



Figur 14: Medeleffekt under en timma jämfört med vad som skulle loggats med 10 min värden samma timme vid en villa med 5.4 kW installerad solet.

Vad som kan ses från kurvan är att trots att soletanläggningen är på 5.4 kW nås inte dessa värden p.g.a sammanlagringen med de elektriska lasterna. Däremot syns en skillnad på vilket toppvärde som registreras med 10 min värden gentemot 60 min värden. Detta kan göra att vid effektlödesanalyser för att uppskatta spänningar hos kunder, kan dessa spänningsnivåer underskattas om antaganden baseras på timvärden. Intressant är att undersöka hur dessa avvikelserna förhåller sig till den installerade effekten.



Figur 15: Procentuell avvikelse av installerad effekt vid mindre villainstallation på 5.4 kW.

I Figur 15 ovan kan den procentuella avvikelserna mellan registrerat timvärde och maximalt 10 min energivärde observeras. Det kan noteras att ytterst sällan sker variationer över 10% men vid event #8 sker ett sådant tillfälle. Detta tillfälle verkar vara en relativt molnig dag och flera moln passerar över anläggningen som skapar stora variationer i energin från kopplingspunkten. Medelavvikelsen är 7% för den utvärderade månaden.

Framtidens elmätare

Nuvarande mätarinfrastruktur innefattar i bästa fall timmätning av energi, med timavräkning. Beroende på den mätkvalitet (största tillåtna fel = $\pm 5\%$ för direktmätning (SWEDAC, 2009), mätupplösning på energivärden, täckningen av mätdata samt tidssynkroniseringen hos mätaren) av data kan olika analyser göras redan nu. Men detta baseras på antaganden om spänning i nätstation för att sedan med effektflödes analys beräkna spänningen hos kund.

De nya mätarna kommer enl. (Energimarknadsinspektionen, 2015) ha funktionskrav som relaterat till elkvalitet (6 av totalt 11 funktionskrav):

1. Standardiserat gränssnitt som levererar nära realtidsvärden på förbrukning och i förekommande fall produktion.
2. Kunden ska kunna få tillgång till sina mätdata för de senaste 35 dagarna utan att kontakta nätföretaget (inkl. spänningsvariationer)
3. Mätsystemet ska för varje fas registrera spänning, ström, energi samt aktiv och reaktiv effekt i båda riktningarna.
4. Nätägaren kan fjärravläsa både schemalagt och genom enskilda avfrågningar. Alla registrerade data ska kunna fjärravläsas.
5. Mätsystemet ska registrera mätvärden med en registreringsfrekvens på högst 60 minuter och kunna ställas om till en registreringsfrekvens på högst 15 minuter.
6. Mätsystemet ska kunna justera effektuttaget i delar av elnätet på kundanläggningsnivå. Mätsystemet ska kunna justera effektuttaget genom att fjärrledes bryta och slå på enskilda, eller flera, kundanläggningar vid situationer av höga effektuttag i elnätet.

Delar av dessa krav med bland annat kvartsupplösning på spänning (om det är medelvärden) skulle då ge en spänningsuppskattning som nästan matchar mot elkvalitetskravet gällande spänning under 10 min hos kund och att denna skall vara inom $\pm 10\%$.

Med dessa krav kommer även nätstationsmätning kunna utföras med hjälp av energimätare och då ge spänningsvärden i nätstation vilket kommer att kunna underlätta framtida effektflödes analyser.

Viktigt är dock att tidssynkroniseringen är god, utan detta kan inga analyser göras då kvarts värden riskerar att i värsta fall tillhöra fel kvart. Varpå stora felberäkningar kan uppstå.

Nytta med nätstationsmätning

Här kommer vi att sammanfatta nyttan av nätstationsmätning dels för projektet dels för andra tjänster för DSO:er, resultaten är sammanfattade från (Hagmar & Lindskog, 2017).

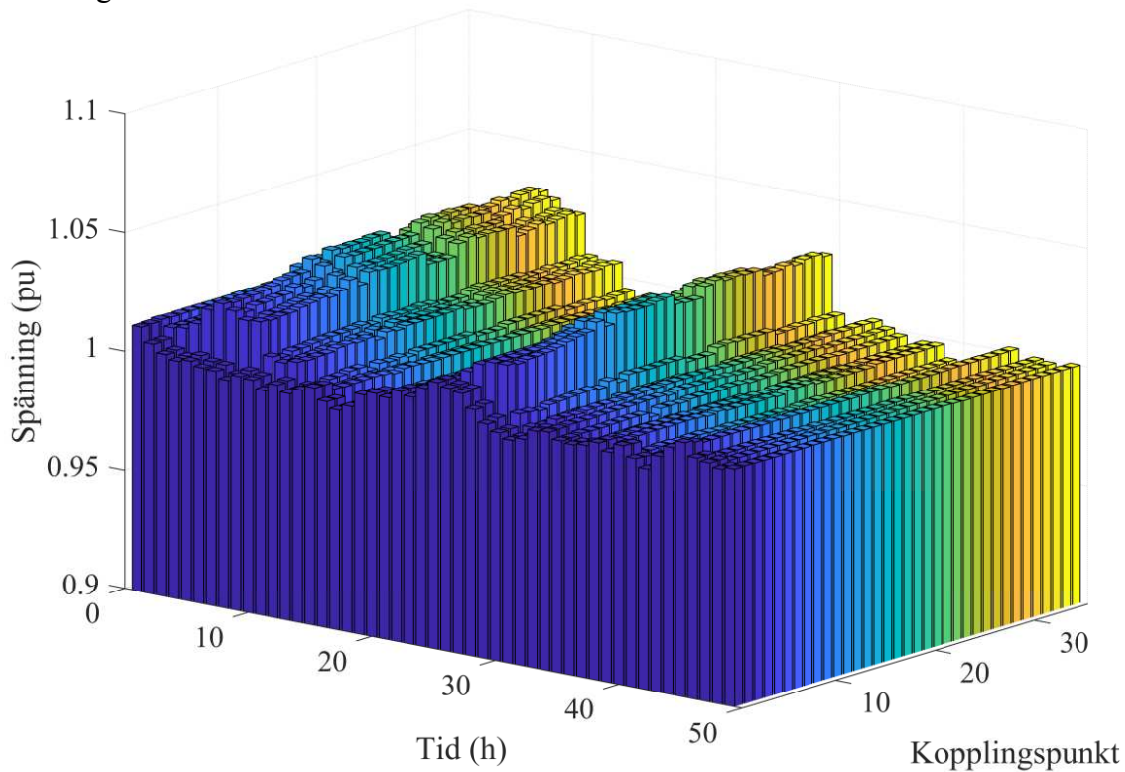
1. Förbättrade möjligheter till dimensionering och planering, primärt gällande eventuella omkopplingar och kunskap om överdimensioneringar.
2. Utökade möjligheter till analys av nätförluster.
3. Bättre uppfattning kring förändringar av effektbehov och vid behov av reservkraft.
4. Förbättrade kundrelationer och bättre underlag vid konflikt med kunder. Detta då elkvalitetsinstrument används för att detektera strömspikar och andra elkvalitetsproblem.

Sekundärt har det även visat sig att detektering av icke-tekniska förluster såsom otillåten strömavledning kan detekteras och lokaliseras mha. bland annat nätstationsmätning (Persson, Sandels, & Nilsson, 2018).

Elnätssimuleringar

Simulering 1.

Med hjälp av nätstationsmätningen kan spänningsvariationerna beräknas i elnätet under antagandet att lasterna är symmetriska. En Thevenin ekvivalent model av ovanliggande nät har även skapats för att tillåta effektlöden att påverka spänningen i anslutningspunkten. Detta är viktigt i modeller som studerar ökade effektlöden.



Figur 16: 50 timmar av spänningsförändringar under Juli månad 2017 i elnätet i Göteborg, runt den största maximala spänningsvariationen under månaden vid timma 25 i figuren.

I Figur 16 har tiden med den högsta elnätsspänningen visats samt de ett dygn före samt ett dygn efter. Den simulerade spänningen når 1,049 pu vid kopplingspunkt 23. I övrigt finns det gott om utrymme i nätet i Göteborg, därför kommer de flesta studierna av ökning av solelproduktion demonstreras i det mindre landsbyggsnätet. Detta då det även finns förfrågningar om att öka andelen solel. Många av slutsatserna kan däremot överföras till Göteborgsnätet.

Simulering 2.

Följande studier har använt mätdata av last och produktion i Herrljunga Elektriskas nät samt uppmätt spänning vid transformatorstationen, se Figur 2.

Mätdata av last och produktion har varit tillgängliga för perioden 2016.10.14 – 2017.09.19, vilket är nära ett helt år. Därför anser vi att resultaten från denna studie kan ses som representativa för last och produktions scenarier under ett helt år.

Spänningsmätningar har använts från perioden 2017.06.01 – 2017.07.01. Vi har därför valt att repetera denna mätserie för att studera hela perioden av last och produktion. Begränsningar i resultatens validitet kan därför antas för tex säsongsvariationer i spänningsnivån vid transformatorn. Som del av denna simulering har ett antal fallstudier genomförts, uppdelade i 3 delstudier vilka presenteras i följande delkapitel.

Tabell 2. Översikt av studier och fall i simulering 2

	Studie 1	Studie 2	Studie 3
Fall	A	A.1 ... A.5	
	B	B.1 ... B.5	B.4, B.5
	C		
	D		

Studie 1: Maximal PV installation beräknad baserat på U_{max} i någon av noderna $\leq 1.1 pu$

Målet för denna studie är att identifiera hur mycket befintliga PV installationer (om totalt 25kW) kan utökas innan man når begränsningar i nätet, med avseende på maximala spänningar i nätet.

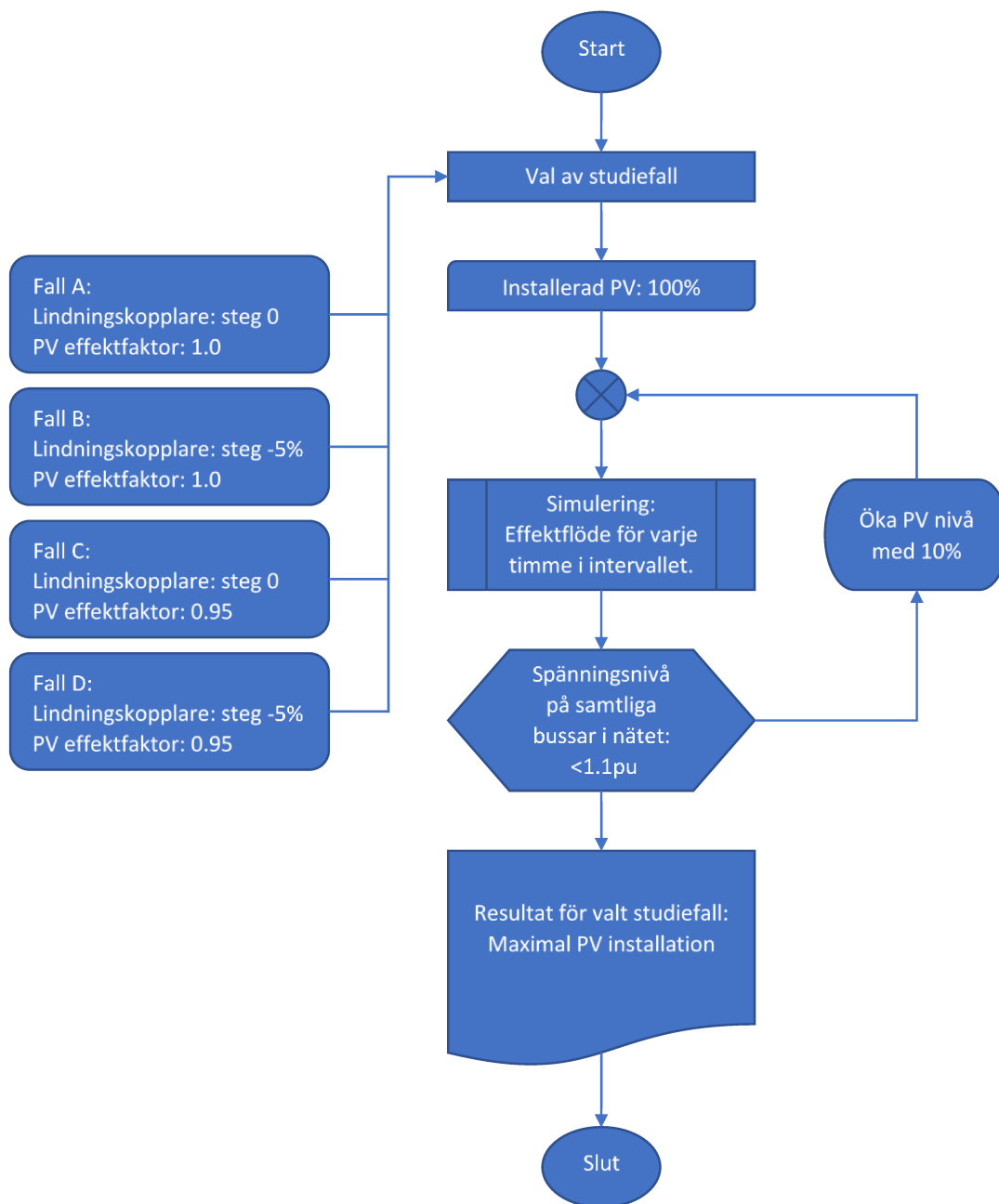
PV produktion i nätet medför ökade spänningsnivåer längre ut i nätet, i motsats till belastning vilken medför minskade spänningsnivåer ju längre ut i nätet man kommer.

Detta innebär att begränsningar i PV installationer identifierade i denna studie alltid är begränsade av maximal spänningsnivå på nod 6 (se Figur 2).

I denna studie har fyra olika fall studeras:

- Inga förändringar förutom ökad PV nivå
- Lindningskopplare i transformatorstation stegad för att ge en omsättning där sekundärspänning minskas till 0,95 pu vid 1,0 pu primärspänning
- PV installationer har sats att minska spänningen lokalt genom konsumtion av reaktiv effekt, men en konstant effektfaktor på 0,95
- Både B & C tillsammans

Från dessa fall har identifierats maximal PV ökning (där 100% motsvarar dagens installation på totalt 25kW) samt de maximala förlusterna i nätet.



Figur 17: Beräkningsgång för studie 1.

Summering av resultat och slutsats Studie 1:

Tabell 3. Sammanställning av studieresultat från Studie 1

Studie 1	Maximal PV installation [% av dagsläget]	Maximala förluster i nätet [% av effekt genom transformator] (100%PV → 5%)
Fall A: utan ändringar	140%	7%
Fall B: ändrad lindningskopplare (från 1,0 till 0,95)	240%	12%
Fall C: PV drar reaktiv effekt, PF=0,95	160%	10%
Fall D: Fall B+C	280%	18%

Sammanfattning av resultat är presenterade i Tabell 3, varifrån följande slutsatser dras:

- Att dra reaktiv effekt från PV (fall C) bidrar tämligen lite till att dra ner spänningar i nätet. Anledning till detta är det låga värdet av induktans i jämförelse till resistansen.
- Ändring av lindningskopplarläge (fall B) medför en väsentlig möjlighet till ökad PV integrering. Då lindningskopplaren är manuell, ses detta som en säsongslösning med lindningskopplaren nedstegad under sommarhalvåret.

Studie 2: överdimensionering av PV med nedreglering som lösning

Målet för denna studie är att identifiera hur mycket nedreglering som skulle behövas ifall PV installationer utökas utöver de nivåer som identifierats i Studie 1.

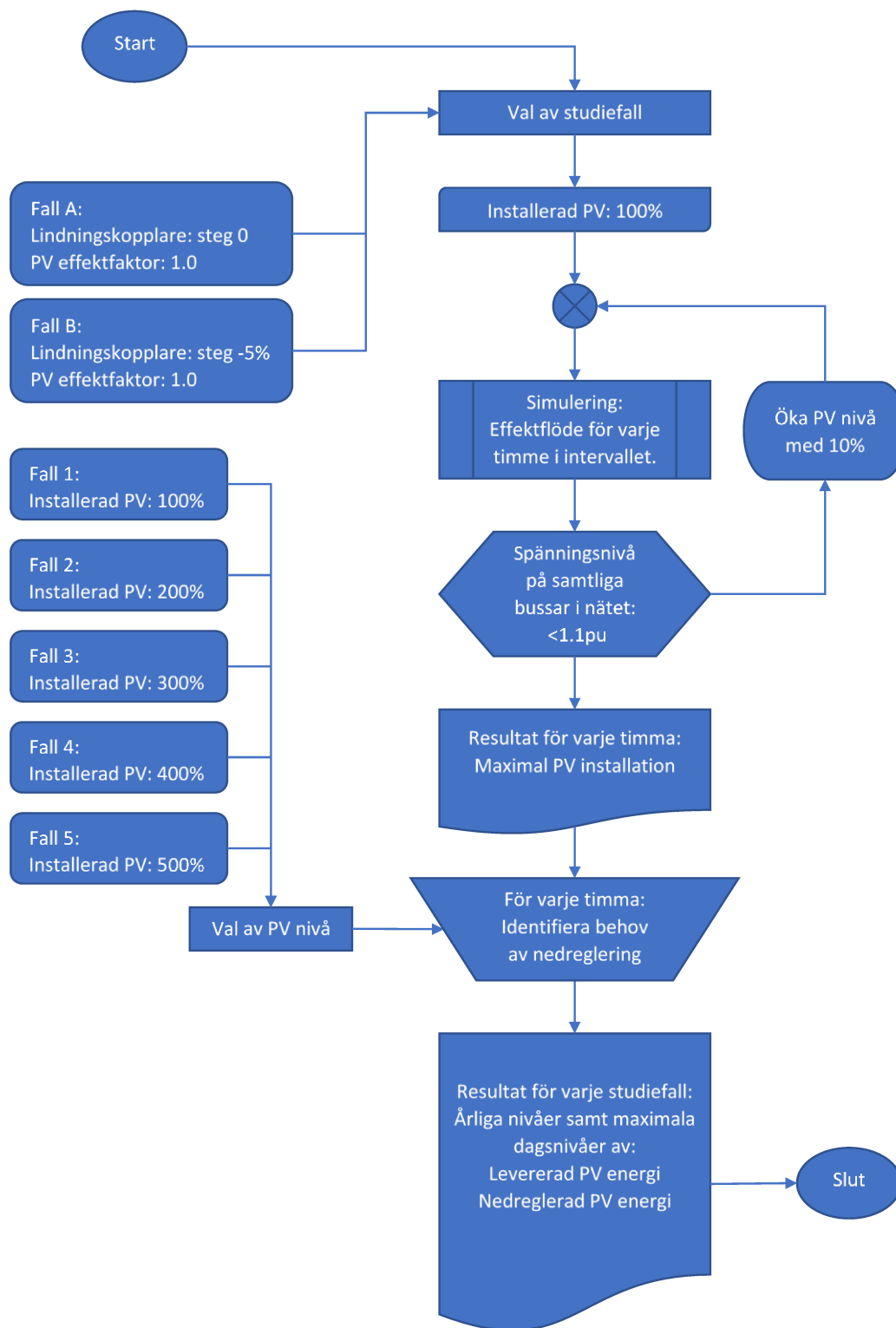
I denna studie har två fall studeras:

- A. Inga förändringar förutom ökad PV nivå
- B. Lindningskopplare i transformatorstation stegad för att ge en omsättning där sekundärspänning minskas till 0,95 pu vid 1,0 pu primärspänning

För varje fall har fem olika nivåer av PV installationer studerats: 100% (dagens läge) 200%, ..., 500%.

Från varje studerat fall och PV nivå, har identifierats:

- årlig levererad energi (i MWh)
- årlig nedreglerad energi (i MWh)
- dag med maximal produktion där för varje timma illustreras (levererad energi, nedreglerad energi, samt tillgänglig energi, alla i kWh/h)



Figur 18: Beräkningsgång för Studie 2.

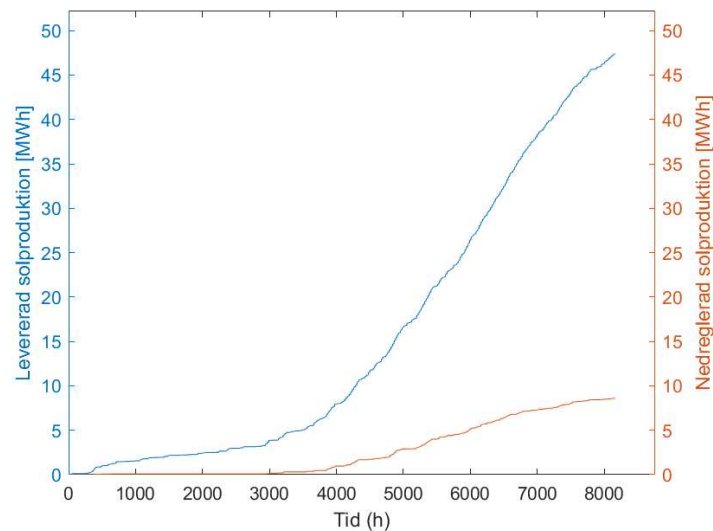
Summering av resultat och slutsats Studie 2:

Figur 19-Figur 22 illustrerar den årliga solproduktionen samt behovet för nedreglering för fyra utvalda studiefall. Från dessa figurer kan ses hur behovet av nedreglering skiljer sig väsentligt emellan de studerade fallen.

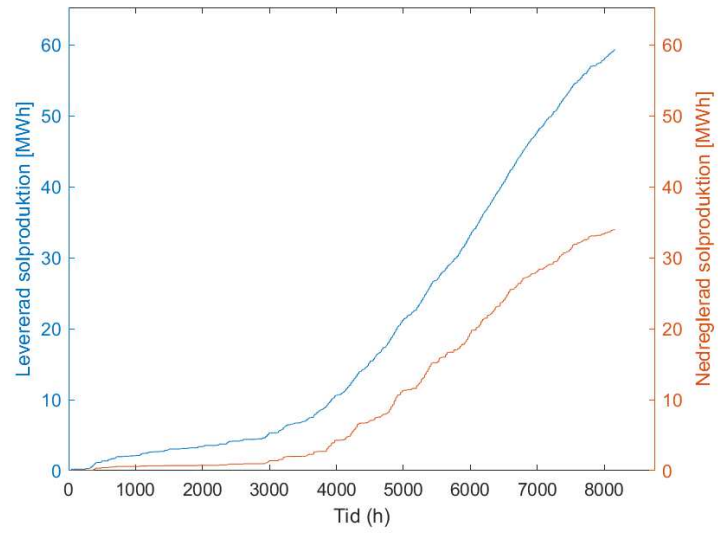
För samma studiefall visas i Figur 23-Figur 26 dagsbehovet av nedreglering för dygnet med högst solproduktion. Dessa figurer illustrerar behovet av nedregleringen under dagen, där behov för nedreglering startar vid den timma där maximal produktionsnivå uppnås.

I Tabell 4 finns resultaten uppsummerade för alla studerade fall. Följande slutsatser kan dras från Studie 2:

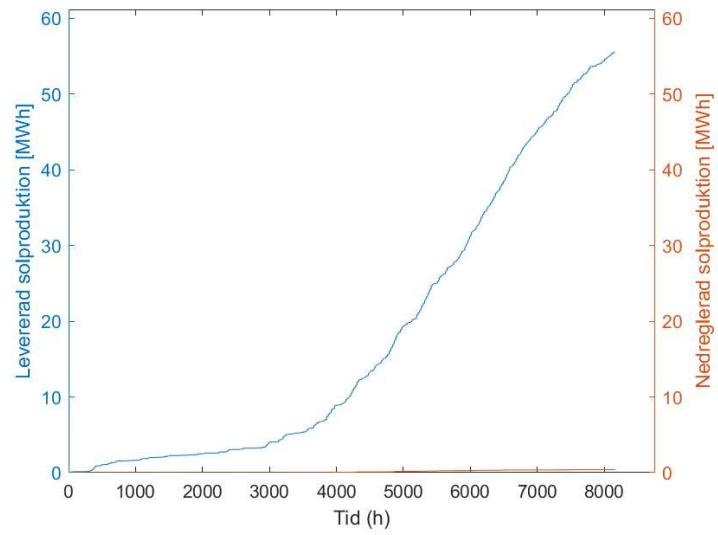
- För Fall A (utan ändringar i nätet) skulle:
 - en fördubbling av dagens PV installation kunna genomföras med en nedreglering av knappt 3% av total årlig solenergi
 - en tredubbling av dagens PV installation medföra ett behov av nedreglering av drygt 15% av den totala årliga solenergin
- I Fall B (med ändring av lindningskopplarläget), kan man installera:
 - 3ggr dagens PV med enbart försumbart behov av nedreglering.
 - 4ggr dagens PV med en nedreglering av ca 6% av total årlig solenergi
 - 5ggr dagens PV med ett behov av nedreglering av nästan 15% av den totala årliga solenergin.



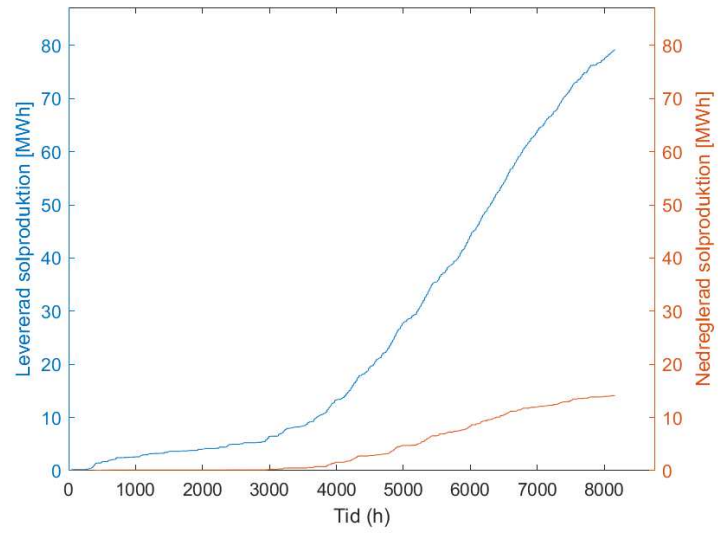
Figur 19: Ackumulerad produktion och nedreglering på årsbasis för Fall A.3



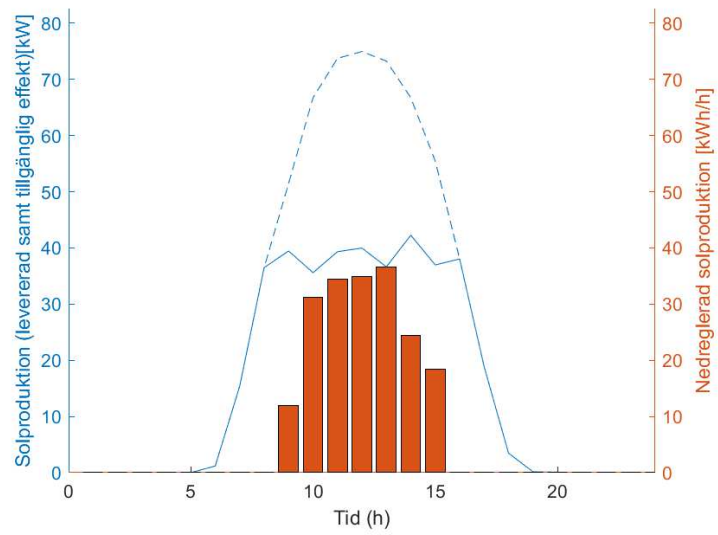
Figur 20: Ackumulerad produktion och nedreglering på årsbasis för Fall A.5



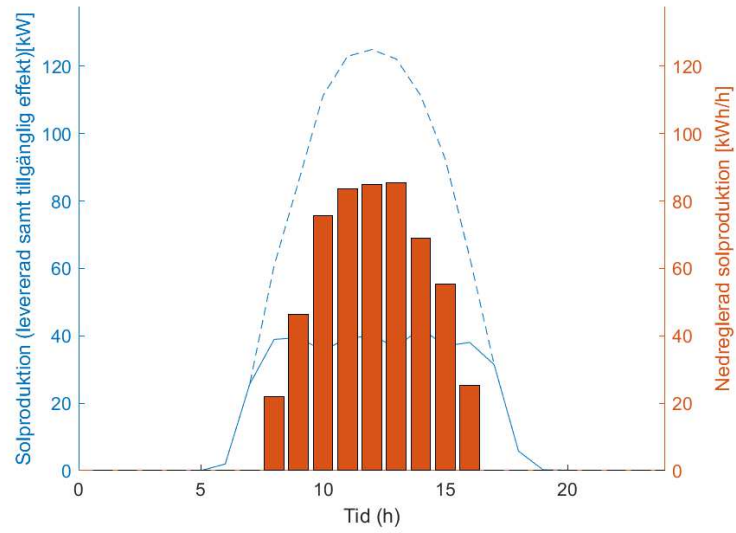
Figur 21: Ackumulerad produktion och nedreglering på årsbasis för Fall B.3



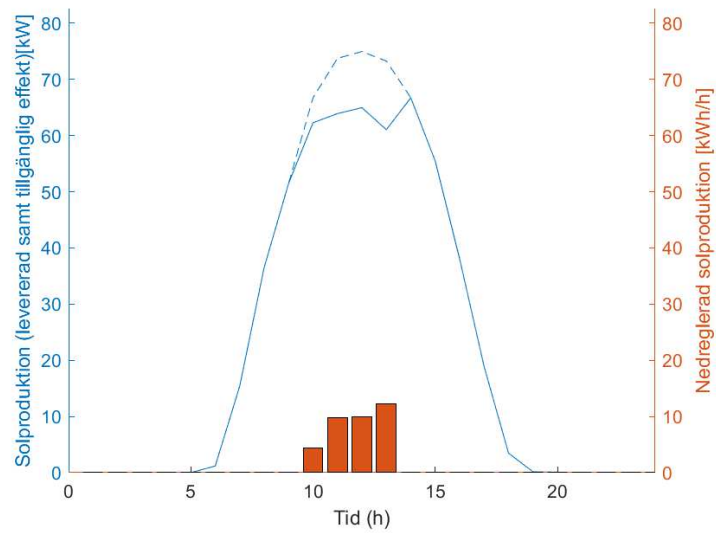
Figur 22: Ackumulerad produktion och nedreglering på årsbasis för Fall B.5



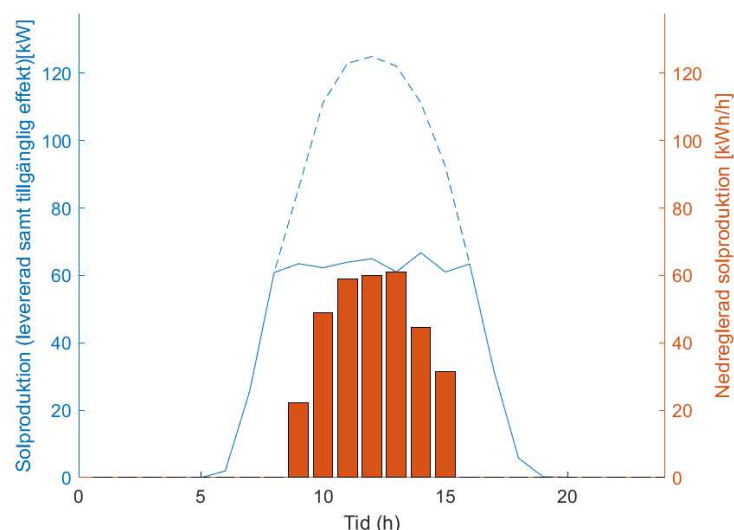
Figur 23: Dagsbehovet av nedreglering för dygnet med högst PV produktion, för Fall A.3
 Levererad energi (heldragen linje), nedreglerad energi (staplar), samt tillgänglig energi (streckad linje).



Figur 24: Dagsbehovet av nedreglering för dygnet med högst PV produktion, för Fall A.5
 Levererad energi (heldragen linje), nedreglerad energi (staplar), samt tillgänglig energi (streckad linje).



Figur 25: Dagsbehovet av nedreglering för dygnet med högst PV produktion, för Fall B.3
 Levererad energi (heldragen linje), nedreglerad energi (staplar), samt tillgänglig energi (streckad linje).



Figur 26: Dagsbehovet av nedreglering för dygnet med högst PV produktion, för Fall B.5
Levererad energi (heldragen linje), nedreglerad energi (staplar), samt tillgänglig energi (streckad linje).

Tabell 4. Sammanställning av resultat från Studie 2

Studie 2:	Årlig levererad energi [MWh]	Årlig energi nedreglering [MWh] / [% av tillgänglig energi]	Dag med max produktion: levererad energi [kWh]	Dag med max produktion: nedreglerad energi [kWh]
Fall A.1-5: utan ändringar. PV ökas från 100% till 500%				
A.1 (PV 100%)	20	0	192	0
A.2 (PV 200%)	39	1 (3%)	341	43
A.3 (PV 300%)	51	9 (15%)	384	192
A.4 (PV 400%)	58	20 (25%)	399	369
A.5 (PV 500%)	64	34 (35%)	412	548
Fall B.1-5: ändrat lindningskopplarläge. PV ökas från 100% till 500%				
B.1 (PV 100%)	20	0	192	0
B.2 (PV 200%)	40	0	384	0
B.3 (PV 300%)	60	0	540	36
B.4 (PV 400%)	75	5 (6%)	595	173
B.5 (PV 500%)	85	14 (14%)	633	327

Simulering 3 Överdimensionering av PV med batterilager som lösning

Målet för denna studie är att identifiera värdet av att installera energilager (batterier) som motverkar behovet av nedreglering på daglig basis som identifierats i Studie 2.

I denna studie har ett fall studerats:

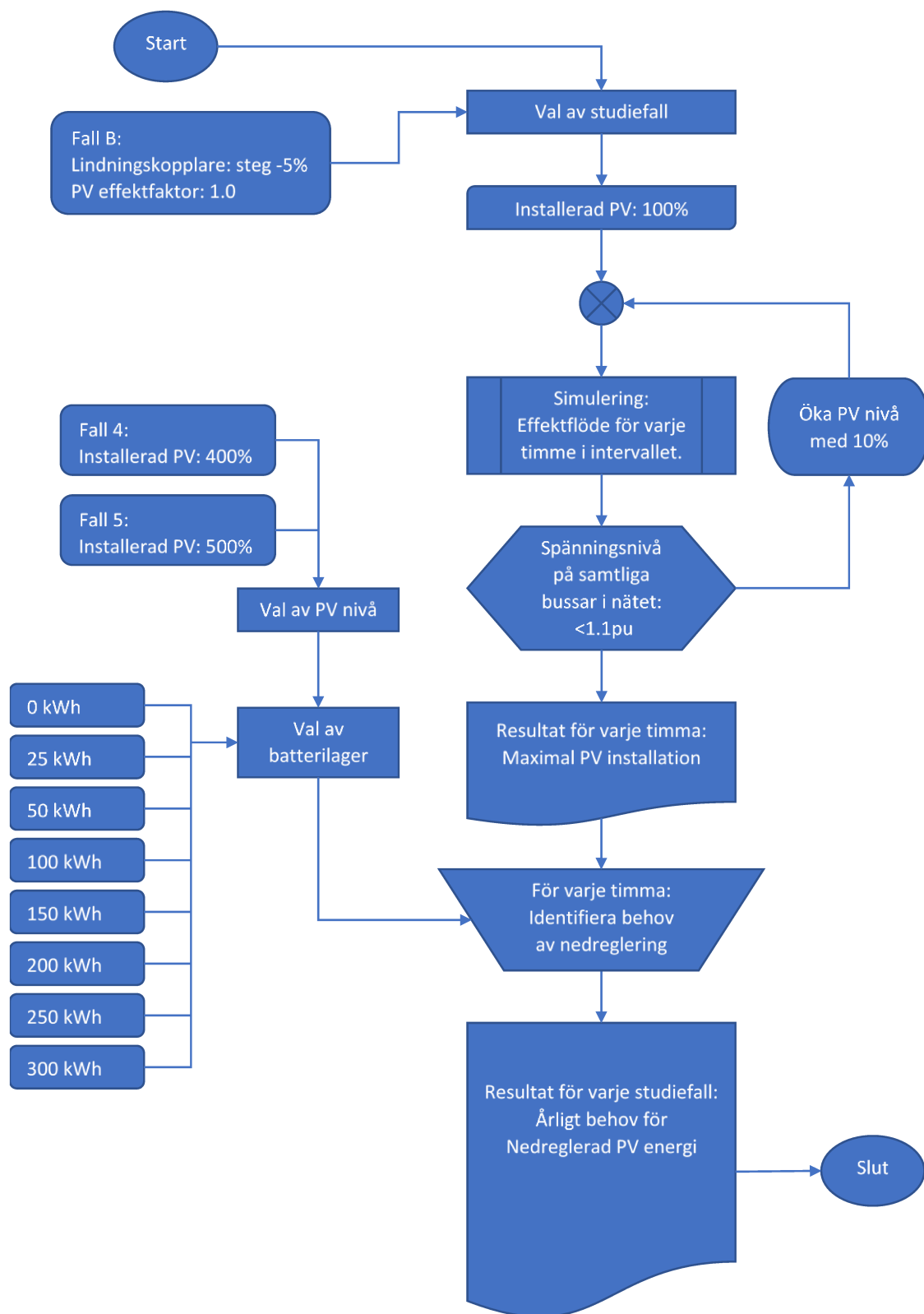
B. Lindningskopplare i transformatorstation stegad för att ge en omsättning där sekundärspänning minskas till 0,95 pu vid 1,0 pu primärspänning

För detta fall har två olika nivåer av PV installationer studerats: 400% och 500%.

För varje nivå av PV installation studeras:

- Behov av nedreglering på dagsbasis utan användandet av energilager (i kWh)
- Värdet av energilager av storlek 25, 50, 100, 150 och 300kWh som mängden årlig nedreglerad energi (i MWh)

Notera att energilagret används gemensamt för båda PV installationerna.



Figur 27: Beräkningsgång för Studie 3.

Summering av resultat och slutsats Studie 3:

Resultat från Studie 3 är sammanställda i Tabell 5.

Slutsatser från Studie 3:

- Energilagrar som behöver installeras är av väsentlig storlek, och är troligen inte försvarbara ur ett ekonomiskt perspektiv ifall inga andra användningsområden för energilagren planeras.
- För en PV installation på 400% (dvs total 100 kW) skulle ett batteri om 100 kWh medföra ett årligt bidrag på ca 4 MWh solelproduktion (från totalt 69 MWh per år)
- För en PV installation på 500% (dvs total 125 kW) skulle ett batteri om 200 kWh medföra ett årligt bidrag på ca 10 MWh solelproduktion (från totalt 79 MWh per år)

Tabell 5. Sammanställning av resultat från Studie 3.

Studie 3:	Behov av årlig nedreglering [MWh] med batterilager 0 – 300 kWh							
	0 kWh	25 kWh	50 kWh	100 kWh	150 kWh	200 kWh	250 kWh	300 kWh
Fall B.4 (PV 400%)	5,2	4,8	4	1,3	0	0	0	0
Fall B.5 (PV 500%)	14	13,5	13	11	9	4	2	0

Metoder för att öka maximal anslutning av solel

Intervjustudier

I följande avsnitt presenteras en sammanställning av en intervjustudie kring branschens inställning, erfarenheter och upplevda problem kring solel och elkvalitet i elnätet. Sammanställningen avser att presentera en översiktlig bild av nuläge liksom framtida utmaningar och möjligheter, så som det upplevs av informanterna. Den avser också identifiera ytterligare frågeställningar kopplade till solelens konsekvenser för elkvaliteten i elnätet som enligt de intervjuade personerna behöver utforskas ytterligare. De företag, organisationer och myndigheter som har bidragit med erfarenheter, kunskap och information till denna intervjustudie inkluderar:

- Bergs Tingslags Elektriska AB (BTEA)
- Göteborg Energi Nät AB (GENAB)
- Gotlands Elnät AB (GEAB)
- Herrljunga Elektriska AB
- Mälarenergi Elnät AB
- Sala-Heby Energi Elnät AB
- Tekniska verken i Linköping Nät AB
- Varbergortens Elkraft
- Energimyndigheten
- Lokalkraft Sverige
- Rejlers
- Solkompaniet
- Svensk Solenergi
- Svenska Kraftnät ¹

För elnätsbolagen har intervjuer i princip uteslutande genomförts med bolagets elnätschef/elnätsansvarig och/eller med den person som är ansvarig för solel och mikroproduktion.

Resultat: Nuläge för solel i elnätet

I detta avsnitt beskrivs nuläget vad gäller solelinstallationer och eventuella effekter på elkvalitet, så som det upplevs av informanterna. I tabellerna jämförs svaren mellan de olika elnätsbolagen. I Tabell 6 presenteras solelinstallationer och elnätet i de olika bolagen, medan Tabell 7 presenterar de krav som de olika bolagen ställer på nya anläggningar.

Merparten av informanterna säger sig se en trend mot allt större solel-anläggningar. En av dem, med koppling till solel snarare än elnät, anar till och med en trend mot solcellsparker, där en viktig aspekt för uppföraren är marknadsföring. En utmaning för elnätet med ett växande antal av denna typ av anläggning kan komma att bli att de vanligen placeras utan intilliggande laster.

¹ Svenska kraftnät kunde inte ställa upp på en intervju, men har lämnat svar på projektets frågor via epost.

Tabell 6. Nuläge vad gäller solelinstallationer och elnät hos de intervjuade elnätsbolagen.

Elnätsbolag	A	B	C	D	E	F	G	H
Solelanläggningar i nätet, st (total effekt i MW)	337 (ca 5 MW) *	49	205 (3.2 MW)	550 (437 + 113) ²	104	59	510 (5.2 MW)	474
Storleksmässig fördelning								
<20 kW	280 *	41	162	298 + 91	81	50	Majoriteten	322
20-1000 kW	57 *	8	26	139 + 21	23	9		152
>1000 kW	0 *	0	0	0 + 1	1	0		1
Typ av elnät	Främst stadsnät	Landsbygdsnät med tätorter. Solel marginell i relation till vindkraft i nätet. 7 500 kunder.	Främst landsbygdsnät		Främst tätorts nät			Flera tätorter med omgivande landsbygd

² Informanten separerar bolagets två elnät vid redovisning av statistik.

Beslut om inkoppling av nya anläggningar baseras på...	Beslut utgående från nätets utformning, inga nätberäkningar.	Erfarenhet och enkla beräkningar. Godkänner så länge det inte förekommer uppenbara problem.	Anläggningar som ligger under kundens huvudsäkkring godkänns direkt.	Beslut tas utifrån anläggningens storlek och placering i nätet. Beräkningar görs främst på stora anläggningar, ej på villaanläggningar.	Beslutet bygger på enkla nätberäkningar i GIS-systemet. (För att säkerställa att spänningshöjningen inte blir för stor. Enfasberäkningar.)	Enkel uppskattning utifrån grafer i ALP för att säkerställa att spänningshöjningen inte blir för stor.	Beslutet bygger alltid på nätberäkningar i GIS-systemet.	Nätberäkningar görs enbart för större anläggningar, inte villaanläggningar där systemstorlek understiger befintlig särktingsstorlek.
Handläggningstid för nya anläggningar	Inom 2-4 veckor	Inom en vecka.	Inom en vecka.	Inom en vecka.	Inom ett dygn	Inom ett par dagar	Samma dag till två veckor beroende på belastning.	Inom en vecka.

* Aktuella siffror maj-juni 2018.

Det skiljer sig något hur elnätsägarna tar beslut om anslutning av nya solelanläggningar. Vissa bolag utgår från enkla tumregler eller rekommendationer (särskilt ALP, Energiföretagens publikation Anslutning av elproduktion till lågspänningsnätet), medan andra bolag alltid genomför elnätsberäkningar för att fastställa om det finns behov av elnätsförstärkningar eller ej, oavsett om det är en mikroproduktionsanläggning eller en större anläggning. En av informanterna nämner att beräkningarna inte får resultera i spänningshöjningar över 3 % i punkten och 5 % hos den enskilda kunden. I de fall måste förstärkningar göras innan anläggningen kan anslutas. Tidigare utgick samma bolag från de spänningskurvor som finns i Energiföretagens handbok, men eftersom dessa inte tar hänsyn till befintliga anläggningar på samma kabel har man övergått till beräkningar i och med att antalet anläggningar ökar.

Handläggningstiden från att en föransökan inkommer tills att installatören får besked om uppförandet av anläggningen kan påbörjas varierar mellan att besked ges samma dag till att det kan ta uppemot fyra veckor. I flera fall påpekas att det är en enskild individ som handlägger alla ärenden för nya solelanläggningar, vilket både kan göra beslutstiden kort och lång, beroende på denna persons övriga arbetsbelastning.

Tabell 7. Sammanställning över hur de intervjuade elnätsbolagen håller register över soleanläggningar samt kravställer olika delar av anläggningar.

Elnätsbolag	A	B	C	D	E	F	G	H
Innehåll i register över soleanläggningar i de egna elnätet	Anläggnings-ID Installerad effekt Obalansskydd Mikroproduktion	Anläggning-ID Installerad effekt Mikroproduktion	Punkten i nätet Installerad effekt	Anläggnings-ID Installerad effekt (Information om produkterna, såsom typ och fabrikat, finns men som bilagor till anmälan)	Anläggnings-ID Installerad effekt Producerad energi på månadsbasis Säkringsstorlek Adress, kommun Förbrukningsanläggningens ID	Installerad effekt, växelriktare Installerad effekt, solpaneler Notering om ev avsteg från huvudsäkring Även register med färdiganmälan, fler anläggningsuppgifter.	Ärendenummer Mikroproduktion Fastighetsbeteckning Adresser, Anläggningsadresser Telefon Teknisk anläggningsdata Elanvändning/årsförbrukning Nettokonsument på årsbasis Inställningsvärden för växelriktare Typ av växelriktare (enfas/trefas)	Avtalsnummer Anläggningsadress Installerad effekt Installerad tillåten inmatad effekt Anläggnings-ID för uttag Anläggnings-ID för produktion, Momsredovisningsskyldighet Uppgifter om de har begärt skattereduktion Kontaktuppgifter,
Kravspecifikationer gällande...								
Installerade produkters kvalitet eller märkningar	Följer mikro AMP. Uppfylla Allmänna avtalsvillkor och Elsäkerhetsverkets villkor, CE-märkning	Inga krav utöver det som beskrivs i anmälan om mikroproduktion.	CE-märkning.	Uppfylla normer enligt Energiföretagens specifikation, CE-märkning. Begär inte in protokoll eller tekniska specifikationer.	CE-märkning, samt gällande krav och rekommendationer från Energiföretagen.	CE-märkning, att anläggningen uppfyller gällande krav.	Märkta enligt gällande förordningar. Kommunikerar tydligt att enfasanläggningar inte är önskvärda. Godkänner ej stickpropp.	CE-märkning.

Utmärkning av anläggningar			Märker i mätpunkten att det finns soleanläggning.	Märkt i anläggningen att det finns solelproduktion.	Märker upp i anläggningen och kabelskåp på samma linje att det finns solelproduktion.		Märkning i kabelskåp och hos kund att soleanläggning finns.	Märkning av elskåp att soleanläggning finns.
Effektbegränsning för enfas växelriktare	Nej, har enbart trefas	Har inte varit aktuellt, enbart små enfas	Max 5 kW, för att matcha huvudsäkring. Dock sällsynt med enfas.	Max 3 kW, dock sällsynt med enfas.	Max 4 kW	Nej	Max 3 kW, men sällsynt med enfas	Max 3 kW, men sällsynt med enfas
Brytning av soleanläggning	Ja. Krav på att brytaren sitter så att nätbolaget kommer åt den.	Inga specifika krav. Förutsätter att installatören följer gällande föreskrifter.	Inga krav förutom en huvudbrytare efter mätning på nya anläggningar för att kunna bryta på båda sidor. Äldre anläggning ska ha huvudbrytare efter mätaren.	Vid direktmätning (max 63A) ska brytare finnas i direkt anslutning till elskåpet, annars kopplas anläggningen inte in. För större anläggningar ska tydliga anvisningar finnas var brytarmöjlighet finns. Krav att soleanläggningen inte ska kunna köras om nätet inte är spänningssatt. Märkning att det finns produktionsanläggning.	Ska följa svensk standard. Det ska finnas en brytare som kan bryta mikroproduktionsanläggningen. Märkning i elskåpen att det finns produktionsanläggning.	Vid direktmätning ska man kunna bryta runt mätaren.	Automatisk brytning när nätet inte är spänningssatt.	Automatisk brytning när nätet inte är spänningssatt, vilket sker hos CE-märkta produkter. Tittar på att ev. märka upp i nätstationer och kabelskåp.

Dokumentation som skickas in från ägaren av soleanläggningen	Nej	Blankett om mikroproduktion	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej	Sådant som rör ekonomi (skattereduktion, moms), inget gällande soleanläggningen.
Dokumentation som skickas in från installatören	Föranmälan med bilagor enligt mikro AMP ³ .	Blankett om anslutning mikroproduktion + färdigamälan.	Föranmälan + färdigamälan	Föranmälan + färdigamälan. Elkvalitetsparametrar anges enligt Energiföretagens mall.	Föranmälan med bilaga om mikroproduktion + färdigamälan	Föranmälan med bilaga om mikroproduktion + färdigamälan	Typ av växelriktare, inställningar av denna, installerad effekt, teknisk anläggningsdata.	Produktblad för installerade komponenter (solpaneler och växelriktare), viktigt att det framgår att dessa är CE-märkta. Viktigt att ha denna dokumentation exempelvis vid brand.
Uppföljning av drift av anläggningar	Nej	Uppföljning genom timavräkning		Årlig sammanställning inför rapportering till Skattemyndigheten.	Sammanställning produktion per månad och kund, samt produktion i nätet. Årssammanställning till Skattemyndigheten.	Rapportering till Skattemyndigheten	Nej	Uppföljning av produktion in på nätet. Sammanställning av rapporter till SCB, Energimyndigheten etc.
Styrning av soleanläggningar på distans	Nej	Nej	Nej, ser inget behov	Nej, inga planer i dagsläget	Nej, ser inga behov	Nej – och lagstiftningen säger att jag har rätt att producera	Nej, men intressant fråga för framtiden	Nej, ser inget behov

³ Svensk Energis handbok ”Anslutning av mindre produktionsanläggningar till elnätet – AMP”.

I stort skiljer sig inte processen för beslut om inkoppling av en soleanläggning nämnvärt från den process eller de moment som genomförs inför beslut gällande utökade lastbehov i en punkt. Flera elnätsbolag säger att det är samma beräkningar som görs, medan något bolag räknar på ett något annat sätt.

Krav gällande de installerade produkternas kvalitet och märkning

I princip samtliga elnätsbolag påpekar att det enda kravet, förutom att anläggningen följer gällande normer utifrån Energiföretagens specifikation, är att produkterna är CE-märkta. Huruvida detta följs upp skiljer sig åt. Ett av bolagen samlar in produktspecifikationer för anläggningarnas komponenter, medan andra förlitar sig på att installatören är professionell och följer rekommendationer och normer. Flera informanter hänvisar till att mikroproduktionsbilagan och de uppgifter som lämnas där följer rådande rekommendationer.

Andra typer av krav som nämns är att ett bolag tydligt kommunicerar till installatörer som verkar i deras nät att de inte vill ha några enfasisa växelriktare, vilket de själva ser som mer eller mindre ett krav. Samma elnätsbolag påpekar att man inte godkänner stickpropp. En annan informant nämner rekommendationerna gällande högsta tillåten spänningshöjning från Energiföretagen. Om beräkningarna pekar på spänningshöjningar över 3 % i punkten och 5 % hos den enskilda kunden måste nätförstärkningar göras innan anläggningen kan anslutas.

Utmärkning av anläggningar

Att produktionsanläggningar ska vara utmärkta i kundanläggningen/elskåpen enligt rekommendationer från Sveriges Energiföretag poängteras av flera elnätsbolag. Ett elnätsbolag säger att de hittills inte har märkt upp nätstationer eller kabelskåp ute i nätet, men att de ser över att även göra detta. Två bolag har inte lämnat uppgifter om sina rutiner, men båda dessa nämner i andra sammanhang att man följer gällande rekommendationer och föreskrifter.

Krav gällande effektbegränsning för enfas växelriktare

I princip samtliga informanter påpekar att enfas växelriktare är väldigt sällsynt, och att då de förekommer är det mycket små anläggningar. De ser därför inte effekten som ett problem och vissa har heller inte ställt upp några krav gällande effektbegränsning.

Ett elnätsbolag kommenterar att man gör simuleringar på alla soleanläggningar med enfas och då har noterat att spänningshöjningarna förstärks med en faktor 5-6.

Krav gällande brytning av soleanläggning

Även vad gäller brytning hänvisar flera informanter till gällande rekommendationer och normer, såsom de beskrivs i handböckerna ALP och ASP ("Anslutning av större produktionsanläggningar till elnätet") från Energiföretagen Sverige. Vid direkt mätning, max 63 A, ska brytaren till soleanläggningen finnas i direkt anslutning till elskåpet/elmätaren och det ska gå att bryta både före och efter mätaren. Ett par bolag påpekar även brytare till större anläggningar inte nödvändigtvis måste finnas direkt vid mätaren, men det ska det finnas dokumentation som visar var brytaren till soleanläggningen finns. En informant påpekar vikten av att detta följs; om så inte är fallet byter de inte mätare eller kopplar in anläggningen.

Ett par av elnätsbolagen poängterar även att det finns krav på att inte kunna köra en soleanläggning om det inte är spänning på nätet. För sådana anläggningar som ska kunna fungera som reservkraftsanläggningar finns beskrivningar i de generella riktlinjerna, säger en informant.

En informant påpekar elektrikers och anläggningsägarens roll:

”Det är bara behöriga elektriker som får installera solceller, så då förutsätter de att allt är gjort enligt starkströmsföreskrifterna, det finns standarder för hur det ska göras. Om något är fel går vi direkt på installatören. Men i första hand är det fastighetsägarens ansvar.” (Elnätsbolag H)

Dokumentation från installatören

Alla elnätsägare kräver föransökan och färdigförklarande, samt bilaga för mikroproduktion, enligt gällande rekommendationer och rutiner. Informanterna har dock uttryckt detta olika vid intervjuerna, vilket förklarar skillnaderna i Tabell 7.

Uppföljning av drift

Elnätsbolagen gör en typ av uppföljning genom årsvisa eller månatliga sammanställningar över inmatning av sol i nätet. Dock gör ingen uppföljning av den faktiska driften hos anläggningar, utan flera informanter påpekar att så snart mätaren är bytt och anläggningen är driftsatt, så är den fastighetsägarens ansvar. En informant uttrycker att

”Det är installatören och anläggningsägaren som tar på sig ansvaret för att det inte levereras in skräp på nätet.” (Elnätsbolag D)

Styrning av anläggningar

I princip inget av elnätsbolagen ser ett behov av att kunna styra enskilda soleanläggningar, inte heller i den nära framtiden. Däremot påpekar de flesta att de vid behov skulle ha möjlighet att bryta strömmen helt till en abonnent, vilket påverkar både utmatning av sol och uttag från elnätet. Ett bolag uttrycker dock ett intresse för fjärrstyrning på sikt i det fall intresset för mikroproduktion fortsätter öka och för att tillgodose god elkvalitet. Idag har de en driftscentral där all annan produktion styrs. Detta elbolag ser det som självklart att kunna hantera solcellsparker på distans, medan det finns stora utmaningar för små soleanläggningar eftersom tekniken för fjärrstyrning är kostsam och då blir en betydande investering. Kostnaden påpekas även av en annan informant.

En annan informant väcker frågan om vems ansvar eller intresse en sådan styrning är; nätägaren eller elhandelsbolaget. Både denne och en annan påpekar att lagstiftningen säger att anläggningsägaren har rätt att producera sol, vilket gör att det ligger utanför elnätsägarens kontroll att styra produktionen. Den ena påpekar att det är lämpligare att styra laster för ett riktigt stort företag eller en stor produktionsanläggning istället för den enskilda konsumenten ska drabbas.

Övrigt: Ägande och åtaganden som producent

En problematik som lyfts i en av intervjuerna är ägarförhållandena till en fastighet. Enligt denne måste man kunna knyta produktionsanläggningen till den som står på konsumtionsabonnemanget för att kunna vara nettokonsument på årsbasis. Detta innebär att om någon vill sätta upp solceller på ett hus som de äger, men hyr ut, så måste den som hyr huset ansöka om inkoppling av soleanläggningen.

Ett annat problem som lyfts av en elnätsägare, och som eventuellt även kopplar till den kunskapsfråga kring sol som diskuteras i avsnitt 0 nedan, är att kunder ibland inte är medvetna om sitt ansvar som producent. Informanten lyfter exempel på när kunder har blivit beviljade inkoppling av ett solesystem på en fastighet, men sedan har plockat ner solcellerna och satt upp dem på ett annat ställe.

Utmaningar och möjligheter med solel i elnätet

I Tabell 8 sammanfattas de intervjuade elnätsbolagens erfarenheter av inverkan från solelanläggningar på dagens elnät, men också de nyttor som finns med solel i elnätet.

Tabell 8. Tabellen sammanfattar de intervjuade elnätsbolagens erfarenheter av befintliga soleanläggningars inverkan på elnätet idag.

Elnätsbolag	A	B	C	D	E	F	G	H
Ökade spänningsvariationer	Nej	Ja, i lågspänningsnätet	Ja, 2-3 gånger	Nej	Enbart i beräkningar, ej problem i praktiken.	Ja, men inga klagomål.	Nej, inte som direkt kan kopplas till soleanläggningar.	Ja, för stor anläggning i svagt lågspänningsnät.
Ökad mängd övertoner	Nej	Nej	Ja. Något högre i några mätningar, inget som behövts åtgärdas.	Nej	Nej	Nej	Nej	Nej
Nyttor kopplat till soleanläggningar	Främst framtida nyttor i form av efterfrågeflexibilitet (solceller, elbilar, lager), kapa effektoppar, minska förluster, skjuta på investeringar, stöttning av reaktiv effekt.	Minskade nätförluster vid mindre anläggningar, så länge elen konsumeras inom samma spänningsnivå.	Mindre nätförluster, slippa köpa el från regionnätet, komplement till vattenkraft då vatten i magasinen kan sparas under soliga dagar. Ingen affärsmässig nytta.	Positiv uppmärksamhet i media, bygger upp ny kunskap kring soleanläggningar, möjligen minskade nätförluster. Svårt att hitta ekonomiska nyttor.	Svårt att se affärsmässiga nyttor och ur elnätsperspektiv, det ställer snarare högre krav.	Säkert samhällsnytta, men inte nytta ur elnätsperspektivet.	Företagets miljötank, att följa med i teknikutvecklingen och hitta lösningar för kunderna, på sikt kan solen kanske komplettera vindkraft.	Oproblematiskt med soleanläggningar i det egna elnätet: varken nytta eller hinder med den soleanläggning som är installerad idag. Arbetar aktivt för att underlätta soleanläggningar för kunderna.

Ökade spänningsvariationer

Hälften av de intervjuade elnätsbolagen har upplevt ökade spänningsvariationer till följd av soleininstallationer, men få har fått betydande problem eller klagomål relaterat till detta. Det poängteras att problemen är mycket lokala och enbart påverkar kunder på samma ledning. Ett av de intervjuade elnätsbolagen har behövt sänka spänningen i transformatorstationen ett par-tre gånger till följd av att för höga spänningar har medfört driftsproblem genom att växelriktare har lösts ut. Åtgärden anses dock vara förhållandevis liten. I ett annat elnät har spänningsvariationer medfört att lågspänningsnätet måste förstärkas i ett enskilt fall. Den anläggningen var placerad långt ut i lågspänningsnätet, ett nät som informanten poängterar inte är byggt för att mata el "åt andra hållet". I det fallet måste en helt ny nätstation byggas på grund av den enskilda soleanläggningen. Samma elnätsbolag säger att det i övrigt finns exempel på att spänningsvariationer lett till korta avbrott, men förutom ovan exempel har problemen inte blivit märkbara för kunderna och inga ytterligare förstärkningar har därmed genomförts. Samma informant poängterar att det är lokala problem på lågspänningsidan, nära soleanläggningen, och att problemen aldrig går över på 24 kV-nätet.

En annan informant ger exempel där en solcellspark installerats på landsbygden, på en kabel med få kunder, varpå effektriktningen vändes. Detta hade förutsetts genom beräkningar. Men när andra kunder med små soleanläggningar anslöt sig till samma kabel blev de mellanspänningsvariationer som solcellsparken orsakade, i kombination med variationer i lågspänningsnätet, så stora att de små anläggningarna löser ut på överspänning och stannar. Informanten poängterar den olyckliga kombinationen av stora anläggningar och svaga lågspänningsnät på landsbygden.

Övertoner

Inga av elnätsbolagen har upplevt ökade övertoner som kan relateras till soleanläggningar. Det poängteras av fler att det finns så mycket annat i hemmen idag som ger mer övertoner än solcellsanläggningen, exempelvis dimrar.

En annan aktör med koppling till soleininstallationer pekar på eventuella framtida utmaningar med övertoner och poängterar särskilt på vikten av hög elkvalitet för industrin. Denne pekar på att mycket övertoner skulle kunna bli störande för vissa verksamheter och att det i framtiden kan komma att behövas högre krav för soleanläggningar till känslig industriell verksamhet.

Nyttor

Tre elnätsbolag poängterar att det är svårt eller till och med omöjligt att se ekonomiska och affärsmässiga nyttor med soles. En informant påpekar att det ställer mycket högre krav på elnätet, levererar el när det finns som mest energi i nätet, samtidigt som elnätsägaren måste betala ut nätnytta, trots att de inte upplever att förlusterna minskar. Samma informant påpekar att det är annorlunda om man själv konsumerar hela solelproduktionen och inte matar ut på nätet. En informant med koppling till soleininstallationer påpekar vidare att det faktum att solelen inte kan regleras kan få mindre positiva konsekvenser för elnätet.

En annan elnätsägare, som säger sig inte ha värderat nyttan, utan ser varken hinder eller nyttor med det som redan idag finns i nätet. Man ser snarast inmatning av soles som rätt oproblematiskt och påpekar även att man har som policy att i möjligaste mån stödja kunderna vid soleininstallationer.

Andra elnätbolag pekar å andra sidan på minskade elnätörluster som en nytta med små anläggningar, särskilt om anläggningar som är placerade långt ut i lågspänningsnätet. Samtidigt poängterar en informant att förlusterna på lågspänningsnätet tvärtom riskerar att öka med stora anläggningar som matar ut på överliggande spänningsnivå. Denne poängterar att nyttan uppkommer så länge elen konsumeras inom samma spänningsnivå. Vad gäller om minskade elnätörluster är en realitet eller ej påpekar en annan informant att ”det är ju snarare en teori att det är så än att man kan få det verifierat att det faktiskt minskar förlusterna”.

Andra nyttor som nämns är att solel kan vara ett komplement till annan energi, såsom vattenkraft, då vatten kan sparas i magasinerna under soliga dagar. En annan informant påpekar att solel och vindkraft eventuellt skulle kunna komplettera varandra. Miljönyttan, inklusive att stärka företagets miljöprofil och miljöarbete lyfts av också, liksom att det är viktigt att hänga med i teknikutvecklingen för att hitta lösningar för kunderna.

I kontexten att solelanläggningar producerar som mest när elbehovet är som lägst, samtidigt som elnätet måste dimensioneras efter toppbehovet som inträffar när det är som mörkast och kallast, spekulerar en informant om det på sikt möjligen kommer att uppstå en självreglering vad gäller solelproduktion. Denne drar parallellen till Danmark, där elpriset på vindkraft blev negativt för ett par somrar sedan, och om en överproduktion av solel skulle leda till negativa elpriser där man får betala för att bli av med el så kanske den enskilda anläggningsägaren kommer att välja att stänga av sin anläggning. Därmed skulle marknaden bli självreglerande.

Andra erfarenheter och reflektioner

Det gällande regelverket tas upp som problematiskt av en informant. Det första problemet gäller den samhällsekonomiska nyttan. Elnätbolagen är tvungna att se till att en produktionsanläggning kan mata in el på nätet, vilket kan medföra stora kostnader för elnätbolaget i det fall anläggningen placeras i ett svagt landsbygdsnät.

” Om någon i ett svagt landsbygdsnät sätter upp en anläggning som dessutom är bidragssubventionerad och som bidrar med väldigt lite el och så kan det krävas nätförstärkning på 300-400 tkr, vilket då bara bidrar till högre elnätörluster och ingen större samhällsnytta. Då blir det ett problem, eller en icke-nytta, där vi som elnätägare bara fogar oss efter gällande regelverk.” (Elnätbolag H)

Till skillnad från idag anser denna informant att

” Uttag bör vara en rättighet och det bör subventioneras så att anslutningskostnaden inte blir orimligt hög på tex landsbygd. Men det borde inte gälla för inmatning så som tolkningen är av nuvarande regelverk.”
(Elnätbolag H)

En annan fråga som lyfts av samma informant gäller Boverkets byggregler, där solelproduktionen får dras av från en byggnads energianvändning. Ett exempel är passivhus som kombinerar solel och värmepumpar. De producerar därmed solel på sommaren medan de drar höga effekter vintertid. Som en följd behövs det ett starkare elnät, samtidigt som dessa kunder betalar mindre för sin el.

”Boverkets definition av energieffektivitet måste ändras. Det borde baseras på hur mycket el ett hus drar i mörkret när det är -15 grader, det är det som styr behovet” (Elnätbolag H)

Framtida konsekvenser av solceller i elnätet

Samtliga informanter är överens om att mängden solceller stadigt ökar, medan den förväntade ökningen inom de närmaste fem åren varierar stort, från 250 upp till 1000 % ökning (elnätsägarnas svar återfinns i Tabell 9).

I Tabell 9 sammanfattas de intervjuade elnätsbolagens syn på framtida solceller och uppskattade konsekvenser detta får.

Tabell 9. Sammanställning över de intervjuade elnätsbolagens syn på framtida solelinstallationer och potentiella problem, möjligheter och kostnader till följd av en sådan utveckling.

Elnätsbolag	A	B	C	D	E	F	G	H
Uppskattning ökning av installationer om 5 år	Arbete pågår.	300 % (från 540 kW till 1550 kW)	250 %	> 400-600 %	> 760 %	> 1000 % (från 59 till 500-1000 anläggningar)	300 %	300 % (från 12 till 36 MW)
Teknisk påverkan av ökning	Arbete pågår.	Möjligt i lågspänningsnät, särskilt om man får koppla in mikroproduktion förbi huvudsäkring.	Lokala spänningshöjningar vid anhopning av stora anläggningar (se exempelvis Tyskland och Danmark)	Kapacitetsproblem på vissa kabelsträckor, särskilt på landsbygden.	Utmaningar med att hålla spänningshöjningar inom 5 procent till kund.	Landsbygden, längre ledningar: spänningshöjningar. Tätorterna, nät som byggdes före 70-talet utan elvärme: kan behöva förstärka nätet med transformatorstationer.	Beror på var i nätet anläggningarna hamnar och den tekniska utvecklingen.	På landsbygden kan det bli större problem med spänningsvariationer i lågspänningsnätet
Möjliga åtgärder	På sikt förstärkning av lågspänningsnätet.	Förstärkning av lågspänningsnätet. (Inga problem med högspänningsnätet)	Teknik för automatisk spänningssänkning finns, men är dyr. Vem ska ta kostnaden?	Förstärkning av kabelnätet, eventuellt byte till större transformatorer, last- och produktionsstyrning.	Framst ledningsförstärkningar. Läger nu ner överdimensionerade ledningar för att säkra för framtiden. Har även tittat på spänningsreglering, reaktiv kompensering, lindningskopplare,		Förstärkning av nätet.	Förstärkning av svaga lågspänningsnät; fler nätstationer närmare förbrukarna eller grövre serviser. Styrbara transformatorer, men det löser inte problemet.

					omsättningskopplare.			
Förändrade kostnader som följd av ökning	kostnader för mätarbyten, anslutning, mätning, avräkning, rapportering, kundservice etc., men får inte ta betalt av mikroproducenter	Lokala ombyggnationer i lågspänningsnätet, kostnad 50-200 tkr per ombyggnation/förstärkning.	Kostnader för att upprätthålla god elkvalitet. Vem ska ta kostnaden på sikt? Dåliga produkter kan skapa problem för andra kunder. Elnätsbolaget har ansvar för att identifiera felet.	Kostnad för förstärkningar i nätet, elkvalitetsmätning och övervakning för att säkerställa god elkvalitet.	Risk för att behöva byta ut ledningar som inte ännu har uppnått sin ekonomiska livslängd.	Kunderna kommer eventuellt att köpa mindre el, behöver se över taxor.	Behovet att nätförstärkningar kommer att öka och därmed kostnaderna, samtidigt som elnätsbolagen inte får säga nej till en inkoppling och inte får ta betalt.	Förstärkning av nätet; gräva ned serviser. Stora personella kostnader på grund av ökad administration, rapporteringar och kundservice. Elnätsbolagen får ta stort ansvar för informationsöverföring till kunder, tex gällande rättigheter och myndigheter.
Utmatning av solel till regionnätet soliga dagar	Långt in i framtiden.	Solelen själv kommer inte att skapa problem, men i kombination med befintlig vindkraft.	Solel och vindkraft tillsammans skulle kunna bidra till att mata ut el på regionnätet även dagtid, sommartid om 5 år. (Idag matas det ibland ut vindkraft nattetid, sommartid.)	Solelen blir en förstärkning av den befintliga elproduktionen (vind och vatten). I det ena nätet kan det matas ut inom 5 år, i det mindre nätet dröjer det några år till.	Har redan matat ut en liten mängd från ett av våra små nät som har en stor solelanläggning, vid låglast. Mer troligt för landsbygdsnät. För tätortsnäten dröjer det nog mer än 5 år.	Troligen vissa timmar redan om 5 år.	Ej relevant frågeställning för elnätsbolaget.	Osannolikt att solel kommer att ändra effektriktning inom överskådlig tid. Idag vänder istället vattenkraften effektriktningen.

Teknisk påverkan

Vad gäller den tekniska påverkan av en kraftig utbyggnad av solet i Sverige lyfts i huvudsak två olika typer av betänkligheter; kapacitetsbrist i lågspänningsnätet och ökade spänningsvariationer.

Hälften av de intervjuade elnätbolagen nämner att en storskalig utbyggnad av solet skulle kunna leda till **kapacitetsbrist** i lågspänningsnäten, men att problemen troligen uppstår lokalt, särskilt vid anhopning av lite större anläggningar. En informant poängterar att problemet kommer att bli särskilt markant i det fall mikroproduktion även fortsättningsvis tillåts kopplas förbi huvudsäkring, så att anläggningarna dimensioneras för maximal utmatning på 63A medan konsumtionssäkring är betydligt lägre, exempelvis 25A. Eftersom nätet inte är dimensionerat för detta tror informanten att det kommer att skapa kapacitetsbrist och därmed behov av dyra förstärkningar av lågspänningsnätet. Det är oklart för informanten om kunderna har rätt att mata ut så stora mängder el utan att betala. En annan av de intervjuade påpekar vidare att det är kapacitetsbrist i vissa kabelsträckor som uppträder först, medan transformatorerna i regel är väldimensionerade, särskilt i stadsnäten. En tredje informant ser dock potentiella behov av att förstärka nätet med transformatorstationer även i tätortsområden där elnäten byggdes för 70-talet, och därmed dimensionerades utan elvärme.

Över lag tror man inte att kapacitetsproblematiken kommer att uppkomma i det fall den ökade mängden soletproduktion sker i små system som är väl spridda i elnätet.

Hälften av elnätbolagen nämner effekter i form av **spänningshöjningar och ökade spänningsvariationer**. En informant påtalar att det är en trend att bygga större anläggningar, där man inte dimensionerar efter behovet, utan baserat på estetik. Ett par av elnätsägarna påpekar att problemen främst kommer att uppkomma på landsbygden, där ledningarna är längre. En av informanterna nämner att kostnaden blir betydande i relation till vad anläggningarna bidrar med när anläggningar på landsbygden kräver nätförstärkningar. Vidare nämner en av elnätsägarna att särskilt stora anhopningar av anläggningar skapar lokala spänningshöjningar och refererar till Tyskland och Danmark. En annan påpekar att de själva redan har börjat uppleva utmaningar med att hålla spänningshöjningarna inom de godtagbara 5 procenten till kund och ser även att problemet kommer att öka med ökad soletproduktion.

I jämförelse med större anläggningar nämner dock en informant att mikroproduktion sker ute i nätet och den sker där det också finns laster, vilket tar ut varandra till viss del.

Åtgärder

Åtgärder som nämns för att minska de tekniska konsekvenserna innefattar främst förstärkning av lågspänningsnätet; antingen fler nätstationer närmare förbrukarna eller grövre serviser. En informant påpekar att det finns teknik som idag används på stora anläggningar i Tyskland, vilken vid behov kan sänka spänningen automatiskt. Denna lösning medför dock stora kostnader, som idag skulle betalas

av det svenska elkollektivet. För små anläggningar innebär sådan utrustning alltför stora kostnader enligt informanterna.

Kostnader

Samtliga elnätsbolag anser att en betydande ökning av antalet solcellsanläggningar kommer att leda till förändrade kostnader inom bolagen, vilket innefattar såväl administrationskostnader och personella kostnader som kostnader för att förstärka elnätet.

De administrativa kostnaderna nämns av ett par informanter. Elnätsbolagen har kostnader för mätarbyten, anslutning, mätning, avräkning, rapportering, kontrolluppgifter, kundservice etc. Det poängteras att det krävs mycket persontid för att ansluta anläggningar. En av informanterna påpekar att elnätsbolagen tar ett stort ansvar för att informera kunderna om såväl rättigheter, myndighetsrelaterade frågor och frågor kring anläggningarnas funktion. Eftersom många som skaffar solet är väldigt intresserade vill de veta väldigt mycket och ställer många frågor. En av informanterna pekar på nyttan av den informationsplattform som nu lanserats hos Energimyndigheten och att den hade behövts långt tidigare.

En annan kostnad som lyfts är att ansvaret för att bevisa källan till fel hos kund ligger på elnätsbolaget. En informant påpekar att elnätsägaren har krav på sig att leverera el av god kvalitet, samtidigt som dåliga produkter och elektronik som går sönder skapar övertoner som i sin tur skapar problem för andra kunder. Denne anser att regelverket måste bestämma krav på elkvalitet och vem som ska ta kostnaderna

Ökade kostnader för nätsförstärkningar, elkvalitetsmätning och övervakning för att säkerställa god elkvalitet nämns av flera elnätsbolag. En informant poängterar även att de ökade soletinstallationerna kan komma att leda till att de måste göra förstärkningar i förtid i vissa områden, så att ledningar som ännu inte har uppnått sin ekonomiska livslängd ersätts.

Slutligen lyfter ett par elnätsbolag det faktum att de inte kan ta betalt av kunden. En av dem säger att:

”I dagens läge får vi bara ta betalt för säkringshöjning om man i samband med att man sätter upp en solcellsanläggning behöver gå upp i ett högre säkringsintervall. Det är det enda vi får ta betalt för. Samtidigt har vi ställen i nätet där vi inte har kunnat installera solceller för att det är så dåligt. Och då måste vi åtgärda nätet. Det är vårt åtagande. Vi får inte lov att säga nej och vi får inte ta betalt.” (Elnätsbolag G)

Utmatning till regionnätet

Flera elnätsbolag nämner att man redan idag byter effektriktning i anslutningspunkterna mot överliggande nät, särskilt sådana nät där man har storskalig vindkraft, vattenkraft eller kraftvärme. Soletproduktionen i sig anses inte vara avgörande för effektriktningen inom överskådlig tid, utan vara en förstärkning av befintlig elproduktion.

Kunskapsbehov och erfarenhetsöverföring

I intervjuerna tillfrågades elnätsbolagen om de kunde ge exempel på kunskap eller internationella erfarenheter som de själva upplever sig vara i behov av. På samma sätt tillfrågades andra aktörer vilka behov av ökad kunskap eller erfarenhetsöverföring de ser gällande elnäseffekter av en ökad soletintegration. Nedan områden har identifierats som viktiga frågeställningar att utforska vidare, insamla erfarenheter från andra regioner eller nationer som redan idag har större soletintegration, eller frågor där informations- och kunskapsinsatser upplevs vara värdefulla. I vissa fall lyfts även frågor som behöver komma upp på agendan, men där det handlar om behov av praktiska insatser snarare än att öka kunskapen.

Kunder och deras roll, liksom affärsmodeller och relevanta tjänster, otydliga regelverk och omfattande administration som påverkar elnätsägarnas belastning, är utmaningar som lyfts bland informanterna. Tekniska aspekter på framtiden elnät upplevs vara en mindre utmaning. På frågan om vilken typ av kunskap de skulle ha användning av svarade ett av elnätsbolagen beskrivande:

”Allt det där som inte bara är spänning och ström” (Elnätsbolag E)

Teknik i elnätet

Ett par informanter (både från gruppen elnätsbolag och från gruppen övriga aktörer) påpekar att den tekniska kunskapen bland elnätsbolagen är god och behovet att ökad teknisk kunskap inte är ett problem idag. Några tekniska frågeställningar väcks dock bland övriga informanter:

- Vad händer när effektriktningen mot överliggande nät ändras? Vad krävs det för skydd?
- Är det möjligt att ha transformatorer i lågspänningsnätet som är reglerande på samma sätt som på 24kV-stationerna? Eller finns det annan teknik som idag används för att kunna ta emot mycket produktion? Informanten påpekar att det idag är billigare att bygga om lågspänningsnätet än att använda transformatorer som är reglerande.
- Ökad kunskap om övertoner
- Ökad kunskap om osymmetri
- Kan man ställa krav på att stora anläggningar reglerar spänningen själva?
- Vilka signaler behöver man vara uppmärksam på och reagera på? Räcker det med övervakning av spänningar?

”Just nu är vi rätt så lugna, men när kommer nivån då vi måste agera? Detta borde tyskarna ha lite erfarenhet av. Med mätarbytet kommer vi mäta spänningar även hos kunder och övervaka dessa (kommer kunna mäta max- och minvärden i alla tre faser hos varje enskild kund). Ger oss bättre koll på nätet och och kapaciteten i nätet, men räcker det?” (Elnätsbolag D)

Kunder

- Dynamiska tariffer

- Efterfrågefleksibilitet och prosumenter: hur bygger man upp en flexibilitetsmarknad? Hur kan man använda styrning på en sådan marknad?
- Fjärrstyrning av mikrokunder: Både elnätbolag och en annan aktör pekar på den möjliga nätnytta med styrning av anläggningar på distans (andra elnätbolag påpekar dock att de varken idag eller i den nära framtiden ser den praktiska tillämpningen eller nödvändigheten av fjärrstyrning). Finns det exempel och lösningar för fjärrstyrning av mikrokunder redan idag? Eftersom det är kunderna som bygger anläggningarna påtalas att dessa måste engageras. Hur kan lösningar för fjärrstyrning avtalas med kund? Hur etablerar man lämpligen den nödvändiga kommunikationen med soleanläggningen? Ett erfarenhetsutbyte mellan svenska elnätbolag efterfrågas.
- Effektkompensering/reaktiv effekt: skulle nätägaren kunna köpa reaktiv effekt/nätnytta av solcellsägaren?

Regelverk

- Fjärrstyrning av privata soleanläggningar: Vad har elnätbolagen för möjligheter eller rättigheter att styra eller villkora hur en kunds soleanläggning används?
- Är det möjligt att kräva trefasväxelriktare?
- Klargörande av regelverk och gränsdragning mellan nätägare och fastighetsägare för elsäkerhet: Reglerna för om och på vilket sätt nätägaren ska ha åtkomst till själva växelriktaren eller extern brytare skulle behöva klargöras ytterligare. På sikt skulle det även kunna handla om möjlighet till direktkontakt, och därmed styrning, av soleanläggningar.

Administration

- Det stora frågetecknet är ellagen: hur gör andra nätbolag? Vi har ett antal anläggningar som inte uppfyller villkoren för mikroproduktion, de matar in för mycket. En del nätbolag hanterar detta på olika sätt. Det hade varit bra att veta hur andra gör för att det ska bli smidigt. Hantering av mikroproducenterna får inte kosta något, det får inte bli för omständligt. Hur hanterar andra detta för att det ska bli smidigt. Vill inte lägga på ytterligare administration.

Systemeffekter

- Hur påverkar storskalig soleanläggning ett elnät och energisystem? Vilka problem uppkom och varför? Hur löser man eventuella utmaningar vid en stor andel soleanläggning i elnätet? Erfarenhetsöverföring från Tyskland såväl som Gotland efterfrågas av flera elnätbolag.
- Vad blir konsekvenserna av en stor ökning av andelen elbilar? Erfarenhetsöverföring från Norge efterfrågas av ett elnätbolag.
- Hur ska man räkna på detta och vilka beräkningsmodeller bör användas? Hur tas exempelvis temperaturberoende in i simuleringar och vilken upplösning behöver data ha?

Det är inte vi, det är andra som behöver kunskap

Ett elnätsbolag poängterar att det inte är elnätsbolagen som behöver ökad kunskap eller erfarenhetsöverföring från andra nationer med större soleanvändning än Sverige. Det är istället politikerna som ”behöver dra lärdom om vad som är samhällsnyttan och vad som inte är det, och att kunna sätta styrmedel efter det”. Myndigheter och beslutsfattare upplevs behöva ökad förståelse för konsekvenserna av gällande svensk energipolitik och gällande riktlinjer.

En annan grupp som upplevs vara i stort behov av ökad kunskap är privatkunder som installerar soles. Energimyndighetens nya solesportal nämns som ett efterlängtat verktyg som fyller en del av dessa kunskapsluckor. Hittills upplevs elnätsbolagen ha fått ta ett stort ansvar för att besvara och vägleda kunderna inom frågor som snarast borde ha hanterats från myndighetshåll. Privatkunder som skaffar soles har idag begränsad kännedom om sina rättigheter, exempelvis rätten till skattereduktion, vilket gör att många skulle gå miste om denna i det fall exempelvis elnätsägaren inte heller informerar om möjligheten. Som även nämndes i avsnitt 0 nämner en annan elnätsägare att konsumenterna också har begränsad kännedom om sina skyldigheter som producent och ger exempel där en anläggning som har beviljats inkoppling på en plats monterats ned och flyttats till en helt ny fastighet.

Slutsatser från intervjustudie

Syftet med intervjustudien var att få en bredare bild av nyttor, risker, strategier och trender kopplade till utbyggnad av soles, så som det uppfattas av olika relevanta intressenter.

Insikterna från intervjustudien ska ses som nedslag i informanternas verksamheter snarare än generaliserbara resultat gällande branschen som helhet. Resultaten blir istället ett sätt att belysa nya frågor och områden som är viktiga att förstå och utforska vidare.

Resultaten från denna intervjustudie pekar huvudsakligen på att:

- Det finns **få exempel på negativa konsekvenser** av solesinstallationer i elnätet. I några enstaka fall har nätförstärkningar krävts, men problemen är vanligen mycket lokala. De framtida utmaningarna ses som överkomliga inom den överskådliga framtiden och en ökad utbyggnad av svensk solesproduktion upplevs därför som oproblematiske, särskilt rent tekniskt.
- I jämförelse med annan teknik i elsystemet upplevs utmaningarna med solesintegration vara förhållandevis **okomplicerade**. Jämfört med vindkraften upplevs utmaningarna med soles mindre, eftersom de ännu ger ett relativt litet tillskott av el, liksom att annan elektronisk utrustning i svenska hem skapar betydligt mer övertoner än just solesanläggningar.
- De **huvudsakliga framtida utmaningarna** kopplas till ökade spänningsvariationer, kapacitetsbrist i elnätet och ökade lokala problem. Det kan dock konstateras att det **krävs individuella lösningar**, då utmaningarna beror på utformningen av varje specifikt elnät, såsom elnätets ålder, geografi, typ av nät, lokalisering av solesproduktion i nätet.

Med större anläggningar och särskilt anhopningar av större anläggningar förväntas även de lokala problemen, dvs hos enskilda kunder, växa.

- Elnätsägarna har ett gott kunskapsläge vad gäller sin tekniska kärnverksamhet; man vet vilka tekniska åtgärder som kan komma att krävas. Däremot finns det en osäkerhet kring hur styrningen ska gå till för att uppnå en bred omställningsprocess och ett robust system. Oklarheter i det gällande regelverket sätter exempelvis begränsningar i hantering av både **kund och affär**.

Sammanfattningsvis tyder intervjustudien på att elnätsägarna och andra aktörer följer de rekommendationer och normer som finns, avstegen från dessa är få. Men i de fall eller kring de frågor där det saknas handböcker och vägledning, eller där gällande regelverk är otydligt, hittar varje aktör sin egen lösning.

Diskussion

Signifikanta öknings i solelinstallationer hos flera av de tillfrågade elnätsbolagen. Det är viktigt för nätbolag att försöka att koppla framtida scenarion gällande solelutbyggnad för Sverige och försöka att lyfta ner dessa till det enskilda lokala elnätet. Något som diskuterats på bland annat EnergiForsks seminarium "Nya flöden i lokala elnät" men även av vissa elnätsbolag i enkätstudien. Elmätardata på timnivå gör det möjligt för nätbolag att kunna byta ut kunder i befintliga elnät mot kunder med solelanläggningar och med hjälp av existerande system studera spänning eller eventuella kapacitetsproblem i sina elnät.

Problematiken med solelen är att den inte kapar topparna i varaktigheten som kanske hade önskats. Snarare blir varaktighets diagram av kundernas förbrukning och produktionsmönster allt spetsigare. Detta då uppvärmningen på vintern ofta är hög på vintern för exempelvis villa kunder. Sådana villakunder kan i vissa fall komma att installera ex. vis 15 kW soleffekt och under soliga dagar sälja precis detta till elnätet medan under kylslagna vinterdagar med luft-värmepump med elspets fortfarande dra väsentliga mängder el.

Samtidigt är spänningen i elnäten restriktivt satt från ofta ovanliggande regionnät i vissa punkter. Här kan finnas möjlighet till förbättrad spänningsreglering under sommarhalvåret. Som ett komplement till detta kan även distributionsnätets transformatorer i vissa fall ställas om för att öka tillgängligheten av solel hos kunderna. Det senare beror dock mycket på topologier, laster och kortslutningseffekten i anslutningspunkten. Dessutom kräver detta alternativ en montör samt en spänningslös transformator, med strömlösa kunder som resultat även om under en kortare tid. Andra spänningsreglerande komponenter kan monteras men har enligt de nätbolag som intervjuats funnits vara ett oekonomiskt alternativ.

Nätstationsmätning ger en ökad kunskap och bättre syn på vilka förbättringar som bör utföras. Med framtida krav på energimätarna hos kund kommer spänning att registreras hos kunderna. Problemet med denna lokala spänningsmätning hos kund är att den inte följer standarden om 10 minuter spännings medel (utan i bästa fall 15 min) samt att om detta uppstår så är problemet redan framme. Det behöver således skapas algoritmer som kan ta trendanalys sett till både last och solelproduktion i beaktande i olika anslutningspunkter. Sådana algoritmer skulle kunna underlätta analysen, förenkla för nätägaren, ge snabbare svar på anslutningsförfrågningar med mera.

Oavsett styrsignaler, förbättrad styrning från distribuerade solcellsanläggningar med olika typer av styrning sett till spänning kontra effekt eller spänning kontra reaktiv effektstyrning kan det vara viktigt att modellera mellanspänningsnätet. Framförallt om reaktiv effektstyrning skall implementeras då detta kan öka flöden av total skenbar effekt genom ovanliggande transformatorer. Detta har inte kunnat påvisas i detta specifika projekt men har rapporterats i flera rapporter på IEEE Powertech 2019. Ytterligare problematik kan även ske beroende på prioriteringsordningen av aktiv eller reaktiveffekt som omriktarna är inställda på. Detta då om aktiv effekt prioriteras och reaktiv effektstyrning relaterat till

spänning är implementerat så borde en solig dag, den reaktiva effekten då den behövs som mest försvinna då aktiv effekt prioriteras då omriktaren når sin max effekt.

Fördelaktigt vore om hela svenska distributionsnät av olika typer med lastdata kunde skapas och tillhandahållas av en oberoende part för att dela med sig för framtida studier av elkvalitetspåverkan, olika styr förslag med mera. Detta i kombination med kvartsvärden på energimätare borde kunna utföra goda testnät för framtida solstudier.

Litteraturförteckning

- Bollen, M., Rönnerberg, S., & Lennerhag, O. (2018). *Påverkan på nätet från stora mängder solkraft (Energiforsk rapport 2018:539)*. Stockholm: EnergiForsk.
- Boork, M., Lane, A.-L., & Larsson, A. (2019). *Solbruket – Batterilager för ökad soletproduktion i det moderna lantbruket*. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Braun, M., Stetz, T., Bründlinger, R., Mayr, C., Ogimoto, K., Hatta, H., . . . MacGill, I. (2011). Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic deployment? State of the art, progress, and future prospects. *26th EU PVSEC*. Hamburg.
- EIFS 2013:1. (2013). Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet. Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (2015). *Funktionskrav på framtidens elmätare (Ei R2015:09)*. Eskilstuna.
- Energimyndigheten. (den 16 December 2018). *Energimarknadsinspektionen. (2018) Särskilda rapporten – teknisk data*. Hämtat från <https://www.ei.se/sv/publikationer/arsrapporter/elnsatsforetag-arsrapporter/>
- Energimyndigheten. (2016). *Effekter i elsystemet från en ökad andel solet (ER 2016:22)*. Eskilstuna: Energimyndigheten. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Hagmar, H., & Lindskog, A. (2017). *Bedömning av nätstatus baserad på dataanalys och avancerade algoritmer - 2017:443*. Stockholm: EnergiForsk.
- Kraiczynski, M., Fakhri, A., L., S. T., & Braun, M. (2017). *Do it locally: Local voltage support by distributed generation – A management study (Report IEA-PVPS T14-08:2017)*. IEA TCP-Task 14, <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=58>.
- Kristoffersson, J., & Norlander, N. (2018). *Batterilager för offentliga och kommersiella lokaler (Dnr: 2016-007355)*. Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Norberg, I., Pettersson, O., Gustavsson, A., Kovacs, P., Boork, M., Ollas, P., . . . Jältorp, H. (2015). *Solet i lantbruket-realiserbar potential och nya affärsmodeller (JTI-rapport 433)*.
- Persson, M., Sandels, C., & Nilsson, A. (2018). *Dataanalys och avancerade algoritmer - Möjligheter med utökad mätinfrastruktur ; Energiforskrapport 2018-537*. Stockholm: EnergiForsk.

- Saadat, H. (1999). *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill .
- SCB. (u.d.). *Nätanslutna solcellsanläggningar - Nätanslutna solcellsanläggningar, antal och installerad effekt, 2016-*. Hämtat från <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/natanslutna-solcellsanlaggningar/>
- Statistiska Centralbyrån. (2015). *Tillförsel och användning av el 2001–2015 (GWh)*. (SCB) Hämtat från <http://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arligen-energi-statistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012015-gwh/> den 12 09 2017
- SWEDAC. (2009). *STAFS 2009:8 - Swedacs föreskrifter och allmänna råd om mätsystem för mätning av överförd el*. Borås: SWEDAC.
- Svensk Energi. (2014). *Anslutning av mikroproduktion till konsumtionsanläggningar - MIKRO*. Svensk Energi.
- Svensk solenergi. (den 17 December 2019). *Solcellstoppen 2018*. Hämtat från <https://www.svensksolenergi.se/upload/press/pressmeddelanden-debattartiklar/2018%20Solcellstoppen%20kommuntabell.pdf>
- Widén, J. (2011). *Internationell forskning för omfattande utbyggnad av solet - Elforsk rapport 11:63*. Stockholm: Elforsk.