

HANDBOK FÖR TILLÄMPNING AV ACCEPTANSGRÄNSEN HOS NÄTBOLAG

RAPPORT 2024:1056



RISK- OCH
TILLFÖRLITLIGHETSANALYS



Handbok för tillämpning av acceptansgränsmetoden hos nätbolag

NICHOLAS ETHERDEN OCH MATH BOLLEN, LULEÅ TEKNISKA UNIVERSITET

ISBN 978-91-89919-56-3 | © Energiforsk mars 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Programmet Risk- och tillförlitlighetsanalys har initierat och hanterat projektet Stokastiska och deterministiska metoder för att uppskatta acceptansgränsen för elbilsaddning och distribuerad solkraft. Projektet har paketerat tidigare resultat rörande acceptansgräns så att elnätsföretag lättare kan planera för hög andel solcellsanläggningar och/eller elbilsaddning i en handbok.

Att uppskatta acceptansgränsen är ett sätt att bedöma hur mycket ny produktion eller förbrukning (t.ex. solkraft och elbilsaddning) kan anslutas till ett elnät. Arbetet har genomförts av Nicholas Etherden och Math Bollen på LTU.

Stort tack till programstyrelsen för deras engagemang i projektet:

- Fredrik Andersson, Elinorr
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Fredrik Byström Sjödin, Installatörsföretagen
- Niclas Eriksson, E.ON Energidistribution
- Hampus Halvarsson, Jämtkraft Elnät
- Linus Hansson, Ellevio
- Henric Johansson, Jönköping Energi Nät
- Geoffrey Jordaan, Svenska kraftnät
- Jenny Paulinder, Göteborg Energi (ordf)
- Göran Sandström, Umeå Energi
- Stefan Undén, Öresundskraft
- Emil Welin, Vattenfall Eldistribution

Tack även till referensgruppen som stöttat projektet och bidragit med erfarenheter; Magnus Brodin Skellefteå Kraft, Magnus Enckell Härjeåns; Jimmy Sandström Umeå Energi, Linus Hansson Ellevio, Björn Nilsson Umeå Energi, Johanna Helmvall Luleå Energi, Magnus Wennerholm Tekniskaverken och Anders Mannikoff Herrljunga Elektriska.

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

Svenska kraftnät	PiteEnergi Elnät	Härnösand Elnät
Ellevio AB	Karlstads El och Stadsnät	Ljusdal Elnät
Vattenfall Eldistribution	Karlskoga Elnät	Malungs Elnät
E.ON Energidistribution	Elinorr ekonomisk förening;	Sandviken Energi Nät
Göteborg Energi Elnät	Bergs Tingslags Elektriska	Sundsvall Elnät
Elinorr	Blåsjön Nät	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	Dala Energi Elnät	Åsele Elnät
Öresundskraft	Elektra Nät	Årsunda Kraft & Belys.fören.
Skellefteå Kraft	Gävle Energi	Övik Energi Nät
Umeå Energi	Hamra Besparingsskog	Ei (adjungerad)
Krafttringen Nät	Hofors Elverk	
Jönköping Energi Nät	Härjeåns Nät	

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Stockholm i juni 2024

Susanne Stjernfeldt

Energiforsk AB
Forskningsområde Elnät Vindkraft och Sol

Sammanfattning

Denna handbok innehåller bakgrundsmaterial som är relevant för elnätsföretagen vid acceptansgränsberäkningar. Materialet är relevant under val och strukturering av beräkningarna men också för att kunna tolka resultat från beräkningarna.

Vid ökande mängder ny produktion och/eller ny förbrukning som vill ansluta till eldistributionsnätet är det viktigt att veta hur mycket som nätet klarar. Numera finns utmaningen vid anslutning av solcellsanläggningar, fordonsladdning och batterianläggningar. Problematiken är dock bredare och täcker varje typ av ny produktion och/eller ny förbrukning. Ett vanligt tillvägagångssätt är att bedöma varje förfrågan för nyanslutning för sig. Ett mer framtidssäkert sätt är att bedöma som del av nätplaneringen var marginalerna är; konceptet "acceptansgräns" spelar en stor roll vid detta.

Acceptansgränsen är ett mått för hur mycket ny produktion eller ny förbrukning kan anslutas till ett elnät utan att det blir oacceptabelt spänningskvalitet eller tillförlitlighet. Det finns många val att göras under struktureringsfasen, innan själva beräkningarna börjar. Dessa val kan ha stor påverkan på värdet av acceptansgränsen som kommer från beräkningarna. Värdet av acceptansgränsen påverkas bland annat av detaljerna till modellen för nätet samt befintlig förbrukning och produktion; även detaljer av modellen för ny produktion eller förbrukning påverkar resultat. Här kan noggrannhet förbättras genom val att noggrannare och mer detaljerade modeller. Värdet av acceptansgräns påverkas dock också av saker som inte går att förutse, som storlek för framtida solcellsanläggningar eller framtida laddningsmönster för elfordon. Innehållet av denna handbok ger bakgrundsinformation till acceptansgränsberäkningar, ger underlag till val av modellerna, samt hjälper till vid tolkning av resultat från beräkningarna.

Nyckelord

Acceptansgräns, elnätet, distributionsnät, solkraft, fordonsladdning, elkvalitet, överspänning, överström

Summary

This handbook contains background material that is relevant to network operators when calculating the hosting capacity. The material is relevant during selection of the models and preparing of the calculations but also to be able to interpret results from the calculations.

In case of increasing amounts of new production and/or new consumption that want to connect to the electricity distribution network, it is important to know how much the network can handle. Nowadays, the challenge is when connecting photovoltaic installations, vehicle charging and battery systems. However, the problem is broader and covers every type of new production and/or new consumption. A common approach is to assess each new connection request separately. A more future-proof way is making an assessment of the margins as part of the network planning; the concept of "hosting capacity" plays a big role in this.

The hosting capacity is a measure of how much new production or new consumption can be connected to an electricity grid without unacceptable voltage quality or reliability. There are many choices to be made during the preparation phase, before the actual calculations begin. These choices can have a big impact on the hosting capacity value resulting from the calculations. This value is influenced, among other things, by the details of the model for the network as well as for the existing consumption and production; even details of the model for new production or consumption affect the result. The accuracy of the calculations can be improved by choosing more accurate and more detailed models. However, the value of the hosting capacity is also affected by things that cannot be predicted, such as the size of future solar installations or future charging patterns for electric vehicles. The content of this handbook provides background information for hosting capacity calculations, provides a basis for choosing the models, and helps with the interpretation of results from the calculations.

Innehåll

1	Inledning	8
1.1	Läget med solkraft i Sverige	8
1.2	Acceptansgränsmetoden	8
1.3	Handboken	9
2	Bakgrund	11
2.1	Begränsningar i nätet	11
2.2	Det svenska lågspänningsnätet	12
2.2.1	Struktur och jordning	12
2.2.2	Olika nätstruktur försvårar jämförelse av acceptansgränsstudier	12
2.2.3	Dimensionering av elsystemet	13
2.2.4	Stad- och landsbygdsnät	14
2.2.5	Skillnader mellan norra och södra Sverige	19
2.3	Fördelningar och variationer att använda i acceptansgränsberäkningar	20
2.3.1	Var installeras solkraft idag	20
2.3.2	Hur mycket solceller får plats på ett tak	21
2.3.3	Hur stora anläggningar installeras	22
2.3.4	Variationer i solinstrålning	27
2.3.5	Toppeffekt från distribuerade solcellsanläggningar	30
2.3.6	Storskalig solkraft	31
2.3.7	Variation i förbrukning	32
2.3.8	Bakgrundsspänning	35
2.4	Potentialen för solkraft i Sverige	37
2.5	Potential för lokallagring av solkraft i Sverige	38
2.5.1	Incitament för lokallagring	38
2.5.2	EU Förordningar och direktiv	39
2.5.3	Energilagar	40
2.5.4	Nationella förordningar	41
2.5.5	Standards	42
2.5.6	Föranmälan	42
3	Kraftsystemspåverkan från solkraft	43
3.1	Översikt av påverkan	43
3.2	Överlast	43
3.2.1	Lokal överlast inuti kundanläggning och av serviskabel	43
3.2.2	Överlast i distributionsnätet av kablar, ledningar och transformatorer	44
3.2.3	Sammanlagringsfaktor	46
3.2.4	Matematisk beskrivning av sammanlagring	47
3.2.5	Matematisk beskrivning av överlast	48
3.2.6	Räkneexempel	49

3.3	Överspänningar	51
3.3.1	Överspänningar i lågspänningsnät	51
3.3.2	Matematisk beskrivning	52
3.3.3	Räkneexempel	54
4	Approximationer och osäkerheter	58
4.1	Approximation	58
4.2	Osäkerheter i modellparametrar	59
5	Metoder för acceptansgränsberäkningar	62
5.1	Olika metoder	62
5.2	Deterministiskt	63
5.2.1	Generellt tillvägagångssätt för deterministisk acceptansgränsstudie	63
5.2.2	Exempel på deterministisk acceptansgränsstudie	63
5.2.3	Känslighetsanalys av deterministiskstudie	65
5.3	Tidserier	65
5.3.1	Grundläggande metoden	65
5.3.2	Generellt tillvägagångssätt för tidserie acceptansgränsstudie	66
5.3.3	Känslighetsanalys av tidseriestudie	66
5.4	Stokastiskt	67
5.4.1	Generellt tillvägagångssätt för stokastisk acceptansgränsstudie	67
5.4.2	Exempel på stokastiska nätstudier	67
5.4.3	Känslighetsanalys av stokastiskstudie	72
6	Tillämpning av acceptansgränsmetoden i praktiken	73
6.1	Nätstyrka	73
6.2	Impedans att använda vid en- och trefasig anslutning	75
6.3	Äldre nät med 3-ledarkabel med reducerad area av neutralledare	77
6.4	Hantering av kunder som inte uppfyller dagens anslutningskrav	78
7	Referenslista	79

1 Inledning

1.1 LÄGET MED SOLKRAFT I SVERIGE

Denna handbok ger vägledning i att tillämpa acceptansgränsmetoden för nät med hög andel distribuerad solkraft. År 2022 hade 6 % av Sveriges småhus skaffat solceller (Baserat på [1] och [2] är 96% av effekten <20 kW_p småhus. Antalet anläggningar <20 kW_p jämförs därmed med de 2,1 miljoner småhus som finns enligt [3], baserat på [4]. Bara under 2022 mottog svenska nätbolag 95 000 föransökaner [5]. De flesta av dessa installationer görs på några av Sveriges 2,1 miljoner småhus. Det här har gjort att det blir vanligare med flera solcellsanläggningar i samma lågspänningsnät och metoder som tar hänsyn till den gemensamma påverkan på nätet behövs. Som del av målet om fossilfritt Sverige 2045 har Energimyndigheten satt upp en målbild om 5-10 % av svensk elproduktion från solen 2040. Det motsvarar 7-14 TWh sol [6]. Det nationella energi och klimat planen till EU anger 6,1 GW solkraft till år 2025 [7], tolkat av Solar Power Europe [8]. År 2022 producerade solkraften i Sverige för 1,2 % av elproduktionen eller 2 TWh exklusive egenförbrukning [2]. Fortsätter solcellsanläggningar installeras med samma årliga takt kommer det nationella målet troligen att uppnås ett decennium före målet. För det behövs bara en stabilisering av nuvarande installationsakt. Därmed är det väsentligt för nätbolag att börja förbereda sig för en framtid med sol på var tredje eller fjärde tak i vissa områden. EU har arbetat för krav på solceller på alla nya byggnader 2028 [10]. Samtidigt får en allt större andel av anläggningarna energilagring. Under 2022 ansökte 20% av de som fick grön rot för installation även bidrag för energilagring i hemmet [11]. Kalifornien vill ställa krav på att elbilar ska kunna mata in till näten från början av 2027 [12] så i framtiden kan lokalproduktion samverkas med lagring i en stor del av fastigheter. I världen var 190 GW av 360 GW ny genereringskapacitet år 2022 solkraft [13] och solkraft stod då för uppskattningsvis 6,2% av världens elproduktion [14]. Kärnkraften stod för 10%.

I Sverige har elkunder rätt installera solceller upp till 43,5 kW_p om deras huvudsäkring är under 63 A enligt ellagen; Skatteverkets regelverk innehåller en gräns på 100 A. Kostnaden för eventuell nätförstärkning delas av kundkollektivet, om kunden håller sig inom sin nuvarande säkringsstorlek. Ellagen kräver vidare att överföringen av el skall vara av god kvalitet [15] men ställer även krav på skäliga villkor för anslutning och överföra el. Frågan om vilka nätförstärkningar som är rimliga och vilka åtgärder som är mest kostnadseffektiva är därmed en fråga som berör de myndigheter som övervakar nätkoncessionshavarna. Frågan påverkar alla nätanvändare genom nätavgifternas storlek.

1.2 ACCEPTANSGRÄNSMETODEN

Trots den mycket höga installationsakten är diskussionen om hur svenska elnät kommer påverkas av stora mängder solkraft ännu i sin linda. Många länder har gått före och flera redan uppnått de andelar som diskuteras för Sverige 2040. Att jämföra olika elnät med olika förutsättningar är dock vanskligt. Näten är olika byggda och en solcellsanläggning har mångfaldigt större påverkan om den t.ex.

ansluts enfasig än trefasig. Svenska nät är vidare byggda för att stödja ett av de högsta elförbrukningar per capita som kommer av att de ofta byggts för att klara uppvärmning med elbaserade värmekällor. Utsagor om hur mycket elnäten tål är vidare ofta baserade på interna planeringsnivåer som baseras på hur man traditionellt har räknat på andra typer av laster och förbrukningar. Utan tydlighet i vilka osäkerheter och kriterier man utgått ifrån är det svårt att bedöma allmängiltigheten av resultat från ett visst land, eller ens mellan ett stadsnät och landsbygdsnät i samma kommun. Acceptansgränsmetoden har tagits fram för att öka transparensen i nätberäkningar. Metoden vill uppnå transparens genom en tydlig metodik med explicita gränsvärden och separat behandling av varje kraftsystemsfenomen som beaktas.

Denna handbok för tillämpning av acceptansgränsmetoden har tagits fram inom Energiforsk projekt *"Stokastiska och deterministiska metoder för att uppskatta acceptansgränsen"* och bygger på forskning inom Energimyndigheten sponsrade projekten *"Acceptansgräns för solkraft i Norra Sverige"* och *"Acceptansgräns för distributionsnät"*. Handboken inkluderar tidigare sammanställning av påverkan på elnätet från stora mängder solkraft och elbilar som publicerats inom Energiforsk [16]. Fokus är på solkraft men acceptansgränsmetoden kan också tillämpas på nya laster som elbilsladdning. Elnät har byggts utifrån antagande om hur laster sammanfaller i tid. Elbilsladdning har däremot en relativt låg sammanlagring, så vida man inte sammanför all laddning till samma tidpunkter, en styrning som regelbunden refereras till som "smart laddning" men som har både för- och nackdelar. Handboken samlar mer än ett decennium erfarenheter och resultat av användning av acceptansgränsmetoden av författare själva och i samarbete med andra. Genom åren har flera nätbolag bidraget generöst med data som genomgående har anonymiserats. För att inte röja nätsekretess berättas inte vilket data som kommer från vilket nätbolag.

1.3 HANDBOKEN

Frågeställningar som varit drivande i ovannämnda forskningsprojekten, och som acceptansgränsberäkningar ska svara på, är:

- Hur mycket solkraft går det att ansluta till lågspänningsnätet innan tillförlitlighet eller spänningskvalitet blir oacceptabel?
- Vid vilken andel solkraft kan överskridanden uppträda hos de första lågspänningsnät, i ett större geografiskt område?
- När kommer påverkan att ske i mellanspänningsnätet?
- När uppstår risken för flaskhalsar i regionnätet eller i stamnätet?
- Hur kommer acceptansgränsen att påverkas när en stor del av solkraftanläggningar är försett med lokal energilager och/eller med reaktiv-effekt eller spänningsreglering?
- Hur påverkas detta av förändringar på förbrukningssida som elbilar, energieffektivisering och efterfrågefleksibilitet.

Genom god kännedom om nätens acceptansgräns nätförstärkningar görs proaktivt, innan kunder drabbas av oacceptabel elkvalité. Med den snabba utbyggnad av solkraft och snabbladdning som pågår kan man prioritera resurser

till de nät som mest behöver förstärkningar. Men för att kunna göra bra studier på universitet, branschorganisationer och konsultbolag behövs realistiska uppgifter om nätet och dess uppbyggnad. En huvuduppgift för handboken är att ge uppgifter om svenska nätens sammanställning för att de ska kunna modelleras på ett bra sätt. Denna information främjar också förståelse av om enskilda studerade nätområden är typiskt eller ej för svenska nätförhållanden.

2 Bakgrund

2.1 BEGRÄNSNINGAR I NÄTET

Hur mycket solceller kan man installera i Sverige? I ett visst elnät? Under en given transformator? På mitt tak? I takt med att fler skaffar solceller är detta frågor som fler ställer sig. Acceptansgränsmetoden är en transparent metod för att bedöma hur mycket ny produktion eller förbrukning som kan anslutas till ett elnät. Metoden möjliggör en diskussion mellan intressenterna vid utbyggnad av solkraft.

Distributionsnätet är inte byggd för produktion men det går att ansluta en viss mängd utan att elkvalitet blir oacceptabel eller näten tillförlitlighet äventyras. Svenska lågspänningsnät kan ofta hantera tillförsel av solkraft motsvarande att en betydande del av byggnadernas tak täcks med solceller. Men vad avses med en "betydande del"? Vad syftar man på när man säger "hantera"? Är det att transformatorn inte brinner upp eller att spänningen förbli inom fastslagna gränser, utan spänningsreglering? Vems gränser syftar man på? Är det standardiserade gränser vid slutkunden eller interna planeringsnivåer vid sammankopplingspunkten med andra kunder som tar höjd för ytterligare faktorer? Har man räknat med en tioårsvinter eller bara att allt är som i fjol? Har man räknat på den vanliga överföringsvägen för elen eller även på hur man kan mata elen en alternativ väg vid en kabel? Det är för att skapa tydlighet i dessa frågeställningar som acceptansgränsmetodik tagits fram.

Med solkraft fås lokal påverkan på kundanläggning redan vid första enheten som ansluts. Distributionsnätet kommer att påverkas vid flera enheter i samma distributionsnät medan region- och stamnät kommer att påverkas först om det finns stora mängder mikroproduktion över en stor del av landet.

Men det finns gränser. Undre gräns och övre gräns för spänning finns för att skydda apparater och säkerställa en god elkvalitet för alla kunder i nätet. Övre gräns för ström finns för att skydda kablar, transformatorer, ledningar, mm. Vi vill undvika obalanser eller en allt för stor avvikelse från växelströmmens ideala vågform. Man behöva klara av vissa fel på nätet utan kollaps av försörjningen. Vad som utgör gränsen kommer vara olika i olika delar av nätet. Längst ut hos den enskilda kunden utgör huvudsäkring en gräns (även om serviskabeln ofta tål ett par gånger denna ström). Spänningen utgör en annan gräns. Högre upp hos distributionstransformator kan andra begränsningar finnas (man förväntar sig inte att alla kunder samtidigt använder all effekt som deras säkring tillåter.) På region och stamnät kan även stabilitet vara en begränsning.

Det är inte trivialt att bestämma vad gränsen ska vara. Acceptansgränsmetoden är en transparent metod för att bedöma hur mycket kan anslutas. Metoden möjliggör en diskussion mellan intressenterna genom att tydliggöra vilka kraftsystems fenomen som har studerat och vilken gräns som har satts.

Vid beräkning av nätpåverkan talar vi om planering, då vi inte vet vad som kommer att hända (var, när och hur stor blir anläggningarna?). Den centrala frågeställningen är: behövs det förebyggande åtgärder eller inte? Som vid all planering, finns osäkerheter. Alla solkraftanläggningar kommer en solig dag

kunna ha hög produktion men de kommer samverka med förbrukning där en enskild kund inte har sin maximal eller minimala förbrukning samtidigt som andra kunders. Aggregering och sammanlaggringseffekter är grunden för all nätplanering. Utom korrekt hantering av sammanlagringseffekten skulle även brödrostar eller vattenkokare vara ett hot mot Sverige elförsörjning (nätet klarar inte att alla hushåll slår på dom samtidigt). Här är det centrala att skapa modeller som är rimliga och beskriver trolig fördelning av produktion och förbrukning. Resultatet beskriver en trolig spridning av möjliga utfall och med acceptansgränsen använder man en risknivå, planeringsrisk, på slutresultatet utan att tillföra marginal för osäkerheter i varje enskild parameter.

2.2 DET SVENSKA LÅGSPÄNNINGSNÄTET

2.2.1 Struktur och jordning

I Sverige ansluts kunder med trefasanslutning till fasspänning 400 V, vilket motsvarar 230 V i vägguttagen mellan fas och jord. Antalet kunder per 400V lågspänningsnät är i snitt runt tiokunder i glesbygdsnät och runt 150 kunder i tätorter. I stadscentra kan ännu fler kunder dela på samma nätstation.

Lågspänningsnäten matas vanligtvis med 10 eller 20 kV från en nätstation där distributionstransformatoren sitter. Från nätstation till kabelskåp dras fyrledarkabel men det förekommer äldre nät med treledarkabel där neutralledaren utgörs av skärmen, ofta med reducerad tvärsnittsarea. Från kabelskåp dras en s.k. servisledning till slutkund. Normalt jordas nätet vid transformatorn och inte vid kunden. Det kallas "TN" från latinets 'terra' som betecknar jordningen i stationen och neutralledare till denna från kunden. Från nätstationen förläggs fyrledarservis (kombinerad neutralledare och skyddsjord, TN-C) men anslutning med femledarservis (separat neutral och skyddsjord, TN-S) kan fås på begäran, till en merkostnad.

I Sverige använder man i låg- mellanspänningsnäten nästan helt passiva skyddskomponenter i form av säkringar. Även distributionstransformatoren skyddas av säkringar och omsättningen mellan hög- och lågspänningssidan kan bara ändras manuellt, utan möjlighet reglera spänningen efter situationen i nätet. Mer avancerade elektroniska skydd används först i inmatningen till 10 och 20 kV. Fellokalisatorer används relativt sparsamt. Även om det oftast finns reservkopplingar mellan nätstationer och ibland även mellan kabelskåp är dessa urkopplade och det krävs personal skickas ut för att konfigurera om nätet. Strömmen flödar därför radiellt och någon strömriktning kan oftast inte detekteras, om inte mer avancerade mätare satts in i nätstationen.

I Sverige har vi historiskt valt att lita på distributionsnät för jordningen i hemmet. Det anläggs ingen separat jordförbindelse till husets elcentral.

2.2.2 Olika nätstruktur försvårar jämförelse av acceptansgränsstudier

Vid läsning av acceptansnätstudier ska man komma ihåg att det finns mycket stora skillnader mellan elnäten i andra länder.

I Nordamerika och Japan saknas lågspänningsnät i princip helt. Där har varje kund oftast en egen, mindre, stolpplacerad transformator för en eller två faser. Ett amerikanskt lågspännings distributionsnät på 6 kV är därför mer jämförbart med ett svenskt mellanspänningsnät.

I länder som Storbritannien, Nederländerna och Spanien har man ofta gas för uppvärmning och elförbrukningen per hus är betydligt lägre än i Sverige. Här kopplas kunderna ofta in med bara en fas medan en trefaskabel i gatan skapar en slinga mellan två olika nätstationer. Med enfasig anslutning är större laster eller produktionsenheter förenat med obalanser i överliggande nät.

Det räcker faktiskt att ta sig till Norge för att hitta stora skillnader också emellan trefasiga lågspänningsnät. Norge (och Albanien) har majoritet av kunderna anslutna med treledarkabel och lokal jord med ojordad nollpunkt (IT-koppling, dvs isolerat vid transformatorn och "terra" eller jordat vid kunden). Detta medför ökade risker för obalans. Så när det i svenska medier rapporteras om problem i Norge med lampor som blinkar när grannen laddar bilen är det fråga om obalans som i har betydligt lägre sannolikt att förekomma i Sverige, pga. Skillnader i nätdesign.

Att jämföra acceptansgränsstudier från olika nät är således vanskligt och kräver, som vi sett, kunskap om elsystemet i respektive land.

2.2.3 Dimensionering av elsystemet

Svenska planeringsnivåer för elnät beaktar (I prioritetsordning):

1. Personsäkerhet
2. Selektivitet av skydd
3. Skydd av utrustning (inte överskrida t.ex. transformatorns märkström, tillåtna jordström och tillåtna kortslutningsströmmar)
4. Spänningskvalitet (maximal tillåten spänning eller högsta tillåten spänningsfall längs en ledning).

På transmissionsnivå studeras även stabilitet av nätet.

Näten är i regel byggda för att motstå ett enkelfel, med undantag för sista "servisledning" till slutkund, som kan tillåtas matas radiellt utan möjlighet till reservväg för överföring.

Detta uttrycks som att man ska hantera alla fel där N-1 komponenter antas fungera, men inte behöver betrakta två samtidiga fel om de är oberoende av varandra. Detta innebär att man ska kunna förse kunder med el (eller ta emot deras kraftproduktion) även vid ett fel i överliggande nät. Därmed räcker det inte att man kan ta emot all solkraft under den normala matningsvägen, man måste även klara reservdriftfall där ett område matas från en alternativ transformatorstation som då tillfälligt har fler kunder, och kanske även har lägre maxeffekt eller är mer benägen få stora spänningsvariation vid inmatning.

Solkraft sätter också speciella krav på elnäten. Dels kännetecknas den av hög sammanlagringsfaktor. Dels ger den kraftelektroniken som alstrar kraften ofta en felström (kortslutningsström) som bara är lite mer än installerade effekten och

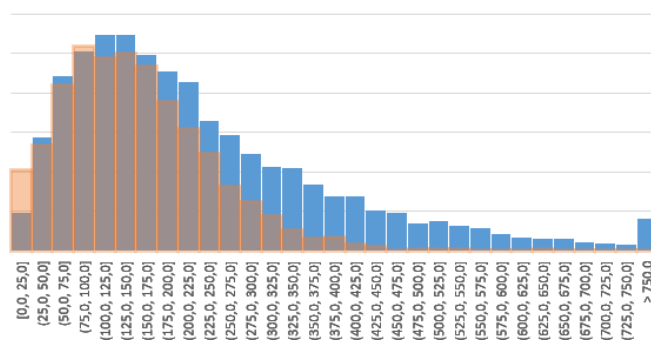
säkringar kan då vara svåra förlita sig på. Dessutom kan stora mängder solkraft inom ett område göra att man behöver riktade skydd som kan se om elen flödar till eller från kunderna. De riktade skydden kan krävas för att få fullgod selektiviteten, dvs kunna isolera den del av nätet som är felbehäftat [17].

Energilager bli också allt vanligare. År 2022 ansökte 20% av de som fick grön rot för installation av solceller även bidrag för energilagring i hemmet [11]. Med energilager måste kunder förlita sig på växelriktarnas inbyggda skydd mot ö-drift som blockerar matning till ett dött nät. Nätbolag kräver ibland även att anläggning med reservkraft är utformad så att den vid strömavbrott kopplar bort sig från elnätet. Detta som en extra säkerhetsåtgärd mot att ett flertal anläggningar skulle kunna hålla frekvens och spänning stabila genom att balansera produktion och förbrukning under en längre tid, och därmed hålla nätdelar spänningssatta under strömavbrott med påföljande fara för reparationspersonal. Det kan finnas även andra orsaker till krav på isolering från nätet vid strömavbrott. T.ex. att man oroar sig för att kunden i ö-drift förlitar sig på jordning från elnätet vid elavbrott. Speciellt vid kabelbrott i servisleddningen kan även kontakten med transformatorns jord har tappats med påföljande elsäkerhetsrisker för kunden utan lokaljordtag. Många växelriktare mäter dock jordningen kontinuerligt, och slår ifrån om den är otillräcklig.

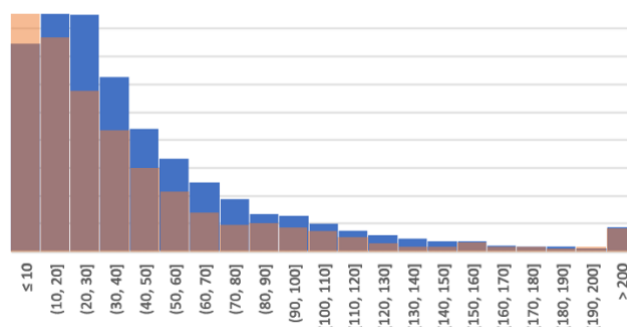
Detekteringsalgoritmer för ö-drift och brist på jordning leder ofta till onödig bortkoppling av anläggningar; personssäkerhet har dock en högre prioritering än selektivitet.

2.2.4 Stad- och landsbygdsnät

Avståndet mellan nätstation och slutkund varierar något mellan landsbygd och tätorter (se av Figur 1). Kabelskåp kommer ha färre antal kunder men placeras så att den sista kabeln till kund, serviskabeln, blir ungefär lika långa i både landsbygd och tätort (se **Error! Reference source not found.**). Servicekablar har vanligtvis 10 eller 16 mm² tvärsnittsarea och är sällan mer än 100 m långa i glesbygd och 50 meter i tätort.



Figur 1. Jämförelse av avstånd mellan nätstation och slutkund (fågelvägen i meter) för större tätort (orange) och i landsbygd (blå.)



Figur 2. visar fördelning av avstånd längd av servisledning i större tätort (orange) och i landsbygd (blå.)

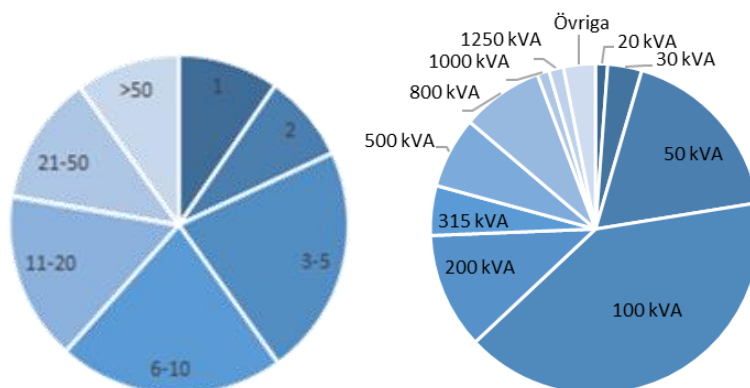
Största skillnaden mellan stads- och landsbygdsnäten är antalet kunder per nätstation och kabelskåp. I områden klassificerade som landsbygd finns i snitt 10-15 kunder per nätstation medan större tätort brukar ha 100-300 kunder per nätstation. Tabell 1 återger exempel på antal kunder i större tätort och landsbygd per nätstation, kabelskåp och anslutningspunkt. I tätort finns ofta lägenhetsabonnemang som ger flera kunder per anslutning. Stadsnätet i Tabell 1 har 80 % av kunderna med lägenhetsabonnemang (med samma anslutningspunkt) medan landsbygdsnätet har 20 % lägenhetskunder.

Tabell 1 Exempel på kundantal per nätstation, anslutningspunkt och kabelskåp för ett koncessionsområde i landsbygd respektive större tätort.

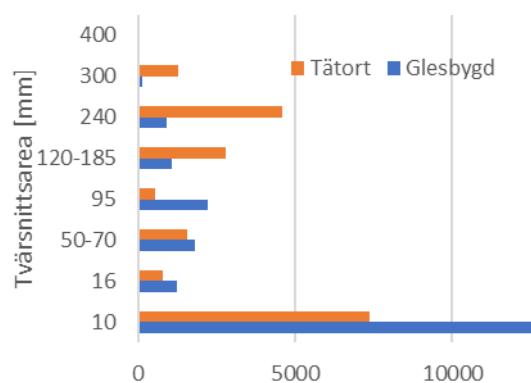
Typ av nät	Kunder per nätstation	Anslutningar per nätstation	Anslutningar per kabelskåp	Kunder per anslutningspunkt
Landsbygdsnät (9000 anslutningspunkter)	13	10	2,4	1,3 (20 % lägenhetskunder, 1,0 exkl. lägenheter)
Större tätort (12000 anslutningspunkter)	275	22	4,1	12 (80 % lägenhetskunder, 1,9 exkl. lägenheter)

Vattenfall har, som exempel, fyra femtedelar av sina nätstationer i landsbygdsnät och därmed fördelning av kunder per nätstation och fördelning av storlek på distributionstransformator enligt Figur 3 och Figur 4.

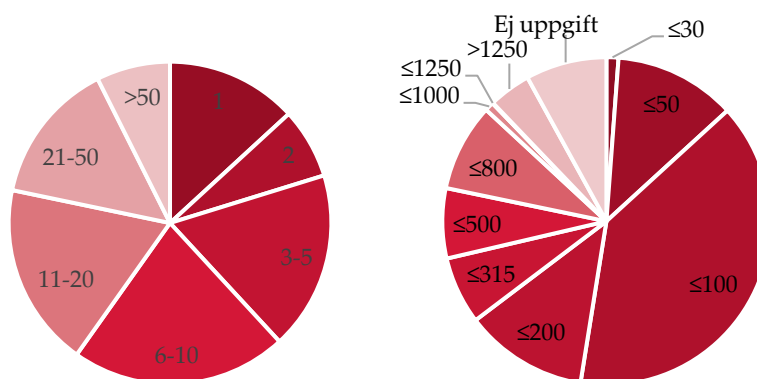
Ellevio har en större del av sina kunder i storstad men trots det en liknande fördelning av antal anslutningspunkter per nätstation (se Figur 5 och Figur 6). Det är viktigt att skilja på antalet anslutnings-/leveranspunkter per nät och antalet kunder då det senare kan innefatta många lägenhetskunder bakom samma nätanslutning (se Tabell 1).



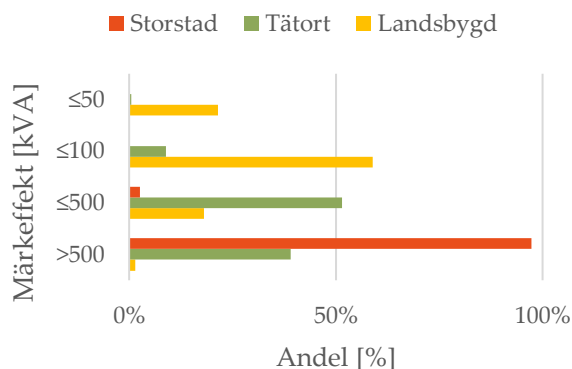
Figur 3. Antal kunder per nätstation (← vänster), fördelning distributionstransformator storlek (höger →), exempel Vattenfalls nät (42 000 nätstationer)



Figur 4. Typisk kabeltvärsnittarea, exempel Vattenfalls nät (42 000 nätstationer)



Figur 5. Antal kunder per nätstation (← vänster) och fördelning distributionstransformator (höger →), exempel Ellevio (21000 nätstationer). Data från [18] tillgänglig på GitHub [19].



Figur 6. fördelning av transformatorns nominella effekt för olika nättyper, exempel Ellevio (21000 nätstationer). Data från [18] tillgänglig på GitHub [19].

Det lägre antalet kunder per nätstation i landsbygdsnät gör att fördelningskabeln från nätstationen till kabelskåpet har mindre tvärsnittsarea, se **Error! Reference source not found.** I stadsnät är 185 and 240 mm² vanligast medan 95 och 120 mm² används oftast i glesbygdsnät. Fördelningskablarna är också längre i landsbygdsnäten men kan vanligtvis förväntas understiga 300 m. Det stora antalet kablar i **Error! Reference source not found.** utgörs däremot av serviskablarna som är sista kabel nätbolagen ansvara för och går från kabelskåp till slutkund. När slutkunden är enfamiljshus brukar serviskabeln ha diametern 10 mm². Belastningsförmågan för olika kabeldimensioner ges i Tabell 2. Värden i tabellen är delvis approximationer och förenklingar och kan skilja sig för olika kabeltyper av samma dimension. För exakta värden skall man alltid gå till databladet för använd kabel.

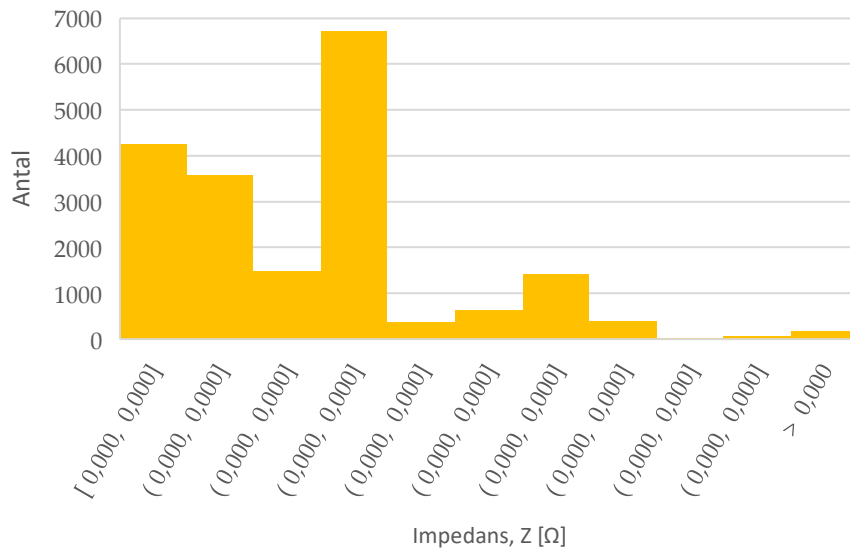
Tabell 2 Belastningsförmåga och impedanser för vanliga kabeldimensioner i distributionsnätet.

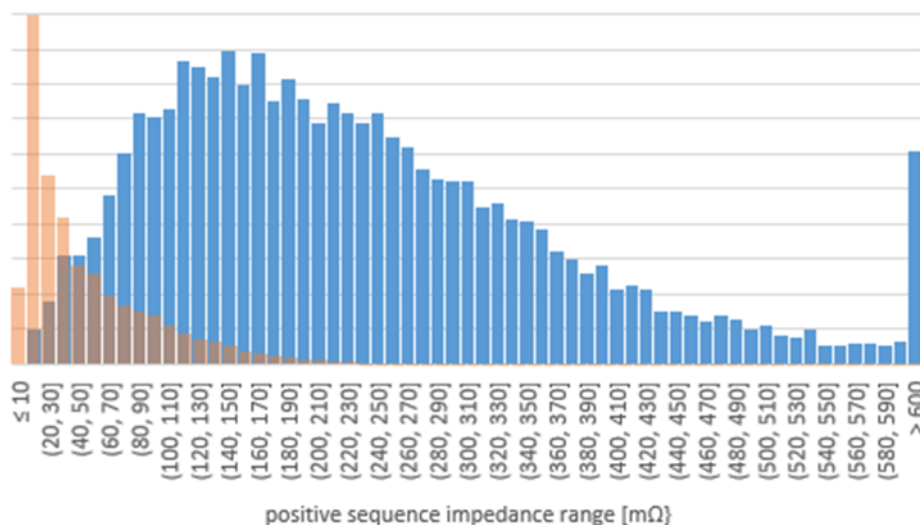
Kabelytan [mm ²]	Resistans (mΩ/km)	Reaktans (mΩ/km)	Belastningsförmåga (A)
10	1830	88	55
16	1080	97	78
25 7	727	94	130
95	193	82	190
150	115	82	295
240	72	82	385

Tabell 2 anger även impedansen per längdenhet för kablarna. Belastningsförmåga och impedanser för vanliga kabeldimensioner i distributionsnätet.

Impedansen kallas ibland för det elektriska avståndet och är ett mått för den strömbegränsande förmågan i en krets. Den har stor påverkan på värmebildning och spänningsfall över en ledning. När man tar i beaktande mellanspänningsnätens utbredning, den oftast mindre transformatorn i nätstationen på landsbygden samt serviskabeln olika dimensioner gör det sammantaget att impedansen i stadsnät kommer att vara betydligt mindre än den i ett landsbygdsnät. Impedansen till slutkund har bidrag från de högre spänningsnivåerna, distributionstransformatorn samt lågspänningskablarna. Figur 7 anger typiska impedanser för överliggande nät (omräknat till lågspänningssidan) samt för distributionstransformatorn. Fördelningen av impedansen från överliggande nät och transformator anges i Figur 8. Bidraget från

distributionstransformatorn är betydligt större än den från överliggande mellanspänningsnät.





Figur 9. Jämförelse av kortslutningsimpedans för 9000 anslutningspunkter i stadsnät (orange) respektive 12000 i landsbygdsnät (blått). Lägenhetsabonnenter är exkluderade i sammanställningen, så att enbart mindre fastigheter visas för båda näten.

Även om det finns mycket stora skillnader mellan kundernas impedans och därmed nätstyrka i de två olika typer av nät säger det fortfarande ingenting om en enskild kund: även i ett svagt nät kan vissa kunder ha en tjockare serviskabel eller placering direkt vid en nätstation som ger en lägre impedans än kunder i stadsnät brukar ha. Antalet kunder med stark nätanslutning är dock betydligt färre i landsbygdsnätet.

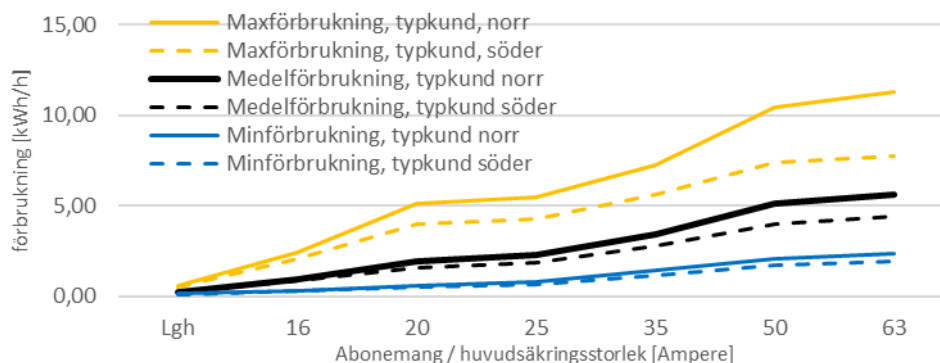
2.2.5 Skillnader mellan norra och södra Sverige

Elförbrukningen per kund i Norra Sverige är generellt högre på grund av svenska elanvändnings starka temperaturberoende. Statistik från Energiföretagen för direktverkande el återges i Tabell 3.

Tabell 3 Värmebehov för el i Sveriges olika temperaturzoner.

Uppvärmningssätt	Temperaturzon				
El	1	2	3	4	Samtliga
	162 kWh/m ²	136 kWh/m ²	119 kWh/m ²	107 kWh/m ²	123 kWh/m ²

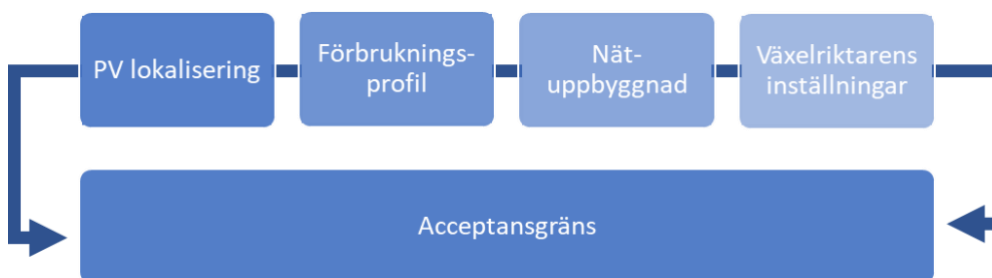
I Norra Sverige finns det större variationer i förbrukning mellan sommar och vinter. Kunder i norr och söder har liknande lägsta förbrukning men en påtaglig skillnad på den genomsnittliga högsta förbrukningen för en viss säkringsstorlek (se Figur 10, som är baserat på genomsnittliga förbrukning för en miljon elkunder med viss säkringsstorlek. Vi utgår då ifrån att kunder i Norra Sverige inte systematiskt har annan huvudsäkring för samma årsförbrukning).



Figur 10. Högsta genomsnittliga förbrukning för olika huvudsäkringar i norra och södra Sverige, medelvärde av timserie för alla Vattenfalls kunder.

2.3 FÖRDELNINGAR OCH VARIATIONER ATT ANVÄNDA I ACCEPTANSGRÄNSBERÄKNINGAR

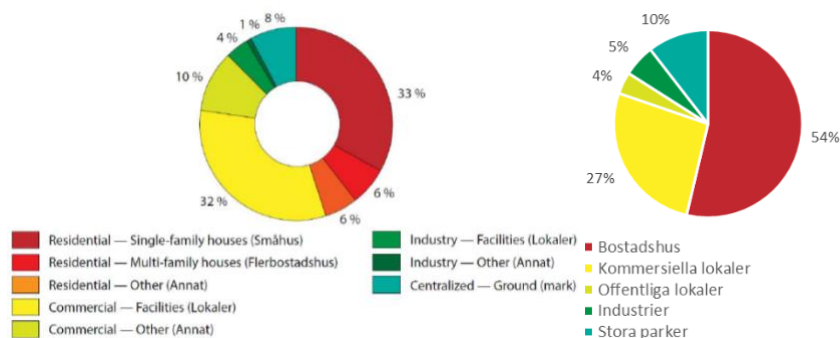
Ett antal olika faktorer påverkar en acceptansgränsstudie. Några av dessa faktorer anges i Figur 11. Elnätet och olika sorters lågspänningsnät uppbyggnad har behandlats i förra avsnittet. I detta avsnitt ges information om olika fördelningar på ingående parametrar i acceptansgränsberäkningar samt underlag för att göra realistiska antaganden om var solceller finns (Avsnitt 2.3.1), hur stora takanläggningar bör modularas (Avsnitt 2.3.2), typiska anläggningsstorlekar idag (Avsnitt 2.3.3), instrålning (Avsnitt 2.3.4), toppeffekt från anläggningarna (Avsnitt 2.3.5). Produktionskurva från anläggningar (Avsnitt 2.3.6). Avsnittet är även tänkt att ge en fördjupad förståelse för de faktorer som påverkar resultatet, men också ge en information om svensk solkraft år 2023.



Figur 11. Faktorer som påverkar acceptansgränsen.

2.3.1 Var installeras solkraft idag

Runt hälften av kapaciteten av solkraft i Sverige är i form av småskalig mikroproduktion (anläggningsstorlek under 43,5 kW_p). År 2022 var merparten (89%) av solcellsinstallationerna under 20 kW_p och dessa står för 57% av effekten [9]. Enligt IEA var majoriteten i bostadshus [1]. Innan 2019 byggde rapportering på installatörsföretagen och var mer detaljerad än dagens officiella statistik från SCB och Energimyndigheten som bygger på nätföretagens föranmälan. Det var tidigare möjligt att se indelning i olika slags bostadshus. Fördelningen av installerad effekt visas därför även för 2018 i Figur 12.



Figur 12. Fördelning installerad effekt för solkraft på olika byggnader och parker, 2018 och 2022.

2.3.2 Hur mycket solceller får plats på ett tak

I Sverige finns relativt god statistik från Lantmäteriverket och SCB om antal byggnader, storlek samt typisk taklutning och orientering (se t.ex. [20]). Grundyta för svenska byggnader kan även fås från fastighetsregistret. Sedan får man anta en viss takyta beroende på antaganden om olika hustypers form och antal våningar samt mängden hinder på taken för solpaneler. Ett antal sådana studier har gjorts för Blekinge.

Man brukar uppskatta att 85% av en takyta är tillgänglig för installation. När yta exkluderats som antas blockerad för solceller från skorsten, ventilation, burspråk och för marginal till takfot och takkant får man grovt att 50 % av Sveriges hus har 50 m² i bra solläge. Hur mycket solinstrålning denna yta kan ge beror dels på instrålningen, som är generellt högre på lägre breddgrad, dels högre nära kusterna beroende på grund av mindre molnighet. Solpaneler blir allt effektivare per ytenhet och idag kan man få ut 250 W_p installerad effekt per kvadratmeter eller 12,5 kW_p från 50 m² solpaneler i bra solläge. Årsproduktion avgörs även av taklutning medan dimensionering av elnätet mest berörs av toppeffekten som även avgörs av växelriktaren. Antas att bara det bästa solläget utnyttjas på taken kan 10–12 kW användas som riktmärke för installerade effekt vid småhus. För flerbostadshus kan 30 kW_p tas som riktnlinje. Industrier antas ha platta tak och här behöver man ta hänsyn till mellanrum mellan panelrader. Antas solceller uppta en yta motsvarande halva det platta taket fås 100 kW_p som riktmärke.

Studier med flygbilder tillåter också att räkna bort skuggade delar av taket med sämre solinstrålning. Alternativt kan höjddata (s.k. LiDAR punkt med reflekterad lasermätning från flygplan) användas som ger höjden över byggnaden och därmed takets form. Sverige har dessvärre relativt låg upplösning på vårt höjddata som utesluter denna metod för de flesta områden i Sverige. Vissa kommuner har på egenhand flugit och insamlat mer högupplöst data. Taklutning på 30 grader är vanligast i Sverige enligt dessa studier, men taklutningen tenderar att överskattas om för lågupplöst data används [21].

I tätorter är den bebyggda arealen per kvadratkilometer högre än i glesbygd och nätet dimensionerad sålunda för ett högre förbrukning per ytenhet. Även om flerbostadshus har större takyta än småhus finns vanligtvis mindre takyta per boende och effekten solkraft som kan anslutas blir mindre i förhållande till den nuvarande förbrukningen. Därmed blir det i småhus som solkraft kan motsvara en

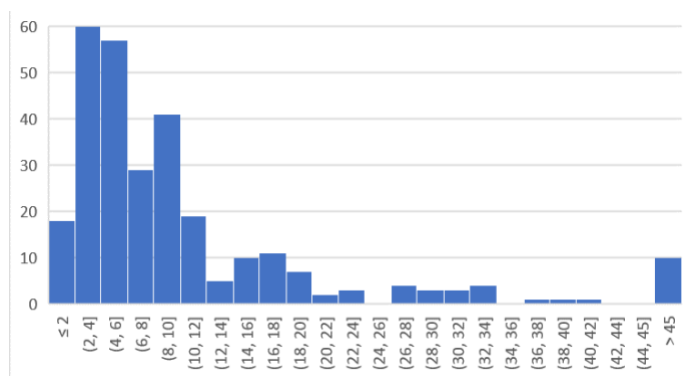
hög andel av årsförbrukningen i nätet. Vi kan förvänta oss störst påverkan från solkraft i områden med hög andel småhus eller i områden med stora taktytor utan större förbrukare som visa industri- eller handelsområden. Men påverkan på t.ex. spänningshöjning- eller överbelastning (åtets högsta ström) blir olika i olika områden.

2.3.3 Hur stora anläggningar installeras

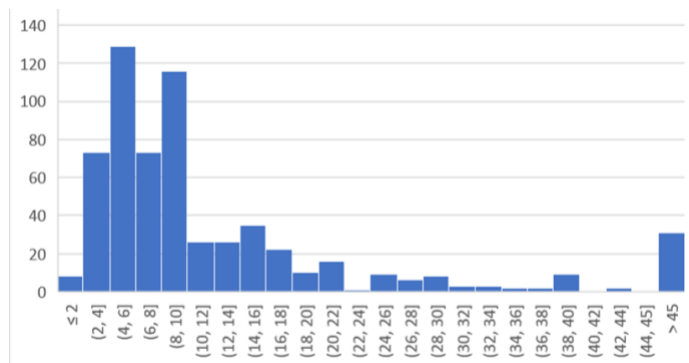
För takmonterad solkraft är det takytan som avgör mängden solceller som *kan* installeras i en anslutningspunkt. Hur mycket solpaneler som *faktiskt* monteras återspeglar däremot flera ekonomiska och regulatoriska faktorer. Tittar vi på Energimyndighetens statistik för anläggningsstorlek ser vi att en typisk villaanläggning är runt 10 kW_p. Om alla anläggningar beaktas är snittet för en installation 16 kW_p [9]. En noggrannare analys av installationer på ett av landets större nätföretag med stor andel landsbyggsnät ger att det med tiden blivit en allt starkare koncentration till en "standard" leverans på 10 kW_p vilket ger en produktion i närheten av förbrukningen av en energieffektiv villa med fjärrvärme eller bergvärme, se Figur 9 I figuren syns också en mindre topp runt 17 kW som motsvarar den största storleken av de massproducerade kommersiella växelriktaren, en storlek som nu ökar snabbt mot 25 kW. De skälen till att anläggningar inte byggs större än 10 kW_p idag presenteras i detta avsnitt.

Så varför är då installationerna inte större idag? Placering av burspråk och takfönster kan ha premierats mot solen. Dessutom har placering av sotningsstege och ventilation historiskt premierats på snöfria södra delen av taken, för att det där torkar snabbare och är oftare avsmält och därmed säkrare att arbeta på den delen av taket.

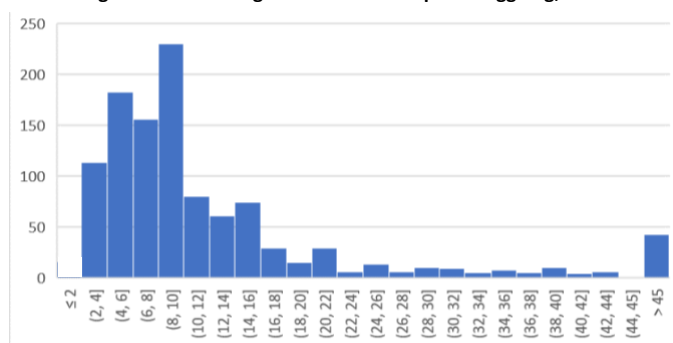
Figur 13 tom Figur 20 illustrerar utveckling av fördelning av installerad effekt av solcellsanläggningar för ett större nätbolag. Figuren visar en allmän ökning i nyanslutningar, men det finns också en ändring i fördelning mellan storlekarna. Under de första åren fanns det en ganska jämn fördelning över storlekar upp till ungefär 10 kW. Senaste åren visar att de flesta nyanslutningar finns strax under 10 kW, som är det som rymmer på ett villatak. Det finns också en stor andel senaste åren strax under 18 kW, som kan förklaras från att årsavgiftsdelen i elnätstariffen visar en stor ökning vid 18 kW säkringsstorlek (se nedan och Tabell 4).



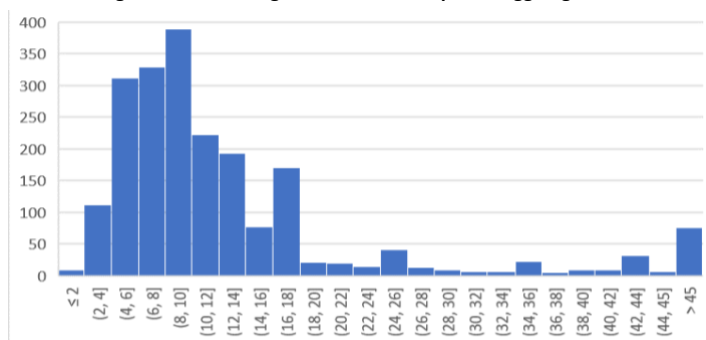
Figur 13. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2014



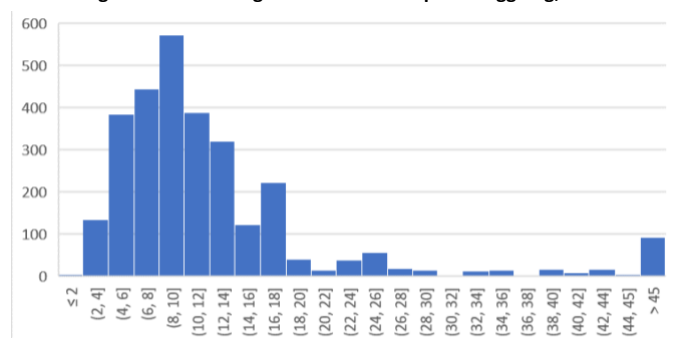
Figur 14. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2016



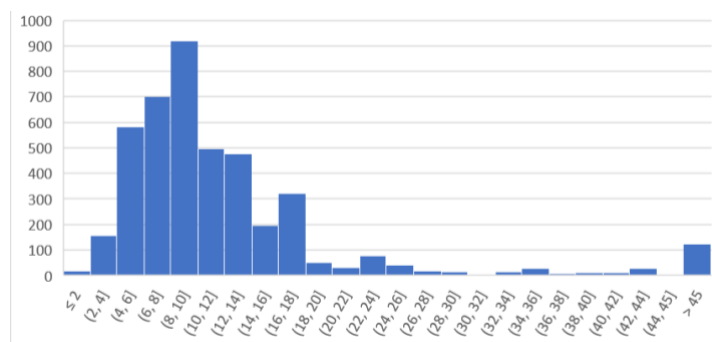
Figur 15. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2017



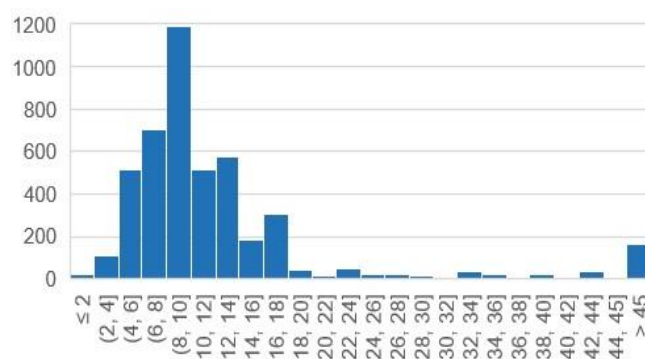
Figur 16. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2018



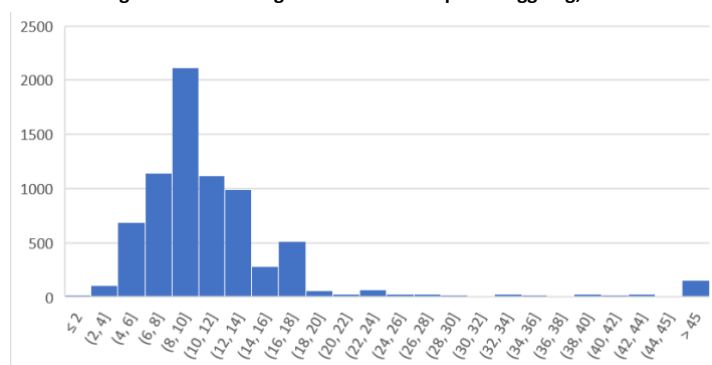
Figur 17. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2019



Figur 18. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2020

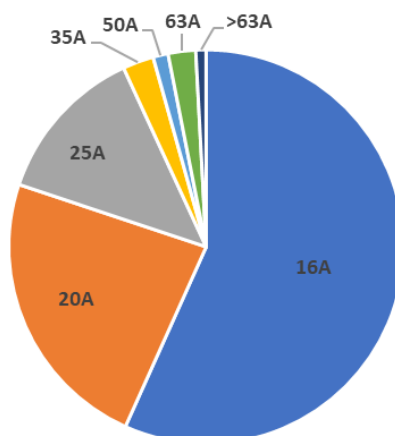


Figur 19. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2021



Figur 20. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2022

Ytterligare en faktor som håller tillbaka storleken på solcellsanläggningar, även där större tak på uthus, ladugårdar m.m. finns att tillgå, är nätavgiften. I svenska nät har oftast över 90% av anslutningarna 25 A eller mindre huvudsäkring, som visas i Figur 21. Det sätter gränsen på maximal installerad effekt. Med en säkringsstorlek på 25 A kan 17,5 kW_p matas in utan att behöva betala engångsavgift för en större nätanslutning och en större årsavgift enligt Tabell 4. Från tidigare framgår dock att denna anläggningsstorlek är mer än vad som vanligen får plats på ett småhustak och även för flerbostadshus torde talytan sätta gräns för solcellsanläggningens storlek, snarare än slutkundens avtalade huvudsäkring. Steget i årsavgiften från 25 A till 35 A kan förklara att det finns en relativ stor andel av solcellsanläggningar med installerad effekt strax under 18 kW.



Figur 21. Fördelning av kundernas huvudsäkring för ett svenskt nätbolag med mestadels glesbygdsnät. Lägenhetsabbonenter i flerfamiljshus med egen säkring (16A) har exkluderats.

Tabell 4. Fast nätavgift för säkringskunder anslutna till Vattenfalls lågspänningsnät. Till detta kommer överföringsavgift mellan 20 och 67 öre/kWh beroende på tid och avtal (1 jan 2024).

Säkringsstorlek	Högst effekt (trefas)	Årsavgift
16	11 kW	4 390 kr
20	14 kW	6 145 kr
25	17 kW	7 695 kr
35	24 kW	10 555 kr
50	34 kW	15 155 kr
63	43 kW	20 430 kr

Vill man bygga en ännu större anläggning och "säkra upp" utanför sin säkringsgrupp, t.ex. från 25 A till 35 A för att kunna mata in 24 kW_p, blir det troligen en förlustaffär, om engångsavgift för uppgradering av nätanslutning ska betalas. måste uppgradera till 35A eller 53A tillkommer därtill en engångskostnad för uppgradering vilket troligen helt tar bort förtjänst från att bygga den större solkraftsanläggning. Vi kan sålunda anta att få hus får anläggningar för mer än den inmatning som motsvarar deras säkring för förbruknings toppeffekt.

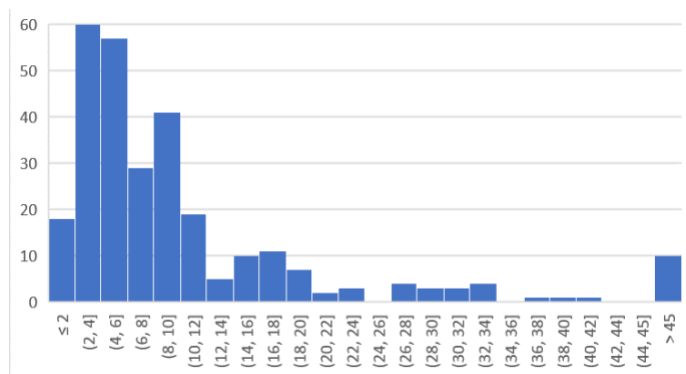
Andra faktorer som begränsar anläggningsstorleken i Sverige är skattesystemet, marknadsreglering, och nätavgifterna. Om producenten inte är mikroproducent förväntas denna ofta bära hela kostnaden för nätuppgradering, oavsett om andra producenter tidigare fått ansluta utan att betala nätförstärkning eller om ytterligare producenter senare kommer kunna ta fördel av nätförstärkningen. När nätet används som lagring av överskott av el på sommaren som används på vintern betalas skatt och nätavgifter för både in och utmattnings. EU kallar detta dubbelbeskattning och har förbjudit det. Därför får man i Sverige tillbaka dubbelbeskattning (alltså inte som bidrag) med en skattereduktion på 60 öre per kWh. (Det är alltså en återbetalning av skatt och inte, som ibland felaktigt framförs

i debatten, en subvention av andra skattebetalare). Denna återbetalning kan bara fås för skattade, alltså förbrukade, kWh. Därmed minskas ekonomiskt incitament att installera för en produktion på mer än årsförbrukningen man hade innan installationen. Utan denna skattemässiga effekt skulle Sverige troligen ha fler anläggningar över 10 kW_p, som täcker hela takytan men den typiska takstorleken skulle ändå utgöra en övre gräns, utan allt för mycket mer solkraft.

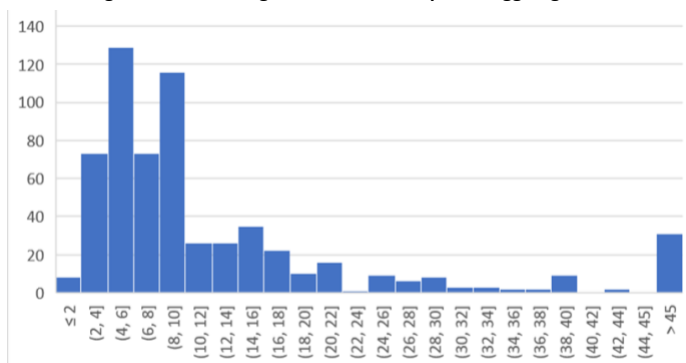
Som framgår av texten och figurer ovan har dramatiska förändringar historiskt skett vad gäller typisk storlek av solcellsanläggningar i Sverige. Begäran om anslutning dominerades 2016 av anläggningar mindre än 2 – 4 kW_p, som oftast var enfas. Tre år senare var det istället anläggningar på 8 – 10 kW_p som dominerade (och enfas hade i princip upphört att installeras).

Från

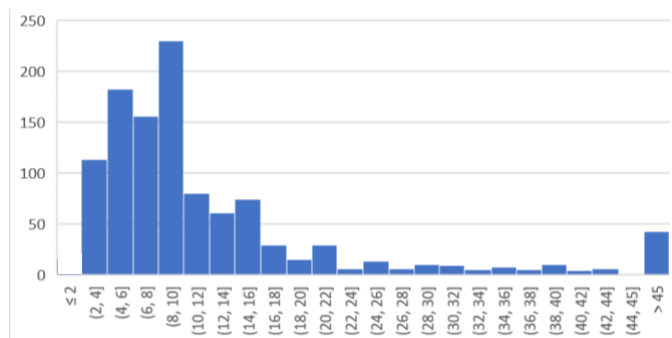
Figur 13 tom Figur 20 illustrerar utveckling av fördelning av installerad effekt av solcellsanläggningar för ett större nätbolag. Figuren visar en allmän ökning i nyanslutningar, men det finns också en ändring i fördelning mellan storlekarna. Under de första åren fanns det en ganska jämn fördelning över storlekar upp till ungefär 10 kW. Senaste åren visar att de flesta nyanslutningar finns strax under 10 kW, som är det som rymmer på ett villatak. Det finns också en stor andel senaste åren strax under 18 kW, som kan förklaras från att årsavgiftsdelen i elnätstariffen visar en stor ökning vid 18 kW säkringsstorlek (se nedan och Tabell 4).



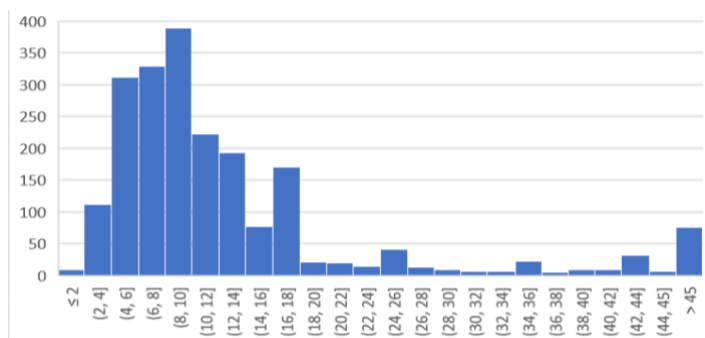
Figur 13. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2014



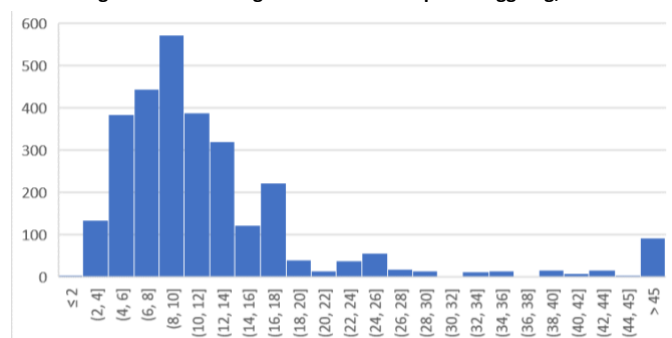
Figur 14. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2016



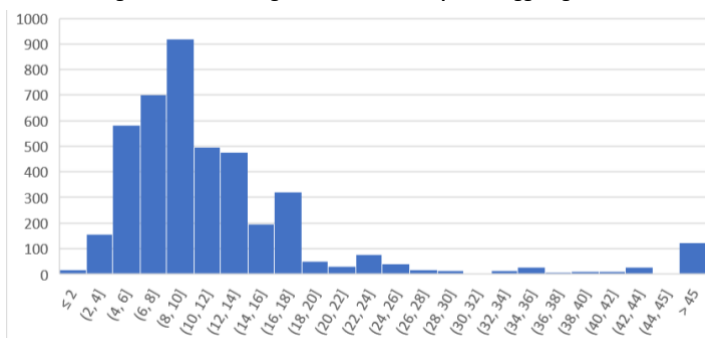
Figur 15. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2017



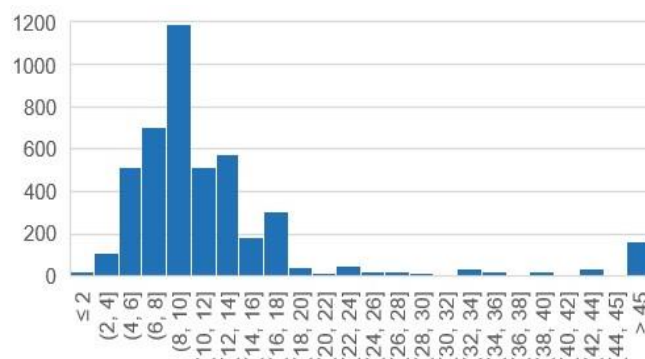
Figur 16. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2018



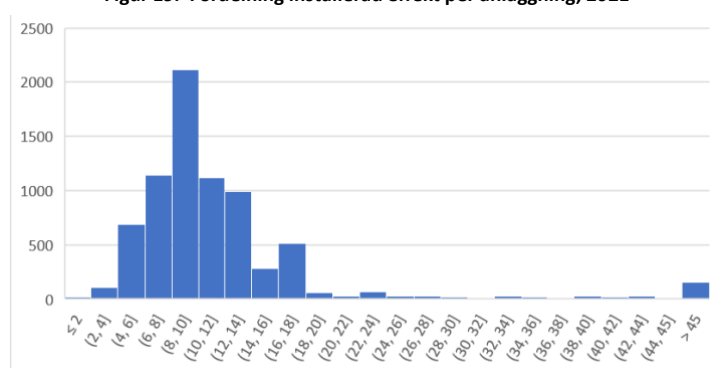
Figur 17. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2019



Figur 18. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2020

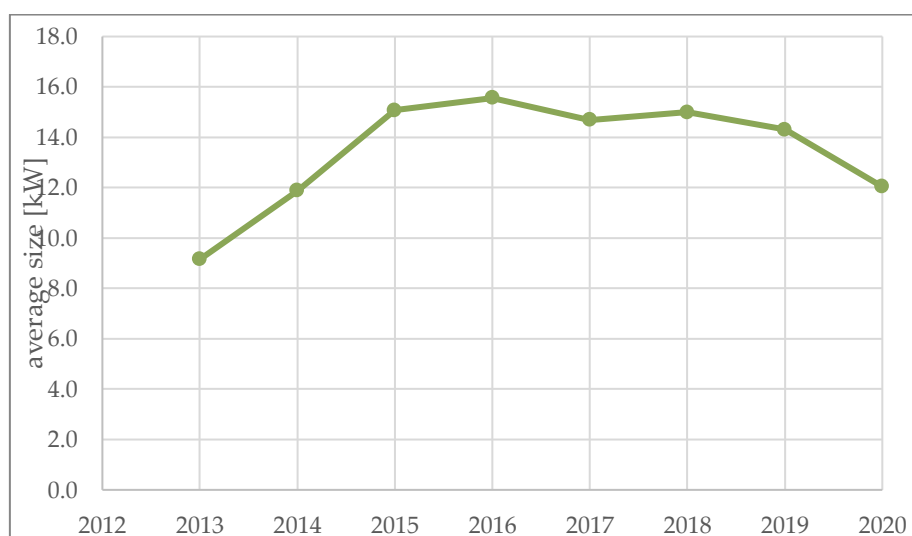


Figur 19. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2021



Figur 20. Fördelning installerad effekt per anläggning, 2022

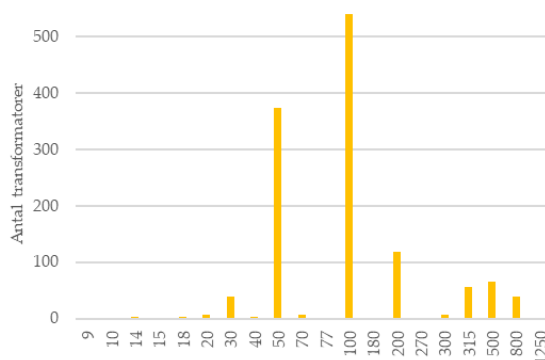
framgår också att antalet anläggningar över 43,5 kW är få. Trots få MW parker hos Vattenfall står dessa för mellan en tredjedel och hälften av inmatad årsproduktion av solkraft. Detta gör att den genomsnittliga effekten som installerats i vattenfalls nät hamnar runt 14 kW, så som visas i Figur 22. Medeleffekten är för samtliga Säkringsstorlekar och påverkas framför allt av andelen av installationer som utgörs av småhus. En ökande andel installationer i småhus döljer därmed en ökning av genomsnittlig installerad effekt i respektive kategori.



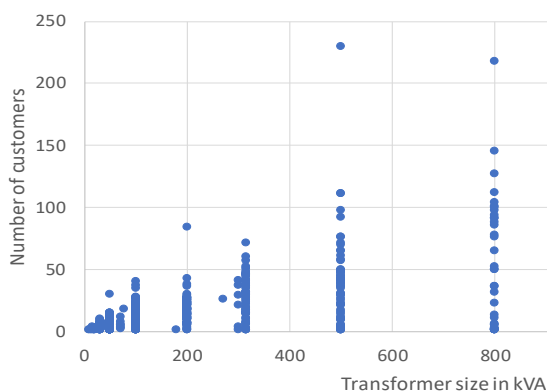
Figur 22. Medelinstallerad effekt, Vattenfall. Minskningen beror inte på att installationer blivit mindre, utan villainstallationer på typiskt 10 kW blivit mer dominerande.

Vi har hittills mest diskuterat installation på villatak, detta dominerar antalet installationer i Sverige idag. För att studera potentiell nätpåverkan från större kunder används koncessionsområdet av landsbygdskaraktär från Tabell 1. Flertalet transformatorer är 50 eller 100 kVA (infälld bild) med mindre än 40 – 50 kunder. Så som visas i Figur 23 utgör de större transformatorerna (500 kVA och uppåt) en mindre andel men, som visas i Figur 24, uppvisar de en stor spridning i antalet kunder. De större transformatorerna spridning i antalet kunder beror på flera faktorer. Det kan vara ett stort antal småbrukare av el, eller några enstaka större industrier, kontor offentliga lokaler eller flerbostadshus.

För dessa större transformatorer är det vanskligt säga något om mängden solkraft som kan komma att installeras i de fall där får kunder är anslutna. Här behövs kompletterande information om både takyta och typ av verksamhet hos slutkunderna. I många fall finns troligen få alternativ till att studera dessa från fall till fall när föransökan om anslutning av mikroproduktion väl kommer in. En aktiv dialog med storkonsumenterna är nyckel till att få förhandsinformation om stora industrier eller hyresvärdar har planer på takmonterad solcell eller förhandlar om byggnation av solparker i anslutning till sina byggnader. Vad gäller storkonsumenter blir arbetssättet för nätbolagen även relativt lika i stads- och landsbygdsnät.



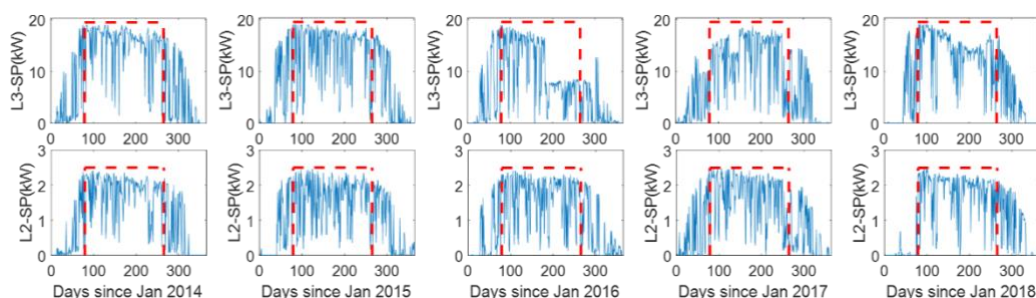
Figur 23. Exempel av glesbyggsnät fördelning av transformator storlek (märkeffekt).



Figur 24. Antal kunder per transformator olika storlek (märkeffekt) av transformatorer.

2.3.4 Variationer i solinstrålning

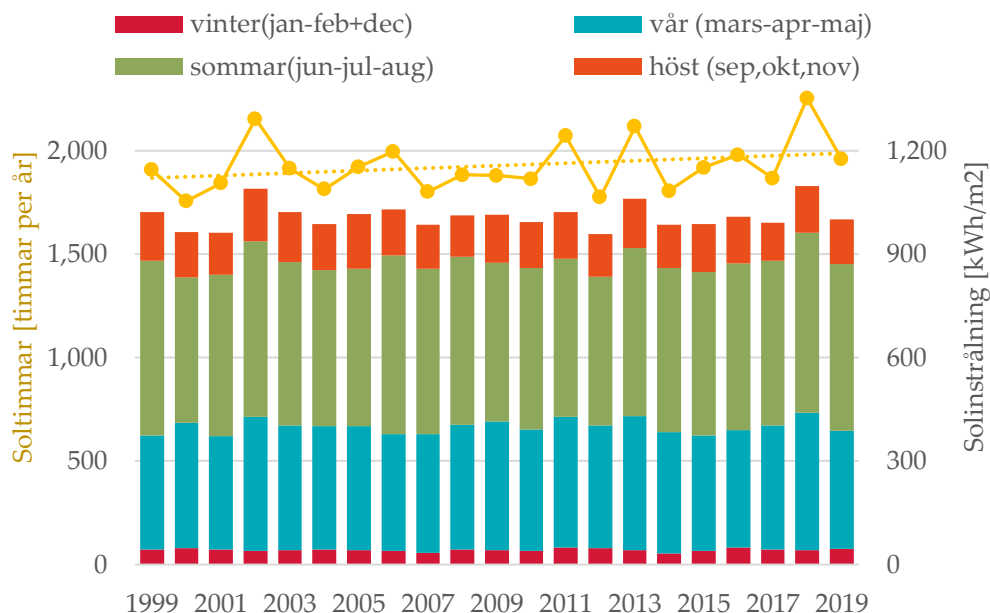
Vid solkraftintegrering är variationer i solinstrålning över tid den osäkerhet som är mest känd och diskuterad. Figur 25 visar jämförelse av fem års produktion för två anläggningar i norra Sverige. Högsta produktion kan i Norra Sverige inträffa redan i mars/april, medan det fortfarande är kallt.



Figur 25. Variationer i elproduktion för två anläggningar i Norra Sverige: 65,74 °N (ovan) och 64,7n °N (nedan),

Osäkerheten i solinstrålning beror delvis på jorden som roterar runt sin axel och runt solen, och delvis på grund av variationer i molnighet där bara det sistnämnda (variationer i molnighet) kan räknas som en osäkerhet [16].

Enligt SMHI:s mätningar kan solstrålningen variera med $\pm 10\%$ mellan olika år. Solstrålningen för SMHI:s mätstation vid Stockholms universitet framgår av Figur 26, där 2018 års värde var det högsta på flera årtionden.

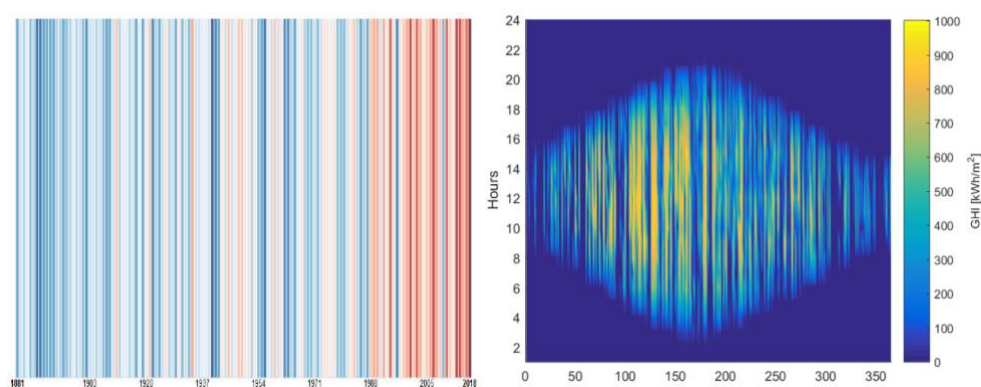


Figur 26. Uppmätt antal soltimmar samt total årlig solstrålning mot en horisontell yta vid SMHI:s mätstation vid Stockholm Universitet. Den blå streckade linjen visar en trendlinje för antalet soltimmar för åren 1999 till och med 2019. Infällt andel av årsenergi på olika årstider.

Solelproduktionen beror på energin i solljuset som mäts som total global instrålningen i kWh/m². Detta ska inte förväxlas med soltimmar som mäter en solig februaridag lika som en solig sommardag, även om strålens förmåga att värma

(och därmed producera energi) som alla vet skiljer sig åt en hel del mellan februari och juli. Figur 27 visar fördelningen över årstiderna av den totala (global) solinstrålningen för år 2018. Andelen instrålning på sommaren varierade mellan 45% och 48%. Varma somrar, som 2018, kan dock ge någon procent mindre produktion från solcellanläggningar under sommarmånaderna (juni, juli, augusti) på grund av solcellers minskade effektivitet vid höga temperaturer (46% av årsproduktionen på sommaren medan 48% av instrålningen 2018 kom under sommarmånaderna).

Vid detaljerade studier beräknas instrålningen mot solpanelernas plan och instrålningens sammansättning i direkt, reflekterad och spridd (s.k. diffus) instrålning, vilket inte behandlas närmare här. Enligt ätningarna som gjordes under de senaste 20 åren från 1999 till 2019 finns en ökande trend i solinstrålningen. Detta är inte en del av den naturliga variation av vädret utan en långsiktig trend som pågått sedan 80-talet [23] och troligen har sin förklaring i förändring i föroreningar i atmosfären. Sådana långsamma förändringar betecknas klimat och behöver modularas i mer långsiktiga studier; sådana förändringar sätter dock också gränser på noggrannhet av acceptansgränsberäkningar. Skillnaden mellan klimat och väder illustreras i Figur 27.



Figur 27. Illustration av skillnad mellan klimat (långsiktig förändring) och väder (naturlig variation); medeltemperatur i Tyskland 1881 till 2018. Mörkblått är 6,6 °C 1946 och mörkrött 10,5 °C 2018 (← vänster). vädervariation i Uppsala 2016 med solinstrålning för olika timmar på året (höger →).

Studerar snabbare spänningsvariation (under minutnivå) kan plötsliga förändringar i produktion orsakad av varierande molnighet spela roll för acceptansgränsen. Här kommer ofta årets högsta produktion under några sekunder till en minut under en kall vår dag där mycket solinstrålning reflekteras av snö. Under sekunderna efter solen "spruckit fram" ur molnen kan paneler då även träffas av både kvardröjande diffusinstrålning och en hög direkt solinstrålning. Är växelriktarens effekt (kW) större än panelernas installerade effekt (kW_p) kan dessa tillfällen ses i toppar på upp till 130% av nominell installerad effekt. Dessa toppar kommer dock inträffa med någon minuts fördröjning över ett område på ett par kvadratkilometer och är därför enbart en lokal fråga för spänningskvalité.

Vid studier av överlast eller långsamma spänningsökningar är man mer intresserad av dimensionerande fallet och då är det den högsta möjliga produktionen som är kritiskt och vilken produktion som kommer finnas vid denna tidpunkt. Den högsta produktionen och när den inträffar kommer då avgöras av

både storlek, lutning och orientering av solpanelerna, men också av huruvida produktionen begränsas av växelriktaren. I enklare acceptansgränsstudier används ofta ett fast värde av produktion för att uppskatta marginalen som finns inom planering av distributionsnät. Mer detaljerade studier kan använda en fördelning som återspeglar den variation i toppeffekt som finns hos ett bestånd av anläggningar med lutning och orientering.

Figur 25 i början av detta avsnitt visade produktion för två anläggningar över fem år. Röd streckad ruta anger tid mellan vår- och höstavjämning då högst produktion kan förekomma. Sålunda är det också för denna tid det är relevant att skapa fördelning för förbrukning och bakgrundsspänning. Den övre anläggningen i Figur 25 hade även under delar av 2016 en av två växelriktare ur funktion. Rimlighetsbedömning bör alltid ske innan produktionsdata används för acceptansgränsberäkningar.

2.3.5 Toppeffekt från distribuerade solcellsanläggningar

Med en typisk spridning av takorienteringar och lutningar i Sveriges fås en sammanlagringsfaktor på 0,8 till 0,9. Dvs finns hundra anläggningar på vardera 10 kW_p (totalt 1 MW installerad effekt) kan man förvänta sig en maximal produktion en molnfri vår- eller sommardag på 800 – 900 kW. Att anläggningar inte producerar deras maxeffekt samtidigt beror av olika orienteringar och lutningar av takinstallationer som dominerar den svenska installerade effekten. Becquerel Sweden och Uppsala universitet har använt flygbilder och lasermätning (LiDAR) samt bildigenkänning för att upptäcka typisk spridning av lutning och anläggningar. Metoden beskrivs i [24] och har tillämpats i [25]. Sammantaget ger spridning av lutning och orientering att man som mest kommer producera 90% av effekten som skulle bli om alla anläggningar är riktade mot syd, med den lutning som maximerar årsproduktionen.

En annan faktor som påverkar toppeffekten är hur mycket paneler som finns bakom växelriktaren. Rekommendationen är att dimensionera effekten på växelriktaren så att den motsvarar 80–90 % av solcellspanelernas effekt, detta då solcellerna sällan producerar sin maximala effekt [26]. Nackdelen med en för stor växelriktare är minskad verkningsgrad då en växelriktare är effektivast närmast sin nominella effekt, samt att den kan starta senare och stoppa produktion tidigare om solcellsträngens spänning är för låg. En analys av 100 slumpvis valda anläggningar från 2022 och 2018 har visats att det snarare finns en tendens att "ta till lite extra" med en större växelriktare, även om detta verkar ha minskat något på senare år. Urvalet i undersökningen är dock litet och elektriker som formellt ska göra föransmälan är notoriska för att blanda ihop panel- och växelriktareffekt och rapporterar inte alltid in den verkliga antal paneler (eller effekt per panel) som till slut installerades, vilket kan förklara en del av spridningen.

Enligt Energiföretagens riktlinjer för anmälan till elnätsföretag [26] är det växelriktarens effekt som ska anges. En konsekvens av detta är att en underdimensionerad anläggning (dvs mindre paneleffekt än växelriktarens effekt) sällan eller aldrig kommer upp i max effekten. Överdimensionerad anläggning har däremot flera fördelar för nätet med färre kortvariga toppar i effekten. Den kommer ge växelriktarens effekt under fler och längre perioder. Sammanlagringen

blir därmed större för tio överdimensionerade anläggningar än för tio underdimensionerade. Därför föreslås paneleffekten användas vid acceptansgränsberäkningar av anläggningar utan energilager. Med energilager är det ofta energimängden (kWh) och inte växelriktaren som begränsar max effekten. Man får därmed två toppeffekter att beakta, dels den från panelerna när solen skiner dels den från batterierna som ofta är lägre men kan komma när som. Då batterier och solceller kan mata ut samtidigt och effekten då adderas är det mer rimligt att för anläggningar med energilager anta växelriktarens toppeffekt i acceptansgränsberäkningar.

Med hänsyn till egenförbrukning sjunker sammanlagringsfaktor för inmatad effekt. Jämförelse med uppmätt inmatning visar än lägre sammanlagring. En studie av tre områden i Ellevio nät visade inmatning till nätet var som mest 58% till 64% av installerad kapacitet [18]. För en nätstation med 40 kunder i Husby i Stockholm gav 10 anläggningar med anslutna effekten om 219 kW som mest 140 kW i juni (62%). För Donsö på västkusten hade 14 anläggningar om 141 kW som mest 64% inmatning och för nätstation i Sune i Värmland där 26 av 42 kunder hade sammanlagt 155 kW installerad mattades som mest 58% av denna mängd in i nätet.

Detta är dock inmatad effekt och inte producerad bland solpanelerna. Detta kan sammanfattas i vad författaren sammanfattar som "2/3 regeln": för inmatning för fler än tio solcellsanläggningar i ett område. Dvs max inmatning är 60–70% av total installerad effekt. Sammanlagringsfaktorn kan även komma att sjunka något i takt med ökande antal öst-västlig installation och om man väljer att bygga större takanläggningar där fler paneler hamnar på mindre optimala taktytor.

2.3.6 Storskalig solkraft

Det fanns i slutet av år 2022 totalt 65 "MW-parker" i Sverige vilket är en relativ blygsam ökning då det redan 2019 fanns ett trettio-tal MW parker under planering och uppförande i Sverige. Dessa projekt är ofta drivna av så kallade PPA (Power Purchase Agreement) där företag och institutioner köper ett givet antal GWh el per år till fast pris över anläggningens livstid på 25–30 år. Pris per kWh för PPA är idag runt 80 öre/kWh i Danmark men nere på runt 60 öre i delar av Tyskland med motsvarande svensk solinstrålning. (Soligare södra Tyskland har sett affärer för 40 öre kWh och i arabstater under 20 öre / kWh.) Dessa kontrakt sluts ofta för priser över dagens spot i Norden, drivna av grönprofilering och behov säkra sig långsiktigt mot elmarknadens svängningar och ändringar i bidragssystemen. Utan drastiskt försämrade villkor kommer denna tillskott av MW parker troligen medför att Energimyndigheten målbild 5–10 % solel överträffas långt tidigare.

En annat potentiellt paradigmskifte är att merparten av solpaneler som tillverkas för solparker idag producerar el från både ovan och undersidan. Baksidan av panelen kan under gynnsamma förhållande och rätt montage (som inte skuggar) ge nästan lika mycket produktion som på framsidan. Att luta panelerna 30 grader och rikta dom mot syd blir därmed inte lika självklart. Helt nya placeringar av solceller blir intressanta. En vertikal öst-väst så, som Mälardalens högskola installation kan ge både en högre årsproduktion och en produktion som bättre sammanfaller med svensk elförbrukning. Man får därmed en helt annan

fördelning av produktion över dygnet och året. Tar man i beaktande att solkraftsproduktionen kan stå för i princip hela Tysklands elförbrukningen en solig helgdag (till exempel 88 % eller 42,1 GW av Tysklands elförbrukning på 47,7 GW kl. 12:45 den 4 juni 2023 [28] finns det begränsad efterfråga för Sveriges elöverskott dessa timmar, vilket pressar ned elpriset mitt på dagen också i Sverige. En högre andel av solelproduktion morgon och kväll blir då lönsamt. Markkonflikten minskas även då installation i Figur 28, tar 8% av åkermarken i anspråk och avstånd mellan raderna anpassas för att maskiner skall kunna bruka jorden.

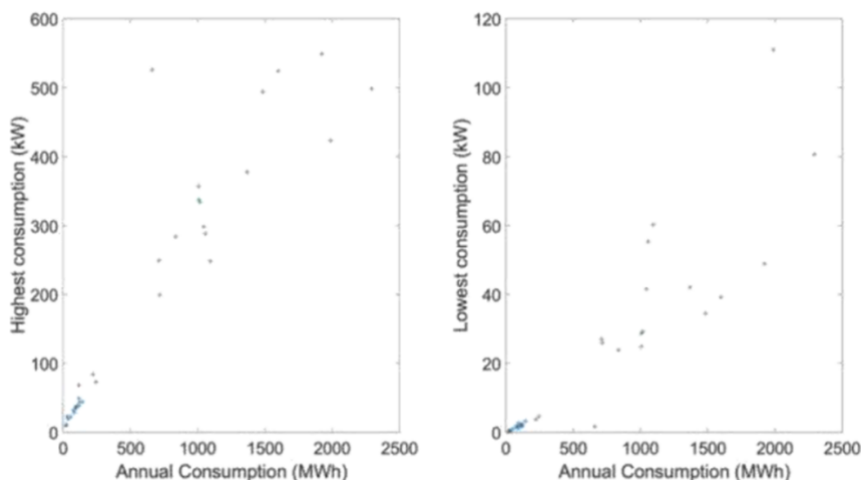


Figur 28. (var 16) Stående öst-väst placering av solceller i Västerås- Tack vare produktion av el från panelens båda sidor har anläggningen produceras mer el än den traditionella syd orienterade anläggningen som syns i bakgrunden till vänster. Foto: Nicholas Etherden 2023.

2.3.7 Variation i förbrukning

En variation som studerats mycket är storleken på förbrukning. Traditionell nätplanering behandlar nästan enbart höglast fall vilket historiskt varit dimensionerande för nätet. Därmed har många nätbolag skapat rutiner för att samla in eller uppskatta högsta förbrukning men saknas motsvarande rutiner för att hantera nätberäkningar med minimal förbrukning.

I acceptansgränsstudier för solceller försöker man främst uppskatta den minimala förbrukningen. Man är då inte intresserad av effekten hos en enskild kund (som i perioder mycket väl kan vara noll i enskilda faser). Istället vill man uppskatta längsta nivå av kundkollektivet inom det studerade område (som inte kommer vara noll). Här är mätningar värdefulla även om att man ska vara uppmärksam på att ändringar i uppvärmning och förordningar om energieffektiva apparater gör att denna har förändrats över tid. En genomgång av 33 10/0.4 kV distributionstransformator vid ett elnätsföretag i Norra Sverige visas i Figur 29. Såväl hög som låg förbrukning ökar linjärt med årsförbrukningen och låglast förbrukning utgör ungefär 10% av högsta förbrukning.



Figur 29. Förhållande mellan årsförbrukning och 10 minuters högsta effekt (← vänster) samt lägsta effekt (höger →) för 33 distributionstransformatorer i Birkhamn.

En av slutsatserna från [29] var att det behövs data för förbrukningen såväl som bakgrundsspänningen. Tidsupplösning bör helst vara på 10 minuter, eftersom regelverket sätter krav på 10-minutersvärdet av effektivspänningen. Att använda 1-timmes upplösning kan överskatta acceptansgränsen.

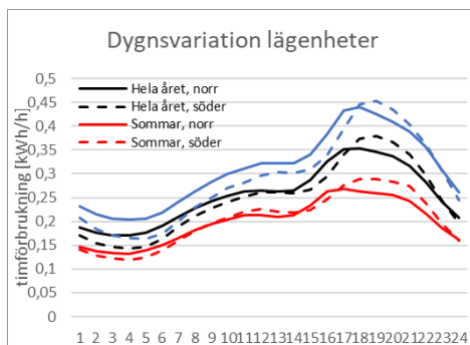
Medelförbrukning samt högsta och lägsta genomsnittsförbrukning anges i Tabell 5 där Högsta förbrukning är framräknad med hjälp av Velanders formel. Förbrukningsprofiler för lägenhetskunder och säkringskunder med olika storlek på huvudsäkring visas i Figur 30 tom Figur 34.

Figur 30 visar att kunder med lägenhetsabonnemang har liten årsvariation. Då uppvärmning inte ingår i den enskilda lägenhetens uppmätta elförbrukning får man en tydlig kvällstopp som påminner om elförbrukningen i länder där elvärme är ovanlig. Här finns inte några större systematiska skillnader mellan norra och södra Sverige. För högre huvudsäkring (Figur 31 tom Figur 34) tilltar skillnader i förbrukning mellan norra och södra Sverige, troligen på grund av elförbrukning för uppvärmning via främst värmepumpar.

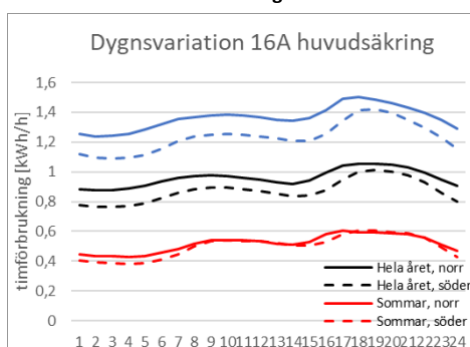
Tabell 5 Genomsnittlig årsförbrukning, högsta och lägsta medelförbrukning för olika säkringsabonnemang. Snitt av timmätning 2017.

	Lgh	16	20	25	35	50	63
Norra Sverige							
Årsförbrukning	2229	8405	17174	19865	29823	44746	49202
Högsta förbrukning ¹	3,5	7,4	8,6	8,6	23,3	23,4	25,1
Högsta medelförbrukning	0,55	2,43	5,13	5,47	7,25	10,46	11,26
Medelförbrukning	0,25	0,96	1,96	2,27	3,40	5,11	5,62
Högsta medelförbrukning	0,13	0,33	0,59	0,80	1,42	2,05	2,39
Mellansverige							
årsförbrukning	2164	7630	13970	16094	24605	34981	38722
Högsta förbrukning ¹	3,4	6,9	7,3	7,3	11,5	19,7	21,1
Högsta medelförbrukning	0,50	2,06	3,99	4,30	5,61	7,39	7,77
Medelförbrukning	0,25	0,87	1,59	1,84	2,81	3,99	4,42
Lägsta medelförbrukning	0,12	0,31	0,53	0,65	1,11	1,73	1,94

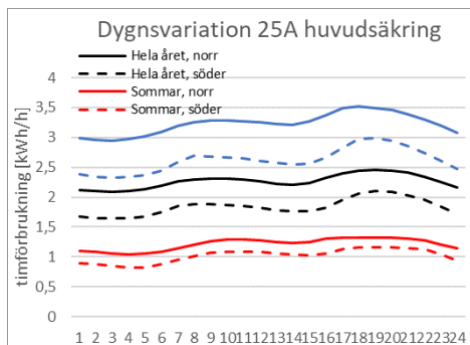
¹ Framräknad med Velanders formel efter årsförbrukning och följande uppvärmningsslag: lägenhet, lgh: flerbostadshus utan elvärme. 16A: småhus utan elvärme 20-25A: småhus med värmepump. 35A: småhus med elvärme. 50 och 63A avser flerbostadshus (lägenhet) utan elvärme, värmepump



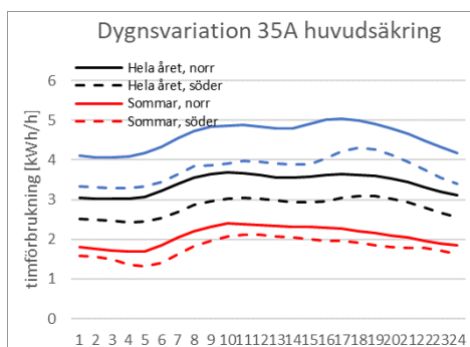
Figur 30. Genomsnittlig dygnsvariation över ett stort antal lägenheter, 2017. Blå refererar till förbrukning under vintern; röd till förbrukning över hela året; röd till förbrukning under sommar. Heldragna kurvor refererar till norra Sverige; streckade kurvor till södra Sverige.



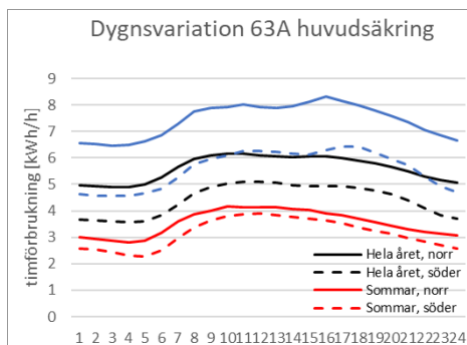
Figur 31. Genomsnittlig dygnsvariation över ett stort antal kunder med 16 A säkringsstorlek, 2017. Se Figur 30 för förklaring.



Figur 32. Genomsnittlig dygnsvariation över ett stort antal kunder med 25 A säkringsstorlek, 2017. Se Figur 30 för förklaring.



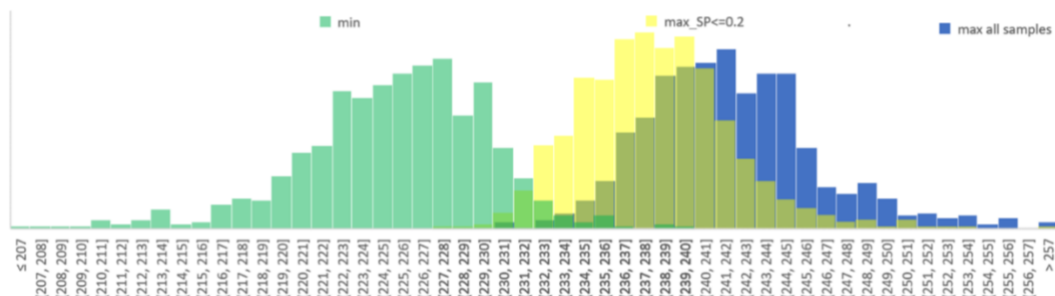
Figur 33. Genomsnittlig dygnsvariation över ett stort antal kunder med 35 A säkringsstorlek, 2017. Se Figur 30 för förklaring.



Figur 34. Genomsnittlig dygnsvariation över ett stort antal kunder med 63 A säkringsstorlek, 2017. Se Figur 30 för förklaring.

2.3.8 Bakgrundsspänning

En mycket betydelsefull osäkerhet, som ofta har större påverkan på resultat av acceptansgränsen än förbrukning, är variationen i bakgrundspänningen. Har man ibland 240 V hemma finns mindre utrymme för solcellsanläggning lokala spänningsökning än om spänningen aldrig kan förväntas vara mer än 235 V. I Figur 35 visas fördelning av lägsta och högsta uppmätt spänning under sommaren 2020 av 774 växelriktare. I gult, i mitten, visas det högsta värdet med låg eller ingen produktion. Som syns är variationen i spänningen under låg produktion större än ökning av spänning från solkraft. Spänningsvärden är enbart mellan 10:00 och 14:00 i Figur 35.



Figur 35. Uppmätt spänning från 774 växelriktare installerade av Vattenfall AB. Anläggningarna finns över hela landet, med tungvikt i mellersta och norra Sverige.

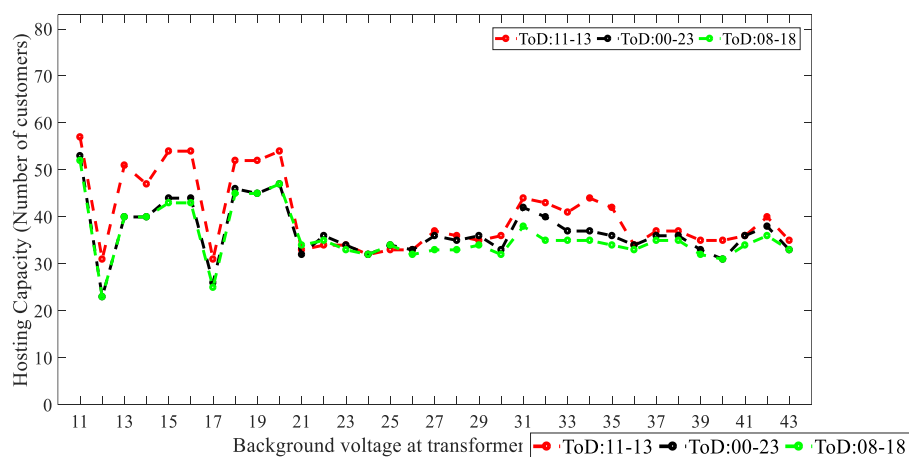
Elkraftgruppen vid Luleå tekniska universitet i Skellefteå har samlats in elkvalitetsdata i lågspänningsnät från ett stort antal platser i Sverige och utomlands [16]. Data från mätställen i Sverige är underlag för Tabell 6. De flesta mätperioder var 27,5 timmar med undantag av 48/49 som var 21,5/24,5 timmar och 51/53 som var 182/202 timmar.

För dessa mätpunkter finns det gott om marginal, mer än 5 % både mot under- och överspänningsgränsen enligt SS-EN 50160. Slutsatsen ska dock inte generaliseras, bland annat eftersom valet av mätpunkter inte var representativt för ställen där det förväntas anslutas solcellsanläggningar. För denna, begränsade, kampanj är 10-minuters effektivvärdet av spänningen mellan 96,5 och 104,7 % av märkspänningen. Den dagliga variationen är upp till 4,4 %.

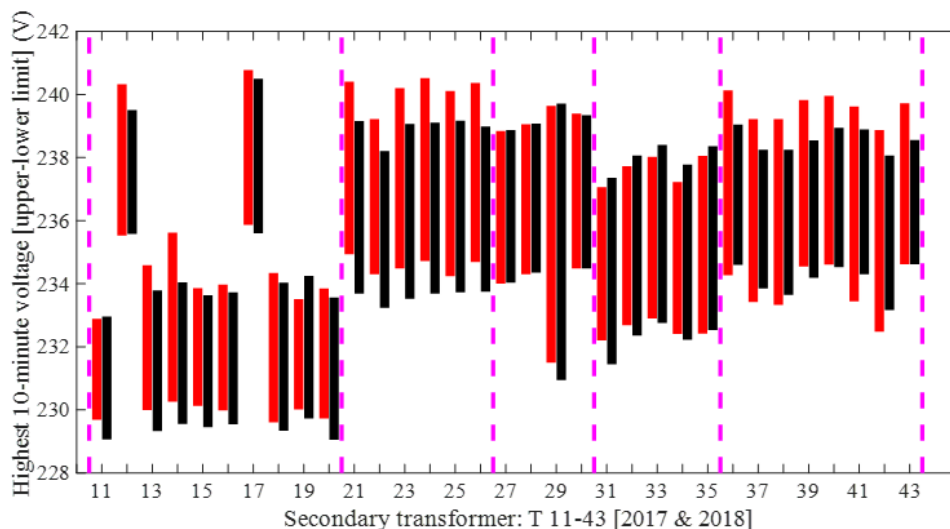
Tabell 6 Några resultat från en pågående mätkampanj efter spänningsvariationer i lågspänningsnät: lägsta och högsta 10-minuters effektivvärdet av spänningen över mätperioden samt skillnaden mellan dessa. Första kolumnen ger numret av mätserien [16].

	Mätställe	Lägsta (V)	Högsta (V)	Skillnad (V)
2	Lägenhet, stadsnät	231,6 V	237,5 V	6,0 V
5	Hotell, stadsnät	229,5 V	237,1 V	7,5 V
10	Hotell, stadsnät	222,9 V	231,9 V	9,1 V
13	Lägenhet, stadsnät	227,2 V	233,5 V	6,3 V
38	Sommarstuga, landsbygdsnät	221,9 V	231,4 V	9,4 V
41	Hotell, stadsnät	224,6 V	232,4 V	7,8 V
46	Villa, landsbygdsnät	228,6 V	234,1 V	5,5 V
47	Lägenhet, stadsnät	228,2 V	234,9 V	6,7 V
48	Universitet, stadsnät	228,2 V	234,8 V	6,6 V
49	Universitet, stadsnät	223,8 V	229,3 V	5,6 V
50	Villa, stadsnät	227,1 V	233,1 V	6,1 V
51	Villa, landsbygdsnät	222,2 V	232,3 V	10,0 V
52	Villa, landsbygdsnät	231,5 V	239,0 V	7,5 V
53	Villa, landsbygdsnät	226,0 V	235,0 V	9,0 V
54	Universitet, stadsnät	225,9 V	231,2 V	5,3 V
55	Restaurang, stadsnät	234,3 V	240,2 V	5,9 V
56	Restaurang, stadsnät	233,7 V	240,8 V	7,1 V
57	Sommarstuga, landsbygdsnät	226,7 V	232,9 V	6,2 V
58	Universitet, stadsnät	229,5 V	235,4 V	6,0 V

I Figur 36 och Figur 37 ges ett annat exempel på betydelsen av bakgrundsspänningen för acceptansgränsen. Acceptansgränsen för ett 83-kunders lågspänningsnät i norra Sverige har beräknats med *olika* uppmätt bakgrundsspänning från tolv liknande lågspänningsnät från ett annat nätbolag i Västerbotten. Figur 36 påvisar även påverkan på acceptansgränsen av att ta med förbrukningsvärden och spänning från tider då solceller inte kan producera optimalt. Figur 37 ger bakgrundsspänningen i de 33 nätstationerna. Bakgrundsspänningen i de nätstation avgörs ofta av lindningskopplarläge. Som förväntat har nätstationer med lägre bakgrundspänning har högre acceptansgräns för solel. Som visas i Figur 37 varierar acceptansgränsen två till tre gånger beroende på vilken bakgrundsspänning som används.



Figur 36. Skillnaden i bakgrundsspänning mellan 43 olika distributionstransformatorer, enligt [22].



Figur 37. Acceptansgränsen för 43 nätstationer beroende på 1) vilken fördelningsstations spänningsprofil som väljs, (spännet i bakgrund spänning visas i Figur 36) och 2) tid på dygnet för vilken spänningsvärden används. [22]

2.4 POTENTIALEN FÖR SOLKRAFT I SVERIGE

Det nationella energi och klimat planen till EU anger 6,1 GW solkraft till år 2025 [7], tolkat av SolarPower Europe [8]. På årsbasis uppskattas varje kW_p installerad effekt ge mellan 850 och 1000 kWh per år. Hur stor är då den totala potentialen för sol i Sverige. Man kan därmed uppskatta att Energimyndigheten målbild [6] om 7 – 14 TWh sol el motsvara produktionen från typisk villainstallation på 25% - 50% av landets småhus. Tar vi i beaktande att dessa installationer utgör hälften av installerad kapacitet motsvara målen att vart åttonde till vart fjärde småhus, under förutsättning dagens snittstorlek och fördelning mellan små och storskalligaanläggningar bestå.

I takt med att panelerna blir billigare utgör de en mindre del av den totala installationskostnaden. Trots en del skattetekniska aspekter som håller ner anläggningsstorleken i Sverige (se Avsnitt 2.3.3) ökar benägenheten installera större takanläggningar och även ha paneler på markställning, öst- och västorienterade tak och mer skuggade delar av ett tak. Estetiska skäl spelar också in då man vill undvika ett lapptäcke med paneler här och där på taket. En studie av takpotential med 2018 års ekonomiska kostnadsnivå visas att den högsta lönsamheten fås i småhus, tack vare deras vilja att göra en investering i solceller med en lägre avkastning än företag.

Solkraft ansågs länge som marginell företeelse med under en procent av globala elproduktionen. Men 2019 stod solkraft för 3% av världens elproduktion och 0,6 % av Sveriges [30]. I slutet av 2022 hade detta ökat till 6,2% av världens elproduktion [14] och 1,2 % av Sveriges [2]. En betydande andel av produktionen hos främst mikroproducenter förbrukas dock bakom mätaren (i snitt 38% enligt [31]). Andelen egenförbrukning blir typiskt 10% högre för ett småhus med energilager. Det gör att en del av solkraftsproduktion syns som förbrukningsminskning och inte som produktion i officiell statistik som baseras på inmatning till elnäten.

Sverige har som mål att nå noll nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären 2045. För att möjliggöra detta har Energimyndigheten, på uppdrag av regeringen, tagit fram målbild om 5-10 % solel år 2040 vilket motsvarar 7-14 TWh per år [6]. Interesseorganisation Svensk Solenergi anger istället att målet borde vara 30 TWh solel till år 2030 och 45 TWh till år 2045 [32]. Med den installations takt av nya solcellsanläggningar som Sverige hade 2022 skulle detta mål uppnås även utan större solparker redan till år 2030. Solenergi extrapolering är dock vanskelig då anpassning av nyteknik, liksom värmepumpen dessförinnan följer en "S-kurva" och man förutsätter man håller sig i mitten av S-kurvan under den period som extrapoleras. En studie från Herrljunga Elektriska [33] visar hur installationstakten ökat och hur en fortsatt installation i nuvarande takt skulle leda fram till att vi når uppskattade nivåer (runt 1000 W per invånare) som motsvarar Energimyndigheten målbild.

Solkraft är idag lönsam utan bidrag i stora delar av världen, och har gått om vind som den billigaste energislaget vid nyinstallation. Under senaste åren har installationsakten globalt för solkraft gått om vind [14]. Mätt i antal GW installerad effekt per år är solkraft idag flerfaldigt större än för någon icke förnyelsebar elkälla. Mellan 2019 och 2022 var 48% till 53% av all ny installerad generationskapacitet i världen solkraft medan kol och gas stod för 20 % [8, 13].

2.5 POTENTIAL FÖR LOKALLAGRING AV SOLKRAFTSEL I SVERIGE

2.5.1 Incitament för lokallagring

Redan 2018 kompletterades hälften av Tysklands solcellsinstallationer med batteri. Siffran är 2022 en bit över 75% och enligt vissa källor så hög som 85%. Detta trots att bara 5 % av installationerna i Tyskland fick bidrag 2018 och bidraget nu fasats ut helt. En liknande utveckling av system med energilager finns i Sverige idag, om än driven av en 50% skattebidrag för installation av energilager i hus och i internationellt perspektiv mycket hög ersättning för frekvensstöd från Svenska kraftnät. Under 2022 ansökte 20% av de som fick grön rot för installation även bidrag för energilagring i hemmet [11]. Bidraget gör att en ny solcellsanläggning med energilager kan säljas av vissa installatörer för så lite som 15 000 till 20 000 kr mer än motsvarande solcellsanläggning utan solceller. Vattenfallägda Borås Elhandel hade till exempel erbjudande om 4 kW/4kWh batteri för 16 000 kr extra under 2019, eftersom hybridväxleriktare och elarbeten kunde göras för 50 % bidrag i stället för 20 % för solcells delen. Vissa installatörer har även valt att enbart sälja system med energilager.

Även skattereduktion för grön teknik, s.k. grönrot, som införs 2021 ger stora incitament för lokalt energilager. Avdrag tillåts på 50% av arbets- och materialkostnaden för installation av batterier mot 15% av arbets- och materialkostnaden för en solcellsanläggning. Bidraget är på 50 000 kr per år och person.

I en studie från Vattenfall utgick man från den tyska andelen och studerade lönsamhet samt potential på nationell nivå. Studien visade att lönsamheten för en solcellsanläggning kunde öka med 60 % om åtkomst till balansmarknaden kunde

fås via aggregering av anläggningar [34]. (Med den nya snabba frekvensmarknadsprodukten, FFR, som lanserades 2020, skulle detta troligtvis öka än mer. Baserat på energimyndighetens mål simulerades 20 % av småhus med 10 kW_p solkraft varav hälften (10 %) hade batteri om 6 kW/7,68 kWh (Kapacitet för Borås Elhandel batteri från RCT Power 2019. Verkningsgrad för i- och urladdning mot nät (en cykel) är 92 %.) Om en femtedel av batterikapaciteten av villasystem reserverades för balansering skulle det räcka till merparten av balansbehovet i Sverige (100 % FFR, 100 % FCR-D, 80 % av FCR-N och 68 % aFRR men bara 32 % av mFRR).

2.5.2 EU Förordningar och direktiv

EU förordning står över svensk lag och harmonisera medlemsländernas krav för anslutning till elnäten. Huvudsyftet är att möjliggöra en integration av den europeiska elmarknaden och begränsa vilka krav enskilda länder och nätbolag får ställa. Syftet med att fastslå "max krav" är att skapa förutsättningar att ta fram produkt som genom att uppfylla de gemensamma max kraven kan säljas över hela EU. De svenska gränsvärdena för krav som ställs på produktionsenheter finns utgivna i Energimarknadsinspektionens författningssamling som EIFS 2018:2. Bland de svenska kraven på mindre solkraftsanläggningar kan nämnas krav att:

- Anläggningen förbli inkopplad vid frekvensstörningar och producerar i minst 30 minuter så vida inte frekvensen är under 47,5 eller över 51,5 Hz (3 kap §1), alternativt att frekvensen ändras snabbare än med 2 Hz/s (3 kap §2). Blir frekvensstörningen större får man inte återansluta sig till nätet förrän spänningen varit inom 47,5 – 50,1 Hz i 3 minuter (3 kap §8)
- Aktiv uteffekt minskas kontrollerat för frekvens över 50,5 Hz (statikfaktor på 8 % enligt 3 kap §3-4), vid underfrekvens ska produktion behållas om möjligt, maximal tillåten reduktion är 3 % per Hz (3 kap §7)
- Automatisk anslutning till nätet ska ske varsamt, man får inte öka uteffekten med mer än 10 % av märkeffekten i minuten vid normal frekvens (49,9 – 50,1 Hz, 3 kap §9)

I Sverige har man valt att inte ställa krav på feltålighet för spänningsavvikelser förrän produktionsanläggningen är över 1,5 MW (typ B). Krav att kunna styra aktiveffekt på order från systemansvarig finns också först när anläggningen är 1,5 MW. Krav om reaktiv effektstyrning finns först för anläggning på 10 MW (typ C).

Ytterligare fördelar för producenter av solkraft är under införande baserade på EU direktivet "ren energipaket". Direktiv är inte förbindande lag, så som förordning, men måste inarbetas i respektive lands lagstiftning, oftast inom två år från publicering. Ren energipaketet begränsar bland annat medlemsländernas möjligheter att ta ut avgifter för förnyelsebarenergi och säger bland annat att:

- Vid anslutning ska småproducent (under 10,8 kW) enbart behöva ha kontakt med nätbolaget (EU direktiv 2018/2001 Art.16(7))
- För småproducenter ska anslutningsbegäran betraktas som beviljad om svar inte erhålls inom en månad från nätbolaget (2018/2001 Art. 17(1)).

Enligt Ellag (1997:857), kapitel 4, stycke 2, är småproducenter de med inmatning under 43,5 kW.

- Installation av ev. ny mätare får inte ta mer än fyra månader (2019/944 Art.19(2))
- Småproducent ska ha prioritet att inmata el och undantas från vissa balanskrav (EU direktiv 2019/943)
- Småproducenter måste ges tillgång till alla marknader, åtminstone via aggregator (2019/944 Art.16(3)) och ska kunna delta i flera marknader samtidigt (2019/944 Art.15(5))
- S.k. "renewables self-consumer" ska kunna sälja sitt överskott inte bara till sin elhandlare utan också direkt till andra kunder genom s.k. energigemenskaper (2018/2001 Art.2(18) samt Art.21(1) och Art.21(4))
- Kunder med energilager får inte belastas med "dubbla" nätavgifter "*for the electricity stored and remaining within their premises, or when they provide flexibility services*" (2019/944. Art.15(5)).
- Kunder med möjlighet till laststyrning har rätt sluta avtal med oberoende aggregator, utan medgivande från sin elhandlare (2019/944 Art.13(1))

Införandet av ren energipaketet är genomförd under 2021 och 2022 och omfattade bland annat en ny lag för energigemenskaper, ändringar i sex lagar och åtta förordningar. Som direkt följd av ren energi paketet är SvK även tvungen öppna upp marknader för frekvensreglering till åtminstone aggregatorer och utforma regler som är teknikneutrala utan direkt referens till vattenkraft.

2.5.3 Energilagar

Elnätsföretagets och elproducentens rättigheter och skyldigheter, som innehavare av elektriska anläggningar, regleras i ellagen. Enligt [36] är det nödvändighet med relativt hårt reglerad "*eftersom nätverksamhet är koncessionspliktig och därmed monopol*". Energimarknadsinspektionen är den myndighet som utövar tillsyn över elnätsföretagens nätverksamhet. Ellagen säger att överföringen av el ska vara av god kvalitet [15]. Vad som ska betraktas som god kvalitet får sedan Energimarknadsinspektionen uttolka i deras föreskrift EIFS 2023:3 [57]. Hur långt tid som är rimlig för anslutning uttolkas i EIFS 2015:3 (men överrids av EU nya förordningar).

Ellagen (1997:857) har utformats för att särskilt skydda s.k. mikroproducenter med säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt. Här säger ellagen att nätbolagen inte får ta ut en särskild anslutningsavgift så länge man håller sig inom sin säkring för inmatning. En mikroproducent ska inte heller betala överföringsavgift för inmatningen, så länge den under ett kalenderår inte matar in mer el till nätet än den hämtar. Vidare ska nätbolagen ersätta småproducenter för den "nätnytta" i form av minskade systemförluster som lokal inmatning medför (förnärvarande 10 öre/kWh för kunder i Vattenfalls nät i mellersta och västra Sverige [37]. Ytterligare förmåner för mikroproducenter inkluderar skattereduktion för inmatad solel,

regleras i inkomstskattelagens (1999:1229) och skattereduktion för installation av grön teknik ((1999:1229 67 kap. 38 §).

Enligt ellag får elnätsföretag ställa rimliga krav på anläggningar. Det finns ingen ytterligare specifikation av detta i regelverket. I de fall tydliga gränser inte finns på europeisk nivå genom förordningar eller refererade normaliserade (krävda) standards kan olika elnätsföretag använda olika krav på till exempel övertons emission från anläggningar.

En översikt av krav för inmatning från energilager presenteras i ett examensarbete från Vattenfall R&D och Högsolan i Borlänge [35]. I rapporten från examensarbetet skiljas det mellan fyra typer av krav som ska ställas på sådana anläggningar:

- Drift parallell med nätet
 - Mata ej in mot spänningslöst yttre nät
 - Uppfylla nätkod och god elkvalitet
- Gemensamma krav
 - God elsäkerhetsteknisk praxis
 - God elkvalitet
 - Felskydd – säkringar, jordfelsbrytare
 - Blockeringsbar brytare (ej stickpropp)
- Drift frångående nätet (ödrift)
 - Tekniska anvisningar för reservkraftsanläggningar
 - Särskilda felskydd reservkraft
 - Systemjordning och jordfelsskydd
 - Fyrpolig galvanisk frångående
 - Gridforming (frekvensbildande växelriktare) och eventuell fasningsutrustning
- Produktkrav
 - CE märkning och EMC direktiv
 - God säkerhetsteknisk praxis

2.5.4 Nationella förordningar

Elsäkerhetsverket utövar tillsyn av elinstallatörer och ger ut föreskrifter som kompletterar elsäkerhetslagen (2016:732). Föreskrifterna berör hur anläggningar ska utformas, men även frågor som avser elektromagnetiska störningsnivåer till omgivningen (EMC). Det är vanligt att man hänvisar till internationella standards i dessa föreskrifter, och standards kan ha bilagor med nationella värden.

Elnätsföretag har till slut av tradition haft egna planeringsnivåer och anvisningar för dessa tas fram gemensamt av Energiföretagen Sverige. Ett exempel är ALP - Anslutning av produktion till lågspänningsnät som nu finns i sin tredje utgåva utgiven 2018 [36].

2.5.5 Standards

Bland internationella standards som berör solkraft kan nämnas:

- Spänningsvärden regleras i SS-EN 50160 [27] och utgör alltså de enda lagligt bindande spänningskraven.
- SS-EN-50549-1 Fordringar på generatoranläggningar för anslutning i paralleldrift med elnät berör anslutning av generator. Denna standard ersatte år 2022 SS-EN-50438-02-01 har bland annat förenklade krav för solkraft under 16A/11kW med energilager, jämfört med Svensk energis anvisningar för reservkraft som tillämpas idag
- Elkvalitet regleras i främst IEC 61000 serien för övertoner, flimmer m.m.

2.5.6 Föranmälan

Det finns en lagstadgad skyldigheten att anmäla större förändring av sin elanläggning till nätbolagen. Vid installation av solceller skall en föranmälan göras. Om producenten inte är mikroproducent förväntas denna ofta bära hela kostnaden för nätuppggradering, oavsett om andra producenter tidigare fått ansluta utan att betala nätförstärkning eller om ytterligare producenter senare kommer kunna ta fördel av nätförstärkningen. För småhus – som idag dominerar utbyggnaden av solkraft i Sverige – finns förutsättningar standardisera och t.o.m. som i [38] automatisera bedömning av nätpåverkan från solceller. En snabb behandling av föranmälan är här nödvändig. Enligt artikel 17 i EUs direktiv om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, (Europaparlamentets och rådets direktiv, 2018/2001 [39], är nämligen en föranmälan för prosument beviljad om besked inte ges inom en månad. Detta är nu infört också i Ellagen [15]. Kapitel 4 stycke 2 av ellagen lyder nu: *”en anläggning för produktion av förnybar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt, göra avsteg från anslutningsskyldigheten endast om:*

- *företaget underrättar den som begär anslutning om detta, och*
- *underrättelsen lämnas inom en månad från det att företaget har tagit emot begäran. Lag (2022:596).”*

För att ett nätbolag ska hävda kapacitetsbrist måste det enligt tolkning av ellagen ovan göras inom en månad. Detta innebär däremot inte att den faktiska anslutningen måste ske inom en månad. Ellagen i kapitel 4, 5§ säger nämligen: *”Ett nätföretag som ska ansluta en anläggning enligt 1 § ska genomföra anslutningen inom skälig tid från det att företaget har tagit emot en begäran om anslutning. Tiden får vara längre än två år endast om det är nödvändigt med hänsyn till anslutningens omfattning och tekniska utformning eller det finns andra särskilda skäl. Lag (2022:596).”*

3 Kraftsystemspåverkan från solkraft

3.1 ÖVERSIKT AV PÅVERKAN

Påverkan på kraftsystemet från solkraft kan delas in i:

- Lokal påverkan på låg- och mellanspänningsnät
 - Personssäkerhetsrisker bland annat på grund av ödrift och vid brandsläckning
 - Lokal överlast inuti kundanläggning och av serviskabel
 - Överspänningar i lågspänningsnät som vidare kan delas in i:
 - Långsamma spänningsvariationer
 - Mellansnabba spänningsvariationer
 - Snabba spänningsvariationer
 - Vågformsdistorsion som vidare delas in i:
 - Övertoner under 2 kHz
 - Mellantoner
 - Supratoner (2 kHz till 150 kHz)
 - Underspänningar från enfas anslutna enheter
 - Obalanser med enfasigt anslutna växelriktare
- Begräsningar från distributionsnätet
 - **Error! Reference source not found.**
 - Spänningsvariation (samma fenomen som överspänningar)
 - Spänningsobalans (för enfasanslutna växelriktare)
 - Vågformsdistorsion
 - Radiostörningar
 - Okontrollerad ödrift
 - Påverkan på selektivitet av skydd
- Begräsningar från regionnät- och stamnät
- Påverkan på stabilitet av kraftsystemet

3.2 ÖVERLAST

Vid stor mängd inmatning av solkraft, där max produktionen på sommaren överstiger den största förbrukningen vintertid, finns en ökad risk för överbelastning av transformatorer, kablar och luftledning. Överlast kan förekomma inuti kunden egen elanläggning (bakom mätaren) men detta behandlas inte här.

3.2.1 Lokal överlast inuti kundanläggning och av serviskabel

Låt oss börja längst ut i nätet och betraktar den sista kabeln till slutkund, s.k. servisledning. Enfamiljshus ansluts typiskt med en serviskabel som har tvärsnittsarea på 10 mm² med märkström på 77 A eller 95 A, beroende på design av kabeln. Brukligt är att nätbolag vid nyanslutning dimensionerar för att klara anslutning av 35A, även om bara 16A begärs. I stället är inmatning vanligtvis begränsad av kundens huvudsäkring.

Tabell 7 visar att det inte är den fysiska serviskablarna som utgör gräns för överlast hos vanliga slutkunder. I stället är det vanligtvis den abonnerad effekten som

sätter gräns för solcellsanläggningarna, åtminstone för mikroproducenter. Gränsen som säkringen gäller i princip för nettoproduktion, men vid individuella kunder kan förbrukningen ibland bli så pass låg, under vissa av årets soliga timmar, att noll blir en bra approximation för detta. Högst tillåten nettoproduktion blir då gränsen på installerad effekt.

En enkel tumregel är att maximal installerad effekt i kW är 70% av huvudsäkringen i Ampere. Tabell 7 anger maximal effekt på produktionsanläggning enligt Energiföretagens riktlinjer för anslutning av produktionsanläggning till lågspänningsnät [36]. Dessa värden är utan hänsyn till förbrukning (som minskar nettoinmatning eller en begränsning i växelriktaren för att inte överskrida säkringsgräns). Det har också antagits att det bara finns aktiv effekt; reaktiv effekt (både förbrukning och produktion) minskar den maximala effekten.

Tabell 7. Maximal effekt för olika Säkringsstorlekar. Återgiven från [36].

Mätarsäkring	Maximal effekt på produktionsanläggningen
16 A	11,0 kW
20 A	13,8 kW
25 A	17,3 kW
35 A	24,2 kW
50 A	34,6 kW
63 A	43,5 kW

Som visades förut är servisleddningen ofta dimensionerad för 35A. Vad som också visades förut är att det är ovanligt att privatpersoner bygger så stora anläggningar att man kan mata in mer än huvudsäkringen tillåter, både för att takytan är begränsad och olika skattemässiga och ekonomiska skäl. Med en serviskabel på 10 mm² är risken för överlast högst begränsad för mindre slutkunder.

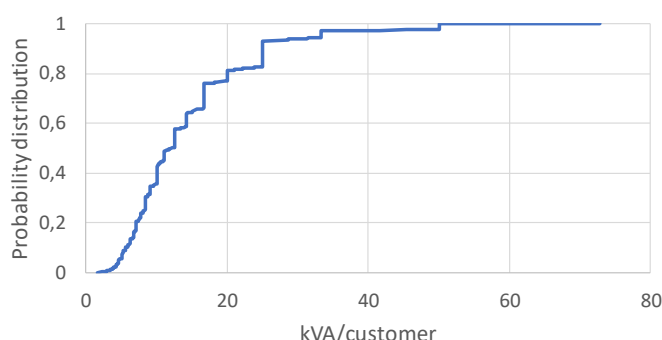
3.2.2 Överlast i distributionsnätet av kablar, ledningar och transformatorer

Går vi nu från slutkundens anslutningspunkt och upp till nästa nivå i elnätet, kabelskåpet, kommer vanligtvis två till fem anslutningar dela på en gemensam matarkabel. Medan enskild kundsanslutning troligen dimensionerats för 35 A har inte överliggande nätdelar dimensionerats för att alla *samtidigt* mata in den maximala effekten som deras säkring tillåter (vanligtvis 16 – 25 A). Med det vanliga antalet kunder på ett kabelskåp är det dock först i princip när alla helt täcker sina villatak med de 11 – 17 kW_p som typiskt ryms som det kan finnas risk för överbelastning av kabelskåp. Här finns det dock undantag med kabelskåp med fler kunder.

Går vi ännu högre upp i nätet kommer vi till distributionstransformatorn vid nätstation. Här delar vanligtvis 10 till 20 anslutningar på en gemensam anslutningspunkt till överliggande mellanspänningsnätet (antalet abonnenter, om man räknar med flerbostadshus kan dock vara flera hundra). När en mindre del av

kunderna har solceller kommer inmatningen kompenseras av förbrukning. Här behöver man beakta sammanlagring som är grunden för all nätplanering, dvs hur laster variera och adderas under olika tidpunkter vilket behandlas i Avsnitt 3.2.3.

Storlekar för dessa transformatorer har återgivits i Figur 3 och Figur 24. Tar vi som exempel ett koncessionsområde av glesbygds karaktär i norra Sverige ser man från Figur 38 att ungefär hälften av transformatorerna har mindre än 10 kVA tillgängligt per kund. I sammanställningen har transformatorer med bara en kund tagits bort, samt transformatorer över 100 kVA med två till fyra kunder och transformatorer över 200 kVA med färre än 10 kunder. Detta då dessa är dimensionerade för en enskild större förbrukare och inte representerade för distribuerade generering som är focus här.



Figur 38. Transformatorns märkeffekt på kund i ett svenskt landsbygdsnät.

Då en typisk installation på småhus idag är 10 kW_p kan man inte utesluta överbelastning på nätstationsnivå, men det krävs vanligtvis att en majoritet av kunderna skaffar solceller som täcker en betydande del av deras tak och därmed årsförbrukning. Med stor andel av kunderna som har sina tak täckta med solceller kan vi dock inte utesluta överbelastning. Vi kan däremot dra slutsatsen att överlast blir en fråga huvudsakligen på nätstations och högre nivå i svenska elnät.

Hur stor risken för överbelastning är beror också på förbrukningen under årets soliga timmar. På nätstationsnivå blir förbrukning normalt aldrig noll och den minimala förbrukningen utgör vanligtvis 10–20 % av den maximala årsförbrukningen [38].

Förbrukningen har stora skillnader och gör att acceptansgränsen kommer vara olika i olika länder, även om själva elnäten skulle ha likheter. Sverige har t.ex. tre gånger högre elförbrukning per invånare än flertalet länder på kontinental Europa med gasnät. Även utan industri är elförbrukningen högre, varför också mängden solkraft per invånare kan vara högre utan att inmatning riskerar att överträffa maximal förbrukning. Hur förbrukning sammanfaller med solkraftproduktion är också viktig. Medan man i Sverige har låg förbrukning vid tillfällen med mycket solkraft kan andra länder ha sin maximala elförbrukning orsakad av luftkonditionering, och då blir den lokala utnyttjande av producerad solkraft också betydligt högre. Grundläggande för en överbelastningsstudie blir alltså tidsprofil av förbrukning och solkraftsproduktion.

3.2.3 Sammanlagringsfaktor

Grunden för all nätplanering är korrekt bedömning av hur olika last och produktion sammanfaller på olika nivåer i elnätet. Vid ett högtryck kan stora delar av Sverige ha sol samtidigt och därmed hög solkraftproduktion (sammanlagringsfaktor i teorin 1, i praktiken 0,8 – 0,9). Förbrukning brukar däremot inte inträffa samtidigt. Inget elnät är designat för att alla kunders individuella extremvärden ska inträffa samtidigt.

Den verkliga topplasten från en enskild kund eller från flera kunder i en sammankopplingspunkt utgör en osäkerhet för acceptansgränsberäkningar. Historiskt har nätstationer ofta varit utrustad med en visare som "fastnade" på det högsta strömvärdet och som manuellt kunde läsas av varje år eller så och bokföras. En annan vanlig metod har varit att utgå från mätningen i reläskydd eller mätare i fördelningsstationer (alltså stationer som matar mellanspänningsnäten vanligtvis 50–110 kV) och sedan anta att effekten i underliggandenät i varje ögonblick fördelar sig enligt kundernas årsförbrukning. Idag finns smarta mätare hos slutkunderna, men nätbolag har kommit olika långt med att nyttja dom till att räkna ihop summalasten i de olika sammanlagringspunkterna i nätet.

Sammanlagring är viktigt särskilt när man rör sig uppåt i spänningsnivå och betraktar områden med hundra eller fler kunder. Då kan den totala förbrukningen vara under hälften av om man adderade de enskilda kundernas toppeffekter. Nätet är dimensionerat därefter. Ett exempel från en verklig nätstation redovisas i [40] den maximalt uppmätta förbrukningen var där 36 kWh/h för tiokunder. Skulle man summera den maximala förbrukningen hos varje kunde (som härstammar från olika timmar) skulle toppeffekten bli 51,8 kWh/h, dvs 43 % högre.

Allra lägst blir sammanlagringsfaktorn för icke-värmeberoende laster. Mycket låg sammanlagring fås också för laster som används lite, typ exemplet på detta är bilar som står stilla 90 – 95% av tiden och körs i snitt 35 km per dag. Det innebär de behöver ca 7 kWh per dag och laddningen kommer ha hemma laddning kommer ha en sammanlagringsfaktor på 10 – 20%, beroende på om det är en eller trefasladdning (högre effekt ger lägre sammanlagring) [41]. Osäkerheten vilken påverkar elektrifiering av fordonsflottan är i mycket en osäkerhet i vilken sammanlagringsfaktor det kommer bli. Utom korrekt hantering av sammanlagringseffekten skulle även brödrostar vara ett hot mot Sveriges elförsörjning! Nätet klarar inte av att alla hushåll slår på dem samtidigt. Tillfällen med hög sammanlagring förekommer dock. Vid en driftcentral för elnät finns ofta en tv. Operatörerna uppmanas följa större evenemang. Vid pausen i en final ishockey VM är det känt att många hundratusen sätter på kaffet samtidigt (hög sammanlagringsfaktor) – inför pausen måste man frånga normala marknadsbaserad styrning och parera i realtid genom att beordra vattenkraftverk att vara beredda till att öka produktionen.

En genomgång teoretiska studier av sammanlagrings faktor för elbilsaddning visade att de kan variera betydligt beroende på antaganden. Den antogs vara 10% för en tysk delstat i EV [42], 20% in [43], 30% i [44] och 21% – 38% i [45], 18% eller 40% med 6,6 KW eller 1,92 kW laddeffekt i [46].

Det är alltså av största vikt att ha en empirisk grund för sammanlagringen. Även då är det vanskligt. Tidiga studier med Nissan Leaf (24 kWh batteri i England 2014 visade 40% laddade samtidigt som mest [47]. I [48] hade 700 elbilar i England under 2017 och 2018 batterier mellan 4.4 kWh (plug-in hybrid) till 100 kWh (helt elektriskt fordon) och laddades med 3.6 kW eller 7 kW laddare med sammanlagringsfaktor motsvarande 25% och 17%. I [49] fann man sammanlagring på 20% för 400 uppkopplade elbilar (huvudsakligen Teslabilor i Norden för år 2021).

En svårighet vid acceptansgränsstudier för solkraft är att sammanlagringsfaktorer för förbrukning normalt endast finns framräknade för maximalförbrukning. För solkraft är det däremot den minimala förbrukningen under soliga timmar som är av intresse. Att anta att samtliga kunder, utan vid elavbrott, skulle ha noll förbrukning samtidigt är lika felaktigt som att anta alla skulle ha maximal förbrukning samtidigt. Mätningar visar att lägsta förbrukningen ofta är 10 – 20% av högsta förbrukningen, men lägsta förbrukningen minskar sannolikt med EUs lågenergidirektiv som väsentligt har reducerat elförbrukning och då främst standby förbrukning.

Tidserier från kundmätaren är ytterligare en möjlighet för att finna bra värden på minimala förbrukning i perioder av hög solkraftproduktion. Med tidsserie undviks antagande om sammanlagring. Med införandet av smarta mätare finns även möjlighet att aggregera tidserie för enskilda kunder för de olika sammankopplingspunkterna i nätet. Denna möjlighet var ofta begränsad eller tidskrävande i första generationen smarta mätare som fördes ut i början av 2000-talet då deras syfte mest begränsades till debiteringsinsamling. Med den andra generationen mätare, som ska vara utrullade till 2025 [50] har insamlingssystem förbättrats och leverantörer utvecklat funktioner för mer än debiteringsinsamling. Man behöver då addera tidserier för ett antal kunder och leta igenom många tidsperioder för att hitta extremitidpunkterna med lägst och högst förbrukning. Alternativt kan man beräkna acceptansgränsen för samtliga kvarts eller heltimmar över ett par år och presenterar resultatet som en fördelning. Därefter bedömer man vad som är dimensionerande fall. Acceptansgränsen ska då beräknas för *samma* timme för alla ingående komponenter. Att för varje kund plocka ut extremvärden som härrör från olika tidpunkter och lägga ihop dom bortser från sammanlagringen och leder till missvisande resultat.

3.2.4 Matematisk beskrivning av sammanlagring

Traditionellt har Velanders konstanter och formel använts för att uppskatta den sammanlagade toppeffekten från flera förbrukare.

Velanders metod har historiskt använts i Sverige för att uppskatta en grupp kunders maximala förbrukning utifrån deras enskilda årsförbrukning. Metoden utvecklades av professor Sten Velerander på KTH 1952. Den ger ett praktiskt sätt uppskatta toppeffekten under året för olika konsumtionsprofiler. Den maximala konsumtionen beräknas enligt formeln [38]:

$$P = k_1 W + k_2 \sqrt{W} \quad (1)$$

Där P är förväntad toppeffekt [kW], W är årsförbrukning [kWh], och k_1 och k_2 är Velander konstanter som beror på typ av kund. Velanders formel antar att lasterna har en normalfördelning och oberoende av varandra [40].

Den maximala förbrukningen från en grupp kunder med samma Velander konstanter kan uppskattas som:

$$P_{max} = k_1 \sum_{i=1}^N W_i + k_2 \sqrt{\sum_{i=1}^N W_i} \quad (2)$$

Där P_{max} är förväntad maximal förbrukning för gruppen i kW, W_i är årsförbrukning i kWh av kund i , och N är antalet kunder.

Om gruppen består av olika kundgrupper (t.ex. villor, kontor och affärer) har varje kundgrupp sina egna Velander konstanter. Ekvationen blir då:

$$P_{max} = \sum_{i=1}^N k_{1i} W_i + \sqrt{\sum_{i=1}^N k_{2i}^2 W_i} \quad (3)$$

där k_{1i} och k_{2i} är Velander konstanter för kund i .

Sammanlagringsfaktorn för en nätstation kan då beräknas som:

$$S_F = \frac{P_{s,max}}{\sum_i^N P_{i,max}} \quad (4)$$

där N är antalet kunder. $P_{s,max}$ deras förväntade toppeffekt och $P_{i,max}$ förväntad topplast för kund i .

3.2.5 Matematisk beskrivning av överlast

En enkel tumregel är att strömmen från en tre-fas solcellsanläggning är effekten genom 0.7. Mer exakt är effekten i ett trefassystem tre gånger effekten per fas, där fas till jord spänningen används:

$$P = 3 \times 230 \text{ V} \times I \times \cos(\phi) \quad (5)$$

där I är fasströmmen och $\cos(\phi)$ är effektfaktorn som anger förhållandet mellan aktiv och skenbar effekt.

Solceller i Sverige skall mata in enbart aktiveffekt vilket medför $\cos(\phi)$ är ett. Med huvudspänningen räknas effekten ut som:

$$P = \sqrt{3} \times 400 \text{ V} \times I \quad (6)$$

vilket ger

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times 400 \text{ V}} \quad (7)$$

Maximal effekt för en 63 ampere säkring är då:

$$p = \sqrt{3} \times 400 \text{ V} \times 63 \text{ A} = 43,5 \text{ kW} \quad (8)$$

vilket är gränsen för att kallas för mikroproducent enligt ellagen:

För 4 kW växelriktare är strömmen enligt ekvation (7):

$$I = \frac{4000 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \text{ V}} = 5,8 \text{ A} \quad (9)$$

Motsvarande ström för enfasanläggning är:

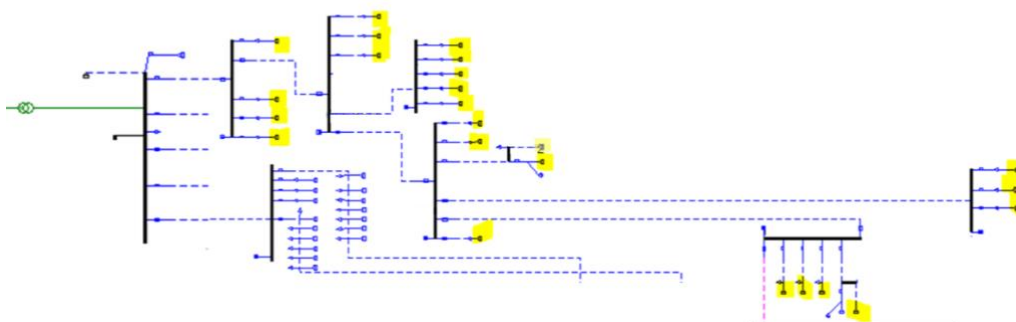
$$I = \frac{4000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 17 \text{ A} \quad (10)$$

eller tre gånger fasströmmen från en trefasanläggning.

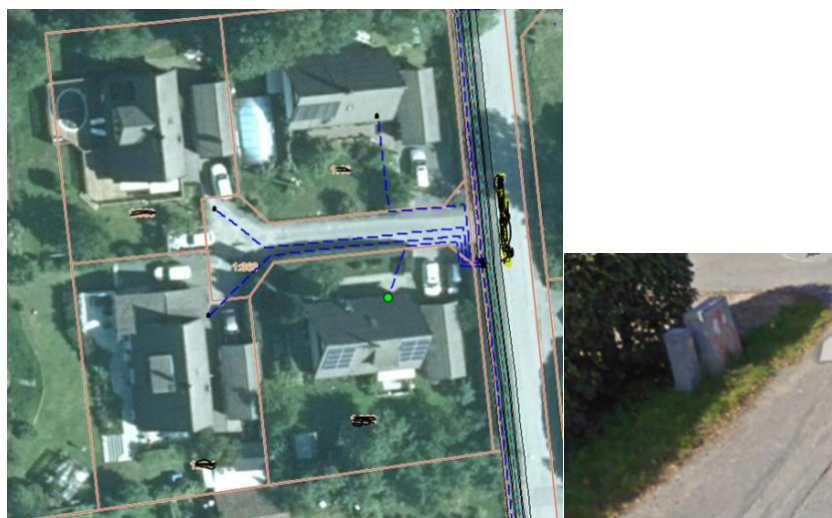
3.2.6 Räkneexempel

Belastning av serviskabel

Fyra kunder (varav två idag har solceller) är anslutna med var sin 10 mm² servisledning (EKKJ 3X10/10) till kabelskåpet i Figur 39 och Figur 40. Kablarna har en max driftström på 77 A.



Figur 39. Fyra kunder med gemensamt kabelskåp (röd ring) som använd i beräkningsexemplet. Vid reservmatning ska 25 kunder av 73 under nätstation, matas via kabelskåpet.



Figur 40. Fyra kunderna och deras gemensamma kabelskåp.

Enligt tidigare beräkningar kan en inmatning ske på 53 kW per kund, vilket är fyra fem gånger vad som ryms på taken i figuren.

Kunderna har idag 20 A anslutning som tillåter inmatning av 14 kW vilket motsvarar en yta av solpaneler på 64 m² (med 60 cells 370 W panel på 1 m×1,7 m). Det skulle kunna rymmas om både öst- och västtak beläggs med solceller, eller en installation från "kant tillnock" på sydtaket. Troligen utgör huvudsäkring inte heller en begränsning av solcellsanläggningen för kunderna i Figur 39.

Belastning av kabelskåp och lågspänningskabel i gatan

Nästa möjliga begränsning för överlast är kabelskåpet i Figur 39. Två kunder har idag solceller. Skulle de alla bygga ut till maximala 14 kW_p, som huvudsäkring tillåter, fås teoretisk:

$$I = \frac{4 \times 14 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 400 \text{ V}} = 81 \text{ A} \quad (11)$$

utmatning från kabelskåpet.

Med fyra kunder är det också mer tveksamt, men möjligt, med nära noll förbrukning och det är även tveksamt om dessa fyra hus skulle producera maximalt samtidigt med tanke på husens olika orientering.

I kabelskåpet är varje kund avsäkrad med 50A och i gatan ligger en kabel med tvärsnittsarea 95 mm² (AKKJ 3x95/35 med driftström 220A). Inte heller kabelskåpet eller kabeln i gatan utgör sålunda en begränsning göt överström.

Belastning vid reservdrift

Nätet i exempel Figur 39 är byggt med ringmatning, vilket betyder att man kan mata kunder från annan nätstation vid fel i nätet. Kunder söder om kabelskåpet matas normalt från en annan nätstation än de norr om kabelskåpet. Krav är att även reservdriftfallet ska kunna hanteras utan överlast. Det är då den södergående kabeln används (röd streckad ledning i enlinjeschemat i exempel Figur 39).

Vid reservdrift blir kabelskåpet i Figur 39 sammankopplingspunkt för de 19 gulmarkerade kunder i nätet (av totalt 73 kunder under nätstationen, det finns nämligen fler reservmatningsvägar för dessa kunder).

Den totala mängden solkraft för dessa 19 kunder är då enligt ekvation (6):

$$P = \sqrt{3} \times 400 \text{ V} \times 200 \text{ A} = 138 \text{ kW} \quad (12)$$

Det motsvarar 7,3 kW per kund. Då genomsnittstorlek på villainstallation idag är 10 kW kan 14 av de 19 kunderna installera solceller utan att överbelastning riskeras vid reservmatning.

Tillåten mängd solkraft med hänsyn till förbrukning.

De 19 kunderna i exemplet kommer inte ha noll förbrukning samtidigt. Här behöva vi göra antaganden om förbrukning som kommer minska mängden överskott av solel som matas in i nätet. Acceptansgränsen P_{ag} kan uppskattas som:

$$P_{ag} \leq F_{max} - F_{min} \quad (13)$$

Där F_{max} är högsta förbrukning och F_{min} är lägsta förbrukning.

Sommartid är högsta förbrukning mitt på dagen för 20 A kunder i mellersta Sverige 1 kWh/h i snitt som vi ska komma att se i Figur 41. Vi kan därför förvänta oss en *genomsnittlig* effekt av 19 kW för dessa 19 kunder.

För nätberäkningar är det dock inte genomsnittet utan extremfallet som är dimensionerande.

Nätbolag har historiskt bokfört och räknat på maxeffekt och inte mineffekten som är av intresse vid solkraft. Låt oss anta minförbrukning är 10% av maxförbrukning. Kunderna har en årsförbrukning mellan 5000 och 25 000 kWh per år med uppskattad toppeffekt på 5 till 15 kW, enligt anläggningsregistret (som utnyttjar Velanders formel för att uppskatta toppeffekt från årsförbrukning). Adderar vi toppeffekterna i anläggningsregistret fås 240 kW.

Enligt sammanlagringsprincipen kommer alla kunder inte ha maxförbrukning (eller min förbrukning) samtidigt. Kunder med 20 A säkring har oftast värmepump. Vi kan därför utläsa en sammanlagringsfaktor på 0.7 för dessa kunder. Toppeffekten blir då $145 \text{ kW} \times 0,7 = 101,5 \text{ kW}$. Den sannolika minförbrukningen är då 17 kW. Totalt skulle man då kunna tillåta $101,5 \text{ kW} + 17 \text{ kW} = 118,5 \text{ kW}$ eller 8 kW per kund, mot 7,3 kW om man inte tar hänsyn till förbrukning. En mer exakt utredning skulle med fördel använda riktiga mätardata och ta en timme på sommaren mellan 10 och 15 där summan av de 19 kunderna är lägst. Med hänsyn till förbrukning skulle ytterligare en eller två av de nitton kunder kunna ha solcellsanläggning av genomsnittlig storlek (totalt över 80% av kunderna).

3.3 ÖVERSPÄNNINGAR

3.3.1 Överspänningar i lågspänningsnät

Spänningsvariationen kan påverka prestanda och livslängd av elektrisk utrustning. Värmealstring från element är proportionerligt mot kvadraten på spänningen så 10 % mindre spänning kan minska effekt från elradiatorer med 20 %.

Överspänningar ökar också en induktionsmotors vridmoment med ökad

startström som följd vilket kan skapa underspänningar hos närbelägna laster i samband med uppstart [51].

3.3.2 Matematisk beskrivning

Det behövs en spänningsskillnad för att få ett effektförflöde mellan två punkter i elnätet. Relationen mellan spänningsskillnad och effektförflöde bestäms av impedansen. I ett växelströmsnät finns både aktiv och reaktiv effekt och impedansen har en resistiv och en reaktiv del. Förhållandet mellan spänning, resistans och ström beskrivs med ohms lag:

$$U = R \cdot I \quad (14)$$

Med växelströmsnät finns kapacitanser och en reaktivdel av. Vi ersätter då R ovan med komplex talet Z där $Z = R + iX$:

$$\bar{U} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad (15)$$

Som vi brukar förenklat skriva som:

$$U = Z \cdot I \quad (16)$$

Om denna impedans är serieimpedansen mellan två punkten i nätet, då gäller följande relation mellan de komplexa spänningarna på båda sidorna av impedansen:

$$U = E - Z \cdot I \quad (17)$$

När det refereras till spänningsfallet över sådan impedans då brukar det dock inte refereras till komplexa skillnaden men till skillnaden i spänningens amplitud:

$$\Delta U = |E| - |U| \quad (18)$$

Observera att detta spänningsfall generell inte är samma som absolutbeloppet av komplexa skillnaden mellan spänningarna enligt (17):

$$\Delta U \neq |Z \cdot I| \quad (19)$$

Aktiv och reaktiv effekt är relaterade till spänning och ström på följande sätt:

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\phi) \quad (20)$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\phi) \quad (21)$$

Då blir spänningsfallet så här:

$$\frac{\Delta U}{U} = \sqrt{1 + \left(\frac{RP + XQ}{U^2}\right)^2 + \left(\frac{XP - RQ}{U^2}\right)^2} - 1 \quad (22)$$

Denna ekvation används dock sällan; i stället används det förenklade uttryck (se nedan) eller datorprogram som beräknar spänningar och effektförflöde genom en stor del av nätet, på en gång. Det brukar vara belastningsfördelning som används vid datorberäkningar, men det ibland också används impedansmatriser.

Vid uppskattningar av spänningsökning över en impedans finns bra approximationer för formeln ovan. Används effektfaktorn fås:

$$\Delta U = R \cdot I \cdot \cos(\phi) + X \cdot I \cdot \sin(\phi) \quad (23)$$

En approximation i termer av aktiv och reaktiveffekt är:

$$\Delta U = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U} \quad (24)$$

Eller om man använder per-unit storheter (I detta fall anges alla storheter som andel av en basenhet, oftast nominellspänningen, 230 V i lågspänningsnät, för spänningen. Se till exempel [52]):

$$\Delta U = R \cdot P + X \cdot Q \quad (25)$$

Då solceller i Sverige inte får generera reaktiv effekt, och inmatning vid dimensionerande fall ofta överträffar förbrukning, kan man bortse från reaktiv effekt. Spänningshöjningen kan med god approximation anges som:

$$\Delta U = R \cdot P \quad (26)$$

Vi har i exemplen ovan att välja mellan att räkna med ström per fas och spänningsfall för fasspänningen, U_f (230 V i lågspänningsnät, det som mäts mellan fasen och jord i en väggkontakt). Alternativt, när man räknar med effekt i distributionsnät talar man i stället om trefaseffekten som beräknas med huvudspänningen, U_h (400 V i lågspänningsnät). Då gäller att spänningsändringen uttryckt i huvudspänningen är:

$$\Delta U_h = \sqrt{3} \times \Delta U_f \quad (27)$$

Elnätsbolag tillämpar ofta planeringsnivåer med maximal tillåten spänningsvariation för en punkt i nätet. Dessa regler härstammar från studier av underspänning från en tid innan man hade smarta mätare som gav indikation av faktiskt spänningsförhållanden vid slutkunder. De utgår ifrån att kunder "längre ut" kan ha större spänningsfall än de man räknar på och inför en marginal till gällande krav hos slutkunder. Vanligen används tillåten spänningsvariation på $\pm 5\%$ eller $\pm 6\%$ hos slutkund och $\pm 3\%$ i sammankopplingspunkten med andra kunder. Om man definierar en max tillåten spänningshöjning som:

$$\frac{\Delta U}{U_{nom}} \leq \delta_{mx} \quad (28)$$

Detta gör att acceptansgränsen kan anges som:

$$P \leq P_{max} = \frac{(U_{nom})^2}{R} \cdot \delta_{max} \quad (29)$$

Där U_{nom} är 400 V för trefasanläggning med effekt över alla tre faser och 230 V för enfasanläggning med effekt per fas.

Om man antar att kabeln dominerar resistansen, vilket också gäller för luftledning, kan resistansen R approximeras med:

$$R = \rho \cdot \frac{\ell}{A} \quad (30)$$

där:

ρ : resistivitet av koppar, osv

ℓ : kabellängden

A : tvärsnittsarea på kabel

Därmed blir acceptansgränsen för mängd solkraft proportionell med kvadraten av spänningen vid produktionsenheten och omvänt beroende av kabellängden.

Impedansen som ska användas är jordfels- eller förimpedansen för enfasanslutning och kortslutningsimpedans (Z_k i positivsekvenssystemet) för trefasanläggning ser en högre impedans. Typiskt är förimpedansen dubbelt så stor som kortslutningsimpedansen. Med trefasigt ansluten solcellsanläggning är strömmen per fas bara en tredje del för en trefasanläggning. Tillsammans med skillnaden i impedans i de två fallen medför det att man typiskt kan ansluta 6 kW_p solceller trefasigt, med samma spänningsökning som 1 kW_p enfasigt. Omvänt kan detta uttryckas: vid samma inmatat effekt blir spänningshöjningen bara en sjätte del vid en trefasanläggning; eller acceptansgränsen blir sex gånger så stor för en trefasanläggning.

3.3.3 Räkneexempel

Maximum spänningsökning i lågspänningskabel

Tabell 8 ger typiska impedansvärden för kablar samt den maximala ström och effekt som dessa kablar kan husera. Vid överströmsgränsen för kabeln fås en maximal spänningssökning som kan uttryckas i volt per 100 meter (nästsista kolumn i tabellen). Alternativt kan en kortast möjlig längd som kan orsaka 5 % spänningsökning anges (sista kolumn i tabellen).

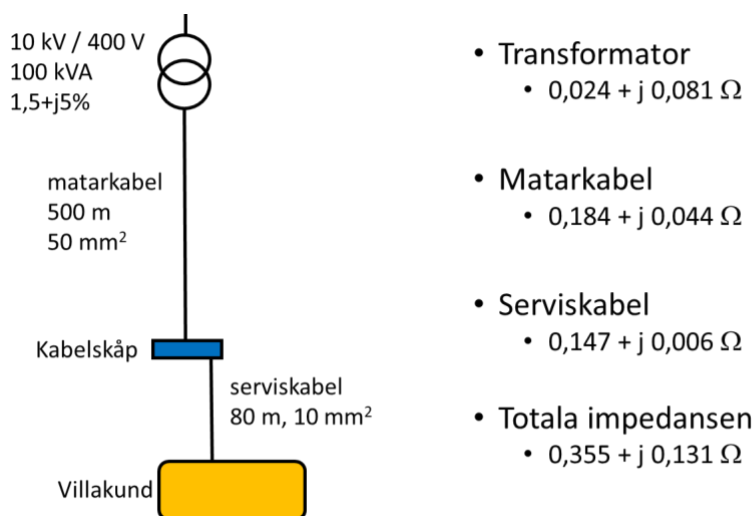
Tabell 8 Maximal produktion och spänningshöjning per längdenhet för 400 volt lågspänningskablar.

Area (mm ²)	Resistans (mΩ/km)	Reaktans (mΩ/km)	Ampacitet (A)	Max inmatning (kW)	ΔU (V per 100 m)	ΔU=5% (μ)
10	1830	88	55	38 kW	10 V	115 m
16	1080	97	78	54 kW	8.4 V	137 m
25	727	94	130	90 kW	9.5 V	121 m
95	193	82	190	131 kW	3.7 V	311 m
150	115	82	295	204 kW	3.4 V	338 m
240	72	82	385	266 kW	2.8 V	410 m

Note: Ampaciteten beror på flertal specifika detaljer i utformande av kabeln samt hur den förläggs. Värden i tabellen är typiska värden. ΔU betecknar spänningsökning och den kabellängd som orsakar 5% höjning av spänningen med angivet nettoflöde anges i sista kolumnen.

En kund med trefasanslutning

Vi studerar fallet med trefasströmmar. En villakund förbrukar en ström av 20 A med en effektfaktor $\cos \phi = 0,9$ enligt Figur 41.



Figur 41. Lågspänningsmatning till en villakund; impedanser om komponenter i nätet samt kortslutningsimpedansen vid kunden är angivna i figuren

Med impedanserna i Figur 41 blir:

$$R + jX = 0,355 + j 0,131 \Omega \quad (31)$$

$$\Delta U = RI \cos \phi + XI \sin \phi \quad (32)$$

$$\Delta U = 0,355 \Omega \times 20 \text{ A} \times 0,9 + 0,131 \Omega \times 20 \text{ A} \times 0,44 \quad (33)$$

$$\Delta U = 6,4 \text{ V} + 1,2 \text{ V} = 7,8 \text{ V} \quad (34)$$

Spänningsfallet hos kunden blir då 7,8 V eller 3,4 % av nominellspänningen (230 V)

Skulle man i stället haft rent aktiv förbrukning ($\cos(\phi) = 1,0$) hade spänningsfallet varit 7,1 V. Med en mer reaktiv last ($\cos(\phi) = 0,7$) hade spänningsfallet i stället varit 6,7 V.

Kunden i Figur 41 har även installerat endel solceller på taken. I stället av nettoförbrukning blir det nu nettoproduktion under vissa timmar. Om hon matar in samma effekt som exemplet ovan, (dvs effekten är mer än förbrukningen så netto tillförseln till elnätet är 20 A i varje fas). Det blir samma ekvationer men med annan effektriktning, så att ekvationen gäller nu för spänningshöjning i stället av för spänningssänkning.

$$\Delta U = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U} \quad (35)$$

Då P och Q är inmatad effekt och ΔU spänningshöjning. I Sverige ska solceller mata in med effektfaktor 1 vilket innebär endast aktiv effekt. Då gäller:

$$\Delta U = \frac{R \cdot P}{U} \quad (36)$$

Då blir spänningshöjningen:

$$\Delta U = 0,355 \, \Omega \times 20 \, \text{A} = 7,1 \, \text{V} \quad (37)$$

vilket är lite över 3 % av nominellspänningen (230 V)

Spänningshöjningen vid andra kunder på samma kabelskåp blir:

$$\Delta U = 0,208 \, \Omega \times 20 \, \text{A} = 4,2 \, \text{V} \quad (38)$$

Eller 1,8 % av nominellspänningen

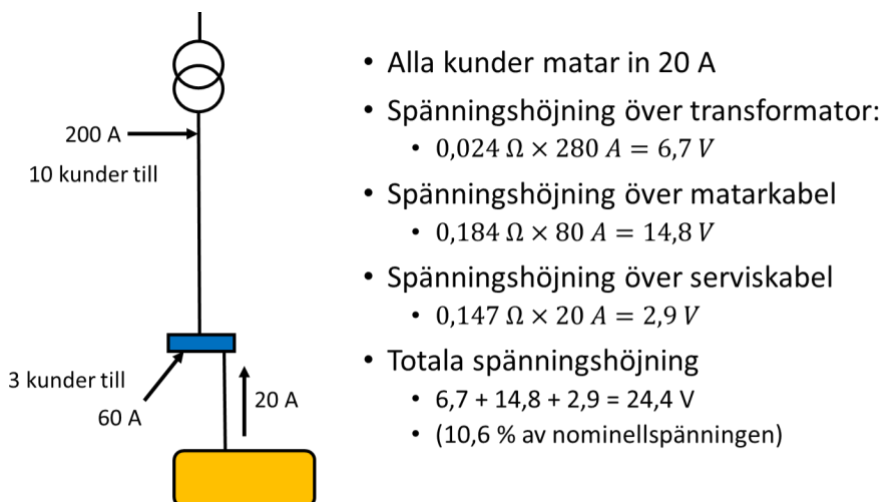
Spänningshöjningen vid kunder på samma transformator men en annan matarkabel blir:

$$\Delta U = 0,024 \, \Omega \times 20 \, \text{A} = 0,5 \, \text{V} \quad (39)$$

Eller 0,2 % av nominellspänningen.

By med 14 kunder

Låt oss nu anta att det i Figur 41 finns 14 kunder under samma nätstation. I fallet med en solig dag då alla fjorton kunderna har täckt sina tak med solceller fås spänningshöjningen enligt Figur 42.



Figur 42. Exempel av spänningsökning för distributionstransformator med tio kunder som alla har solceller och matar in 20A

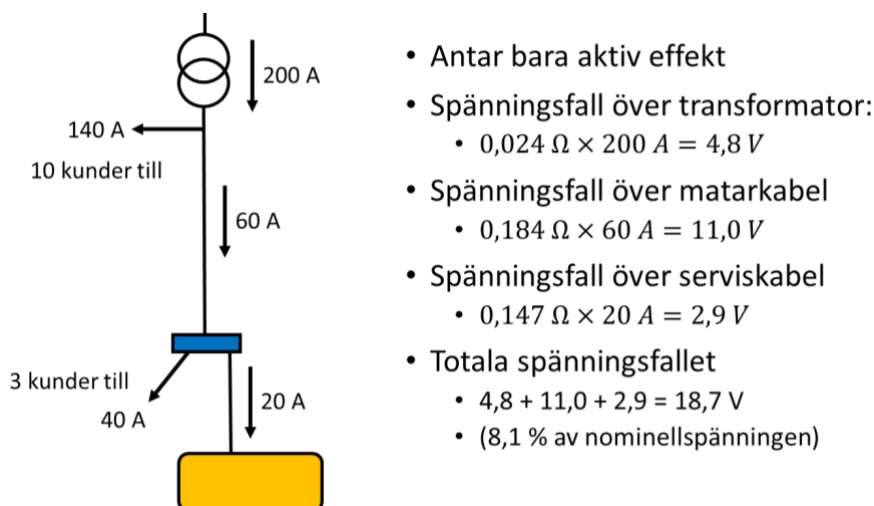
Med solceller kan det hända att alla anläggningar producerar högsta effekt samtidigt. 20 A per fas motsvarar en effekt av 13,8 kW_p vilket motsvarar ytan av ett normalt tak på svenska småhus.

Då spänningshöjningen är linjärt med strömmen kan man använda ovanstående uträkning med 10,6 % spänningsökning (för 14 kunder som injicerar 20 A var) för att uppskatta tillåten mängd solceller för en mindre spänningsökning. Låt oss anta man vill begränsa spänningsökningen till 5 %; då är högsta ström som kan matas in, per kund:

$$20 \times \frac{5}{10,6} = 9,4 \, \text{A} \quad (40)$$

9,4 A per fas motsvarar 6,5 kW_p installerad solkraft per hushåll. Tar man det rent strikt då är det högsta tillåten produktion per kund, under årets soliga timmar. På grund av aggregeringen är det något mindre än installerad effekt.

Till sist betraktar vi fallet med att invånarna i vår by lagt sina pengar på elbilar i stället. Det finns skillnader i hur beräkningen görs mot fallet med spänningshöjningar. Det är inte troligt alla i byn har samma jobb, arbetstider och vanor varför de inte heller lär ladda samtidigt (majoriteten av bilägarna i Sverige har faktiskt inte ens "9 till 5" jobb). Därför är det sedvanligt, eller rent ut sagt grundläggande för all nätplanering, att man antar en mindre förbrukning än den totala möjliga effekten av alla laddarna, för att kompensera för sammanaggringen (se Avsnitt 3.2.3). Betraktar vi nu återigen distributionsnät i Figur 42 med ytterligare 13 kunder som i Figur 43 blir spänningsfallet 18,7 V eller 8,1 %. Låt oss anta de 14 kunderna i Figur 43 tillsammans förbrukar 200 A (Sammanlagringsfaktor är i detta fall $200/14 \cdot 200 = 71$ %). Detaljerna finns i Figur 43.



Figur 43. Exempel av spänningsfall för distributionstransformator med 14 kunder.

4 Approximationer och osäkerheter

Vid acceptansgränsstudier i större nät föreligger ett flertal osäkerheter och approximationer behöver ofta tas till för att förenkla beräkningar eller hantera det stora antal möjliga fall. I detta kapitel skall vi först titta på en del approximation som görs utifrån förgående kapitel.

4.1 APPROXIMATION

Uträkningen i Avsnitt 3.3 innehåller en del förenklingar. I mer komplicerade fall (med stor mängd solceller) tjänar de dock väl för rimlighetsbedömning av resultat från kommersiella nätberäkningsprogram. Det är högsta spänning som sätter gränsen i ett verkligt nät. Det finns ingen "högsta höjning" för alla kunder utan det är en kombination av kunders impedans (nätstyrka), plats specifik bakomliggande spänningsnivå och anläggningsstorlek som avgör. Sammankopplingspunkt med andra kunder spelar också in.

En faktor som ofta förbises är påverkan av överliggande nät, indirekt är driftläge och flöden i övre nät som avgör bakgrundsspänningen. Denna bakgrundsspänning har visat sig ha mer påverkan på en kundsacceptansgräns än till exempel kunders förbrukning. Det är därför viktigt att smarta mätare används till att samla in också tidserier med spänningsmätningar och är konfigurerade att ge varning för över- och underspänningar så korrekta antagande om värsta värden kan göras vid utredning om nätanslutning.

Förutom radhusområdet med identiska sydorienterade tak kommer det även finnas variation i produktion pga. av orientering och lutning på tak varför "2/3" regeln med inmatad effekt som 60 – 70% av installerad paneleffekt bör användas. Vid enfasanläggningar vet man heller inte i vilken fas de kommer att anslutas.

Ett praktiskt tillvägagångssätt för att ge överslag av acceptansgränsen utgår ifrån följande frågor som avgör vilket är det värsta fall som ska (rimligtvis) betraktas:

- Noll förbrukning för alla kunder?
- Kunderna längst ut får solkraft först?
- Alla enfasanläggningar i samma fas?
- Alla producerar märkeffekt samtidigt?
- Inget spänningsfall i mellanspänningsnätet?

Görs antaganden som ovan brukar det ge en betydande underskattning av acceptansgränsen, vilket är fördelaktigt. Är man inte i närheten av den konservativa gränsen finns heller ingen anledning att utföra mer detaljerade nätberäkningar. Därmed kan man använda de förenklade uppskattningar till att avgöra när kraft och energi ska investeras i att utföra mer noggranna beräkningar.

För att få en bild av acceptansgränsen i ett större nätområde kan man gå till väga som följer:

- Ta ett antal typfall och gör beräkningarna för dem.

Frågan som behöver en "ingenjörsmässig bedömning" är då:

- Vilka fall tar man?
- Hur många fall tar man?

Olika fall kommer ge olika acceptansgräns: tar man medelvärdet, värsta fall eller något annat? Detta behöver inte nödvändigtvis vara en nackdel göra flera ansatser. En nätsimulering med en avancerad modell kommer ge *ett* svar med det kan vara svårt att bedöma hur tillförlitlig svarte är, utan en noggrann och ofta tidsödande känslighetsanalys. Några enkla handuträkningar och uppskattningar kan ofta bättre belysa gjorda antaganden eller brister i indata, än vad som fås vid användning av kommersiellt nätberäkningsprogram. Ett program ger ofta ett svar men framtalar inte användaren ansvaret att *tänka ut* om svaret är rimligt.

4.2 OSÄKERHETER I MODELLPARAMETRAR

Genom att exponera osäkerheter och underliggande antagande kan resultat enklare jämföras mot andra studier. För att tydliggöra vilket underlag som legat till grund för en studie, och vilka uppskattningar som gjorts, kan det vara till hjälp att klassificera olika sorters osäkerheter. Klassificeringar av osäkerheter förekommer inom olika vetenskapsområden. Naturvårdverket [53] använder i en rapport om riskbedömning en klassificering i

- Konceptuell osäkerhet som beror på valet av modell,
- modellosäkerheter i de matematiska formler som används och
- osäkerhet i skattning av ingående modellparametrar.

För modellparametrar i acceptansgränsberäkningar finns det två olika utmaningar:

1. Brist på detaljerade och tillgängliga data om hur spänningen och förbrukningen ser ut i befintliga lågspänningsnät.
2. Modeller för framtida beteende hos kunder. Några exempel på frågeställningar som är svåra att modellera är:
 - Hur många och vilka kunder kommer att ha solkraft?
 - Hur stor kommer anläggningen att vara?
 - När kommer den maximala produktionen inträffa? För solceller avgörs det av instrålning, panelernas lutning och riktning.

Vid bedömning t.ex. av vilken mängd solkraft som är *rimlig* att modulera i en acceptansgränsstudie tillkommer alltså antaganden som är mer svåröverskådliga för nätbolag. För modellparametrar kan vi vidare särskilja parametrar för vilken det finns en känd fördelning av möjliga utfall. Dessa beskrivs då av en fördelning och kallas för aleatoriska eller slumpmässiga osäkerhet. Namnet kommer från latinets "alea" för tärning men det är bara för en likformig fördelning sannolikheten är lika för varje utfall. För till exempel förväntad anläggningsstorlek

på småhus finns en mycket stark koncentration till ett visst värde med en asymmetrisk "svans" åt båda hållen.

För acceptansgränsstudier eftersträvar vi att få fram så bra sannolikhetsfördelningar som möjligt för att beskriva de möjliga utfallen. För varje modellparametrar behöver man alltså söka så mycket information som möjligt för att få en bra, dvs realistisk, fördelning. En ytterligare indelning kan göras av de aleatoriska osäkerheterna. En del av de aleatoriska osäkerheterna kan tillskrivas naturlig variation. Hit hör variation i solinstrålning. Här används en modell baserat på tid, på dygnet, året och variationen i väderparametrar där ett enskilt utfall (molnigt eller ej en viss tid) betraktas som slumpmässig givet sannolikheten, som så klart är olika i Atacamaöknen och Dublin. Andra fördelningar är omvärldsberoende. Även om anläggningsstorlek på småhus varit koncentrerad till samma värde i ett antal år kan det ändras av politiska beslut som att slopa begränsning av skattereduktion för inmatad solel till årsförbrukningen. Man skall dock vara försiktigt med antagande om vad som anses som en säker och osäker fördelning. Till exempel har den årliga globala instrålningen ökat med 10% senaste 30 åren medan fördelning av takorientering och lutning är mycket väl bestämd och kan ta lång tid att förändras lika mycket.

Återstår osäkerheter där vi känner till de möjliga utfallen, det vill säga vad som kan hända, men vi vet inte sannolikhetsfördelningarna. I såväl medicin, vetenskapsfilosofi som i dagligt språk, kallas dessa kort och gott för okunskap. Här råder kunskapsbrist. Dessa osäkerheter benämns ibland epistemiska efter epistemologi, läran om vad man kan veta, eller här kanske bättre kunskapen om vad man *inte* kan veta. Med ytterligare eftersökningar och välgrundade antagande om vilka utfall är mest troliga i framtiden kan dock ofta en fördelning fastslås och dessa osäkerheter omvandlas då från epistemiska till aleatoriska osäkerheter. Om man å andra sidan har en historisk fördelning för en modellparameter, men har skäl att tro att den inte kommer gälla längre, kan man även bortse från den historiska fördelningen och betrakta en parameter som epistemisk tills ny fördelningen av utfall kunnat observera. För parametrar som man saknar en fördelning för utfallen (eller kanske inte ens vet vad de möjliga utfallen är) återstår bara att betrakta den som en fri variabel. Man behöver då stega igenom ett antal värden av variabeln och beräkna en acceptansgräns för ett antal olika varianter av variabler. Med flera fria variabler finns många kombinationer och det är i praktiken svårt göra en studie med fler än två eller tre fria variabler.

Matematiskt uppkommer skillnader när variablerna antas beroende av varandra, vilket är ytterligare en komplexitet som behöver hanteras i acceptansgränsstudier. Man väljer då vilka parametrar som har orsakssamband mellan sig och väljer ena parametern från fördelning vartefter de övriga parametrarna faller ut från detta val (och för att riktigt krångla till det; de kopplade variablerna kan ha utfallsfördelning beroende på slumpade värdet av första parametern.)

Scenario byggnad kan också vara ett kraftfullt verktyg för att gruppera antal olika utfall av acceptansgränsen för fria parametrar. Eller för att skapa fördelningar för parametrar i framtiden. T.ex. kan man anta anläggningsstorlek blir konstant i kvadratmeter men att nominell effekt per ytenhet ökar med 20% (tack vara tandem cell med Perovskite, TOPCon, hetero junction eller någon annan ny spännande

cellteknik). Här kan man även titta på trender och göra förutsägelser baserad på de politisk uppsatta målen eller s.k. backcasting, exempelvis från vad som faktiskt borde ha uppnått, om Paris-klimatmålen skulle varit möjliga att uppnå. Framtida fördelning av osäkerheter kan dock vara vanskelig modulera då det ändras med teknikutvecklingen, marknadskonkurrensen och politiska beslut eller en myndighet eller domstols uttolkning av (EU) reglering. Följden kan bli att en tidigare studie ej längre är relevant i sina antaganden och därmed slutsatser, även om nätet förblir lika. Här kan det ofta vara bättre att avstå från för avancerade antaganden och i stället utgå från dagsläget, acceptansgränsen får sedan räknas om på nytt när förutsättningarna ändras (eller kunskap om den faktiska fördelningen har blivit större). Det är trots allt troligare att en läsare om fem år kan förstå antaganden som gjordes när studien genomfördes, än att en studie lyckas pricka in rätt förutsättningar som kom att råda fem år senare.

5 Metoder för acceptansgränsberäkningar

5.1 OLIKA METODER

Det finns olika metoder för att beräkna acceptansgränsen. Metoden återspeglar en fråga, tex. "om en kund ansluter, hur mycket kan den ansluta på olika platser i nätet?" eller "hur mycket kan alla kunder nedströms en transformator eller kabelskåp ansluta?" Frågorna kan kännas rimliga men den första kommer variera en faktor hundra (med impedansen) och den andra beror på hur stora anläggningarna är (i de svagaste nätdelarna). Prestandamåttet blir förknippat med metoden för hur vi tilldelat kunder solkraft, hur fördelning av storleken är antagen om maxproduktion och minförbrukning. Frågorna behöver preciseras som; "Hur många enheter om 10 kW kan anslutas?" eller "om 25% av kunder har solkraft, hur mycket kan de ansluta, givet en typisk fördelning av storlek och takorientering?"

Vidare kommer olika acceptansgränser beräknas för varje fenomen. Avser vi antalet som kan installeras med avseende på överlast, överspänning eller något annat kraftsystemsfenomen?

Gäller det bara en kund är det ganska enkelt att räkna ut och att tolka resultat. I dessa fall är approximativa beräkningar ofta tillräckliga. Metoder och riktlinjer i [36] fungerar väl för detta fall, eller för ett fåtal kunder med solkraft i större nät. Gäller det flera kunder med solkraft blir det hela betydligt mer komplicerat; det behövs en frågeställning, en metod och ett antal antaganden (om anläggningsstorlek, förbrukning, bakgrundspänning m.m.). I detta avsnitt behandlas olika metoder för acceptansgränsberäkningar uppdelade, enligt bland annat [22] i:

- Deterministiska metoder (beräkning av värsta fall), se Avsnitt 5.2.
- Tidserie studier, se Avsnitt 5.3.
- Stokastiska studier, se Avsnitt 5.4.

I USA har det blivit vanligt att istället dela in acceptansgräns metoder i tre kategorier ("primary methodological categories" enligt [54]):

- Rationaliserad ("streamlined") metod appliceras ett antal förenklade algoritmer på varje kraftsystems-fenomen (typiskt termisk begränsning, tillförlitlighet, spänningskvalité och påverkan på skyddssystem) för att approximera acceptansgränsen för distribuerad generering i varje nod av nätet.
- Iterativa metoden modulerar distribuerad generering direkt i nätmodellen. En lastflödesberäkning görs där man för varje nod, i tur och ordning, ökar storleken på produktionskällan tills någon av acceptansgränserna överskrids. Kallas ibland även för "den detaljerade modellen".
- Stokastisk modell där man utgår från nuvarande modell och slumpar ut produktionsenheter av olika storlek på olika platser i nätet och en analys görs av de olika kraftsystemsfenomen påverkan. Detta görs om flera

gångar och man erhåller ett spann av möjliga utfall för de olika simuleringarna. Acceptansgränsen blir därmed en sannolikhet för att en gräns överskrids med en viss mängd generering i nätet.

National Renewable Energy Laboratories, NREL, i USA inför också begreppet koordinerad acceptansgräns när de inkluderar hänsyn till aktiv styrning i nätet [55]. Styrningen kan endera vara spänningstransformator som ändras i realtid eller växelriktare som hantera spänning genom dynamisk ändra reaktiveffekt som konsumeras/produceras enligt en fastslagen Volt-VAr kurva. Denna slags acceptansgränsstudie kan bli viktigare i framtiden. Som uttrycks i [56] *“In a power supply system with an increasing share of distributed generation, there is a growing need for generators (e.g. PV) and also demand response units (e.g. storage systems, heat-pumps) in the distribution grid to take over some responsibilities typically attributed to the bulk power system”*. Krav på dynamiska funktioner som reaktiveffektstöd m.m. finns exempelvis i utkastet för uppdaterad EU nätkod för generator.

5.2 DETERMINISTISKT

Ett system kallas deterministiskt om man med god noggrannhet kan förutsäga dess framtida uppträdande endast med hjälp av en uppsättning kända parametrar. I en deterministisk acceptansgränsberäkning tillskrivs alla parametrar ett specifikt värde som vanligtvis är ett dimensionerande värde för vilket nätet ska hålla. En kund med 25 A huvudsäkring ska till exempel kunna ha 25 A förbrukning som används i uträkningen. På samma sätt antas sammanlagringsfaktorn låst så att varje sammankopplingspunkt i nätet får ett, och bara ett värde, på flödet i den noden.

5.2.1 Generellt tillvägagångssätt för deterministisk acceptansgränsstudie

Det generella tillvägagångssättet vid en deterministiskstudie är:

- Lista ingående variabler och ekvationer som beskriver det kraftsystem fenomen som studeras
- Stipulera dimensionerande (värsta fall) värden på dessa
- Utför beräkning

Exempel på deterministiska metoder är de som finns i ALP, Anslutning av produktionsanläggning till lågspänningsnät [36].

5.2.2 Exempel på deterministisk acceptansgränsstudie

Lokal påverkan

För lokalpåverkan betraktas enbart kunden med solkraft. Vi får:

- Högsta installerad effekt = transformator märkeffekt
- Högsta inmatning = Högsta produktion – lägsta förbrukning

För beräkning av solkraftpåverkan kan vi begränsa oss till "årets soliga timmar" eftersom det är bara då det spelar någon roll vad förbrukningen är. Det blir således förbrukning under vår och sommaren (till exempel mars-augusti kl. 10-15) som är av betydelse.

Påverkan på låg- och mellanspänningsnät mer flera anläggningar

För påverkan på nätet behöver flera kunder och deras sammankopplingspunkter betraktas. Anta att lågspänningsnätets överföringsimpedans är:

$$Z_{tr} = R_{tr} + iX_{tr} \quad (41)$$

Enligt ekvation (41) kan spänningsökningen approximeras:

$$\Delta U = R_{tr} \cdot I_{PV} \quad (42)$$

där I_{PV} är injicerad ström. Den maximalt tillåtna spänningsökningen (överspänningsmarginalen), ΔU_{max} , ges då av:

$$I_{PV} = \frac{\Delta U_{max}}{R_{tr}} \quad (43)$$

Den maximala strömmen blir olika för varje kund, eftersom kunderna har olika källimpedanser och olika överspänningsmarginaler.

Om I_{PV} i stället får beteckna summaströmmen från alla solcellsanläggningar, fås acceptansgränsen av den ström som med nätets impedansmatris ger $\Delta U = \Delta U_{max}$.

Låt oss nu betrakta ett lågspänningsnätverk med 20 kunder. Olika acceptansgränsen kan definieras beroende på det antal kunder som har solceller:

- HC₁ kund: fallet när den svagast nätkunden inte kan ansluta mer solkraft, det finns här 20 möjliga placeringar av anläggningarna.
- HC₂ kund: fallet när de två svagaste nätkunden inte kan ansluta mer solkraft, det finns här $\frac{20 \times 19}{2 \times 1} = 190$ möjliga kombinationer var anläggningarna kan placeras.
- HC₃ kund: fallet när de tre svagast nätkunden inte kan ansluta mer solkraft, det finns här $\frac{20 \times 19 \times 18}{3 \times 2 \times 1} = 1240$ möjliga kombinationer var anläggningarna kan placeras.

I sista fallet är sannolikheten att de tre värsta kunderna får PV alltså mindre än ett på tusen. Som alternativ skulle man kunna beräkna spänningsökning för alla kombinationer och definiera en acceptabel risk som den mängd solceller som ger att 10 % av kombinationerna resulterar i oacceptabel spänning. Därmed är det 90 % sannolikhet att ingen åtgärd behövs vid denna mängd av solceller i nätet, givetvis under förutsättning storleken är någorlunda lika å alla installationer.

I avsaknad av full nättopologi eller för att undvika fullständig lastflödesberäkning kan acceptansgränsen uppskattas genom att beräkna av två extremfall. I det första fallet har alla 10 kunder en egen servisledning från distributionstransformator. I

det andra ligger alla kunderna under ett gemensamt kabelskåp där kabeln mellan transformatorn och skåpet blir merparten av impedansen:

Serviskablar i första fallet är troligen 10 mm² medan man i det senare fallen förvänta sig att den gemensamma kabeln till kabelskåpet har 95 mm² eller 150 mm² tvärsnittsarea. Detta ger två extremfall som behandlas nedan.

Individuell servis

Acceptansgränsen ges av:

- a) Spänningsökning över serviskabel med lägst gräns
- b) Spänningsökning över transformatorn är för hög

Typiskt resistans för 10 mm² serviskabel är, enligt Tabell 8, runt 2000 mΩ/km.

Antar vi att serviskabeln är 100 meter lång kan spänningsstegring behållas under 5 % med solkraft om 43,5 kW_p (63A) för:

$$N_{PV} = \frac{\Delta U_{max}}{I_{PV} \cdot R_{kabel}} = \frac{20 \text{ V}}{63 \text{ A} \times 2 \Omega \times 0,1 \text{ km}} = 1,5 \text{ kunder} \quad (44)$$

Transformatorn sätter därmed begränsningen. Kvarstående spänningsökning över transformatorn är 7 – 16 V.

Gemensamt kabelskåp

Acceptansgräns ges av:

- a) Spänningsökning över kabel till kabelskåp är för högt

Typiskt resistans för 95 mm² kabel är, enligt Tabell 8, runt 200 mΩ/km. Antar vi att kabeln är 400 m lång kan man med 5 % tillåten spänningsökning och solkraft om 11 kW_p (16A) installera hos:

$$N_{PV} = \frac{\Delta U_{max}}{I_{PV} \cdot R_{kabel}} = \frac{20 \text{ V}}{16 \text{ A} \times 0,2 \Omega \times 0,4 \text{ km}} = 15 \text{ kunder} \quad (45)$$

5.2.3 Känslighetsanalys av deterministiskstudie

En deterministiskstudie kan med fördel kombineras med en känslighetsanalys där man till exempel varierar ingående parametrar med ±20% eller det högsta och lägsta värde som anses troligt för varje parameter. Genom att ändra en parameter åt gången kan man se hur en parameter påverkar slutresultatet jämfört med andra parametrar. Har man kompletterande information om till exempel bakgrunds-spänning normala variation i ett nät kan den fördelningen användas för att ta fram extremvärden också för känslighetsanalysen i en deterministisk analys. Detta görs då till exempel genom att använda maximala eller 95% percentilen av högsta värdet från fördelningen som deterministiskt värde i acceptansgränsberäkningen.

5.3 TIDSERIER

5.3.1 Grundläggande metoden

Med införandet av smarta mätare har det blivit vanligare med acceptansgränsstudier som använder tidserier av produktion och förbrukning.

Med tidserie undviks behov på antagande om sammanlagring. Man beräknar då acceptansgränsen för kvarts eller hel timmar över ett par år och presenterar resultatet som en fördelning, därefter bedömer man vad som bör betraktas som dimensionerande fall. Man kan också välja specifika tidsperioder, till exempel mars till oktober mellan 10 och 15, men man skall då hålla i åtanke att fördelningen av värden inte längre är representativ för hela tidserien.

Tidserie är i princip den mest noggranna metoden för att bestämma acceptansgränsen. Acceptansgränsen ska då beräknas för samma timme för alla ingående komponenter. Att plocka extremvärden som härrör från olika tidpunkter för vare kund och lägga ihop dem leder till felaktiga resultat.

Slumpmässiga vädervariationer mellan olika år kan vara högst påtagligt. Denna variation kan vara svår att ta med i tidserie studier. Lösningen är att göra beräkningar över flera år, med temperaturkorrigering av värden eller genom att försäkra sig att perioden man beräknat acceptansgränsen för ger en representativ bild av produktion och förbrukning, också för mer krävande perioder med extremväder.

Tidseriemetoden har ett stort databehov och resultatet behöver vanligtvis presenteras som en fördelning av utfall för olika timmar. För att få noggrannhet kan man utöver tidserier av produktion och förbrukning också behöva utgå från lämplig bakgrundspänning för varje beräkning, något som varierar över året och egentligen behöver en ytterligare uppmätt tidserie.

5.3.2 Generellt tillvägagångssätt för tidserie acceptansgränsstudie

Det generella tillvägagångssättet vid en studie med tidserie är:

- Ta fram tidserie för förbrukning av alla ändnoder i studerade nätet
- Överväg om skalning ska ske av tidserie för att representera ett år med extremväder eller framtida ökning eller minskning av förbrukning.
- Addera tidserier med produktion från solceller enligt ett scenario till olika noder
- Beräkna spänningar och strömmar för varje ingående tidsperiod, till exempel med hjälp av en lastflödesberäkning.
- Sammanställ resultatet. Till exempel som varaktighetsdiagram av flöde i relevanta punkter i nätet.
- Tolka resultatet. (Ska samtliga tidsperioder under alla studerade år vara över ett värde eller räcker det om 99% är det?)

5.3.3 Känslighetsanalys av tidseriestudie

Känslighetsanalys för en tidseriestudie görs genom att modifiera ingående värden i tidserien. Till exempel kan en 20 % större anläggning simuleras genom att ökas varje produktionsvärde i serien. En lägsta förbrukning lika med 10 % av topplasten i stället för 20 % kan också fås genom att till exempel halvera förbrukningen för ett begränsat antal värden i tidserien som understiger ett visst belopp.

5.4 STOKASTISKT

5.4.1 Generellt tillvägagångssätt för stokastisk acceptansgränsstudie

Med en stokastiskberäkning gör man till exempel ett antal "provskott" med solkraftanläggningar av olika storlek i olika delar av nätet. Det behövs fortfarande data, men metoden är mindre beroende av onormala värden i tidserie. I stället skapas sannolikhetsfördelningen för inparametrarna i modellen. Stokastiska studier kräver dock mycket god förståelse för variation och dimensionerande värden i inparametrarna för att fördelningarna ska bli korrekt avvägda och inte förvränga resultatet av acceptansgränsbeskrivningen.

Central för stokastiska studier är förmågan att beskrivas inparametrar. Tidsserier kan förvandlas till en spridning av värden som utgör en sannolikhetsfördelning. Även de flesta andra inparametrar kan beskrivas med en sannolikhetsfördelning. När väl sannolikhetsfördelningen finns kan matematiska metoder tillämpas.

Uttolkning av resultat från en stokastisk acceptansgränsberäkning blir också mer komplicerat än för andra metoder. Resultatet är i sig själva sannolikhetsfördelningar ur vilken tröskelvärden ger ett resultat. Från resultatet är det svårt se vilken enskild kund eller kombination av inparametrar som föreligger vid uträknad acceptansgräns. Dessa fallgröpar gör att resultat från stokastiska beräkningar behöver jämföras med typiskt värde och deterministisk överslagsberäkning för att försäkra sig att spridning i resultaten är de förväntade.

5.4.2 Exempel på stokastiska nätstudier

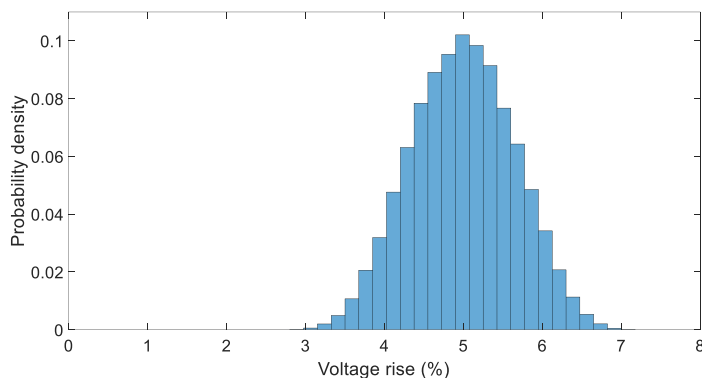
Nät med 20 kunder

I första exemplet använder vi samma förenklade nät som i Avsnitt 3.3.3. Det uppskattades där att 6,5 kW kunde installeras per kund utan att kunden längst ut fick en spänningsökning på mer än 5 %. I detta exempel installerar alla kunder solceller, men i stället låter vi inmatad effekt på "årets soligaste dag" variera mellan 3 och 10 kW för de olika kunderna (snittet blir det 6,5 kW som innan). För enkelhetens skull är sannolikheten för varje anläggningsstorlek i intervallet lika (uniform fördelning). Ett enkelt sätt att göra beräkningarna är med Monte Carlo simulering. Det är en mycket använd metod som ger snabba resultat. Namnet anspelar på roulettbordet på ett casino. Det är helt slumpvis vilka kombinationer av inparametrar man får. Gör man tillräckligt många slumpmässiga val kommer till slut alla kombinationer komma med och återskapa sannolikhetsfördelning av indata.

I vårt exempel görs:

- 100 000 Monte-Carlo simuleringar som ger 100 000 slumpmässiga kombinationer av produktion per kund
- Räkna ut spänningshöjning för varje kombination, det ger 100 000 slumpmässiga värden på spänningshöjning
- Sortera resultat och visa (i detta fall) som ett histogram

Det resulterar i en sannolikhetsfördelning för spänningshöjningen som visas i Figur 44.



Figur 44. Sannolikhetsfördelning för spänningen hos villakunden, när 14 kunder injicerar mellan 3 och 10 kW

Från Figur 44 kan vi utläsa följande: kommer alla de stora anläggningarna närmast transformatorn, där nätstyrkan är högst, får ingen mer än 3% spänningsökningen. Hamnar de största anläggningarna däremot på de mest "ofördelaktiga" platserna längst ut i nätet kan enstaka kunder få så mycket som 7% spänningsökningen. Utan någon preferens på vilka kunder som skaffar en viss storlek av solceller kommer man med störst sannolikhet få högst 5 % spänningsökning (vilket var samma resultat som i Avsnitt 3.3.3). Den stokastiska beräkningen har tillfört att vi nu vet att det är 50 % sannolikhet att spänningsökningen blir mer än 5 %. Är det acceptabelt? Om man tittar på en percentil (procentandel som är högst eller lägst) kan man tolka sannolikhetsfördelningen ovan som:

- Snittstorlek på 6,5 kW ger lika sannolikhet på att det blir för liten eller för mycket investeringar i nätet
- Snittstorlek på 6,5 kW utan nätförstärkning ger 50 % sannolikhet att elkvalitet riktmärkena inte uppfylls

Skulle man i stället tagit 3–8 kW (i snitt 5,7 kW) och hoppas att *ingen* kombination kan ge 5 % överspänning?

- Snittstorlek på 5,7 kW ger högre sannolikhet på god spänningskvalitet,
- Snittstorlek på 5,7 kW medföra stor chans nätförstärkningar visar sig överflödiga (i närtid)

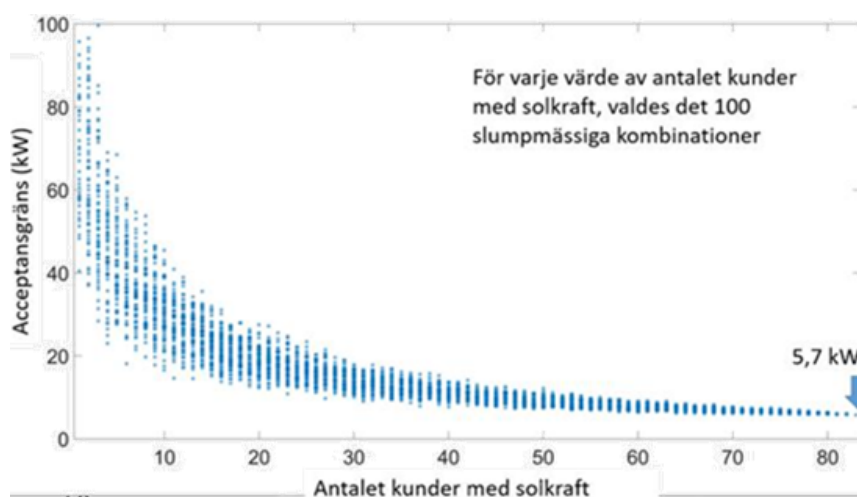
En kund kanske inte vill betala de nätförstärkningar som hög sannolikhet på nätkvalité medför, medan planeringsingenjören på nätbolaget nog sover bättre om nätterna med en mer strikt gräns. Elnät är en monopolverksamhet styrd av regelverket och energimarknadsinspektionens tillsyn. Vilka planeringsnivåer som ska gälla påverkar alla parter? Frågan kan också omformuleras som "*när är det dags att förstärka nätet?*" Detta är inte en ren elkvalitetsfråga med ett givet svar. Även utan att gå in i diskussionen om vad som avses med att "*överföringen av el ska vara av god kvalitet*" bör motfrågan vara: "*vad är konsekvenserna om man inte gör en nätförstärkning?*" Medför det påtaglig risk för personskador eller att fler apparater går sönder? Vad är ekonomiska och juridiska konsekvenser om gränser i EIFS 2023:3 överskrids? Eller händer inget mer än att ett fåtal kunder förlorar en liten del av sin

årsproduktion när växelriktaren några få timmar om året blir fränkopplat eller nedstörd när då nå sin överspänningsgräns?

Får vi inte acceptera en liten risk för överspänning blir följdfrågorna: "Hur lång tid tar det att förstärka nätet om det blir överspänningar?", "Får man neka anslutningen?", "Kan nätbolaget avvaktar tills nätet ändå skulle moderniseras". Dessa frågor är inte denna handboks uppgift att besvara. Avvägningen om värdet för producenten är stor nog att motivera kostnaden som påläggs kundkollektivet är en fråga för reglermyndigheter och våra (EU) politiker. Acceptansgränsen ska dock synliggöra gjorda antaganden, valda gränser och ge underlag till en tolkning av påverkan.

Nät med 83 kunder

I vårt nästa exempel studerar vi ett lågspänningsnät med 83-kunder i Norra Sverige (alla kunder är under samma nätstation). Från Figur 45 kan man se att när bara en kund har PV kan det installeras mellan 40 och 95 kW_p, där acceptansgräns avgörs av totala kortslutningsimpedansen hos kunden. Alla dessa kunder är inom några hundra meter från varandra, så variationen blir betydligt mindre än i ett mer vidsträckt landsbygdsnät. Skillnaden på acceptansgräns är ändå en faktor två i ett sådant relativt homogent nät. När fler kunder får solceller minskar mängden som varje kund kan installera. När alla kunder installera PV kan de ha i snitt 5,7 kW_p var. Att mängden slutar på ett specifikt värde är en effekt dels av att begränsningar hos de svagaste kunderna slår igenom, dels av att spänningen höjs generellt i områden vilket gör att utrymme för spänningsökning mindre. Hur de svagaste kundernas påverkar resultatet av en stokastiskstudie studeras närmare i nästa exempel.

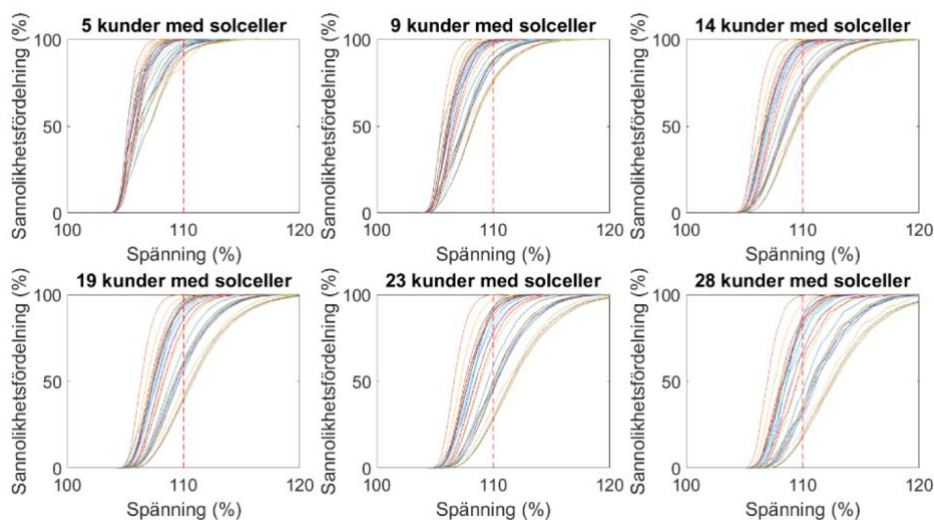


Figur 45. Acceptansgräns för en kund är mellan 40 och 95 kW. Skaffar alla solceller kan alla 83 kunder ha 5,7 kW vardera. Varje värde av antalet kunder beräknades acceptansgränsen för 100 slumpmässiga kombinationer.

Nät med 28 kunder

Vårt tredje exempel på stokastiskstudier ges i Figur 46 och Figur 47 för två lågspänningsnät. Här vill vi studera närmare hur kunderna med svagast nätanslutning påverkar resultatet av en stokastiskstudie. Den sannolikhetsfördelningen av spänningen ges för varje kund som en S-kurva. Figur 46 visar hur kurvorna ändras och flyttas till höger (högre spänningar) när fler kunder

installeras solceller. För varje kund blir spänningen högst när den själv har PV och denna spänning blir än högre om de direkt uppströms också har PV (matematiskt avgörs tillskottet till spänning av impedans till sammankopplingspunkten mellan kunderna). Överspänning finns fortfarande troligen bara för kunder som installerar PV, men spänningsproblematiken kommer bli mer påtaglig i närvaro av fler anläggningar.



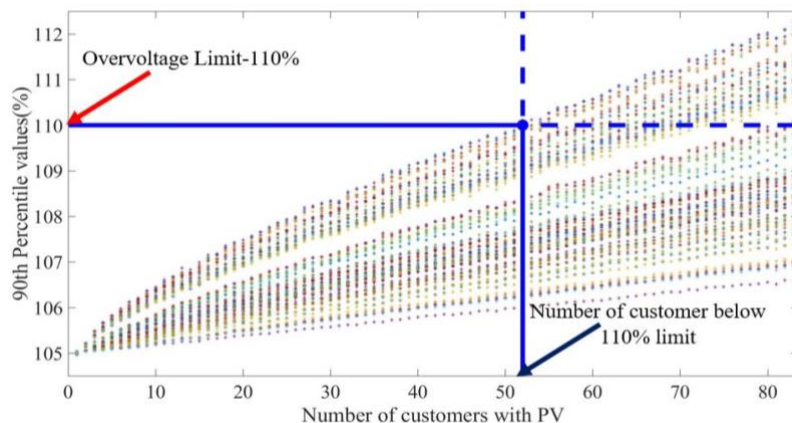
Figur 46. Exempel av beräknade sannolikhetskurvor för årets högsta spänning hos kunder från en stokastisk studie för ett 28-kunders nät [29].

Tolkning av planeringsrisk i stokastiska studier

Innan vi introducerar hur sannolikhetskurvor ska användas i en stokastiskstudie betraktar vi extremfallet med 100 % sannolikhet att spänningen är lägre än ett visst värde. 100 % värdet i Figur 46 betecknar det mest extrema spänningsvärdet för någon av kunderna/kurvorna. Skulle man använda 100 % värdet som acceptansgräns skulle den stokastiska studien sammanfalla med en deterministisk studie där enbart de minst lämpade kunderna installerar solceller *samtidigt* som värsta möjliga kombination av bakgrundsspänning och förbrukning inträffar. Detta fall är genom all sin osannolikhet problematisk att använda för nätplanering. Det leder till en "koppjarplåtsnät" få kunder vill betala för.

Varje stokastisk acceptansgränsstudie är förknippad med en risk som utgörs av en procentsats för vilket vi dimensionerar nätet. Låt oss ta 90 % värdet som gräns. Det kan sägas utgöra en "planeringsrisk" som tillåter 5 kunder i Figur 46 att installera PV utan risk för att gränsen överskrids, och nätförstärkning behövs. 90 % värdet motsvarar i detta fall att alla kundernas S-kurvor utom fem alltid är under 110% spänning. Det kan sägas motsvarar att solceller *inte* hamnar på de fem absolut värsta platserna *samtidigt* som förbrukning och bakgrundsspänning blir värsta tänkbara. Ett annat sätt att betrakta planeringsrisken är som följer; skulle det årligen ske installationer i ett tusen lågspänningsnät med mängden som planeringsrisken tillåter skulle det i något tiotal, högst hundra, nät kunna inträffa överspänningar. Påföljden blir att deras växelriktare stängs av eller styrs ner några gånger per år. Nätbolagen kan behöva retroaktivt göra nätförstärkning i dessa fall.

Däremot fördubblar vi inte nätinvesteringarna för att eliminera den risken. Vad man vunnit är att man behövt göra färre utbyggnader i förväg, att många nät inte byggs om till en nätstyrka som sannolikt aldrig behövs. Därmed kan kostnaden för kundkollektivet hållas nere. Planeringsrisk om 90 % åskådliggörs för lågspänningsnät med 83 kunder i Figur 47.



Figur 47. 90% percentilvärden för årets högsta spänning för alla kunder och 110 % överspänningsgräns (horisontell blå linje) med acceptansgräns (vertikal blå linje) [22].

Figur 47 kan tolkas på följande sättet:

- Från vänster: när bara en kund har PV finns bara en liten spridning i 90 % percentil. Allas 90% percentil hamnar på 105 % av märkspänningen
- Från höger: har alla kunder 6 kW_p solkraft kommer 90 % percentil för de 83 kunderna medföra en spänning mellan 107 % och 112% av märkspänning, vilket är de vertikala punkterna längst till höger i Figur 47.
- Vi har redan "räknat bort" extremfallen i och med att resultat visas för 90% percentil. Vi tillåter därför ingen kund att ha mer än den gräns vi bestämmer på y-axeln i Figur 47.
- Om man sätter överspänningsgränsen på 110 % vara tröskelvärde skulle man med denna planeringsrisk kunna ha 6 kW_p installerat hos 53 av 83 kunder. Acceptansgränsen för denna storlek av trefasansluten PV är med andra ord 64 % av kunderna.

Skulle man öka anläggningsstorlek till de 8–10 kW_p, som är vanligt idag skulle en lägre andel av kunderna kunna ha solceller. Resultaten i Figur 46 och Figur 47 har skapats genom att alla kunder med PV har anläggningar av samma storlek. Det går självklart att genomföra studien genom att slumpa ut anläggningar av varierande storlek. Acceptansgränsen kommer då att drivas av de stokastiska simuleringar där de större anläggningsstorlekarna hamnar på de svagaste nätkunderna, men det blir inte samma som en deterministisk studie av värsta fallet tack vare införandet av planeringsrisken. I stället för att ta ett värsta fall av flera parametrar i en deterministisk studie har vi tagit med alla fall och applicerat en säkerhetsmarginal för allt på slutet; planeringsrisken.

5.4.3 Känslighetsanalys av stokastiskstudie

Vi avslutar med en känslighetsanalys av hur planeringsrisken påverkar acceptansgränsen i 83 kunders nätet; resultaten visas i Tabell 9. Som jämförelse inkluderas även acceptansgränsen för enfasanslutna kunder, som är låg på grund av att det är ett äldre nät där kabeln mellan distributionstransformator och kabelskåp har tre kärnor där skärmen utgör neutralledaren som har mindre tvärsnittsarea än fasledaren. Ett modernt fyra-kärnors kabelnät skulle ha annat förhållande mellan enfas- och trefasanslutna acceptansgränsen.

Tabell 9 Andel kunder som kan ha solceller för prestandaindex vid 80:e till 99:e percentilens prestandagränser för 83-kunders distributionsnätverk

Percentil	80 th	85 th	90 th	95 th	99 th
Acceptansgräns 3 kW enfas	78 %	69 %	61 %	46 %	33 %
Acceptansgräns 9 kW trefas	68 %	65 %	59 %	55 %	47 %

Känslighetsanalys för en stokastiskstudie görs genom att förflytta fördelningen. Till exempel kan man förskjuta bakgrundsspänningen med 2 V i Figur 35. Man ser då hur mycket acceptansgränsen minskar och kan jämföra det med andra ändringar i ingående fördelningar och (antaget) konstanta modellparametrar.

6 Tillämpning av acceptansgränsmetoden i praktiken

"Hur mycket solceller kan man installera" i Sverige? I ett visst elnät? Under en given transformator? På mitt tak? I takt med att fler skaffar solceller är detta frågor som fler ställer sig. Svaret på frågan om hur mycket är oftast "det beror på" vilket är ett högst otillfredsställande svar. Som visas i detta kapitel har vi goda förutsättningar att förbättra svaret genom att förklara vad det beror på. Med empiriska data och god behandling av osäkerheterna och val av rätt metod finns goda förutsättningar beräkna acceptansgränsen.

Hur bra indata än är, och hur väl metoden än är utformad, kommer acceptansgränsen dock alltid bero på vald gränsvärden samt på att man inkluderat de kraftsystemfenomen som utgör den mest striktas begränsningen för solkraft i ett nät. Detta kapitel aspekter som behöver beaktas när man räknar på elnätets förmåga att husera solkraft. Faktorerna som tas upp är:

- Nätstyrkan mätt i impedans samt val av impedans vid en och tre-fasanslutning
- Äldre nät med treledarkabel med reducerad area av neutralledare
- Hantering av kunder som inte uppfyller dagens anslutningskrav

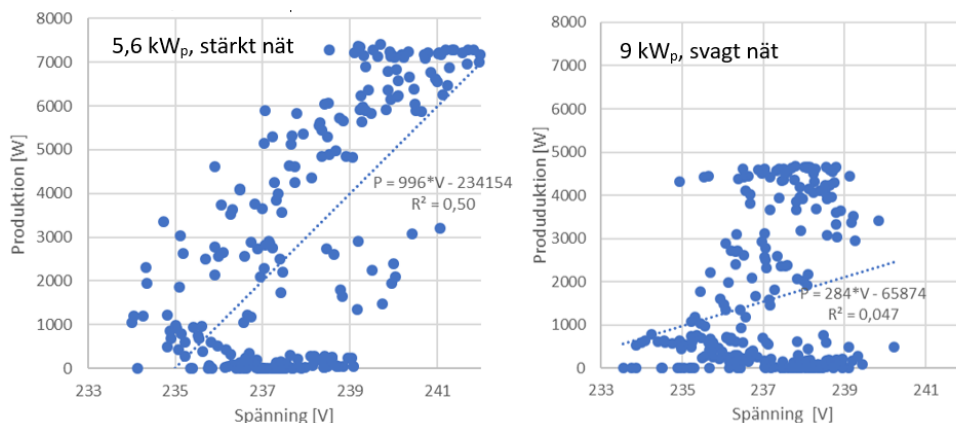
Det finns således en hel del fallgropar när man ska försöka svara på frågan om hur mycket solceller som kan installeras, förhoppningsvis kan detta kapitel hjälpa till att undvika några av fallgroparna.

6.1 NÄTSTYRKA

Störst nätpåverkan får den bidragsmaximerande 43,5 kW_p anläggning vid gamla fäbodvallen längst ut på en lång luftledning. Men är det storleken eller det svaga nätet som har störst betydelse? I detta avsnitt ska vi länka samman teoretiska utredning med empirisk funna samband av påverkan på främst spänningen (eftersom det oftast är spänningen som begränsar mängden solkraft i svenska lågspänningsnät).

Impedansens är ett sätt att kvantifiera nätstyrkan. En stor solcellsanläggning i ett starkt nät kan därför ha mindre påverkan på spänningen än en liten anläggning i ett svagt nät. Fem minuters värden av uppmätt spänning i växelriktaren visas för två anläggningar i Figur 48. Empirisk uppmätt påverkan på spänning för en dag för ett starkt nät (← vänster) och för ett svagt nät (höger →). Figur 48. Båda är för en dag med hög produktion. För en relativt liten anläggning av 6 kW_p i ett starkt nät (överst) kommer variationen i spänning vid full produktion vara bara något högre än den är vid låg produktion (vi ser i själva verket att enbart de lägsta värdena på spänning försvunnit). Vi kan alltså inte från ett värde på spänningen avgöra om solkraftproduktion är hög eller inte. En mer genomsnittlig anläggning på 9 kW_p i ett svagt nät uppvisar däremot en betydandespanningsökning vid

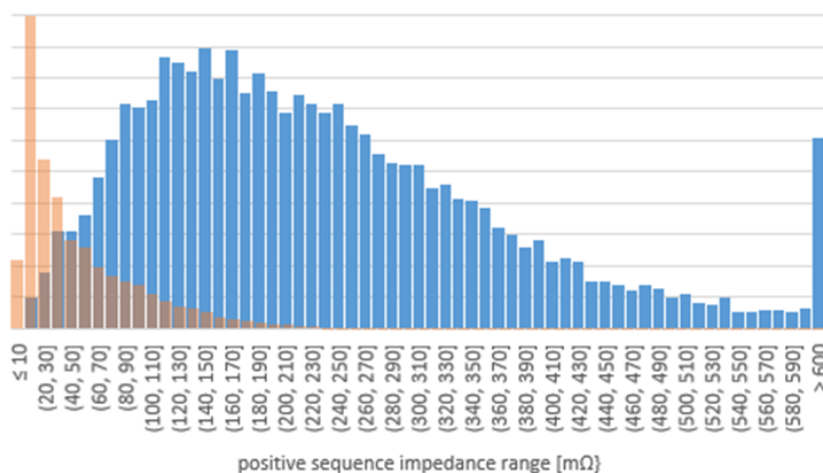
högproduktion då nästan alla spänningsvärden är högre än de som fås utan produktion.



Figur 48. Empirisk uppmätt påverkan på spänning för en dag för ett starkt nät (← vänster) och för ett svagt nät (höger →).

Som vi sett förut är spänningsökningen utan utbyte av reaktiveffekt approximeras med: $\Delta U = \frac{R \cdot P}{U}$. Lika stor betydelse för spänningen, och därmed nätpåverkan, som anläggningens storlek har resitiva del av källimpedansen (vi använder här kortslutningsimpedansen då det är trefasanslutna anläggningar). Ett högt värde på impedansen medför en större spänningspåverkan vilket är per definition lika med ett svagare nät.

Generellt sätt kommer nätstyrkan vara högre (lägre impedans) i stadsnät än i landsbygdsnät. Som visas i Figur 49, kan denna skillnad vara så påtaglig att den nästan helt kompenserar för variation inom de enskilda lågspänningsnäten. Även om det finns mycket markanta skillnader mellan kundernas nätanslutning i de två olika koncessionsområdena säger Figur 49 fortfarande ingenting om enskild kund. Även i ett svagt nät kan vissa kunder ha en tjockare tvärsnitt på serviskabel eller placering direkt vid en nätstation som gör dem "starkare" (lägre impedans) än kunder i stadsnät brukar ha. Antalet med stark nätanslutning är dock betydligt färre i landsbygdsnätet.



Figur 49. Jämförelse av kortslutningsimpedans för 10 000 anslutningspunkter i stadsnät (orange) och 12 000 i glesbygdsnät. Lägenhetsabonnenter är exkluderade i sammanställningen, så att enbart mindre fastigheter visas för båda näten.

Hur mycket solceller man kan installera på en given plats beror alltså på den elektriska kretsen totala resistans till uttagspunkt. Nätbolagen i Sverige har ofta relativt god dokumentation av lågspänningskablar som dominerar den totala impedansen.

6.2 IMPEDANS ATT ANVÄNDA VID EN- OCH TREFASIG ANSLUTNING

Ofta gäller samma ekvationer för beräkning av spänning vid en- och trefasanslutning, men då är det inte samma effekt eller resistans som används. Vid trefasanslutningen fördelas effekten över tre faser. Inmatningen per fas, som avgör spänningsökningen, är en tredjedel av effekten. Acceptansgränsen är dock ofta 4 – 6 gånger högre för trefasanslutna solceller jämfört med enfasansluten. Hur kan det komma sig? De främsta skälen är:

- Moderna växelriktare kan vara fasbalanserade och mata in mindre effekt på faser med högst spänning (till exempel Svenska Ferroamps växelriktare kan även balansera förbrukning mellan faser men även moderna hybridväxelriktare med batterier kan uppnå liknande utjämning av effekten i ett nät).
- Enfas resistansen, förimpedansen, är summan av resistansen i nollledaren och i fasledaren (i stället för bara impedansen i fasledaren). Vid de flesta befintliga lågspänningsnät är resistansen i nollledaren ungefär lika som resistansen i fasledaren.

Konsekvensen blir att spänningshöjningen vid enfasig anslutning blir omkring sex gånger så stor som vid trefasig anslutning av samma effekt. (I realiteten något mindre än en faktor sex eftersom högsta fasspänningen innan anslutning är det som sätter gränsen.)

I en tidigare rapport från Energiforsk [29] används data om källimpedansen för 50 000 lågspänningskunder (se Figur 50) både jordfelsimpedansen och kortslutningsimpedansen. Från dessa data har det räknats ut vad spänningsökningen skulle vara vid anslutning av 6 kW solkraft, både enfasig och trefasig. Tabell 10 visar hur många kunder som skulle få en spänningshöjning som är mer än en viss överspänningsmarginal. Skulle enfasanslutning användas med en tillåten spänningshöjning på 3 % eller 5 % är det en stor andel (50 % respektive 25 %) av kunderna som inte skulle kunna ansluta 6 kW. Vid trefasig anslutning är det i stället bara en mindre del av kunderna som inte kan ansluta 6 kW_p.

Tabell 10 Andel kunder där spänningshöjningen skulle överskrida vissa gränser (när bara en kund har solceller)

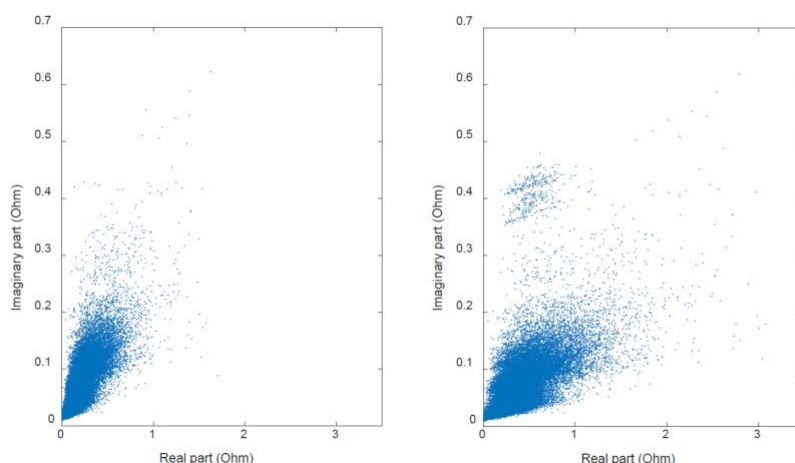
Högsta tillåtna spänningshöjning	3 %	5 %	10 %
Andel kunder som överskrider detta vid enfasig anslutning av 6 kW	51 %	25 %	4,6 %
Andel kunder som överskrider detta vid trefasig anslutning av 6 kW	0,5 %	0,04 %	0,002 %

Enkelt uttryckt skulle man kunna säga att enfasansluten solkraft oproportionerligt förbrukar det utrymme som finns i elnätet innan förändring av elkvalitet blir oacceptabla för andra nätägare. Enfasig anslutning av solcellsanläggningar leder

inte bara till en överspänning i fasen som anläggningen är ansluten till. Det blir även en spänningssänkning i en eller två av de andra faserna. Underspänningar skulle därmed kunna uppstå när det finns hög solkraftproduktion under tider av hög förbrukning (dvs låg spänning).

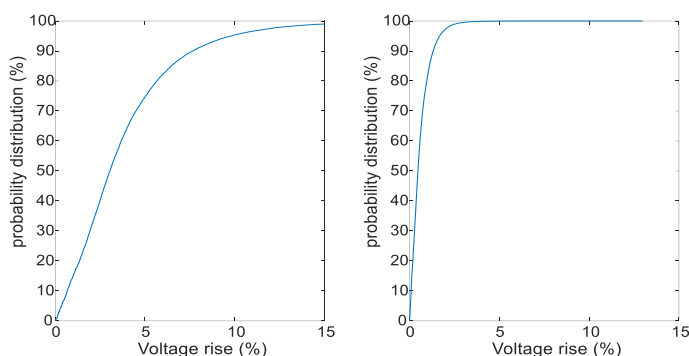
Med enfasanslutning blir därmed kollektivets merkostnader för nätförstärkning oproportionerligt stor, i förhållande till den (idag ofta obefintliga) merkostnaden för den enskilda att installera trefasigväxleriktare eller laddare. Första generationens solkraftanläggningar var på någon enstaka kW och enfasanslutna. En kvarleva från denna tid är att visa äldre riktlinjer för anslutning rekommenderar studie av förimpedans. Vid anslutning av dagens, trefasanslutna enheter är det i stället kortslutningsimpedansen som är av betydelse.

Det är i slutändan att vänta sig att acceptansgränsen för solceller kommer ha samma spridning som slutkundernas impedansens. I Figur 50 visas förimpedans (jordfelsimpedans) och kortslutningsimpedans för en blandning av 50 000 landsbygds- och tätortskunder i Norra Sverige.



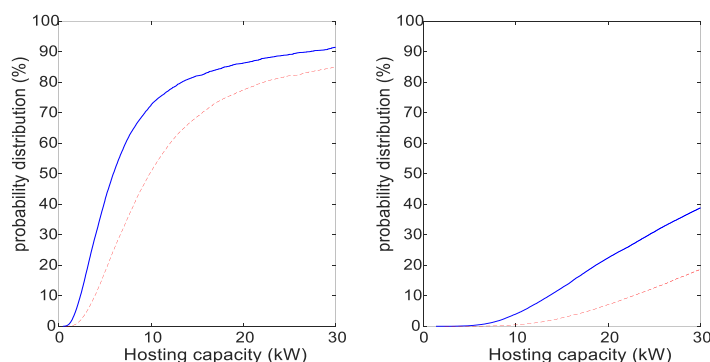
Figur 50. Spridning av källimpedansen över 50 000 anslutningspunkter; kortslutningsimpedans (← vänster) och förimpedans (höger →). Punkterna kring 0,4 Ohm imaginär del i figuren till höger beror sannolikt på inkorrekt inmatning.

Tillsammans med att trefasanslutna solceller injicerar 1/3 av effekten per fas ger skillnaden mellan jordfels- och kortslutningsimpedans att mängden solceller som kan anslutas skiljer sig som i Figur 51. Figuren visar att 25 % av kunderna får mer än 5 % spänningshöjning vid en enfasanläggning medan nästan ingen får mer än 5 % spänningshöjning vid en trefasanläggning för samma 6 kW installerad effekt.



Figur 51. Skillnad i spänningshöjning vid 6 kW inmatad effekt enfasigt (← vänster) och trefasigt (höger →) för kunderna med impedanser som i Figur 50. Spridning av källimpedansen över 50 000 anslutningspunkter; kortslutningsimpedans (← vänster) och förimpedans (höger →). Punkterna kring 0,4 Ohm imaginär del i figuren till höger beror sannolikt på inkorrekt inmatning.

Vill man i stället för spänningsökning i x-axeln betrakta mängden solkraft som kan installeras kan Figur 51 omvandlas till Figur 52. Man ser då att samtliga kunder kan ansluta 10 kW_p trefasigt, men bara hälften kan ansluta samma mängd enfasigt. För att bättre förstå skillnaden betraktas även ett fall med strängare krav på spänningsökning, 3 % blålinje, där 95 % kan ansluta 10 kW trefasigt men och drygt 70 % enfasigt.

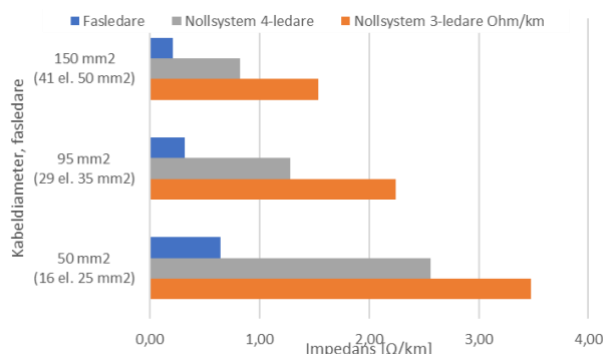


Figur 52. Mängd installerad effekt för enfasiga (← vänster) och trefasiga (höger →) för kunderna med impedanser som i Figur 50.

I Sverige finns en frivillig branschöverenskommelse om att solcellsanläggningar över 3,5 kW ska vara trefasiga. En genomgång av installationer i Vattenfalls databas visade att denna överenskommelse har hållits sedan 2016 med enbart en handfull undantag. Efter att läst detta avsnitt bör det vara tydligt varför denna praxis är så viktig och ska upprätthållas.

6.3 ÄLDRE NÄT MED 3-LEDARKABEL MED REDUCERAD AREA AV NEUTRALLEDARE

I visa äldre nät kan det förekomma att neutralledare har byggts med en mindre tvärsnittsarea än för fasledaren. Oftast är detta nät där kablarna har tre ledare i stället för fyra och skärmen utgör neutralledaren. Den reducerade tvärsnittsarean för neutralledaren kommer ge sig tillkänna som en högre impedans så som visas i Figur 53.



Figur 53. Resistanser i fasledare samt neutralledare (nollsystem resistans) för tre- respektive fyra-ledare kablar av tre olika tvärsnittareor (i parentes vanligast area av skärm när den utgör neutralledare). Baserat på 300 – 1500 exemplar i ett koncessionsområde i Norra Sverige.

Då enfas resistansen, förimpedansen, är summan av resistansen i nolledaren och i fasledaren (i stället för bara impedansen i fasledaren) får vi en högre förimpedans i dessa kablar som påverkar acceptansgräns för enfasanslutna enheter. Däremot fås inte en påverkan på kortslutningsimpedansen. Därmed fås påverkan på acceptansgränsen för trefasanslutna enheter. I nät med tre-ledarkabel med reducerad area av neutralledare är det sålunda av extra stor betydelse att solcellsanläggningar (och laddare för elbilar) är trefasigt installerade.

6.4 HANTERING AV KUNDER SOM INTE UPPFYLLER DAGENS ANSLUTNINGSKRAV

Ett svagare nät karakteriseras av ett högt impedansvärde. Anläggningar med mycket höga impedanser är troligen byggda efter äldre anslutningsstandars och kommer behöva uppgraderas oavsett vilken ändring som görs i deras nätanslutning, vare sig det är installation av solceller eller något annat. Att beräkna acceptansgräns för ny solkraft på en sådan anläggning är i praktiken inte meningsfullt då den enskilda anläggningen ändå skulle förstärkas, och den riskerar påtagligt påverka resultat av acceptansgränsberäkning även av andra kunder i nätet. Särskilt vid beräkning med stokastiska metoder, där tolkning av vilka anläggningar som avgör acceptansgränsen kan vara svåröverskådligt, är det att rekommendera att högre impedansvärden än dom i Tabell 11 byts ut innan beräkningen görs.

Tabell 11 anges typiska värden för den resistiva delen av den total resulterande förimpedansen (för enfasig acceptansgränsberäkning) och kortslutningsimpedans (för trefasig acceptansgränsberäkningar). Det bygger på jämförelse av värden för cirka 3000 äldre anläggningar där nätet är så svagt (hög impedans) att de inte uppfyller dagens anslutningskrav och skulle därmed nätförstärkas vi alla förändringar deras nätanslutning, oavsett anslutning av solceller eller inte.

Tabell 11. Gränserna för förimpedansen och kortslutningsimpedansen för säkringsstorlek 16 A, 20 A och 25 A

Säkring:	16 A	20 A	25 A
Gräns på förimpedans [$m\Omega$]	1000	800	650
Gräns på kortslutningsimpedans [$m\Omega$]	450	350	300
Typisk andel av kunder som inte uppfyller kriterier [%]	2–3 %	runt 5 %	8–10 %

7 Referenslista

- [1] IEA PVPS, Oct. 2022. National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2021.
- [2] Minskad elanvändning under 2022, Energimyndigheten, 2023. Available at: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/minskad-elanvandning-under-2022-i-sverige/>
- [3] Statistiska centralbyrån, Bostadsbeståndet 31 december 2022.
Available at: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/boende-byggande-och-bebyggelse/bostadsbyggande-och-ombyggnad/bostadsbestand/pong/statistiknyhet/bostadsbestandet-31-december-2021/>
- [4] hemsol.se, 2019. [Online]
Available at: <https://hemsol.se/blogg/hemsols-solcellsindex-2019/>
- [5]. Statistik solkraft, Svensk solenergi, 2023. Available at: <https://svensksolenergi.se/statistik/solkraft/>
- [6] Förslag till strategi för ökad användning av solel, Energimyndigheten, 2016.
- [7] Regeringskansliet, Nationell energi- och klimatplan för Sverige, Regeringskansliet, 2023.
- [8] Solar Power Europe, Global market outlook for solar power 2020-2024.
- [9] Energimyndigheten, Nätanslutna solcellsanläggningar, 2023. Available at: <https://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/natanslutna-solcellsanlaggningar/>
- [10] A. Jensfelt, EU röstar för krav på solceller. Arkitekten, Mars 2023.
- [11] Skatteverket, Skattereduktion för grön Teknik, 2023. Available at: <https://skatteverket.se/omoss/varverksamhet/statistikportalen>
- [12] California Legislative Information website, SB-233 Battery electric vehicles and electric vehicle supply equipment: bidirectional capability, 2023.
- [13] IRENA, Renewable capacity statistics, 2023. [Online].
- [14] IEA PVPS, Trends in Photovoltaic applications 2023.
- [15] Ellagen (1997:857).
- [16] Math Bollen, Sarah Rönnberg, Oscar Lennerhag, Påverkan på nätet från stora mängder solkraft, Energiforsk rapport 2018:539.
- [17] Microgeneration certification scheme, Guide to the Installation of Photovoltaic Systems, 2021.

- [18] André Byström, Analys av solcellers påverkan på lågspänningsnätets elkvalitet, Examensarbete, Karlstad universitet, 2021
- [19] A. Byström, Github, 2021. [Online] Available at: <https://github.com/Andbyst/Analys-av-solcellers-p-verkan-p-l-gsp-nningsn-tets-elkvalitet>
- [20] S. Kamp, Sveriges potential för elproduktion från takmonterade solceller, Examensarbete Uppsala Universitet, 2013.
- [21] D. Lingfors, J. Widén, Solenergipotentialen för Blekinges bebyggelse. Länsstyrelsen Blekinge län, Karlskrona, 2014.
- [22] Enock Mulenga, On the hosting capacity of distribution networks for solar power, Doktorsavhandling, Luleå tekniska universitet, 2021.
- [23] Solinstrålning i Sverige sedan 1982, SMHI 2020. Available at: www.smhi.se/datameteorologi/stralning/solinstralning-i-sverige-sedan-1983-1.8243
- [24] D. Lingfors, et al., Comparing the capability of low- and high-resolution LiDAR data with application to solar resource assessment, roof type classification and shading analysis. Appl. Energy, Volym 205, p. 1216–1230, 2017.
- [25] L. Molin, S. Ericsson, J. Lindahl, Validation of a PV generation model for simulation of wide area aggregated distributed PV power generation that takes individual systems location and orientation into account, EU PVSEC, 2023.
- [26] Energiföretagen och Svensk solenergi, Solcellsanläggningars effekt – Anmälan till elnätsföretag, Energiföretagen Sverige, 2021
- <https://www.energiforetagen.se/globalassets/dokument/broschyrer/anmalan-solceller.pdf>
- [27] SS-EN50160 Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution. Utgåva 4.3, 2020.
- [28] www.energy-charts.info
- [29] Math Bollen, Överspänning från enfasanslutna solpaneler, Energiforsk Rapport 2018:506
- [30] Trends in Photovoltaic applications, IEA PVPS Report T1-36, 2019.
- [31] B. Stridh, Utvärdering av egenanvändning av sol i Sverige, Energimyndigheten, 2018.
- [32] Solenergipolitiskt program, Svensk Solenergi 2022.
- [33] Anders Mannikoff, Solelmässan 2019
- [34] A. Ahmed, Techno-economic analysis of PV and energy storage systems for Swedish households, examensarbete: KTH, 2020.
- [35] M. Kallin, Krav för inmatning av el till nätet från batterier, Examensarbete Högskolan Dalarna, 2023

- [36] Anslutning av produktionsanläggning till lågspänningsnät, ALP, Energiföretagen, 2018.
- [37] Ersättning för nätnytta när du producerar egen el. [Online]
Available at: <https://www.vattenfalleldistribution.se/producerer-egen-el/ersattning/>
[Använd 18 Aug 2020].
- [38] K. Ezzeddine, An Estimation Method for PV, M.Sc. thesis Uppsala universitet, 2020.
- [39] Europaparlamentets och rådets direktiv, 2018/2001. om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.
- [40] O. Ingvarsson, Hur dimensionerar vi framtidens elnät?, Examensarbete Lund Universitet, 2017.
- [41] M. Shepero, Modeling and Forecasting of Electric Vehicle Charging, Solar Power Production and Residential Load: Perspectives into the Future Urban and Rural Energy Systems, Doktorsavhandling, Uppsala Universitet, 2020.
- [42] A. Scheidler, et al., DER Integration Study for the German State of Hesse – Methodology and results for the medium and low-voltage level, Solar Integration Workshop, 2018.
- [43] S. Kippelt, C. Wagner, C. Rehtanz, Consideration of new electricity applications in distribution grid expansion planning and the role of flexibility, International ETG Congress 2017.
- [44] Netzintegration Elektromobilität Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen, Technical Report, VDE (FNN), 2019.
- [45] J. Bollerslev, et al., Coincidence factors for domestic EV charging from driving and plug-in behavior. IEEE Transactions on Transportation Electrification, Volym 8, p. 808–819, 2021.
- [46] M. Muratori, Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. Nature Energy, Volym 3, p. 193, 2018.
- [47] J. Quirós-Tortós, A statistical analysis of EV charging behavior in the UK. Montevideo, Uruguay, 2015, doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381196, pp. 445-449.
- [48] E. Dudek, The Flexibility of Domestic Electric Vehicle Charging: The Electric Nation Project. IEEE Power and Energy Magazine, 19(4), pp. 16-27, 2021.
- [49] T. Tavares de Oliveira, N. Etherden, Hosting capacity using real time-series for pv, ev, load and background voltage. CIRED 2023.
- [50] Energiföretagen, 5,4 miljoner nya elmätare senast den 1 januari 2025. [Online]
Available at: <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2019/januari/54-miljoner-nya-elmatare-senast-den-1-januari-2025/>
- [51] Math Bollen, Irene Gu, Signal Processing of Power Quality Disturbances, John Wiley & Sons, 2005

- [52] Per-unit system, https://en.wikipedia.org/wiki/Per-unit_system
- [53] Osäkerheter i riskbedömning och beslutsprocess, Naturvårdverket, Rapport 5804, 2008.
- [54] Interstate Renewable Energy Council, Optimizing the grid - a regulators guide to Hosting Capacity Analyses for Distributed Energy Resources, IREC, 2019.
- [55] J.K. Akshay et al., Quasi-Static Time Series PV Hosting Capacity Methodology and Metrics, NREL, 2019.
- [56] IEA PVPS, Advanced DSO-TSO Cooperation, 2018.
- [57] Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet. EIFS 2023:3.

HANDBOK FÖR TILLÄMPNING AV ACCEPTANSGRÄNSMETODEN HOS NÄTBOLAG

Vid ökande mängder ny produktion och/eller ny förbrukning som vill ansluta till eldistributionsnätet är det viktigt att veta hur mycket som nätet klarar. Numera finns utmaningen vid anslutning av solcellsanläggningar, fordonsladdning och batterianläggningar. Problematiken är dock bredare och täcker varje typ av ny produktion och/eller ny förbrukning. Ett vanligt tillvägagångssätt är att bedöma varje förfrågan för nyanslutning för sig. Ett mer framtidssäkert sätt är att bedöma som del av nätplaneringen var marginalerna är; konceptet "acceptansgräns" spelar en stor roll vid detta. Denna handbok innehåller bakgrundsmaterial som är relevant för elnäts-företagen vid acceptansgränsberäkningar. Materialet är relevant under val och strukturering av beräkningarna men också för att kunna tolka resultat från beräkningarna.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

