UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 19048
Examensarbete 30 hp
December 2019

Solbruksplan för effektiv utbyggnad av solcellsparker

Kartering genom elnätssimulering och geografisk analys

Alfred Birging
Oskar Lindberg

UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
http://www.teknat.uu.se/student

Abstract

Utility-Scale Solar Guide for System and Resource Efficient Planning of PV-power parks

Alfred Birging & Oskar Lindberg

One of the major challenges that the energy system is facing is how 100% renewable electricity generation should be designed and controlled. So far, utility-scale solar photovoltaic (PV) parks, have dominated the international market and is expected to grow in Sweden. In order for this expansion to thrive it needs to be done in a resource and system-efficient way. In this study, a methodology for a utility-scale solar guide (from Swedish 'Solbruksplan') is developed. This is done through electrical grid simulations and geographical analysis in order to find strategic locations for PV parks, without grid reinforcements, using Herrljunga municipality as a case study. The electrical grid is analyzed through power flow simulations and the geographical assessment is done using multi-criteria analysis (MCA) with a Boolean approach. Three different sizes of PV parks, 1, 3, and 5 MW, were simulated and assessed. The results show that 8.6% of the total area in the municipality, or 78,500 square meters per substation, is suitable for locating 1 MW PV parks. The majority of the grid's substations (about 90%) also have enough capacity for a PV park of 1 MW. Furthermore, parts of the grid can host PV parks of 3 and 5 MW, but limited to the proximity of the urban areas. However, 3 and 5 MW PV parks are not suitable due to limited land availability in urban areas. The results highlight that a utility-scale solar guide can be used to effectively identify possible areas for PV parks, considering geography and grid capacity. Hence, it can function as a tool for utility companies, municipalities, PV companies and land-owners to find resource and system-efficient locations for PV parks.

Nyckelord: Solcellspark, solbruksplan, elnätsanalys, effektflöde, lokalnät, kartering, GIS, MCA

Handledare: David Lingfors
Ämnesgranskare: Joakim Widén
Examinator: Elísabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTEC STS 19048

Populärvetenskaplig sammanfattning

Solcellssystem omvandlar energin från solens strålar till elektricitet som måste användas ögonblickligen. Eftersom den producerande elektriciteten från solcellssystem varierar kraftigt under dygnets timmar finns en utmaning med att integrera dessa i elsystemet. Dagar då solen lyser innebär hög solelproduktion, vilket riskerar att leda till otillåtna spänningar och strömmar i elnätet som kan orsaka skador på elektrisk utrustning. Detta blir extra tydligt under sommardagar när solelproduktionen är hög samtidigt som elkonsumtionen är låg. Det finns sätt att kontrollera utmatad el från solcellssystem genom att till exempel begränsa elproduktionen (eng: curtailment) eller använda batterilagring. Dessa lösningar innebär dock extra kostnader för ägare av solcellssystem.

Solcellsparker, det vill säga större markbaserade solcellssystem, har hittills utgjort en liten del av den totala installerade effekten av solcellssystem i Sverige. Fokus har istället legat på att främja utbyggnaden av takbaserade solcellssystem för privatpersoner samt mindre och medelstora företag, även kallade distribuerade solcellssystem. Utvecklingen verkar dock gå mot att fler solcellsparker byggs. El från solcellsparker säljs direkt på elmarknaden vilket i dagsläget inte alltid är lönsamt. Det krävs därför en premie för den sålda solelen för att solcellsparken ska bli lönsam, vilket genereras med affärsmodeller. En typ av affärsmodell som blir allt vanligare är PPA (power purchase agreement), där en köpare och solcellsägaren har kommit överens om ett fast elpris för den genererade elproduktionen under en viss framtid. Även andelsägande i solcellsparker är en affärsmodell som blir allt vanligare. Attityden till solenergi är generellt positiv bland privatpersoner och företag, vilket möjliggör för ägare av solcellsparker att sälja elen till ett högre pris.

För en lönsam investering i en solcellspark krävs, utöver en premie, att anslutningskostnaderna hålls låga. I Sverige har det uppstått situationer där elnäten inte haft tillräcklig kapacitet att ansluta nya produktionskällor, exempelvis solcellsparker. För att frigöra kapacitet måste därför elnätet rustas upp med starkare kablar och ledningar vilket kan bli dyrt för både elnätsbolaget och den som vill bygga en solcellspark. Det finns dock platser i elnätet där kapaciteten är tillräckligt hög för att ansluta solcellsparker. Dessa platser behöver däremot inte vara lämpliga sett till deras geografiska placering på grund av exempelvis naturskydd eller annan reserverad mark. I detta arbete kopplas därför dessa två aspekter samman för att finna lämpliga placeringar ur ett elnäts- och markanvändningsperspektiv. Den utvecklade metodiken utvärderas genom en fallstudie för Herrljunga kommun. Elnätsanalysen består av en så kallad effektflödesanalys där solcellsparkens inverkan på elnätet studeras. Markanvändningsanalysen görs genom att kombinera resultaten från effektflödesanalysen med geografiska hänsynstaganden. Resultatet av denna kombinerade analys presenteras i form av en karta med lämpliga områden för solcellsparker utmärkta, vilket kallas för en *solbruksplan*.

Resultaten från effektflödesanalysen visar att anslutningen av en solcellspark på 1 MW_p är den storlek som lämpar sig bäst i kommunen. För denna solcellspark är en anslutning möjlig i 92 % av elnätet. Markanvändningsanalysen visar att cirka 8,6 % av kommunens

yta är möjlig att utnyttja vilket indikerar att ytan inte heller är den begränsande faktorn. Solcellsparker av större storlekar är endast möjliga att ansluta närmare tätorterna i kommunen, där elnätet har högre kapacitet. Tätorter består dock till största del av bebyggelse eller annan reserverad mark vilket medför att solcellsparker inte lämpar sig i dessa områden sett till markanvändning. Resultaten visar att genom upprättandet av en solbruksplan kan lämpliga platser för en solcellspark identifieras utifrån geografiska och tekniska hänsynstaganden. Genom att använda en solbruksplan är det möjligt för olika aktörer, exempelvis kommuner, elnätsbolag och markägare att samordna en resurs- och systemeffektiv utbyggnad av solenergi.

Förord

Detta examensarbete inom Civilingenjörsprogrammet i system i teknik och samhälle (STS) är skrivet inom forskningsprojektet *'Solbruksplaner för system- och resurseffektiv utbyggnad av solelproduktion'*. Handledare och ämnesgranskare till arbetet har varit David Lingfors respektive Joakim Widén vid Uppsala universitet. Företagskontakter har varit Anders Mannikoff och Thomas Erikson vid Herrljunga Elektriska AB. Författarna vill rikta ett stort tack till dessa personer för den kunskap, det stöd och den rådgivning de bidragit med under arbetets gång. Författarna vill också tacka samtliga personer som ställt upp i intervjuer och diverse möten vilka varit värdefulla bidrag till arbetet.

Alfred Birging & Oskar Lindberg

Uppsala, december 2019

Innehållsförteckning

1. Inledning 1
1.1 Problemformulering 2
1.2 Syfte och frågeställning 2
1.3 Avgränsning 2
2. Bakgrund 3
2.1 Aktörer på elmarknaden 3
2.1.1 Elnätsbolag 3
2.1.2 Elproducenter 3
2.1.3 Elhandelsbolag 3
2.1.4 Elanvändare 4
2.2 Drift av elnät 4
2.2.1 Nätkoncession 4
2.2.2 Anslutningsskyldighet 4
2.2.3 Stabilitet och elkvalité 4
2.3 Solcellssystem 6
2.3.1 Moduler och solcellssystem 6
2.3.2 Växelriktare 7
2.3.3 Installation och byggnation 7
2.4 Förutsättningar för solkraft i Sverige 8
2.4.1 Solcellsmarknaden i Sverige 8
2.4.2 Ersättning för såld solel 9
2.4.3 Taxeringsvärde för fastigheter 11
2.4.4 Investeringsstöd 11
2.4.5 Koncessionsplikt 12
2.5 Solcellsparker 12
2.5.1 Definition av solcellspark 12
2.5.2 Platskriterier 13
2.5.3 Affärsmodeller för solcellsparker 15
2.5.4 Inverkan på elkvalité 16
2.5.5 Kapacitetshöjande åtgärder i elnätet 16
2.5.6 Vindbruksplaner 18
2.5.7 Solbruksplaner 19

3. Teori 20
3.1 Effektflödesberäkningar 20
3.1.1 Aktiv elektrisk effekt 20
3.1.2 Reaktiv elektrisk effekt 20
3.1.3 Last 20
3.1.4 Effektflödesanalys 21
3.2 Geografisk kartering 23
3.2.1 Geografiska informationssystem (GIS) 23
3.2.2 Geografisk analys 24
4. Metod 25
4.1 Litteraturstudie 25
4.2 Intervjuer 25
4.3 Studiebesök 27
4.4 Konferenser 27
4.5 Fallstudie 28
4.5.1 GDPR och sekretessavtal 29
4.5.2 Data från Herrljunga Elektriska 30
4.5.3 Solelproduktion 30
4.5.4 Geografisk data 31
4.5.5 Simulering av Herrljunga Elektriskas elnät 32
4.5.6 Applicering av simulering i GIS 34
4.5.7 Sammanställning av resultat 36
5. Resultat 37
5.1 Solcellsparker i en svensk kontext 37
5.1.1 Bestämmande av lämpliga markytor 37
5.1.2 Elnätsanslutning 37
5.1.3 Investering i solcellsparker 38
5.1.4 Framtid 39
5.2 Fallstudie 40
5.2.1 Simulering av 1 MW_p solcellspark 40
5.2.2 Simulering av 3 MW_p respektive 5 MW_p solcellspark 41
5.2.3 Geografiska aspekter 43
5.2.4 Analysexempel från solbruksplan 44

6. Diskussion **46**
6.1 Tillgängliga och lämpliga markytor 46
6.2 Elnätets kapacitet 47
6.3 Regelverk 48
6.4 Lönsamhet och marknad 49
6.5 Vidare studier 50
6.5.1 Geografisk kartering 50
6.5.2 Elnätssimulering 50
7. Slutsatser **51**
Referenser **52**
Bilaga A **60**
Bilaga B **61**
Bilaga C **62**
Bilaga D **63**
Bilaga E **64**
Bilaga F **65**

Ordlista

Buss	*Kopplingspunkt mellan två eller fler komponenter i elnätet.*
Nätkoncession	*Vissa aktörer har getts möjligheten att bedriva elnätsverksamhet och elnätsöverföring vilket utfärdas av Energimarknadsinspektionen (Ei). Det finns 2 olika typer av koncession: områdeskoncession (lokalnät) och linjekoncession (region och stamnät).*
Last	*Komponenter som konsumerar aktiv, reaktiv eller båda typerna av effekt.*
Lokalnät	*Förbinder regionnät med mindre produktionsanläggningar och förbrukningsanläggningar under spänningsnivån 40 kV.*
Nätstation	*Anläggning mellan mellanspänningsnät och lågspänningsnät med en transformator som i denna studie transformerar trefasspänningen från 10,8 kV till 400 V, vilket är spänningsnivån för slutkonsumenter i Sverige.*
Regionnät	*Ansluter lokalnät till stamnät med spänningsnivåer mellan 40–130 kV.*
Solcellspark	*I denna studie definieras en solcellspark som ett markbaserat och nätanslutet solcellssystem om minst 1 MW_p i syfte att producera elektricitet till försäljning.*
Solbruksplan	*Karteringsverktyg där lämpliga platser för solcellsparker presenteras baserat på elnätets kapacitet och geografiska beslutskriterier vilket underlättar utbyggnaden av solcellsparker.*
Stamnät	*Överregional elöverföring samt import och export vid spänningsnivåerna 220 eller 400 kV. Ägs av staten och förvaltas av Svenska kraftnät (SvK).*

1. Inledning

Kapitlet inleds med en problembakgrund följt av en problemformulering i avsnitt 1.1, vilken belyser studiens relevans samt ger bakgrund till arbetet. Utifrån dessa formuleras studiens syfte och frågeställningar i avsnitt 1.2. Studiens avgränsningar presenteras i avsnitt 1.3.

En av de stora utmaningarna elsystemet står inför är hur ett 100 % förnybart elsystem i Sverige ska utformas och styras [1] [2] [3]. Det har upprättats politiska mål både i Europa och Sverige för ett helt förnyelsebart energisystem med större andel intermittent elproduktion, dock utan att tydliggöra hur detta ska uppnås [1] [4]. I Sverige är fortfarande andelen solel marginell, cirka 3 promille av den totala elproduktionen. Däremot har solelens volym ökat från knappt 13 GWh till 230 GWh mellan 2011 till 2017 [5]. Energimyndigheten har som målförslag att solel kommer att utgöra 5-10 % av den totala elproduktionen runt år 2040 vilket indikerar att den kraftiga ökningen troligen kommer att fortsätta [6].

Solcellsparker har hittills utgjort en liten andel av solkraften i Sverige med cirka 4 % av den totala installerade effekten 2018 [7]. Internationellt står solcellsparker för en större andel av den totala installerade effekten med 34 % inom EU och cirka 70 % globalt [8]. Däremot byggs det idag fler och större solcellsparker i Sverige, där den största är på 6 MW_p, men solcellsparker på 12 och 20 MW_p planeras under 2020 [9] [10]. För att utbyggnaden av solcellsparker ska ske resurs- och systemeffektivt krävs inte enbart information om vilka lägen som ger högst solinstrålning. Det krävs också geografisk information kring var elnätet har högst kapacitet för att ta emot elproduktion för att undvika kostsamma nätförstärkningar. Geografiskt tänkbara områden bör även identifieras i relation till andra intresseområden, såsom riksintressen eller särskilt värdefulla naturområden [11] [12].

Den mängd distribuerad elproduktion, exempelvis sol- och vindelproduktion, som ett elnät kan hantera utan att dess prestanda under drift äventyras brukar benämnas acceptansgräns (eng: hosting capacity) [13]. Studier i Herrljunga Elektriskas mellanspänningsnät har visat att succesiv anslutning av distribuerade solcellssystem till de delar av elnätet som har högst kapacitet kan öka elnätets acceptansgräns från 22 % till 74 % på årsbasis [14]. Eftersom utbyggnaden av solcellsparker ökar i många delar av landet bör prövningar föregås av och grundas på kommunala eller regionala planer, likt vindkraft [15], där problematiken kring etablering har analyserats och lämpliga geografiska lägen pekats ut. I likhet med befintliga vindbruksplaner bör solbruksplaner upprättas för resurseffektiv planering av energisystemet i relation till andra intressen.

1.1 Problemformulering

Detta projekt är en del av forskningsprojektet *'Solbruksplaner för system- och resurseffektiv utbyggnad av solelproduktion'*. Forskningsprojektet är finansierat av Energimyndigheten inom programmet *'El från solen'* och utförs vid Avdelningen för byggteknik och byggd miljö på Institutionen för teknikvetenskaper. Forskningsprojektet består av tre delar och detta arbete berör två av dessa; skapandet av en generell metodik för upprättande av solbruksplaner genom geografisk kartering och analys av elnätets kapacitet samt utvärdering av metodiken genom en fallstudie för Herrljunga kommun.

1.2 Syfte och frågeställning

Syftet med projektet är att bidra med kunskap för en resurseffektiv omställning till förnybar elproduktion. Projektet ska analysera befintlig utbyggnad av solcellsparker samt ta fram underlag till ny metodik för utbyggnaden, en så kallad *'solbruksplan'*. Detta görs genom intervjuer samt simulering och kartering av relevanta tekniska och geografiska parametrar. Utifrån syftet har följande frågeställningar formulerats och som besvaras i arbetet:

- Hur påverkar regelverk och politiska incitament utbyggnaden av solcellsparker?
- Hur kan elnätsanalys och geografisk kartläggning ge underlag till solbruksplaner?
- Vilka delar av Herrljunga kommun lämpar sig för anslutning av solcellsparker?

1.3 Avgränsning

I denna studie definieras en solcellspark som *ett markburet och nätanslutet solcellssystem om minst 1 MW_p i syfte att producera elektricitet till försäljning*. Studien avgränsas till mellanspänningsnätet där lasterna från lågspänningsnätet aggregeras till nätstationerna på mellanspänningsnätet. Spänningsvariationer mellan nätstation och anslutningspunkter i lågspänningsnätet simuleras därför inte, utan endast vid nätstationerna på mellanspänningsnätet.

Vid analys av de geografiska aspekterna avgränsas arbetet till Herrljunga kommuns gränser, trots att koncessionsområdet för Herrljunga Elektriska sträcker sig utanför. Vidare analyseras enbart markanvändning och marktyp, exempelvis exkluderas markens lutning. Arbetet ämnar ta fram elnätsmässiga och geografiska förutsättningar för solcellsparker. Planering och juridisk prövning diskuteras men ges inte samma utrymme.

2. Bakgrund

Kapitlet inleds med att i avsnitt 2.1 ge en förklaring av den svenska elmarknaden och dess aktörer. Vidare förklaras driften av elnät och elnätsbolagens skyldigheter i avsnitt 2.2. Detta följs av avsnitt 2.3 som berör solcellssystem, vilka komponenter som ingår samt byggnation och installation. Vidare, i avsnitt 2.4, presenteras solkraft ur ett svenskt perspektiv gällande möjliga intäkter samt lagar och regler. Därefter, i avsnitt 2.5, presenteras kriterier för solcellsparker samt solbruksplaner och deras eventuella möjligheter i Sverige.

2.1 Aktörer på elmarknaden

I detta avsnitt definieras viktiga aktörer på elmarknaden; elnätsbolag, elproducenter, elhandelsbolag och elanvändare.

2.1.1 Elnätsbolag

Elnätet står för den fysiska överföringen av el från producent till konsument. Elnätsbolagen äger lokal- och regionnäten i Sverige och ansvarar för att elen från stamnätet, som kontrolleras av Svenska kraftnät (SvK), når elanvändarna. Elnätsbolagen utgör ett naturligt monopol vilket kräver reglering enligt svensk lagstiftning. Energimarknadsinspektionen (Ei) är, på uppdrag av regeringen, tillsynsmyndighet för att reglera elnätsmarknaden. Ei gör detta för säkerställa att elnätsbolag bedriver driftsäkra elnät och samtidigt inte tar ut oskäliga elnätspriser från deras kunder. Ei bär även ansvaret för att utfärda olika typer av tillstånd till elnätsbolagen. [16]

2.1.2 Elproducenter

De aktörer som genererar el kallas för elproducenter. Den genererade elen matas in på elnätet varpå elproducenten kan välja att sälja den direkt till en elanvändare, ett elhandelsbolag eller på spotmarknaden (elbörsen). Elproducenterna väljer oftast att sälja elen via spotmarknaden till elhandelsbolag som i sin tur säljer elen vidare till elanvändarna [16] [17].

2.1.3 Elhandelsbolag

Elhandelsbolag köper el från elproducenterna, antingen via spotmarknaden eller bilaterala avtal, vilket är ett avtal mellan två parter med ömsesidiga förpliktelser. Därefter säljer elhandelsbolaget vidare elen till elanvändarna och blir deras elleverantör. Priset för el är konkurrensutsatt och elhandelsbolagen sätter själva priset. Utgångspunkten för prissättningen är oftast marknadspriset på NordPool, vilka organiserar handeln av el på den fysiska marknaden [18].

2.1.4 Elanvändare

De som förbrukar el kallas elanvändare. Elanvändare kan köpa el direkt från elproducenter eller via elhandelsbolag. Det är möjligt för elanvändaren att fritt välja elhandelsbolag. Däremot är det inte möjligt att välja elnätsbolag på grund av den naturliga monopolmarknaden [16].

2.2 Drift av elnät

I detta avsnitt presenteras driften av elnät; nätkoncession, anslutningsskyldighet samt elnätets krav på stabilitet och elkvalité.

2.2.1 Nätkoncession

Nätkoncession är det tillstånd som Ei ger elnätsbolag för att bedriva elnätsverksamhet och elnätsöverföring. Det finns två olika typer av nätkoncession: områdeskoncession (lokalnät) och linjekoncession (region och stamnät). Nätkoncessionen för område berör ett specifikt geografiskt område. Företag som har koncession för ett område behöver inte ansöka om tillstånd för varje ledning som ska byggas. Nätkoncessionen för linje innefattar en enskild kraftledning på en bestämd sträcka. Elproduktionsanläggningar behöver inte ansöka om nätkoncession eftersom det endast innefattar anläggningar som överför el. Utöver tillstånd för elöverföring kan det krävas tillstånd från andra myndigheter. Bland annat krävs det markåtkomst vilket måste lösas via avtalsservitut eller ledningsrätt, vilka hanteras av Lantmäteriet. [19]

2.2.2 Anslutningsskyldighet

I Ellagen, 3 kap. 6–8 §, slås det fast att den som har nätkoncession är skyldig att på skäliga villkor ansluta en elektrisk anläggning. Nätföretag har dock rättigheten att ta ut avgifter för dessa anslutningar och elen som överförs på elnätet [20]. Om konflikt uppstår rörande anslutningsskyldigheten eller skäligheten hos de villkor som nätföretagen utformar för enskilda anslutningar prövas detta av Ei [21].

2.2.3 Stabilitet och elkvalité

Stabiliteten i det svenska elnätet styrs av synkrongeneratorerna vilka är stora roterande massor i form av kärnkraft-, vattenkraft- och vissa vindkraftsgeneratorer som är kopplade till elnätsfrekvensen på 50 Hz. Dessa kan betraktas som en enda stor massa vilken utgör en tröghet i elnätet som upprätthåller stabiliteten. Ett elnäts tröghet är ett mått på resiliens, alltså hur väl det kan hantera störningar och samtidigt behålla en stabil frekvens och spänning [3].

I lokalnätet, vilket denna studie analyserar, finns det krav på koncessionsinnehavande elnätsbolag att elen håller en viss given kvalité. Elkvalitén är avgörande för att undvika störningar, slitage eller haveri på elektrisk utrustning som är ansluten till elnätet. Exempel på problem med elkvalité som kan uppstå i lokalnätet är:

- *Spänningsavbrott*, det tillstånd då matningsspänningen, spänningsnivån från överliggande nät, är mindre än 1 % av den nominella matningsspänningen. Spänningsavbrottet är kortvarigt om det varar mellan 100 millisekunder och 3 minuter och långvarigt om det varar över 3 minuter.

- *Kortvariga spänningsvariationer*, spänningsvariationer som varar mellan 10 millisekunder till 1 minut. Dessa kan delas in i tre kategorier:

    - *Enstaka spänningsvariationer*, som i sin tur kan delas in i kortvariga spänningssänkningar (effektivvärdet är under 90 % av referensspänningen), spänningshöjningar (effektivvärdet är över 110 % av referensspänningen) och snabba spänningsändringar (effektivvärdet förändras snabbare än 0,5 % per sekund inom 90-110 % av referensspänningen).

    - *Flicker (eller flimmer)*, korta och periodiskt återkommande variationer i spänningens amplitud och som är lägre än nätfrekvensen.

    - *Transienter*, korta och övergående spänningsvariationer med relativt stor amplitud.

- *Osymmetri*, uppkommer på grund av lokalnätets enfasiga laster som är ojämnt fördelade mellan faserna. Kan även uppkomma i felaktiga lindningskopplare, dåliga skarvar eller defekta trefaslaster.

- *Övertoner*, innebär att spänningen inte följer en perfekt sinuskurva och brukar delas in i multipler av nätfrekvensen 50 Hz.

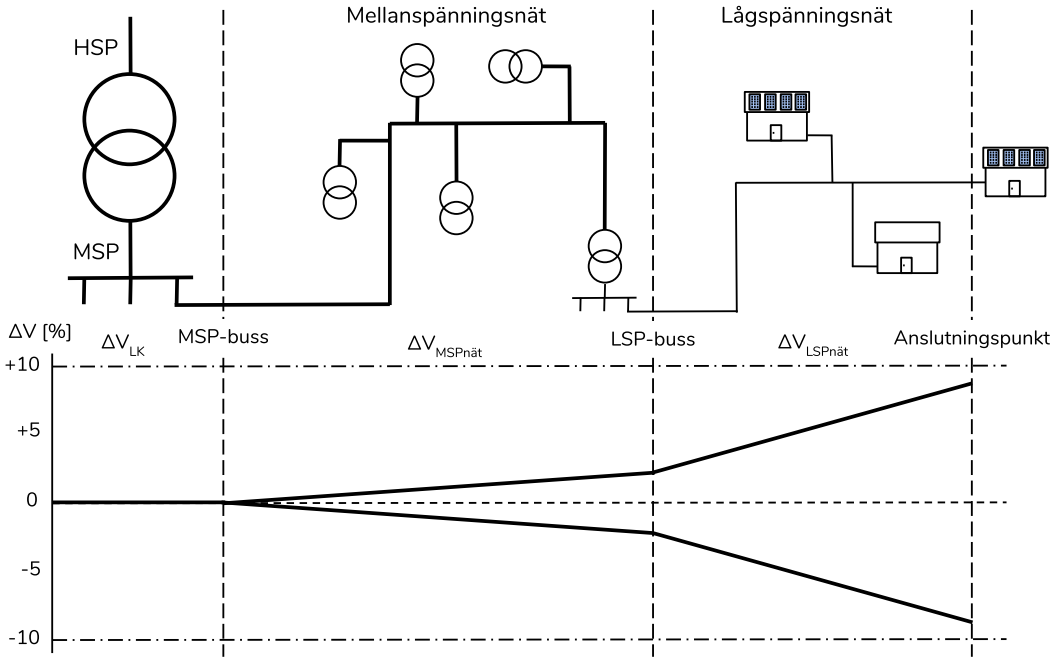
- *Långvariga spänningsvariationer,* varje given spänningsnivå i lokalnätet har en given referensspänning som i verkligheten varierar och det finns därför godkända variationer. Gränsen för dessa variationer är ± 10 % av referensspänningens effektivvärde under loppet av en vecka till anslutningspunkten [22]. Dessa kontroller sker dock enbart på begäran av kund. En illustration av långvarig spänningsvariation för lokalnätet illustreras i figur 2.1. Det finns två typer av långvariga spänningsvariationer:

    - *Överspänningar*, ger upphov till problem då apparatur kan skadas eller förstöras om den utsätts för högre spänningar än den är konstruerad för.

    - *Underspänningar*, leder i allmänhet till att apparaturen fungerar sämre, eller inte alls, då den inte får tillräckligt med effekt.

- *Överström*, innebär att strömstyrkan är högre än vad ledningar och kablar är dimensionerade för. Detta är inte definierat som en brist i elkvalité, men kan göra att kablarna eller ledningarna blir överhettade eller förstörs [23].

I denna studie analyseras långvariga spänningsvariationer på mellanspänningsnätet, i synnerhet överspänningar och överströmmar, vilka ofta ses som begränsade faktorer vid utbyggandet av solel [23] [24].



Figur 2.1. Illustration över lokalnätet bestående av matningsstationen med bibehållen nominell spänning (streckad) samt två fall - spänningsökning på grund av hög produktion, (övre heldragen linje), och spänningssänkning på grund av hög last, (nedre heldragen linje) i låg- och mellanspänningsnätet. Spänningen illustreras i samtliga delar av lokalnätet - vid lindningskopplaren från högspänning (HSP) till mellanspänning (MSP), mellanspänningsnätet och lågspänningsnätet (med inspiration från [22]).

2.3 Solcellssystem

I detta avsnitt presenteras solcellsmoduler[1] och växelriktare samt installation och byggnation av solcellssystem.

2.3.1 Moduler och solcellssystem

Solceller omvandlar energin i solens strålar till elektrisk energi utan rörliga delar eller bränsle. Denna omvandling kallas fotovoltaisk effekt och innebär att solinstrålningen infaller på den halvledande solcellen som polariseras. Denna polarisering gör att elektriskström leds mellan den negativa framsidan till den positiva baksidan. En modul

[1] Hädanefter kallat *moduler.*

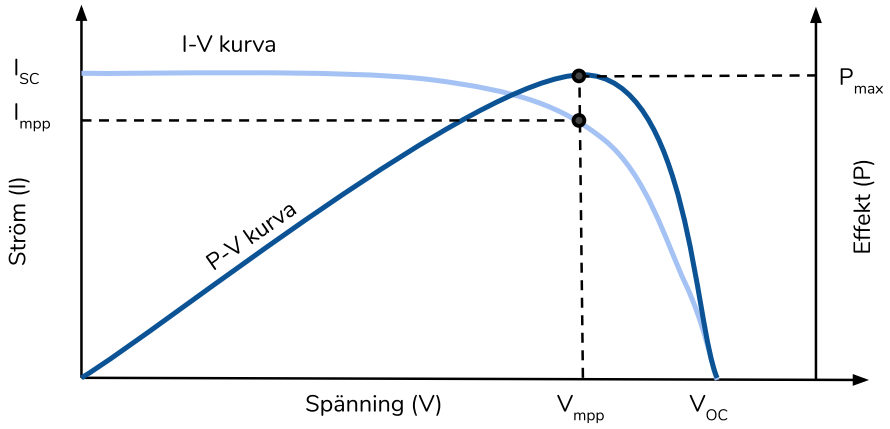
består av flera solceller som är sammankopplade för att uppnå önskad spännings- och strömnivå. Generellt brukar solceller ha en livslängd på 25-30 år [25].

De vanligaste solcellerna på marknaden idag är mono- och polykristallina baserade på kisel som har en verkningsgrad på 15-22 % respektive 15-17 %. Utöver dessa två finns även tunnfilmssolceller som har en verkningsgrad på 10-16 %. Teknologierna utgör i dagsläget 95 % respektive 5 % av marknaden [26].

I ett solcellssystem är flera moduler ihopkopplade. Det finns två typer av solcellssystem - fristående och nätanslutna system. I detta arbete kommer enbart nätanslutna system att studeras.

2.3.2 Växelriktare

En växelriktare omvandlar likström (DC) från solcellssystemet till växelström (AC) vilken anpassas till elnätets frekvens. Strömmen från solcellsanläggningen filtreras i växelriktaren för att minimera övertoner. Vissa växelriktare innehåller också en transformator som hjälper till vid filtreringen vilket ger ett oberoende mellan nätspänningen och spänningen i solcellssystemet. Växelriktaren styr den producerade effekten genom att förändra spänningen och strömmen i solcellssystemet för att producera maximal elektrisk effekt (eng: maximum power point, mpp) [27]. Detta illustreras i PV-kurvan i figur 2.2. Verkningsgrader skiljer sig mellan olika växelriktare men ligger ofta på någonstans kring 98 % och de har en livslängd kring 10-20 år vilket är mindre än övriga komponenter i solcellssystemet [26].



Figur 2.2: Illustration av I-V och P-V kurva vilka beskriver vilken spänning (V_{mpp}) och ström (I_{mpp}) som ger maximal effektproduktion (P_{max}) vid en given temperatur och solinstrålning (med inspiration från [28]).

2.3.3 Installation och byggnation

Installationer av solcellssystem är enkla att genomföra eftersom komponenterna i systemet generellt är standardprodukter. Detta leder till korta projekttider, där en solcellspark kan ta 1-2 månader att bygga, vilket är en bidragande orsak till att

solcellsmarknaden kan växa fort [6]. Eftersom solcellssystem är möjliga att utöka kan i vissa fall växelriktaren till solcellssystemet överdimensioneras i syfte att ge utrymme för framtida utbyggnad. I en svensk kontext är detta dock inte optimalt därför att det endast är möjligt att söka det statliga solcellsstödet en gång per fastighet, vilket förklaras närmare i avsnitt 2.4.4. Ett annat argument för att installera hela den planerade anläggningen på en gång är att det är enklare och mer ekonomiskt [29].

Vid byggnation av solcellsparker utanför detaljplanerat område krävs inget bygglov. Om det till exempel ingår en transformatorstation i anläggningen krävs det bygglov som utfärdas av kommunen. En solcellspark ändrar på naturmiljön även om det är relativt lätt att återställa. Av denna anledning ska en anmälan om samråd till Länsstyrelsen göras även om marken inte har ett naturskydd. Vid färdigställande av solcellsparken behövs även en föranmälan göras till elnätsägaren [30].

2.4 Förutsättningar för solkraft i Sverige

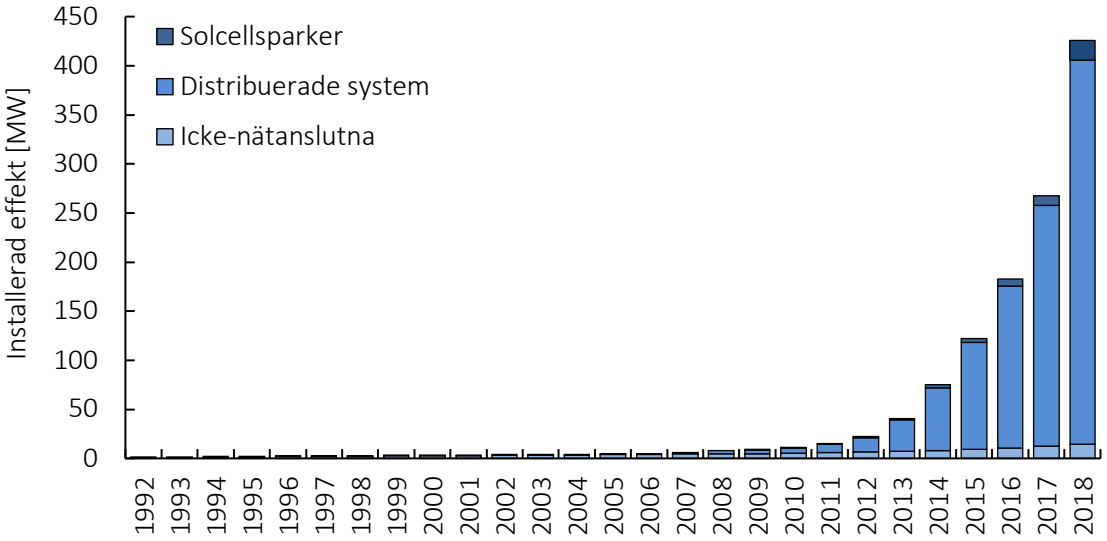
I detta avsnitt beskrivs förutsättningarna för solkraft i Sverige genom att ge en marknadsbild samt möjliga ersättningar för såld solel i form av elcertifikat, ursprungsgarantier (UG), nätnytta och spotpris. Vidare presenteras andra ekonomiska incitament och tekniska hinder för solcellsparker i form av taxeringsvärde för fastigheter, investeringsstöd, koncessionsplikt och energi-ROT.

2.4.1 Solcellsmarknaden i Sverige

Den tionde juni 2016 enades Socialdemokraterna, Miljöpartiet, Moderaterna, Centerpartiet och Kristdemokraterna om målet att uppnå en 100 % förnybar elproduktion 2040, dock utan att tydliggöra hur elmixen ska se ut. Den 10 december 2019 lämnade dock två partier, Moderaterna och Kristdemokraterna, överenskommelsen. I början av 2019 fanns det 411 MW_p nätanslutna solcellsanläggningar installerade vilket är en ökning på 78 % från 2018. Anläggningar med en effekt upp till 20 kW_p dominerar till antal (84 %) medan de endast utgjorde 46 % av den totala installerade effekten. Anläggningar med en effekt mellan 20 kW_p upp till 1 MW_p utgjorde 50 % av den totala installerade effekten och anläggningar över 1 MW_p utgjorde resterande 4 %. I figur 2.3 visas den kumulativa ökningen av nätanslutna solcellsparker, nätanslutna distribuerade system och icke-nätanslutna system (eng: off-grid). Nätanslutna solcellsparker har ökat med ungefär 106 % mellan 2017 till 2018 då det fanns nio solcellsparker i Sverige med en installerad effekt på cirka 17 MW_p. I början av 2019 fanns det planer för ytterligare 14 stycken solcellsparker där den största var på 6 MW_p [7]. För 2020 planeras enskilda solcellsparker på 12 respektive 20 MW_p [31].

Attityderna till solenergi är generellt positiva hos privatpersoner och företag. Hos privatpersoner anges drivkrafter som miljöskäl, ekonomi och önskan att bli mer oberoende. För större fastighetsägare handlar motiven om att uppnå energi- och

miljömål samt marknadsföra sig själv externt och internt vilket anses öka lönsamheten på lång sikt [23].

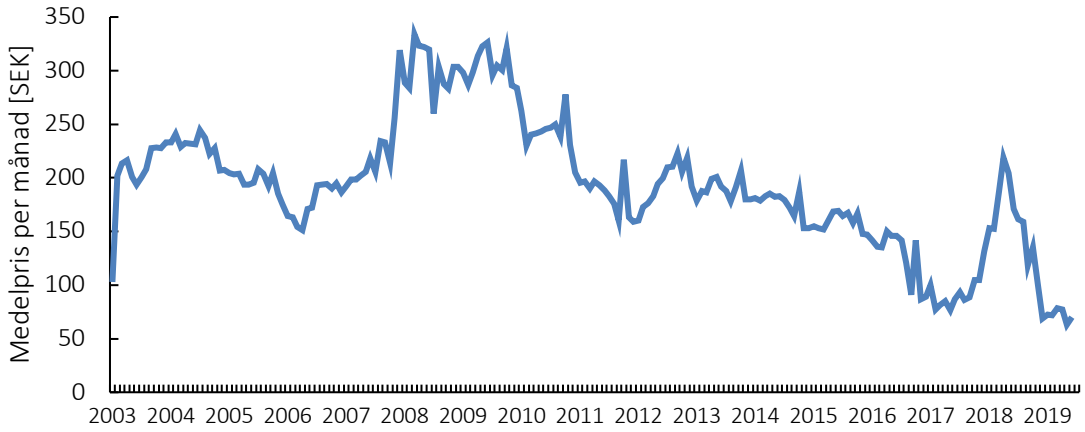


Figur 2.3. Kumulativa utvecklingen av installerad effekt för nätanslutna solcellsparker, nätanslutna distribuerade anläggningar och icke-nätanslutna anläggningar [7].

2.4.2 Ersättning för såld solel

Elcertifikat är ett ekonomiskt stödsystem utformat för förnybar elproduktion och introducerades i Sverige år 2003. Sedan den 1 januari 2012 har Sverige och Norge en gemensam marknad för elcertifikat. Målet med detta är att öka den förnybara elproduktionen med 28,4 TWh fram till 2020, vilket nåddes redan 2019. Sverige har också utökat detta mål med yterliggare 18 TWh fram till 2030 vilket förväntas uppnås redan 2022 [32]. Systemet innebär att producenter erhåller elcertifikat från staten för varje MWh[2] producerad el från förnybara produktionsanläggningar i 15 år från datumet för anläggningens godkännande. De utfärdade elcertifikaten är det som utgör marknaden för elcertifikat. Figur 2.4 beskriver prisförändring från introduktionen 2003. I november 2019 låg snittpriset på ett elcertifikat på 69,98 SEK/MWh [33].

[2] En tumregel är att 1 kW_p solceller producerar cirka 1 MWh el under ett år i Sverige [101].



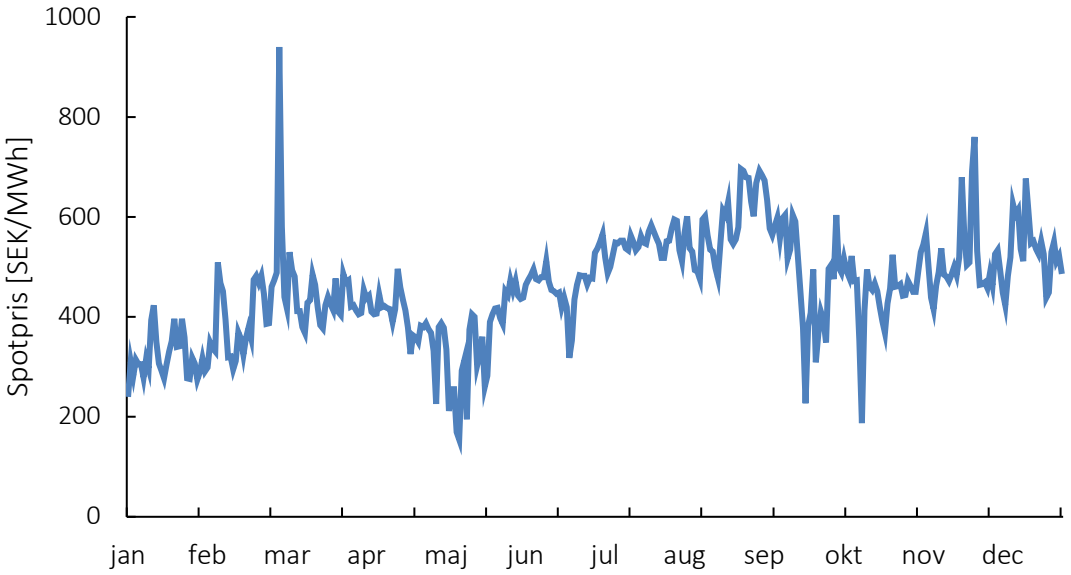
Figur 2.4. Medelpris för elcertifikat per månad från juni 2003 till november 2019 [33].

Ursprungsgarantier ska garantera ursprunget av producerad el och utfärdas för all typ av elproduktion. Det är elproducenter och elleverantörer som innefattas av lagen om UG. En UG är en garanti utfärdad av staten till elproducenter för varje producerad MWh el. Elproducenten kan sälja UG på en öppen marknad där köparna är elleverantörer som ämnar sälja den producerade elen. För att försäkra att mängden producerad el motsvarar mängden såld el annulleras UG efter att de sålts [34]. I dagsläget är handeln av UG för liten för att ge en faktisk marknadsbild. Baserat på Svensk Kraftmäkling (SKM), den största mäklarfirman i den nordiska elmarknaden, var medelpriset i Europa kring 6 SEK/MWh. Det finns dock svenska elhandelsbolag som har köpt UG från mikroproducenter för högre pris än så [7].

När solel produceras och matas in i elnätet medför det att elnätsbolagen inte behöver överföra lika mycket el och de reducerar således sina kostnader. Förlusterna i nätet minskar och kapaciteten kan utnyttjas på ett mer effektivt sätt då elen produceras närmare dess elanvändare. Ersättningen, den så kallade *nätnyttan*, beror delvis på spotpriset då ägaren skulle behöva handla in el för att balansera förlusterna i nätet om det inte vore för det producerade överskottet. Nätnyttan ska motsvara minskningen av energiförluster som överföringen medför. Eftersom det naturliga monopolet hindrar kunder från att själva välja elnätsbolag har Ei ansvaret att pröva dessa ersättningar [35]. Den kompensation som elnätsbolagen ger sina kunder skiljer sig åt, men är typiskt mellan 20 och 100 SEK/MWh [7].

I Sverige sker elhandeln via den nordiska elhandelsmarknaden, Nord Pool Spot, där el handlas till *spotpris*. Eftersom den svenska elmarknaden har blivit sammankopplad med omkringliggande länder är dagens marknad inte lika beroende av regn, snösmältning, utomhustemperatur eller tillgången till kärnkraftsreaktorer. SvK har delat upp Sverige i fyra olika elprisområden eftersom produktionen i norra Sverige är högre än i södra. På grund av produktionsskillnaden har problem vad gäller transmissionskapaciteten uppkommit och gränsdragningen mellan de olika elprisområdena har valts där flaskhalsar i elnätet återfinns. Snittpriset på Nord Pool Spot day-ahead marknad i område 3 var 278 SEK/MWh 2016, 301 SEK/MWh 2017 och en kraftfull ökning till

458 SEK/MWh skedde under 2018, se figur 2.5. Skillnaden mellan elpriserna i de olika elprisområdena är förhållandevis små och därmed påverkas inte utbyggnaden av solcellssystem av dessa elprisområden. Det är snarare befolkningstätheten i kombination med sämre kalkyl på grund av mindre solinstrålning i norra Sverige som påverkar utbyggnaden av solcellssystem där [36].



Figur 2.5: Snittpriset på Nord Pool Spot day-ahead marknad i elprisområde 3 för 2018 på dagsbasis [36].

2.4.3 Taxeringsvärde för fastigheter

15 kap 1 § fastighetstaxeringlagen (1979:1152) slår fast att en fastighet med syfte att kommersiellt producera elektrisk starkström, det vill säga produktionen är större än konsumtionen av el under ett kalenderår, definieras som kraftverksbyggnad. I dagens lagstiftning indelas kraftverksbyggnader som antingen vatten-, värme eller vindkraftverk [37]. Eftersom solelproducerande kraftverk inte finns med i listan över kraftverksbyggnader finns inga fastställda riktvärdesangivelser för dessa och fastigheten åbeläggs därför inget taxeringsvärde. Vid en framtida taxering kan dock solkraft komma att inkluderas som kraftverksbyggnad [38].

2.4.4 Investeringsstöd

Från och med 8 maj 2019 är det möjligt att få 20 % investeringsstöd, per fastighet, beräknat utifrån stödberättigade installationskostnader för solcellssystem. Detta stöd riktar sig till alla typer av aktörer och syftar till att bidra till omställningen av energisystemet [39]. Det högsta möjliga stödet per solcellssystem är 1,2 miljoner kronor och de stödberättigade kostnaderna får uppgå till maximalt 37 000 kronor per installerad kilowatt och fastighet inklusive moms. Investeringsstödet går ej att kombinera med rotavdrag och är ett engångsbelopp som enbart gäller en gång även om aktören väljer att utöka kapaciteten senare. Denna ansökan är ej möjlig att ansöka om retroaktivt och

måste därför ha inkommit innan projektet påbörjats. För 2019 finns det 736 miljoner kronor budgeterat, dock överstiger ansökta medel denna budget. Regeringen har beslutat att investeringsstödet kommer att avskaffas den 31 december 2020 och installationer måste vara gjorda innan dess för att omfattas av stödet [39].

2.4.5 Koncessionsplikt

Vissa typer av starkströmsledningar behöver inte följa koncessionsplikten enligt icke koncessionspliktiga nät (IKN). Detta gör att fastighetsägaren inte behöver mata ut el på det allmänna koncessionspliktiga nätet och kan istället använda en egen starkströmskabel för att överföra elen. Det är generellt sett inte möjligt att producera el på en fastighet för att sedan föra över den till en annan, till exempel genom en starkströmskabel. Istället måste elen matas ut på elnätet, från den producerande fastigheten, och därefter köpas av den andra fastigheten. Detta kan påverka lönsamheten för exempelvis solcellsparker eftersom ett avtal mellan producent och köpare vid närliggande fastigheter måste kunna upprättas. Det pågår dock en förändring vad gäller nätkoncessionen. Den statliga Nätkoncessionsutredningen lämnade den 10 juni 2019 över ett förslag om bland annat undantag för överföring av förnybar elproduktion mellan fastigheter, vilket skulle förändra de koncessionspliktiga reglerna som hindrar detta idag. Utredningen föreslår att Ei ska bära ansvaret och fastställa undantag för koncession då Ellagen är över 60 år gammal och bör moderniseras, tydliggöras och bli mer ändamålsenlig [40].

2.5 Solcellsparker

I detta avsnitt presenteras olika aspekter kring solcellsparker; olika definitioner av begreppet, platskriterier, affärsmodeller, inverkan på elkvalité, kapacitetshöjande åtgärder i elnätet, vindbruksplaner samt solbruksplaner.

2.5.1 Definition av solcellspark

Vad som definieras som en solcellspark är inte helt självklart. En anledning till detta ligger i homogeniteten hos solcellstekniker. Moduler som används i ett takmonterat solcellssystem på 5 kW_p kan användas i ett markmonterat solcellssystem på 100 MW_p. Det blir därför en subjektiv gränsdragning mellan vad som är en solcellspark eller inte. Bolinger & Seel ger tre förslag på definition för solcellsparker. Det första sättet att definiera en solcellspark kommer från U.S. Energy Information Administration (EIA) vilka utgår från systemets installerade effekt. De sätter en gräns på 1 MW_p och att allt däröver är en solcellspark oberoende av äganderätt eller systemets inkopplingspunkt. Den andra definitionen kommer från Greentech Media (GTM) och SEIA och grundar sig i vad den producerade elen används till. Levereras solcellssystemets producerade effekt direkt till elnätet istället för att användas direkt på plats klassas det som en solcellspark. I denna definition kan även mindre anläggningar, exempelvis 100 kW_p, ses som solcellsparker. Den tredje definitionen utgår från investeringsstorleken på projektet. Om projektet är stort nog att attrahera investerare och kapital ses det som en

solcellspark. I denna definition kan 25 MW_p (cirka 500 miljoner SEK) ses som den minsta installerade effekten hos solcellsanläggningar. Bolinger & Seel gör även en egen definition där de benämner alla solcellsystem som är markmonterade och har en installerad effekt på 5 MW_p som solcellsparker [41].

I en svensk kontext konstaterar bland annat Energimyndigheten att solcellsparker är större anläggningar som är till för att producera och sälja el [30]. Vilken installerad effekt som krävs för att benämna något som solcellspark i Sverige framgår inte. Lindahl med flera benämner "mindre centraliserade PV-system" som solcellssystem mellan 1-20 MW_p och "större centraliserade PV-system" som solcellssystem över 20 MW_p [7].

Denna studie definierar solcellsparker som markbaserade solcellssystem med en installerad effekt på minst 1 MW_p i syfte att producera elektricitet till försäljning. Detta innebär att solcellsparker konkurrerar med annan kraftproduktion från exempelvis vind-, vatten- och kärnkraft.

2.5.2 Platskriterier

Att välja en lämplig plats är en viktig del vid planeringen av solcellsparker. Vilka platskriterier som prioriteras beror på studiens syfte och tillgänglig data [42]. I praktiken finns det flera exempel där solcellsparker byggts på platser som på förhand ej ansetts lämpliga, exempelvis bergssidor eller i anslutning till vindparker och avfallshantering. I slutändan är det däremot framförallt kostnader och potentiell elproduktion som påverkar valet av plats [43]. De kriterier som ofta utpekas som viktiga att ta hänsyn till vid identifiering av lämpliga platser för solelproduktion är [42] [43]:

- Solresurs
- Tillgänglig yta
- Markkostnad
- Avstånd till infrastruktur (vägar, elnät etc.)
- Topografi (lutning, riktning, skuggning etc.)
- Hänsyn till miljö-, lagmässiga- och sociala faktorer (kulturarv, naturreservat, biodiversitet etc.)
- Risk för beläggning på moduler

Solinstrålning är enligt flertalet studier ett av de viktigaste kriterierna att ta hänsyn till vid etablering av solcellsparker [42] [43]. Detta eftersom solinstrålningen direkt påverkar mängden producerad el. Andelen el som en solcellsanläggning förväntas producera kan uppskattas genom att analysera historisk solinstrålningsdata för platsen. Hur noggrann approximationen av en solcellsanläggnings elproduktion blir är därmed beroende av kvalitén på solinstrålningsdatan. I Sverige mäter SMHI solinstrålning och

har nära homogena mätserier sedan 1983. Från mitten av 80-talet till runt 2005 har den årliga globalstrålningen ökat med cirka 8 % i Sverige. Den årliga horisontella globalstrålningen ligger för närvarande på cirka 1000 kWh/m^2 i Sverige [44].

I Sverige finns det gott om tillgänglig mark för solcellsparker [45]. Sammantaget finns det cirka 316 000 hektar mark som kan användas för solcellsparker, vilket motsvarar drygt 158 000 MW_p[3] installerad effekt. Däremot kan hela ytan bli problematisk att använda men ger en indikation på att mark inte kommer att vara den begränsande faktorn. Markkostnaden i Sverige är billig i förhållande till andra länder och svenska solsystemsägare behöver därför inte ta hänsyn till internskuggning av modulerna i samma uträckning som andra länder. I exempelvis Tyskland kan vissa solcellssystem ha en skuggning på cirka 15 % vissa delar av året på grund av de höga fastighetskostnaderna [46].

För att få lönsamhet i en solcellspark gäller det att markkostnaden inte är för hög. Det är därför av vikt att välja mark som inte har något annat användningsområde, eller där solcellsparker går att kombinera med andra aktiviteter. Mark som är billig och därför möjligen lämplig för solcellsparker kan vara betesmark, mark vid vägar eller oanvända flygplatsområden. Betesmark kan användas för exempel får, kycklingar och gäss då de inte ger någon större inverkan på solcellssystemet. Detta medför att betesmarken under solcellsparken på ett naturligt sätt vårdas för att inte växa till en nivå så att modulerna skuggas [43] [47] [48].

Tillgång till infrastruktur som elnät och vägar är viktigt att ta hänsyn till. Mindre behov av ny infrastruktur bidrar till högre tillgänglighet, lägre kostnader och mindre inverkan på miljö. Kortare avstånd till elnät och nätstationer minskar också förluster i distributionsledningar [42]. I IFC:s rapport nämns tre kriterier för elnätet som extra viktiga att ta hänsyn till vid upprättandet av en solcellspark. Det första är avståndet till elnätet eftersom det kan få stor inverkan på projektets ekonomi. Andra kriteriet är elnätets kapacitet att ta emot den levererade effekten från solcellsanläggningen. Tredje kriteriet är elnätets tillgänglighet, alltså andelen tid som elnätet kan ta emot levererad effekt från solcellsanläggningen [43]. Samtliga av dessa tre kriterier behandlas i någon mening i denna studie.

För att marken ska lämpa sig för en solcellspark bör inte lutningen vara alltför hög. Vanligtvis anses en maximal lutning på 3–10 grader vara lämplig. Detta eftersom högre lutningar leder till högre installationskostnader. Även riktning och skuggning bör tas i beaktning eftersom de påverkar mängden producerad el från anläggningen. Om marken är en viktig hemvist för olika vilda djur eller växter bör den också undvikas. Detsamma gäller platser med högt kulturvärde. Detta eftersom de riskerar att påverkas negativt under byggnation och drift av solcellsparker. Effektiviteten hos en solcellsanläggning kan minska avsevärt om modulerna blir täckta av något. Detta kan vara partiklar från exempelvis trafik, aktiviteter kopplade till byggnader, jordbruk, snö etc. Även fågelrika

[3] Detta med antagandet att 1 MW_p solcellspark upptar 20 000 m^2/ MW_p och att det är linjärt skalbart.

områden kan ha negativ påverkan på elproduktionen om modulerna täcks av fågelavföring [43].

2.5.3 Affärsmodeller för solcellsparker

Det finns ingen tydlig definition av affärsmodeller [49]. Frantzis et al. väljer att definiera det som "hur ett företag tjänar pengar". Denna definition är användbar eftersom vissa incitament, till exempel en statlig subvention eller certifikat, leder till ökad tillväxt i solcellsindustrin men är tekniskt sett inte exempel på affärsmodeller. Det är istället de vinstgenererande affärsaktiviteterna runt dessa incitament som definierar en affärsmodell [50]. För att göra investeringar i solcellsparker lönsamma krävs ofta ett värde utöver elpriset vilket affärsmodeller ämnar generera. Solcellsparker ses som stabila investeringar i den bemärkelsen att de ofta genererar ett stabilt kassaflöde över tid, vilket passar exempelvis infrastruktur- och pensionsfonder [51]. Horváth & Sxabó delar upp affärsmodeller för solelproduktion i tre olika typer [49]:

- *Hosted-owned*, ägaren av systemet är också den huvudsakliga användaren av produktionen från solcellssystemet. Inom ramen för detta arbete inkluderas inte hosted-owned då definitionen av en solcellspark upprättas i syfte att sälja producerad el.

- *Third-party owned*, i dessa affärsmodeller används ofta *Power Purchase Agreements (PPA-avtal)* eller *hyrlösningar*. Dessa modeller tar bort finansiella barriärer som till exempel höga direkta kostnader för kunden. PPA-avtal är en populär affärsmodell internationellt sett där en köpare och en säljare har kommit överens om ett fast elpris för den genererade elproduktionen under en tid framöver. Detta möjliggör för kunden att veta vad deras elförbrukning kommer att kosta [51]. I Sverige har de första PPA-avtalen för solcellsparker nyligen slutits och de kommer troligen att bli mer populära. Dock är inte PPA-avtal något nytt i Sverige där bland annat vindkraft använt sig av dessa typer av avtal [52]. Hyrlösningar innebär att man abonnerar produktionen från sin hyresandel i solcellsparken för en årlig summa pengar. Alternativt görs en finansiell avräkning på de intäkter som sker under perioden.

- *Community-shared,* kunden kan upprätta ett elavtal med ägaren av solcellsparken eller bli *andelsägare* i solcellsparken. Denna modell förser kunder med ett kostnadseffektivt sätt att producera förnybar el genom att virtuellt mäta elproduktionen genom informations- och kommunikationsteknologi. *Elavtal* innebär att kunden köper den producerade elektriciteten till antingen spot-pris eller överenskommen premie där säljaren garanterar ursprunget på elen. Andelsägande, likt hyrlösning, kan ske genom elleverans eller finansiell avräkning. Andelsägande i solcellsparker kräver att en ekonomisk förening upprättas vilket innebär ökad administration och aktörer drar sig därför från att göra detta [51] [46]. Energibolag som äger solcellsparken

sätter ofta kravet att andelsägarna måste vara dess kunder, dock krävs att majoriteten av andelsägarna i den ekonomiska föreningen röstar för detta [53].

En lista över de olika affärsmodellerna för solcellsparker i Sverige återfinns i Bilaga A.

2.5.4 Inverkan på elkvalité

Det påpekas ofta att de begränsande faktorerna för solcellsparker kommer att vara elnätets kapacitet. Elnätets kapacitet, som är huvudfokus i denna studie, beskrivs i flera rapporter som ett generellt problem vid implementering av solel. Däremot ges sällan en gräns för hur mycket solel som elnätet klarar av innan det uppstår problem såsom höga spänningsnivåer och strömstyrkor [54].

Simuleringar har visat att omfattande implementering av solelproduktion i lokalnätet kan leda till överbelastningar och otillåtna spänningsnivåer [54]. Detta brukar uttryckas som att elnät har en viss acceptansgräns (eng: hosting capacity) för distribuerad elproduktion. Eftersom upprustning av elnät kan vara kostsam och potentiellt bromsa solelsutbyggnaden skulle en bättre planerad utbyggnad, som tar hänsyn till elnätsperspektivet, vara resurs- och kostnadseffektivt [14]. Studier av Herrljungas elnät har visat att smart allokering, genom att successivt installera solcellssystem i delar av nätet som är starkast, kan bidra till en acceptansgräns på upp emot 74 %, från tidigare 22 %, utan behov av upprustning [24]. Från ett elnätsperspektiv skulle det därför kunna vara bättre att ansluta större anläggningar på strategiska platser i nätet snarare än en jämn fördelning av mindre system.

Det svenska lågspänningsnätet är generellt sett robust. 2017 var tillgängligheten 99,985 % inklusive aviserade avbrott, vilket anses som normalt i Sverige [55]. Det finns framförallt två elnätsrelaterade faktorer som kan begränsa utbygganden av solel, vilka beskrivs närmare i 2.2.3. Den ena är överströmmar, det vill säga höga effektflöden i elnätet. Den andra är överspänningar, vilka riskerar att skada ansluten apparatur. Risken för överspänningar och överströmmar är extra stor under sommaren då elkonsumtionen är låg samtidigt som elproduktionen från solcellssystem är hög [23].

I tätorter och städer är sannolikheten för överspänningar inte lika stora som på landsbygden. Anledningen till detta beror på att lasterna och lasttätheten är större och ledningarna i genomsnitt är kortare i tätorter. Däremot är det vanligare att strömstyrkan begränsar på grund av de höga lasterna. Vad gäller landsbygden är kablarnas kapacitet ofta högre i förhållande till lasterna. Därför är inte strömstyrkan ett lika stort problem [23].

2.5.5 Kapacitetshöjande åtgärder i elnätet

Vid implementering av vindkraft har problem uppstått vad gäller elnätskapaciteten. Det börjar generellt sett bli ”fullt” i elnäten, till exempel är kapacitetshöjande åtgärder en regel snarare än ett undantag vid anslutning av vindkraft [56]. Det har varit svårt att,

inom en rimlig tid, få besked om en anslutning är möjlig och vad kostnaderna kommer att vara. För flera vindkraftsprojekt har anslutningen till elnätet blivit dyra på grund av oklarheter kring dess inverkan på elnätet. Detsamma kan komma att ske vid implementering av solcellsparker [57]. Det finns dock ett flertal möjliga åtgärder för att öka acceptansgränsen för solel i elnätet, vilka benämns systemtjänster och listas nedan:

- *Aktiv och reaktiv effektkompensering*, genom att utrusta växelriktare med möjlighet att ändra fasvinkeln kan effektkompensering möjliggöra att lokalt reglera spänningen[4].

- *Omsättningskopplare*, lindningsförhållandet i transformatorn i nätstationen ändras manuellt för att ändra spänningsnivån, vilket kan ge spänningssänkningar i nätet. En omsättningskopplare är ungefär densamma som en lindningskopplare. Skillnaden är att en omsättningskopplare är manuell och används i lokalnät medan en lindningskopplare är automatisk och används oftare för större transformatorer.

- *Spänningsregulatorer*, en spänningsregulator reglerar och stabiliserar spänning så att den blir oberoende av lasten.

- *Aktiva filter*, dämpar övertoner i elnätet genom att injicera övertoner av samma frekvens och amplitud, men i motfas.

- *Styrd kompensering*, kondensatorer och reaktorer tillför och avleder reaktiv effekt fasvis i systemet vilket skapar spänningssymmetri.

- *Energilager*, lagring av överskottsproduktion för senare användning. Detta för att hantera bland annat överspänningar och översströmmar.

- *Frånkopplingsbar last*, effektkonsumtionstoppar i elnätet kan kapas genom att koppla bort förbrukare vid hög last.

- *Laststyrning*, genom att styra över när viss utrustning ska användas kan effekttoppar i elnätet kapas.

- *Nedstyrning av produktion (eng. curtail)*, möjliggör för nätägare att tillfälligt styra ned solelproduktion vilket hanterar spännings- och överföringsproblem.

- *Reläskydd*, bortkoppling, genom ett relä, av en ansluten anläggning kan utrustning skyddas om inställda gränsvärden överskrids.

- *Rutiner*, etablerade rutiner gör installationer säkra. Anmälan om anslutning ska ske till elnätsägare för att undvika skador vid exempelvis nätunderhåll där delar

[4] Normalt kan en kondensator (kapacitiv last) höja spänningen och en induktor (induktiv last) sänka spänningen.

av nätet kan vara spänningssatta, så kallad bakspänning, på grund av lokal solelsproduktion.

- *Övervakning*, genom att ha system som övervakar solelsproduktionen, likväl som elnätet, kan avvikelser i elkvalitén upptäckas och åtgärd kan ske därefter [23].

Historiskt sett har den mest självklara kapacitetshöjande åtgärden vid implementering av nya kraftslag varit nätförstärkning. I Tyskland har nätförstärkning varit den vanligaste åtgärden för att hantera överbelastning och spänningshöjningar orsakade av en ökad andel solel. Detta kan vara ett kostnadseffektivt alternativ [24]. En elproducent som vill ansluta till ett elnät utan ledig kapacitet blir, i Sverige, den som betalar för merkostnaden som anslutningen kostar elnätsbolaget. Detta innebär att den som vill ansluta även betalar för outnyttjad kapacitet som skapas av nätförstärkning. Nästa anslutning kan därför utnyttja denna kapacitet utan extra kostnad. Detta riskerar leda till att ingen vill vara den första som ansluter. För att undvika detta infördes den 1 maj 2015 ett nätförstärkningslån, som utfärdas av SvK, och som elnätsbolag kan ansöka om. Detta lån ska täcka den del av nätförstärkningskostnaden som framtida förnybar elproduktion kan förväntas orsaka. Det leder till att den anslutande kunden endast betalar för sin del av kostnaden [58].

2.5.6 Vindbruksplaner

Vindkraften har, under de senaste åren, stått för den största delen av storskalig intermittent utbyggnad av elproduktion i Sverige [59]. Det är idag många kommuner i Sverige som arbetar med planering av vindkraft och flera av dessa tar med vindkraft i sina respektive översiktsplaner. Där redovisar kommunerna områden som kan vara lämpliga för vindkraft och områden som i vissa fall är olämpliga [60]. Översiktsplaner är dokument som varje kommun tar fram för att ange hur den långsiktiga fysiska strategin med avseende på mark- och vattenområden och den byggda miljön ska bevaras och utvecklas. 3 kap 1 § plan- och bygglagen (2010:900) fastslår att varje kommun ska ha en aktuell översiktsplan [61]. En översiktsplan är enbart ett vägledande dokument och inte bindande. I planen vägs olika allmänna intressen mot varandra, men däremot inte enskilda, vilket görs först i detaljplanen eller vid bygglovsprövning.

Sedan 2004 finns det mark- och vattenområden i Sverige som är reserverade som riksintressen för vindbruk. Totalt är det 313 stycken områden som utgör cirka 1,5 % av Sveriges yta, inklusive vatten. Ett riksintresse är ett planeringsverktyg beskrivet i miljöbalken (MB) och vilar på att berörda kommuner inkluderar dessa områden i sin översiktsplanering. Beträffande riksintresse för vindbruk är det ett område utpekat av Energimyndigheten som är särskilt lämplig för storskalig elproduktion från vindkraft [62]. Detta är någonting som i dagsläget saknas för solcellsparker.

Lämpligheten för landbaserad vindkraft bedöms utifrån vindförutsättningar, områdets yta och avstånd till bebyggelse [62]. Riksintresse för obruten kust, obrutet fjäll, natura

2000-områden på land, nationalparker och natur- och kulturreservat är undantagna från anspråket för riksintresset för vindbruk.

VindGIS är ett internetbaserat stöd, framtaget i samarbete mellan länsstyrelserna och Boverket för att underlätta etablering av skorskalig vindkraft i fjällen och till havs. VindGIS ger information, i kartform, för olika förutsättningar för vindkraft med hänsyn till bland annat riksintresse för vindbruk och andra ändamål, fysisiska förutsättningar, skyddade områden och övriga intresseområden. VindGIS har skapats för att utbyggnaden av vindkraft bör baseras på en offentlig planeringsprocess i dialog med representanter för berörda intressen. Planeringsprocessen ska beakta för- och nackdelar med tänkbara områden där målkonflikter belysts. Därmed läggs ett större perspektiv på utbyggnaden av vindkraft än vad som är möjligt vid prövning av enskilda vindkraftsanläggningar [63].

Planeringen av vindkraft är viktig för kommunikationen med invånarna i kommuner. I en tillståndsprocess behandlas endast det aktuella projektet samt dess konsekvenser på omgivningen. Andra möjliga platser studeras i miljökonsekvensbeskrivningen. Bedömningen av hur mycket vindkraft som lämpar sig i en bygd eller region, samt hur projektet ska ställas i relation till andra framtida projekt, görs inte. Av den anledningen krävs det en mer samlad analys av en större bygd eller region. Eftersom vindkraftsutbyggnaden är stor i många delar av landet bör tillståndsprövningar föregås av och grundas på en kommunal översiktsplan eller regionala planer där problematiken kring etablering har analyserats och lämpliga lägen pekats ut [64]. Detta arbete ämnar analysera och upprätta en metodik för kommunal och regional planering för storskalig solelproduktion i likhet med vad som nämnts ovan.

2.5.7 Solbruksplaner

I dagsläget finns det inga länder som har solbruksplaner eller väletablerade system för system- och resurseffektiv utbyggnad av solcellsparker på kommunal eller regional nivå. Behovet av planeringsverktyg har däremot belysts och rekommendationer har getts, bland annat i Irland och England [65] [66] [48]. Även aktörer i USA och Storbritannien lyfter behovet av ett verktyg i syfte att planera för den kraftiga utbyggnaden av solcellsparker [67] [68]. Butte County i Kalifornien har dock tagit fram vad som kan liknas vid en Solbruksplan [69]. Området har tagit fram ett vägledande dokument för hur utbyggnaden av solcellsparker bör gå till genom att identifiera lämpliga platser och förklara tillståndsprocesser, dock utan att ta hänsyn till elnätets kapacitet.

3. Teori

I detta kapitel presenteras i avsnitt 3.1 teorin för de beräkningar som ligger till grund för effektflödesanalysen som användes för att beräkna elnätets kapacitet. Vidare presenteras i avsnitt 3.2 teoretiska begrepp som den geografiska karteringen grundar sig på.

3.1 Effektflödesberäkningar

Avsnittet beskriver centrala begrepp i elnätsanalys samt hur beräkningar av effektflöden har gjorts.

3.1.1 Aktiv elektrisk effekt

Aktiv elektrisk effekt (P) är momentan energianvändning som mäts i enheten watt (W) och konsumeras av den resistiva delen av en last (se avsnitt 3.1.3). Den aktiva elektriska effekten integrerat över tid är definierat som energi och uttrycks vanligen i enheten kilowattimme (kWh). Ett medelvärde för den aktiva elektriska effekten beskrivs som

$$P = VI_R = VI\cos(\delta - \beta) \tag{3.1}$$

där V utgör spänningen, I_R är strömmen då fasvinkeln *(δ-β)*, vinkeln mellan ström och spänning, är 0°. Uttrycket cos*(δ-β)* benämns som effektfaktorn [70] [71].

3.1.2 Reaktiv elektrisk effekt

Den fysikaliska innebörden av reaktiv elektrisk effekt (Q) refererar till den momentana effekten som absorberas av den reaktiva komponenten i lasten (se avsnitt 3.1.3). Reaktiv effekt oscillerar fram och tillbaka i ledningar och är antingen positiv eller negativ beroende på effektfaktorn. Den reaktiva effekten mäts i enheten *volt-ampere reactive (VAr)* och är relevant vid drift av ett elsystem eftersom spänningen i elnätet påverkas av den. Reaktiv effekt beräknas enligt

$$Q = VI_X = VI\sin(\delta - \beta), \tag{3.2}$$

där I_X utgör strömmen när fasvinkeln är 90° [71].

3.1.3 Last

En last refererar till ett objekt, hushåll, verksamhet eller aggregering av flera sådana som konsumerar aktiv, reaktiv eller båda typerna av effekt. En last beskrivs ofta som en impedans bestående av resistans (R) och reaktans (X). Om en last endast definieras som en impedans finns det tre typer av laster: rent resistiva, rent induktiva och rent kapacitiva laster. För en rent resistiv last är strömmen in i lasten (I_R) i fas med spänningen över lasten. För en rent induktiv last är strömmen (I_L) fasförskjuten mot spänningen med +90°. Vid en rent kapacitiv last är istället strömmen (I_C) fasförskjuten

mot spänningen med -90°. En generell last, RLC, kan delas upp i två komponenter. Den första bestående av den del av den elektriska effekten som absorberas av den resistiva (R) delen av lasten. Den andra delen av lasten är den effekt som absorberas av den reaktiva (induktiva (L) och kapacitiva (C)) delen av lasten [71].

3.1.4 Effektflödesanalys

Vid drift av elsystemet under balanserat trefasförhållande krävs att fyra kriterier är uppfyllda. Det första är att elproduktion täcker både elbehov och systemförluster. Andra kriteriet är att spänningen vid bussarna (kopplingspunkter mellan två eller fler komponenter) är inom intervallet för den tillåtna spänningen. Tredje kriteriet är att generatorer körs inom specificerade gränser för aktiv- och reaktiv effekt. Fjärde kriteriet är att transmissionsledningar och transformatorer inte är överbelastade. Effektflödesanalys är det grundläggande redskapet för att analysera huruvida dessa kriterier är uppfyllda. Det gäller både för analys av det nuvarande elsystemet men också vid analys av det framtida elsystem med nya elproduktionskällor och nya transmissionsledningar. För att göra denna analys måste effektflödesproblemet lösas [71].

Effektflödesproblemet är en beräkning av spänningens magnitud och fasvinkel vid varje buss i elsystemet med antagandet om balanserad trefas. Resultatet av effektflödesberäkningar är det aktiva och reaktiva effektflödet, i kablar och ledningar mellan bussarna, samt effektförlusterna. I effektflödesproblemet finns det tre olika typer av bussar:

- *Slackbuss*, referensbuss med känd spänning (oftast referensspänningen) och fasvinkel (oftast $\delta_{Slack}=0$) där P_{Slack} och Q_{Slack} beräknas.
- *Lastbuss*, den vanligaste typen av buss med P_{Last} och Q_{Last} som indata där V_{Last} och δ_{Last} beräknas.
- *Spänningskontrollerad buss*, en buss där till exempel en generator eller transformator med lindningskopplare ansluts. P och V är kända där Q och δ beräknas.

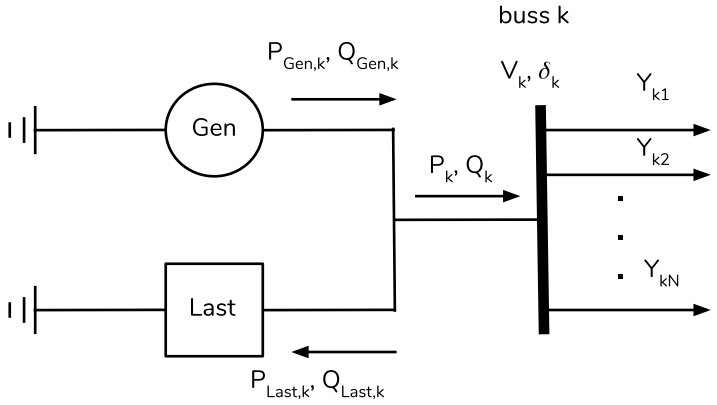
I denna studie används enbart slackbussar och lastbussar vid beräkningar av effektflödesproblemet då studien enbart inkluderar en spänningsnivå samt inte tar hänsyn till balansering av elnätet.

I figur 3.1 illustreras ett enlinjediagram med effektflödena vid en *buss k* i ett system med N antal bussar. En last som konsumerar aktiv och reaktiv effekt ($P_{Last,k}$, $Q_{Last,k}$) och en generator som producerar aktiv och reaktiv effekt ($P_{Gen,k}$, $Q_{Gen,k}$) är anslutna till buss k. Nettot av den aktiva och reaktiva effekten (P_k, Q_k) som passerar buss k in i systemet beskrivs av

$$P_k = P_{Gen,k} - P_{Last,k} \tag{3.3}$$

$$Q_k = Q_{Gen,k} - Q_{Last,k} \tag{3.4}$$

Ledningarna mellan buss k och de andra bussarna i systemet har kända admittanser, ledningsförmågor, Y_{kn} och vinklar (θ_{kn}), men okända spänningar (V_n) och fasvinklar för spänningen (δ_n).



Figur 3.1. Enlinjediagram över en buss k i ett system med N bussar ansluten till en produktion ($P_{Gen,k}$, $Q_{Gen,k}$) samt en last ($P_{Last,k}$, $Q_{Last,k}$) (med inspiration från [71]).

Från ovanstående definitioner härleds effektflödesekvationerna med hjälp av Kirchoffs lagar [54]:

$$P_k = |V_k| \sum_{n=1}^{N} |Y_{kn}||V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \tag{3.5}$$

$$Q_k = |V_k| \sum_{n=1}^{N} |Y_{kn}||V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \tag{3.6}$$

Det är för att lösa problemet med de två okända variablerna, spänning och fasvinkel, som slackbussen introduceras. Eftersom slackbussen har känd spänning, samt obegränsad möjlighet att leverera och absorbera aktiv och reaktiv effekt från elnätet, finns det *2(N-1)* ekvationer kvar att lösa med lika många okända variabler [54]. För att lösa samtliga ekvationer används iterativa metoder. Den mest kraftfulla för detta är Newton-Raphsons metod [72]. I effektflödesberäkningar kan de okända spänningarna identifieras som rötterna till *mismatch-ekvationerna:*

$$\Delta P_k = P_k - |V_k| \sum_{n=1}^{N} |Y_{kn}||V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \tag{3.7}$$

$$\Delta Q_k = Q_k - |V_k| \sum_{n=1}^{N} |Y_{kn}||V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \tag{3.8}$$

Vid antagandet att buss 1 är *slackbussen* med startgissningen $(\delta^0, |V^0|)$, i denna studie (0, 10.8 kV), kan ekvationerna lösas genom att upprepa den iterativa ekvationen

$$\begin{pmatrix} \delta^{k+1} \\ |V|^{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \delta^{k+1} \\ |V|^{k+1} \end{pmatrix} - J^{-1}(\delta^{k+1}, |V|^{k+1}) \begin{pmatrix} \Delta P_k(\delta^k, |V|^k) \\ \Delta Q_k(\delta^k, |V|^k) \end{pmatrix} \tag{3.9}$$

med hjälp av ekvationerna nedan tills att mismatch-ekvationerna nått en given toleransnivå.

$$\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} \delta \\ V \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_N \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{pmatrix} \tag{3.10}$$

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{pmatrix} \tag{3.11}$$

3.2 Geografisk kartering

Avsnittet beskriver användningsområden för geografiska informationssystem samt tillvägagångssätt för den geografiska analysen.

3.2.1 Geografiska informationssystem (GIS)

En utförlig geografisk analys är en viktig komponent i förarbetet för kostnadseffektiva och väl presterande solcellsparksprojekt. Generellt måste denna analys ta hänsyn till beslutskriterier och restriktionsfaktorer, se avsnitt 2.5.2, för att bedöma om marken lämpar sig för en solcellspark. För att göra denna analys är geografiska informationssystem (GIS) ett lämpligt verktyg. En fördel med GIS-baserade metoder är att de är detaljerade, replikerbara över stora regioner och kan automatiseras [42].

GIS är ett datorverktyg som kan användas för analys, lagring och hantering av rumslig data. Det kan användas på flera sätt för att finna lämpliga platser för solcellsparker utifrån en stor mängd information genom att bland annat identifiera:

- Platser med hög solinstrålning och låga temperaturer.

- Orientering, lutning och skuggning hos dessa platser.
- Avstånd till infrastruktur som vägar, bebyggelse och elnät.
- Inverkan på miljö, infrastruktur och samhälle.
- Skyddade områden som ej lämpar sig för solcellsparker [42].

3.2.2 Geografisk analys

För att identifiera lämpliga platser utifrån förutbestämda kriterier är den vanligaste metoden *multikriterieanalys* (MCA). I MCA kan komplexa problem med flera variabler sammanställas vilket bland annat kan användas som beslutsunderlag vid planering av energisystem [73] [74]. Det finns framförallt tre tillvägagångssätt som MCA används på. Det första utgår från att sätta begränsningar och utforma platskriterier genom att applicera dem på ett *booleskt vis*, där en plats klassificeras som antingen sann eller falsk och därmed exkludera ej lämpliga platser. Det andra tillvägagångssättet är att använda *multikriteriebeslutsanalys* (MCDA). I denna metod ges varje plats en poäng utifrån lämplighet och de viktas sedan mot varandra. Det tredje tillvägagångssättet är att kombinera de två metoderna [75]. I denna studie används MCA med ett booleskt tillvägagångsätt.

4. Metod

Metodkapitlet inleds med avsnitt 4.1 genom att förklara litteraturstudien. Vidare behandlas i avsnitt 4.2, 4.3, 4.4 de intervjuer samt studie- och konferensbesök som gjorts. Datan som använts för fallstudien presenteras i avsnitt 4.5. I detta avsnitt presenteras även tillvägagångssättet för simulering av elnät, geografisk kartering samt hur resultaten sammanställts.

4.1 Litteraturstudie

Litteraturstudien gjordes för att få en övergripande bild av solcellssystem och den bakomliggande teknologin, hur utbyggnaden har sett ut i Sverige och internationellt samt vilka effekter det kan komma att ge elnätet. Även problem och möjligheter beträffande etablering av vindkraft studerades eftersom denna teknik har genomgått en liknande process som solcellsparker troligen kommer att göra. En sammanställning av de rapporter som ingick i litteraturstudien återfinns i tabell 4.1.

Tabell 4.1 Sammanställning av litteraturstudien.

Titel	**Författare (år)**
100 procent förnybart 2040	Svensk vindenergi (2018)
Elnätsanslutning av vindkraft till lokal-, region- och stamnätet.	Energimyndigheten (2007)
Markanvändningen i Sverige	SCB (2019)
National Survey Report of PV Power Applications in Sweden	Lindahl m.fl. (2019)
Utbyggnad av solel i Sverige	Energiforsk (2017)
Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants	International Finance Corporation (2015)
Vindkraftshandboken	Boverket (2009)
Solar PV power plant site selection: A Review	Hassan Z. Al Garni & Anjali Awasthi (2018)

4.2 Intervjuer

I denna studie har flertalet intervjuer med olika aktörer genomförts med syfte att ge en bredare förståelse kring utbyggnaden av solcellsparker. Intervju är en metod som lämpar sig väl om de som intervjuas anses vara experter på ett specifikt område från vilka kunskap om specifik praxis eller erfarenheter hämtas [76]. Att prata med flera olika

aktörer ansågs ge en mer nyanserad bild kring vilka parametrar som anses viktiga att ta hänsyn till. Aktörerna som valdes ut var representanter från elnätsbolag, företag inom solcellsbranschen, Energimyndigheten, Ei, ägare av solcellssystem och stadsplanerare. Tabell 4.2 ger en sammanställning av genomförda intervjuer. Intervjuerna genomfördes utifrån semistrukturerad intervjuteknik. Ett antal förbestämda frågor och diskussionsämnen av öppen karaktär användes som guide i samtalet, vilka återfinns i Bilaga B-D.

Tabell 4.2. Sammanställning av intervjuer och telefonintervjuer.

Respondent(er)	**Företag/Myndighet**	**Position**	**Datum**	**Varaktighet**
Anders Mannikoff Thomas Erikson	Herrljunga Elektriska	vd Elnätschef	2019-08-21	50 min
Ulf Näslund	Vasakronan AB	Teknikutv.chef	2019-08-23	50 min
Johan Paradis	Paradisenergi AB	vd	2019-08-27	1h 10 min
Kristina Starborg	Uppsala kommun	Utvecklings-ledare	2019-08-30	1h
Arvid Olofsson	Save-By-Solar Sweden AB	Projektingenjör	2019-09-04	1h 15 min
Anders Hollinder	Uppsala kommun	Energistrateg	2019-09-10	1h
Jerker Sidén Karin Alvehag Johan Roupe	Ei	Analytiker Analytiker Analytiker	2019-09-11	55 min
Sara Grettve Tobias Walla	Energimyndigheten	Handläggare Handläggare	2019-09-12	45 min
Caroline Hildahl Per Nordström	Jämtkraft AB	Projektledare Projektledarstöd	2019-09-23	1h 20 min
Maja Sallander	Herrljunga kommun	Stadsplanerare	2019-10-15	35 min
Tobias Walla	Energimyndigheten	Handläggare	2019-11-13	45 min
Johan Lindahl	Svensk Solenergi	Talesperson	2019-11-28	1 h

4.3 Studiebesök

Under projektet genomfördes tre studiebesök - två hos Herrljunga Elektriska AB[5] i Herrljunga och ett hos Jämtkraft AB i Östersund. Under det första studiebesöket hos Herrljunga Elektriska gavs möjlighet att ställa frågor om Herrljungas elnät och deras verksamhet. En rundvandring på kontoret samt en biltur runt Herrljunga för att se det nuvarande elnätet gjordes också. Under det första studiebesöket slöts även sekretessavtal gällande överlämning och hantering av data med hänsyn till GDPR som användes vid fallstudien. Det andra studiebesöket gjordes för att återlämna data och presentera examensarbetet.

Syftet med studiebesöket på Jämtkraft AB var att se byggandet av en faktisk solcellspark samt ställa frågor och ta del av erfarenheterna som de hade fått under projektets planeringsfas. En sammanställning över samtliga studiebesök återfinns i tabell 4.3.

Tabell 4.3. Sammanställning av studiebesök.

Företag	**Kontaktpersoner**	**Position**	**Datum**
Herrljunga Elektriska AB	Anders Mannikoff Thomas Erikson	vd Elnätschef	2019-09-03
Jämtkraft AB	Caroline Hildahl Per Nordström	Projektledare Prjektledarstöd	2019-10-23
Herrljunga Elektriska AB	Anders Mannikoff Thomas Erikson	vd Elnätschef	2019-11-25

4.4 Konferenser

Arbetet involverade två deltagande vid konferenser i syfte att träffa personer från solcellsbranschen, identifiera deras bild på möjligheter och utmaningar med solcellsparker samt få en aktuell bild av solcellsmarknaden. Solforum, som arrangerades av Energimyndigheten hade som fokus att belysa elnätsområdet. Svenska Solelmässan, som arrangerades av Energikontoret i Mälardalen, STUNS Energi, Uppsala kommun och Svensk Solenergi, är en mässa om energi- och miljöteknik med fokus på solel, energilagring och framtidens energisystem. En sammanställning av konferenserna återfinns i tabell 4.4.

[5] Hädanefter kallat *Herrljunga Elektriska.*

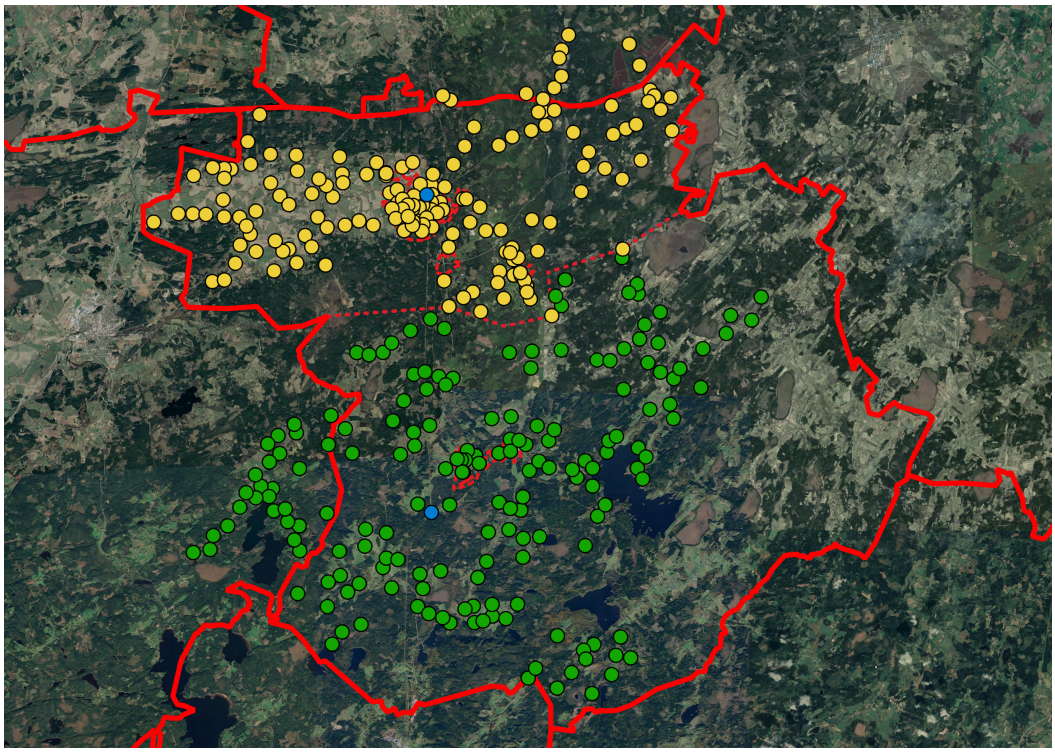
Tabell 4.4 Sammanställning av konferenser.

Evenemang	Arrangör(er)	Datum	Plats
Solforum	Energimyndigheten	2019-10-08 − 2019-10-09	Göteborg
Svenska Solelmässan	Energikontoret i Mälardalen, STUNS Energi, Uppsala kommun och Svensk Solenergi	2019-10-29	Uppsala

4.5 Fallstudie

I detta avsnitt beskrivs hur fallstudien genomförts där förklaring ges för; fallstudieobjektet, använd data, den beräknade solelproduktionen samt hur elnätssimuleringen och den geografiska karteringen utförts.

Herrljunga Elektriskas elnät och Herrljunga kommun användes i detta arbete som fallstudie för implementering av solcellsparker. Herrljunga Elektriska är ett kommunägt elnätsbolag med cirka 5000 kunder och 349 nätstationer. Elnätet är ett lokalnät uppdelat i två elnät, ett för Herrljunga och ett för Ljung-Annelund. Vidare är elnäten uppdelade i två spänningsnivåer: 10,8 kV och 0,4 kV. Kommunen har en befolkning på cirka 9400 personer varav drygt hälften av dessa bor i kommunens största tätorter Herrljunga och Ljung-Annelund [77]. I figur 4.1 visas de två elnäten uppdelade genom den rödsträckade linjen i mitten av figuren. Det två elnäten matas från regionnätet (som ägs av Vattenfall), matningsstationerna illustreras genom de blå cirklarna. De gula cirklarna utgör nätstationer i Herrljungas elnät och de gröna utgör nätstationer i Ljung-Annelunds elnät. De blå cirklarna är matningsstationerna från regionnätet. Observera att varken Herrljunga eller Ljung-Annelunds elnät följer kommungränsen. De röda områdena runt Herrljunga och Ljung-Annelund utgör stadsbygd och verksamheter som används i analysen kring hur solcellsparkerna inverkar på stadsbygd respektive landsbygd [57]. Herrljunga kommun omfattar cirka 500 kvadratkilometer och landskapet är relativt flackt med små nivåskillnader. I kommunens nordvästra del dominerar jordbruksmarker. Resten av markerna växlar främst mellan öppna ängs- och hagmarker och partier med löv- och barrskog [77]. Nationellt sett är skog den dominerande marktypen och jordbruks-, ängs- och hagmarker utgör en mindre andel [78].



Figur 4.1. Illustration över Herrljungas kommungränser genom den röda heldragna linjen samt Herrljunga Elektriskas elnät där de gula cirklarna utgör nätstationer i Herrljunga och de gröna utgör nätstationer i Ljung-Annelund. De blåa cirklarna är matningsstationer till respektive elnät. Gränserna för stadsbygd visas som de rödstreckade inringade områdena.

4.5.1 GDPR och sekretessavtal

Den 25 maj 2018 började dataskyddsförordningen GDPR att gälla i Sverige och övriga länder i EU. I förordningen finns regler för hur företag ska säkerställa att de behandlar personuppgifter på ett korrekt sätt. Personuppgifter är all information som direkt eller indirekt kan knytas till en person som är i livet. Typiska personuppgifter är personnummer, namn och adress men även elektroniska identiteter kan räknas som personuppgifter om de kan knytas till en viss person [79].

I detta arbete har flera steg tagits för att leva upp till dataskyddsförordningen. För det första används endast aggregerade laster vid nätstationer för att ta bort möjligheten att härleda elanvändningen till en specifik kund. Utöver detta har ett skriftligt avtal mellan författarna och Herrljunga Elektriska tecknats för hur data ska hanteras och presenteras under och efter arbetet. Nätstrukturen hos Herrljunga Elektriskas elnät har i detta arbete ej redovisats. Istället presenteras endast nätstationer. Detta görs för att ingen obehörig ska få kännedom om hur kablar och ledningar är sammankopplade. Eftersom de flesta nätstationerna är synliga, det vill säga inte nedgrävda eller inneslutna i byggnader, ansågs dessa placeringar inte nödvändiga att undanhålla.

4.5.2 Data från Herrljunga Elektriska

För att genomföra effektflödesberäkningarna behövdes data över elnätets uppbyggnad. Herrljunga Elektriska tillhandahöll kabel- och ledningsdata i form av resistanser och induktanser, bussars kopplingar till varandra samt ledningarnas längder. Herrljunga Elektriskas elnät kunde, baserat på denna data, byggas upp för simulering. Mellan de två elnäten, Herrljunga och Ljung-Annelund, finns det kopplingar vilket innebär att nätet är maskat. Dessa kopplingar är dock öppna genom frånskiljare och kan därför ses som två separata elnät. Av denna anledning delades näten upp i simuleringarna för att efterlikna verkliga förhållanden i största möjliga utsträckning.

Herrljunga Elektriska tillhandahöll även lastdata i form av de aggregerade procentuella timvärdeslasterna för lokalnätet för samtliga nätstationer under 2018. En nätstation är en typ av transformator som i denna studie transformerar spänningen från 10,8 kV-nätet till 400 V, vilket är spänningsnivån för hushåll i Sverige. Även märkeffekten för dessa tillhandahölls för att kunna räkna ut den faktiska effekten i samtliga nätstationer. Eftersom de procentuella timvärdeslasterna är angivna i aktiv effekt gjordes antagandet om en generell effektfaktor på 0,95 [80].

Några av mätvärdena för lasterna i Herrljunga-nätet under de första 2 veckorna av 2018 var högre än vid normala förhållanden. Detta berodde enligt Thomas Erikson, elnätschef på Herrljunga Elektriska, på felmätning vid en av nätstationerna. På grund av detta kan inte korrekta effektflöden beräknas för dessa veckor [57].

4.5.3 Solelproduktion

Solinstrålningsdata för 2018 hämtades från solinstrålningsmodellen STRÅNG som är utvecklad av Sveriges meteorologiska och hydrologiska institut (SMHI), Strålsäkerhetsmyndigheten och Naturvårdsverket [81]. Datan är modellerad på timbasis och har enheten W/m^2. Solinstrålningsdata för sju dagar saknades och redovisas i Bilaga E. För att datasetet skulle vara komplett över hela året adderades solinstrålning manuellt för de dagar där data saknades från närliggande dagar. Inom kommunens gränser görs antagandet om att samtliga marktyper antar samma solinstrålning i hela kommunen. Detta motiveras genom att denna parameter inte skiljer sig nämnvärt på en geografisk yta med storleken av Herrljunga kommun på årsbasis [44]. Solelproduktionen som genereras av solcellsystemet (P_{PV}) beräknas som

$$P_{PV} = A_{PV} G_T \eta_{eff} \eta_{sys} \tag{4.1}$$

där A_{PV} utgör den totala modularean [m^2] på solcellsanläggningen, varierande timvärden på solinstrålningen G_T [W/m^2], modulernas verkningsgrad η_{eff}, och systemets verkningsgrad η_{Sys} där förluster i växelriktare, kablage och smuts på modulerna inkluderas. Systemverkningsgraden sattes till 80 % och modulernas verkningsgrad sattes till 17 % [26]. Värdena på samtliga variabler presenteras i tabell 4.5.

Tabell 4.5. Variabler och korresponderande värden som användes vid uträkning av solelproduktionen för en 1 MW_p solcellspark.

Variabel	Värde
Storlek på solcellspark, P_{sys}	1 MW_p
Summa modularea, A_{PV}	5882 m^2
Modulernas verkningsgrad, η_{eff}	17 %
Solcellssystemets verkningsgrad, η_{Sys}	80 %

4.5.4 Geografisk data

Geografisk data från Herrljunga Elektriska, Herrljunga kommuns översiktsplan och Lantmäteriets GSD-Fastighetskartan användes för att identifiera möjliga områden för solcellsparker. Datan levereras i koordinatsystemet SWEREF 99 TM och höjdmodellen som används är RH2000. Kvalitén av markdata är vanligtvis hög för större ytor, till exempel tät skog, öppet vatten, plöjd åker och bebyggelse. Kvalitén är däremot lägre för markslag som är svåra att skilja från varandra. Detta gäller bland annat sankmark och vegetationstäckta vattenytor eller odlad och öppen mark. Även gradvisa övergångar i markslag som glesnande trädskikt kan påverka datakvalitén [82].

Herrljunga Elektriska tillhandahöll geografiska koordinater för nätstationerna i deras elnät. Från Herrljunga Kommuns översiktsplan hämtas markdata för kommunen. Denna data inkluderar lokala mål och strategier för markanvändning samt en detaljerad uppdelning av användningsområden för mark. Geografisk data som används i översiktsplanen är i vissa fall hämtad från andra aktörer, bland annat SGU (Sveriges geologiska undersökning), Skogsstyrelsen, Länsstyrelsen och Lantmäteriet. Från Lantmäteriet hämtas data för byggnader vilken är framtagen av både dem själva och Sveriges kommuner. Samtlig data och var de hämtats från redovisas i tabell 3.6 [82].

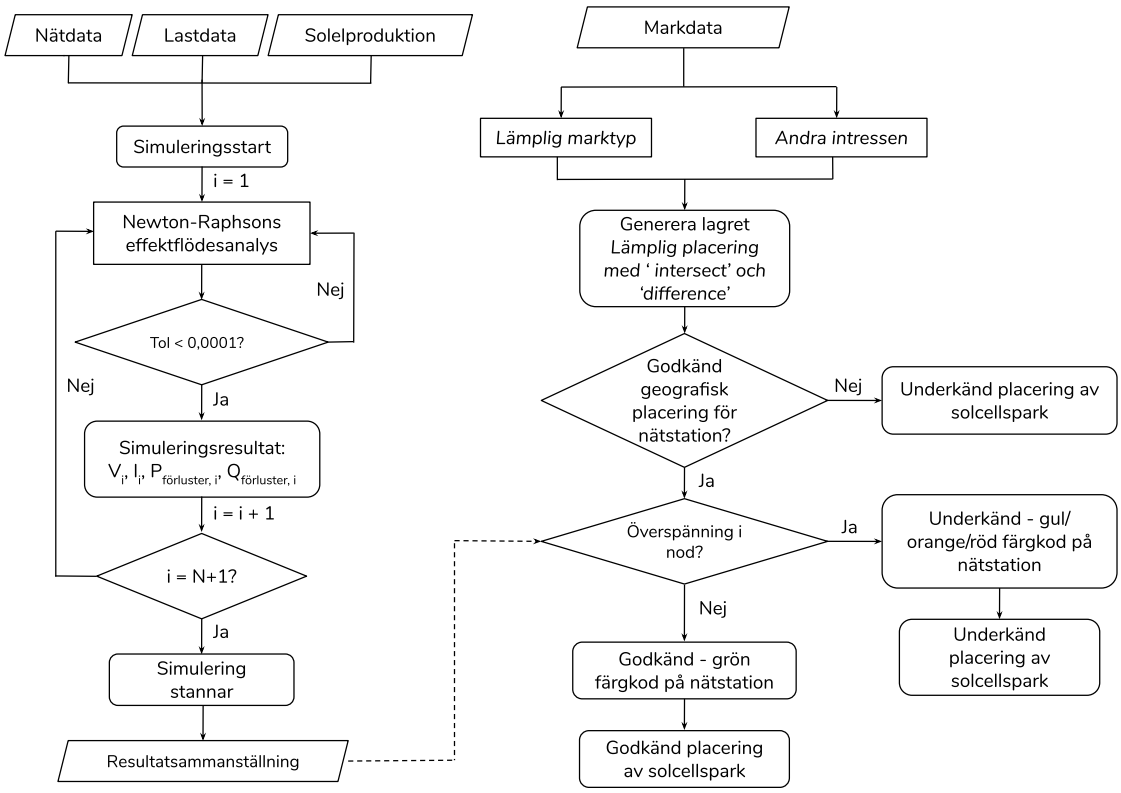
Tabell 4.6. Geografiska koordinater för Herrljunga Elektriskas nätstationer, markdata från Herrljunga kommuns översiktsplan och byggnadsdata från Lantmäteriets GSD-Fastighetskarta [77] [82].

Data	Beskrivning	Innehåll
Nätstationer	Herrljunga Elektriskas elnätsdata	*Geografiska koordinater för nätstationernas placering.*
Användningskarta	Herrljunga kommuns områdesanvändning	*Redovisar befintlig och föreslagen mark- och vattenanvändning i kommunen.*
Hänsynskarta	Herrljunga kommuns hänsynstagande till riks- och allmänintressen	*Kan handla om övergripande mål, natur- och kulturvärden, hälsa och säkerhet samt försvarets intressen.*
Byggnader	Lantmäteriets fastighetskarta	*Innehåller byggnadsgeometri för bostäder, verksamheter, samhällsfunktion etc.*

4.5.5 Simulering av Herrljunga Elektriskas elnät

För effektflödesberäkningar användes en Matlab-modell utvecklad av Widén [54]. Modellen utgår från ekvationerna beskrivna sektion i 3.1.4. Justeringar och tillägg i modellen gjordes för att hämta och hantera lastdatan som tillhandahölls av Herrljunga Elektriska. Simuleringen genomför iterationer tills en feltolerans i missmatch-ekvationerna (se ekvation (3.7) och (3.8)) har uppnåtts, vilken i denna studie sattes till 0,0001. Denna feltolerans är en avvägning mellan precision och antal iterationer. En lägre feltolerans innebär högre precision men längre simuleringstid och vice versa.

En solcellspark placeras vid en nätstation i taget och dess påverkan simuleras för elnäten Herrljunga och Ljung-Annelund. Solcellsparken ansluts endast vid bussar med en nätstation eftersom det krävs en transformering av spänningen vid inmatning från solcellsparken till elnätet. Elproduktionen från solcellsparken beräknades enligt metodiken i 4.5.3 och adderas som aktiv effektproduktion vid den aktuella nätstationen. Efter simuleringen flyttas solcellsparken till en annan nätstation och simuleringen återupprepas. Detta görs tills att solcellsparken har placerats vid samtliga nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät. Ett flödesschema över hur detta genomfördes återfinns på vänstersidan av figur 4.2.



Figur 4.2. Flödesschema över metodiken som använts vid generering av godkända placeringar av solcellsparker genom elnätssimulering och geografisk kartering. Vänstersidan av figuren förklarar hur elnätssimuleringen har gått till i Matlab baserat på indata i form av nätdata, lastdata och solelproduktion. Högersidan av figuren beskriver hur QGIS har använts för att illustera resultaten från elnätssimuleringen samt ta fram godkänd placering av solcellsparker.

Resultaten, som genererades på timbasis från effektflödessimuleringarna, var strömstyrka, aktiva- och reaktiva effektförluster samt spänning vid samtliga bussar i elnätet. Maximal strömstyrka utvärderades mot märkströmmar för kablar och ledningar. Spänningarna utvärderas och analyseras därefter baserat på tolererad spänningsnivå, vilket i detta arbete är satt till ± 3 % av den nominella spänningen på 10,8 kV [57] [22]. Om de aktiva effektförlusterna i ursprungsnätet var större än i elnätet med en solcellspark installerad benämndes detta som *nätnytta.*

Några av nätstationerna i Herrljunga elektriskas nät har dubbla uppsättningar transformatorer och ledningar med olika egenskaper som till exempel märkeffekt och märkström. I Matlab-modellen tas dessa bort eftersom Newton-Raphsons metod endast beräknar effektflöden i och mellan enskilda nätstationer och ledningar. De berörda nätstationerna återfinns i Bilaga F.

Veckan med högst beräknad solelproduktion under 2018, vecka 27, simulerades. Den modellerade solinstrålningsdatan för vecka 27 var komplett och påverkades inte av missade datum beskrivna i Bilaga E. Veckan med högst ackumulerad solinstrålning

valdes eftersom de maximala produktionsförhållandena undersöktes. För solcellssystem sker maximal produktion under sommaren samtidigt som lasten är lägre under denna tid på året [83]. Eftersom lastdata för vecka 27 användes påverkar inte felmätningen av en av nätstationerna under de två första veckorna av 2018 resultaten, beskrivet i avsnitt 4.5.2. De storlekar på solcellsparker som simluerades i denna studie var 1 MW_p, 3 MW_p och 5 MW_p. Det är inom detta intervall som de flesta solcellsparker i Sverige har byggts. Större storlekar ansågs ej rimliga att ansluta eftersom det endast är enstaka ledningar i Herrljunga Elektriskas elnät som klarar av att transportera en effekt på 5 MW eller högre.

4.5.6 Applicering av simulering i GIS

Resultaten från simuleringarna kopplas ihop med nätstationernas geografiska position. Varje nätstation färgkodades utefter dess spänningsnivån samt inverkan på övriga nätstationers spänningsnivåer. Vid de nätstationer där en solcellspark inte ger upphov till en otillåten överspänning (över 3 % av den nominella spänningen), i varken den anslutna noden eller någon annan nätstation i elnätet, görs ytterligare analys utifrån de geografiska förutsättningarna. I denna studie används MCA genom att göra en markanvändningsanalys där marktyper klassificeras, i två marklager, som antingen ‘lämplig marktyp’ eller ‘andra intressen’, i enlighet med tabell 4.7.

Tabell 4.7. Marktyperna som används för lagren ‘lämplig marktyp’ och ‘andra intressen’ uppdelad efter om de återfinns i användningskartan eller hänsynskartan i Herrljunga kommuns översiktsplan.

	Användningskarta	***Hänsynskarta***
Lämplig marktyp	*Betesmark*	
	Markytor - Öppen mark	
Andra intressen	*Verksamheter*	*Naturreservat*
	Landsbygd (by och LIS)	*Natura 2000*
	Tätort (stadsbygd)	*Riksintresse - kulturmiljövård*
	Vindbruk	*Försvarsmaktens riksintresse*
	Vägar	*Totalförsvarets riksintresse*
	Naturvärden	

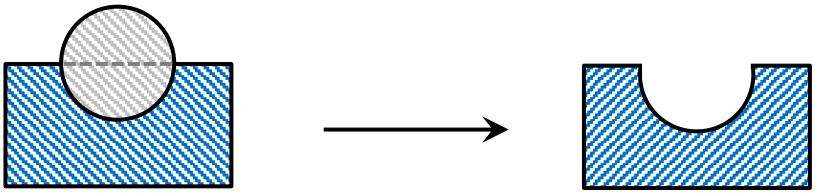
Betesmarker anses i detta arbete som ‘lämplig marktyp’ eftersom djur kan fortsätta beta trots att en solcellspark är etablerad på betesmarken, vilket berörs i avsnitt 2.5.2. *Öppna*

markytor anses som ‘lämplig marktyp’ eftersom det är mark som inte hindrar solcellparkers förmåga att producera elektricitet på grund av exempelvis skuggning. För vidare information kring var betesmarker och öppen mark finns i Herrljunga kommun hänvisas till Herrljungas översiktsplan [77].

Naturvärden beskrivs i Herrljungas översiktsplan som nyckelbiotoper, skyddsvärda träd, ängs- och betesmarker samt våtmarksinventering. Kommuner och länsstyrelser får enligt 7 kap 4 § MB (1998:808) benämna ett område som *naturreservat* ifall det är ett mark- och vattenområde i syfte att bevara biologisk mångfald, vårda och bevara värdefulla naturmiljöer eller tillgodose behov av områden för friluftslivet. *Natura 2000* är ett nätverk av skyddade områden i EU med syftet att ur ett EU-perspektiv bevara och skydda den biologiska mångfalden. Av denna anledning är det därför olämpligt att bygga solcellsparker här. Alla dessa områden är också av riksintresse enligt 7 kap 4 § och 7 kap 27–29 § MB (1998:808) [77].

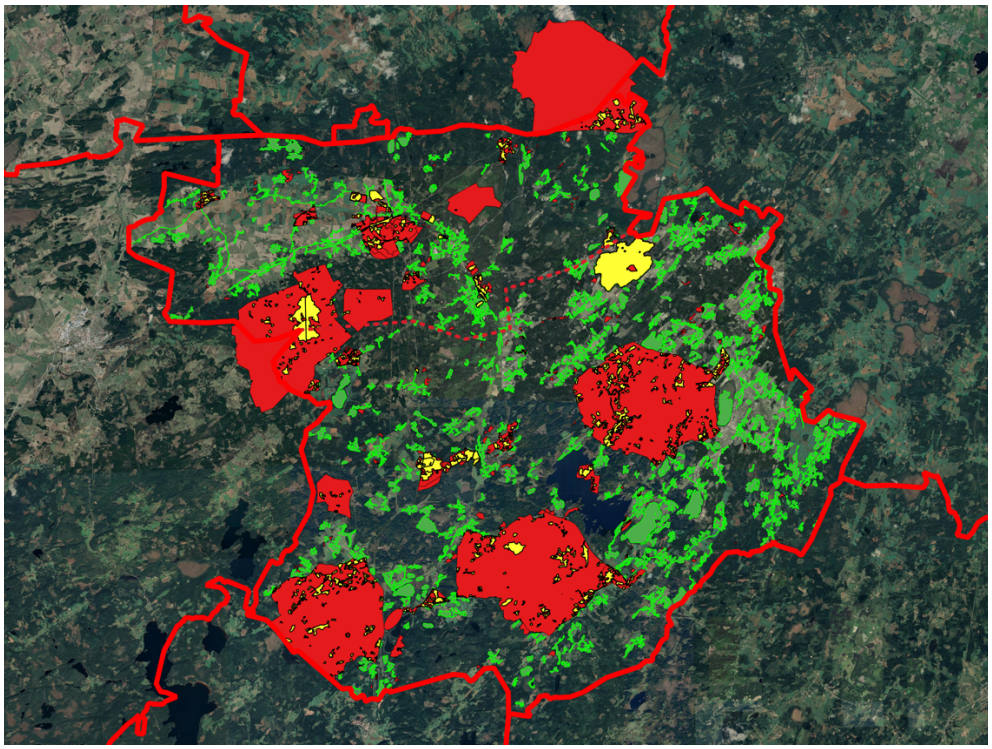
Herrljunga är en gammal kulturbygd med rik historia. Det som vittnar om detta är bland annat många lämningar från sten-, brons- och järnåldern. Riksintresse för att bevara dessa går under benämningen *kulturmiljövård*. Gällande *försvarsmaktens* och *totalförsvarets riksintresse* finns bland andra övriga influensområden och Remmene skjutfält som skyddas av dessa intressen. *Tätort* anses som olämplig placering för solcellsparker eftersom dessa områden inkluderar fastigheter inom Herrljunga och Ljung-Annelund där bebyggelse redan existerar och redan är etablerade områden. Gällande *Landsbygd* motiveras detta av samma anledning som för *tätort*. Att bygga en solcellspark nära *byggnader* anses olämpligt och ett minsta avstånd från byggnader sattes till 100 meter. Områden för landsbygdsutveckling i strandnära områden (*LIS-områden*) ansågs också olämpliga. Herrljunga kommun gjorde en plan för *vindbruk* 2011 [77]. Då områdena för *vindbruk* redan är förutbestämda för vindkraft anses de olämpliga för solcellsparker. Däremot skulle det kunna vara möjligt att etablera en solcellspark i kombination med vindkraftsparker vid ett senare skede då en kombination av dessa elproduktionskällor har uppvisat synergieffekter, att sol- och vindkraft producerar el vid olika tillfällen [47]. Vägar är ej möjliga att bygga på och därmed sattes ett minsta avstånd från väg till 10 meter.

I GIS-verktyget QGIS beräknades var ’lämplig marktyp’ och ’andra intressen’ överlappades genom att använda GIS-funktionen *‘intersect’*. De överlappande områdena togs därefter bort från ’lämplig marktyp’ genom GIS-funktionen *’difference’*. Det nya marklagret, med kravet att anta en storlek över 20 000 m^2 för en 1 MW_p solcellspark, benämndes ’*lämplig placering’,* illustrerat i figur 4.3. Om en markyta ingick i marklagret ‘lämplig placering’ samt var i närheten av en godkänd nätstation baserat på elnätsanalysen ansågs det vara en ‘*godkänd placering’*, vilket närmare beskrivs till höger i figur 4.2.



Figur 4.3 Illustration av hur marklagret 'lämplig placering' genereras från marklagren 'lämplig marktyp' (blå rektangel) och 'andra intressen' (grå cirkel) i GIS.

Figur 4.4 visar applicering av lagren beskrivna i tabell 4.7. Kartans röda områden utgörs av 'andra intressen' och de gröna områdena representerar lagren för 'lämplig placering'. De gula områdena är de överlappande områdena för 'lämplig marktyp' och 'andra intressen'.



Figur 4.4. Framställande av godkända ytor för geografisk kartering. Grön färg indikerar 'lämplig placering', röd färg 'andra intressen' och gul färg indikerar överlappningen mellan 'lämplig marktyp och 'andra intressen'.

4.5.7 Sammanställning av resultat

Resultaten från effektflödesssimuleringarna och karteringen i GIS kombinerades. En passande placering för en solcellspark var ifall nätstationen var godkänd ur elnätsperspektiv samtidigt som ytan vid nätstationen klassades som 'lämplig placering'. För att undersöka om en solcellspark lämpar sig bättre i vissa delar av Herrljunga kommun gjordes en indelning av nätstationer inom stadsbygd respektive landsbygd. Dessa områden beskrivs i mer detalj i avsnitt 4.5. För respektive område beräknades överspänningar, överströmmar och nätnytta vilket förklaras i avsnitt 4.5.5.

5. Resultat

I avsnitt 5.1 beskrivs olika aktörers arbete och syn på solcellsparker, hur de resonerar kring lämpliga markytor, utmaningar med elnätsanslutning, investeringsunderlag och kostnader samt förväntad framtid för solcellsparker. I avsnitt 5.2 presenteras resultaten från fallstudien, effektflödessimuleringarna och den geografiska karteringen för solcellsparker med en installerad effekt på 1 MW_p, 3 MW_p och 5 MW_p. Därefter presenteras lämpliga geografiska områden och nyckeltal kopplade till fallstudien följt av hur en möjlig solbruksplan kan komma att se ut.

5.1 Solcellsparker i en svensk kontext

I detta avsnitt presenteras resultatet av intervjustudien.

5.1.1 Bestämmande av lämpliga markytor

En utmaning med identifiering av lämplig mark är att den kan vara värdefull för andra användningsområden, exempelvis jordbruk eller utbyggnad av fastigheter. I Uddevalla blev detta tydligt när en mindre markbaserad solcellsanläggning byggdes på jordbruksmark. Byggnationen mötte politiskt motstånd och löstes genom att låta får beta på marken [84]. Marktyper som ansetts särskilt lämpliga är avfallsanläggningar och deponier. Detta eftersom de ofta är förorenade och inte kan användas till annat samt finns i de flesta kommuner [85] [86] [84]. Betesmarker och strimmor av mark nära vägar ses också som lämpliga marktyper [85]. Det händer att markägare erbjuder möjligheten att bygga solcellsparker på deras marker men huruvida dessa marker lämpar sig för solcellsparker varierar. Marker långt ifrån staden är inte lämpliga ur ett elnätsperspektiv och kan också vara negativt ur ett marknadsföringsperspektiv [46] [85] [84].

Marker nära bebyggelse och i detaljplanerat område anses ofta som olämplig för solcellsparker, men kan i vissa fall bli aktuella. I Uppsala och Östersund ägde fastighetsbolag marker som var outnyttjade och som därför ansågs lämpliga att bygga solcellsparker på [46] [53]. Bygget i Östersund försenades dock av en naturvärdesinventering där en fridlyst orkidé upptäcktes [53]. Vasakronan har undersökt restvärdet i att montera ned solcellsparken och sälja solcellsmodulerna, alternativt att använda dem på deras egna befintliga byggnader. Detta om fastigheten skulle bli aktuell för annan verksamhet [46].

5.1.2 Elnätsanslutning

Det råder idag osäkerhet kring kostnaden för elnätsanslutning av solcellsparker. Den huvudsakliga riktlinjen för anslutningsavgiften är att den ska vara skälig [87]. För elnätsägare är det dock inte självklart hur anslutningsavgiften ska prissättas. Elnätsbolag har idag rätt att ta ut en avgift som motsvarar kostnaden för de elnätåtgärder som krävs för upprustning av elnätet. I vissa fall är det möjligt att ansluta en solcellspark utan

upprustning av elnätet men problem kan uppstå när en senare aktör vill ansluta. En utmaning för elnätsbolagen är hur kostnaden ska fördelas för nätanslutningar över tid. Vid vindkraftsutbyggnaden har en buffert använts, där kostnaden för nätförstärkningar fördelas över samtliga nätanslutningar. Denna metod underlättas också av möjligheten för elnätsbolaget att söka nätförstärkningslån från SvK [53] [57]. För att en nätförstärkningskostnad ska anses skälig ska elnätsbolaget kunna redovisa, exempelvis genom prognoser, hur framtida utbyggnation kommer att se ut. Utifrån detta system involveras Ei endast i fall där kostnaden för en anslutning anses vara för hög. I motsatt scenario, där en anslutningskostnad anses vara för låg involveras mest troligt inte Ei. Ur ett systemperspektiv kan detta vara problematiskt [87]. Detta är en anledning till att många elnätsbolag känner en osäkerhet kring utbyggnationen av solcellsparker och att istället marknadssidan är mer drivande [53].

Jämtkraft valde att ansluta sin 3 MW_p solcellspark till fyra nätstationer på mellanspänningsnätet för att därefter dra en 24 kV kabel 3 km till ett 40 kV ställverk. Denna kabel är dock inte endast avsedd för solcellsparken utan fungerar också som förstärkning i det befintliga nätet till Östersunds skidstadion. Beställning av solcellsparken medförde alltså andra investeringar vilket gjorde att en högre leveranssäkerhet kunde byggas in. Denna kostnad läggs inte på den enskilda kunden utan på elnätets samtliga kunder. Blir solcellsparkerna större i framtiden kommer de antagligen att behöva anslutas direkt till högre spänningsnivåer, på 40 eller 130 kV [53].

5.1.3 Investering i solcellsparker

Trots att en solcellspark är en relativt liten investering för exempelvis ett fastighetsbolag eller energibolag upplevs det som en osäker investering [46] [53] [88]. Detta kan vara en bidragande faktor till varför det idag främst varit kommunägda bolag och kommuner som har investerat i solcellsparker. Dessutom har kommuner ofta höga klimatmål och solcellsparker är en del i att uppnå dessa [53] [85]. En annan anledning kan vara att kommunernas riskbenägenhet och kalkylränta[6] skiljer sig från privata bolags. En investering på 100-tals miljoner i en känd teknik kan kännas säkrare än en investering på 10-tals miljoner i en för många mer okänd teknik [53].

Solcellsparker kan vara en lönsam investering med affärsmässig avkastning [46] [53]. Vasakronan insåg att deras solcellspark hade möjlighet att ge en affärsmässig avkastning med en kalkylränta på 5 %. Denna kalkylränta valdes på grund av att risken är relativt liten i förhållande till exempelvis kontorsbyggnad där en kalkylränta på 6,5 % används. Intäkterna från Vasakronans solcellspark kommer från att sälja den producerade elen till spotpris. Valet av affärsmodell motiverades av färre administrativa åtgärder till skillnad från exempelvis andelsägande, dock står Vasakronan för hela risken i investeringen i och med valet av denna affärsmodell. Kostnaderna för de olika delarna av projektet fördelas enligt 83 % till installation, 6 % i elnätsanslutning och resterande kostnader på 10 % vilket inkluderar förbrukningsmaterial, geoteknisk

[6] Även kallad *diskonteringsränta* som uttrycker avkastningskravet på investerat kapital.

undersökning, projektering samt drift och underhåll i fem år framöver. Det slutgiltiga priset är satt till 6300 SEK/kW. I dagsläget beskattas Vasakronans fastighet med ungefär 400 000 SEK årligen, trots att marken är outnyttjad. Denna kostnad kommer Vasakronan undgå på grund av att taxeringsvärdet för denna typ av kraftverksbyggnad utgår, vilket bidrar till en bättre investeringskalkyl [46].

Jämtkraft, å andra sidan, har valt att endast äga solcellsparken under byggnationen. Detta för att sedan överlåta ägandet till en driftförening med andelsägare som måste vara kunder hos dem. Kostnaden för andelarna är beräknade utifrån solcellsparkens faktiska kostnad samt drift och underhållskostnader för de första 10-15 åren. Därefter kommer det utgå en serviceavgift för drift och underhåll genom ett avdrag på avkastningen för varje andel. Andelsägandet och hur affärsmodellen skulle utformas var också det komplicerade i projektet, tekniken med en solcellspark är däremot relativt enkel. Kostnaden för det projektet fördelas enligt 80 % för installation, 7-8 % för anslutning och 12-13 % fördelas på markarbete, projektering, konsultarvode, intern arbetstid, geologisk undersökning etc. Det slutgiltiga priset beräknas bli 6500-7000 SEK/kW [53].

En motivering till att bygga en solcellspark, som flera aktörer ser det, är samhällsnytta i form av förnybar och lokal elproduktion [46] [53] [85]. Ifall en solcellspark inte ger den förväntade avkastningen ger det bra marknadsföring för företag och kommuner [46]. Möjligheten till att bidra med data till forskningen har flera aktörer diskuterat som ännu ett möjligt bidrag till samhällsnyttan [85] [84].

5.1.4 Framtid

Vad som troligen kommer att göra solcellsparker mer attraktiva i framtiden är lägre priser och kortare ledtider [89] [52]. Idag tar det mellan 8 till 12 månader från beslut om byggnation till färdigställd solcellspark. För att en solcellspark ska bli lönsam krävs det idag någon typ av premie utöver elpriset. Det finns flera affärsmodeller för detta. De som idag introduceras i högre utsträckning och förväntas växa i framtiden är affärsmodeller som PPA och andelsägande [51].

Det finns en oro inom solelsbranschen att det slopade investeringsstödet för solcellsanläggningar efter sista december 2020 kommer att minsta företags benägenhet i att investera i solcellssystem. Storskaliga projekt som solcellsparker förväntas dock inte drabbas lika hårt. Även möjligheten att överföra starkström mellan fastigheter är något som påverkar möjligheten för en snabbare utbyggnad av solcellsparker [52]. Detta är något som utreds av Ei för Vasakronans solcellspark. Orsaken är att en elbussdepå ska byggas som är i behov av extra effekt utöver det effektabonnemang de godkänts för [46].

5.2 Fallstudie

I detta avsnitt presenteras resultaten från fallstudien i form av elnätssimulering, geografisk kartering och analysexempel på solbruksplan.

5.2.1 Simulering av 1 MW_p solcellspark

I detta scenario anslöts en solcellspark på 1 MW_p, i tur och ordning, till nätstationerna i Herrljunga Elektriskas elnät. Andelen nätstationer med överspänning, överström och nätnytta i nätet presenteras i tabell 5.1. Resultatet visar att spänningen i nätstationerna inom stadsbygd för både Herrljunga och Ljung-Annelund aldrig överstiger referensspänning mer än 3 %. I Herrljunga-nätet blir det överspänningar i 8 % av fallen i nätstationerna på landsbygden och motsvarade siffra för Ljung-Annelund var 11 %. Det blir inga överströmmar för nätstationer i någon del av nätet för varken Herrljunga eller Ljung-Annelund. En solcellspark på 1 MW_p ger nätnytta vid samtliga fall inom stadsbygd i båda elnäten. På landsbygden genereras nätnytta i 22 % av fallen för Herrljunga och 20 % av fallen för Ljung-Annelund.

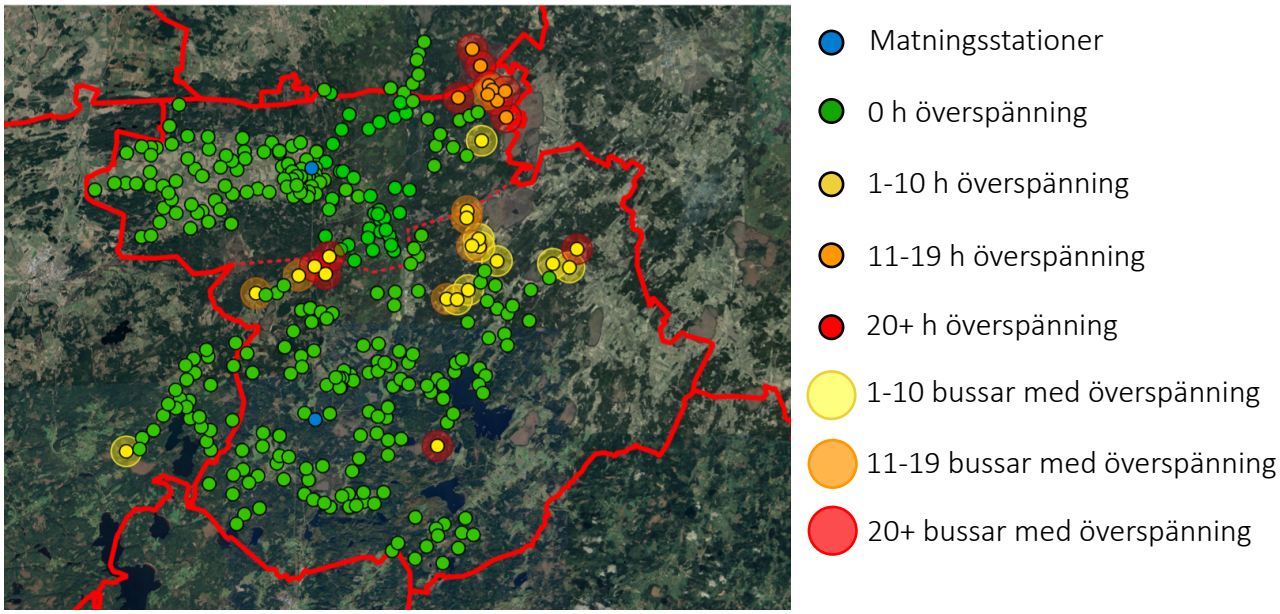
Tabell 5.1. Jämförande statistik mellan stadsbygd och landsbygd i Herrljunga och Ljung-Annelund med 1 MW_p solcellspark installerad med avseende på överspänning, överström och nätnytta.

	Herrljunga		**Ljung-Annelund**	
	Stadsbygd	**Landsbygd**	**Stadsbygd**	**Landsbygd**
Antal nätstationer	43	118	9	168
Överspänning	0 %	8 %	0 %	11 %
Överström	0 %	0 %	0 %	0 %
Nätnytta	100 %	22 %	100 %	20 %

Den geografiska spridningen och positioneringen av nätstationerna i elnäten för Herrljunga och Ljung-Annelund visas i figur 5.1. Samtliga nätstationer klassificerades efter dess maximala överspänning och resultaten exporterades till QGIS. Om en nätstation med en solcellspark gav upphov till 0 timmar överspänning i elnätet, under den vecka med högst solinstrålning 2018, ansågs det optimalt ur elnätsperspektiv och den färgkodades som grön. Om överspänningarna var mellan 1-10 timmar antog noden gul färg, 11-20 timmar orange färg och över 20 timmar röd färg. Om 1-10 bussar påverkades av den installerade solcellsparken fick den omringande färgen gul. När solcellsparken gav upphov till 11-20 bussar med överspänning färgkodades den

omringande färgen orange och ifall över 20 bussar påverkades av solcellsparken fick den omringande färgen röd.

Figur 5.1 illustrerar att de största problemen med överspänning i detta fall främst inträffar i den nordöstra delen av Herrljunga kommun. Samtliga överspänningar inträffar i yttre delarna av landsbygdsnätet. Figuren illustrerar även att antal timmar som en nätstation genererar överspänning inte nödvändigtvis har ett samband med antalet bussar som påverkas. I detta scenario är 92 % av nätstationerna godkända att installera solcellsparker till ur ett elnätsperspektiv.



Figur 5.1. Karta över Herrljunga kommun där de gröna, gula, orangea och röda markörerna representerar nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät. Färgkodning på markörerna utgår från huruvida det blir överspänning i nätet när en 1 MW_p solcellspark ansluts till den aktuella nätstationen.

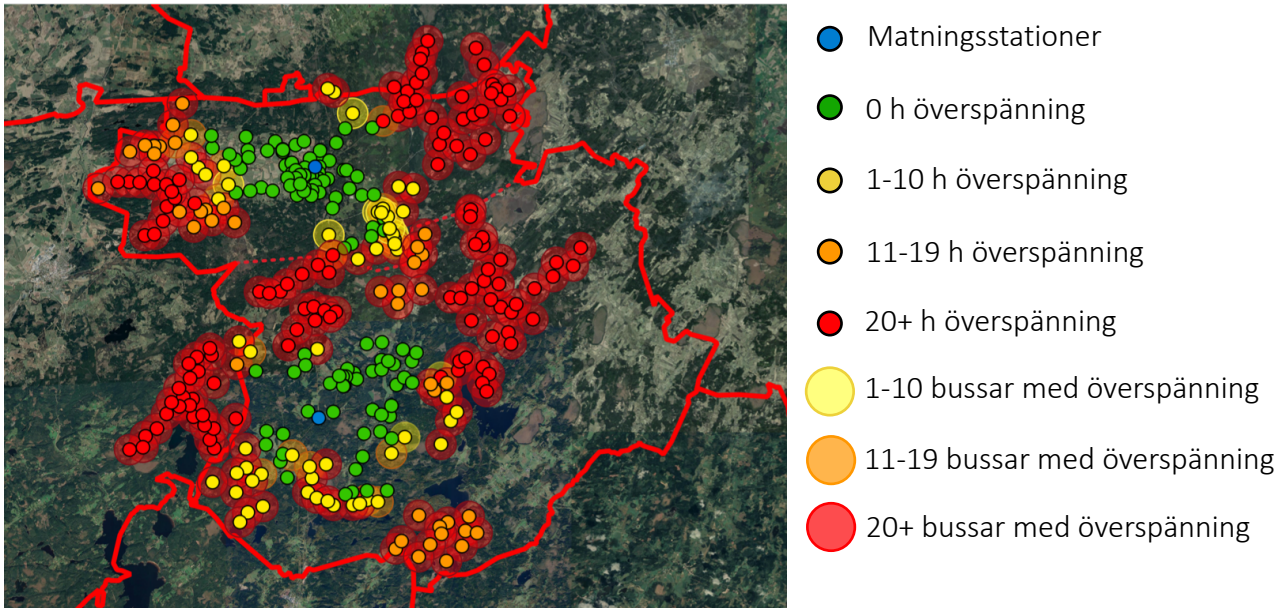
5.2.2 Simulering av 3 MW_p respektive 5 MW_p solcellspark

Andelen nätstationer med överspänningar, överströmmar och nätnytta vid anslutning av en 3 MW_p respektive 5 MW_p solcellspark presenteras i tabell 5.2. för Herrljunga och Ljung-Annelund. Det finns nätstationer som får problem med överspänningar inom stadsbygden för både en 3 och 5 MW_p solcellspark. För en 5 MW_p solcellspark är det däremot överströmmar som begränsar utbyggandet av solcellsparker inom stadsbygden.

Tabell 5.2. Jämförande statistik mellan stadsbygd och landsbygd i Herrljunga och Ljung-Annelund med en 3 MW_p respektive 5 MW_p (inom parantes) solcellspark installerad med avseende på överspänning, överström och nätnytta.

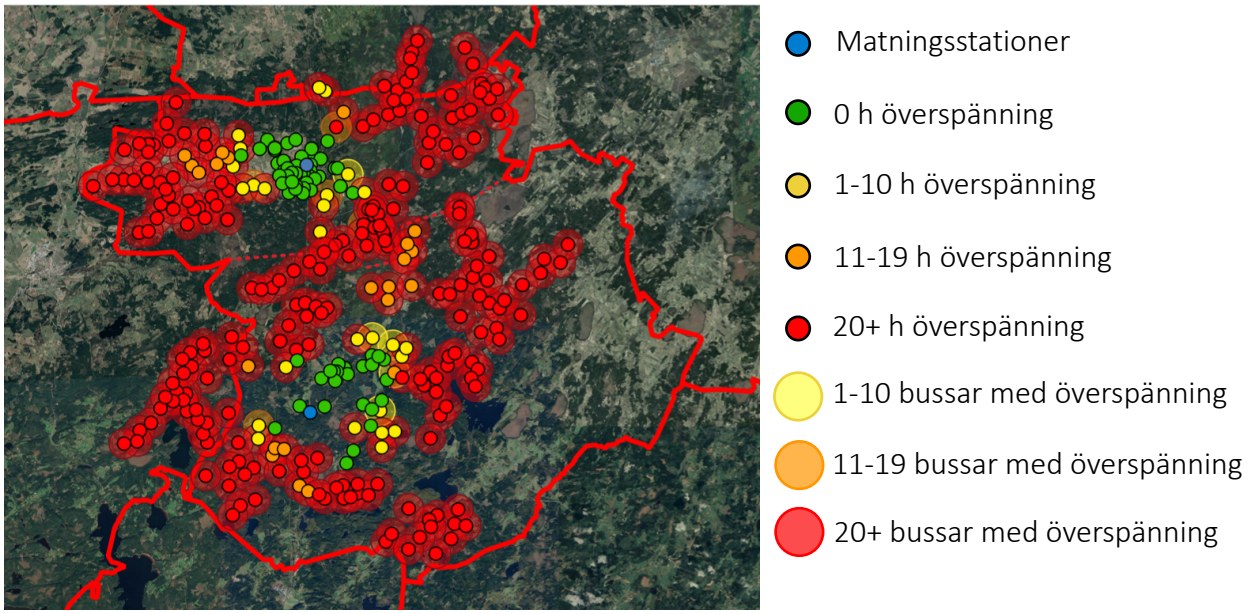
	Herrljunga		**Ljung-Annelund**	
	Stadsbygd	**Landsbygd**	**Stadsbygd**	**Landsbygd**
Antal nätstationer	43	118	9	168
Överspänning	14 % (19 %)	71 % (90 %)	0 % (0 %)	78 % (91 %)
Överström	9 % (35 %)	48 % (87 %)	0 % (22 %)	46 % (80 %)
Nätnytta	49 % (12 %)	3 % (0 %)	22 % (0 %)	0 % (0 %)

I figur 5.2 illustreras inverkan av en 3 MW_p solcellspark där totalt 34 % av nätstationerna, där 89 % i stadsbygden och 25 % på landsbygden antar godkända spänningsnivåer. De flesta nätstationer där en anslutning av en 3 MW_p solcellspark är möjlig utan överspänningar i elnätet ligger inom eller i närheten av stadsbygdsområdena. I nätstationerna på landsbygden innebär en anslutning många timmar med överspänningar samt flera påverkade bussar.



Figur 5.2: Karta över Herrljunga kommun där de gröna, gula, orangea och röda markörerna representerar nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät. Färgkodning på markörerna utgår från huruvida det blir överspänning i nätet när en 3 MW_p solcellspark ansluts till den aktuella nätstationen.

I figur 5.3 illustreras inverkan av en 5 MW_p solcellspark där totalt 21 % av nätstationerna, där 85 % i stadsbygden och 9 % på landsbygden antar godkända spänningsnivåer. Alla nätstationer där en anslutning av en 5 MW_p solcellspark är möjlig utan överspänningar ligger inom eller i närheten av stadsbygdsområdena. I de nätstationer som ligger på landsbygden skulle en anslutning innebära långa tidsperioder med överspänningar samt ett stort antal påverkade bussar.

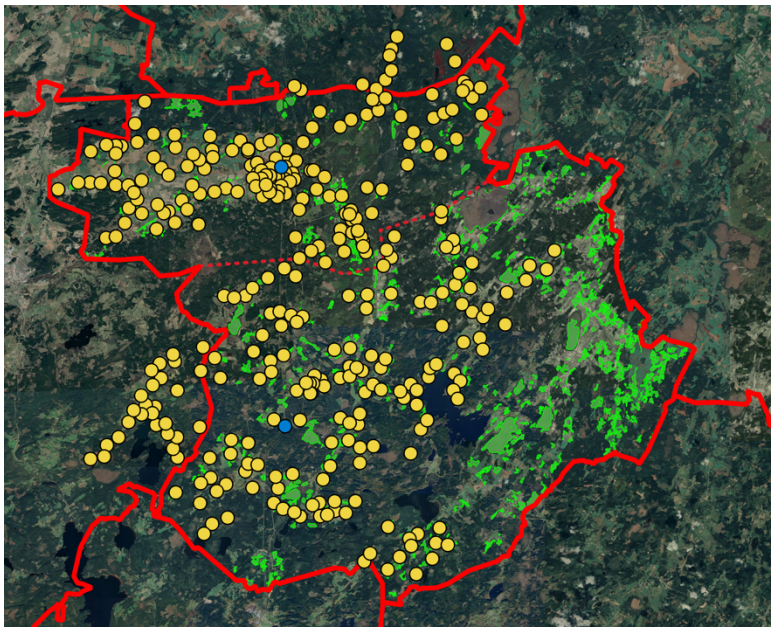


Figur 5.3: Karta över Herrljunga kommun där de gröna, gula och röda markörerna representerar nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät. Färgkodning på markörerna utgår från huruvida det blir överspänning i nätet när en 5 MW_p solcellspark ansluts till den aktuella nätstationen.

5.2.3 Geografiska aspekter

Den totala arean i Herrljunga kommun är cirka 512 km^2, exklusive sjöar och vattendrag. Lagret 'lämplig placering' för en 1 MW_p, 3 MW_p och 5 MW_p solcellspark motsvarar 8,6 %, 5,3 % respektive 3,9 % av kommunytan. Figur 5.4 visar att Herrljunga Elektriska inte har områdeskoncession i hela kommunen men att de också är koncessionsinnehavande elnätsbolag i delar utanför kommunen. Räknas enbart arean för 'lämplig placering' som innefattas av Herrljunga Elektriskas koncessionsområde inom kommunen blir den procentuellt möjliga arean att placera ut solcellsparker på 4,8 % av den totala ytan för en 1 MW_p solcellspark. Varje nätstation inom kommunen har då en area om cirka 78 000 m^2 som möjlig yta att bygga solcellsparker på[7].

[7] Detta beräknat utifrån de 313 nätstationer belägna innanför kommungränserna.



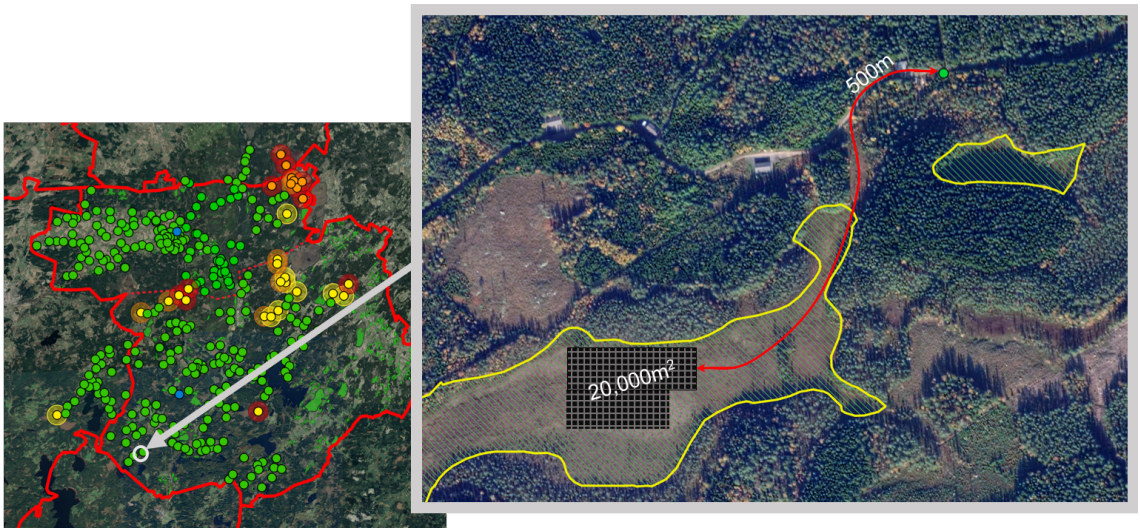
Figur 5.4. Illustration av lagret 'lämplig placering' inklusive samtliga nätstationer för en solcellspark på 1 MW_p.

5.2.4 Analysexempel från solbruksplan

I figur 5.5 visas en möjlig placering av en solcellspark på 1 MW_p utifrån resultaten i avsnitt 5.2.1 och 5.2.3. På denna yta är det möjligt att installera en solcellspark med hänsyn till både elnätssimulering och geografisk kartering. Avståndet till ytan, uppmätt med QGIS *measurement tool,* är cirka 750 meter från nätstationen. Elnätet är även tillräckligt starkt för att installera en solcellspark om 1, 3 och 5 MW_p då nätstationen ligger nära matningsstationen i Ljung-Annelund. Ur ett geografiskt perspektiv kan ytan ha en solcellspark på cirka 2 MW_p utan att göra förändringar på ytan. Däremot är marken inte lämplig för en solcellspark mycket större än 1 MW_p då skugga i södra delen av fältet kommer att täcka delar av en solcellspark större än 1 MW_p.

Figur 5.5. Exempel på godkänd nätstation från elnätssimulering och godkänd placering från geografiskt kartering för en 1 MW_p solcellspark.

Figur 5.6 visar en markyta som är möjligt att installera en solcellspark på 1 MW_p baserat på elnätets kapacitet. Däremot är det inte möjligt att upprätta en solcellspark eftersom markytan är ett riksintresse för Försvarsmakten. Ytans färg är gul vilket indikerar att det är en markyta som tillhör lagren ‘lämplig marktyp’ och ‘andra intressen’, se figur 4.3. Eftersom markytor av denna typ inte inkluderas i lagret ‘lämplig placering’ markeras de som ej lämplig placering i solbruksplanen, vilket förklaras närmare i avsnitt 4.5.6.



Figur 5.6. Exempel på godkänd nätstation från elnätssimulering men olämplig placering med ett geografiskt hänsynstagande för en 1 MW_p solcellspark.

6. Diskussion

I avsnitt 6.1 behandlas geografiska aspekter gällande solcellsparker och solbruksplaner. Detta följs av en diskussion kring elnätets kapacitet i avsnitt 6.2. I avsnitt 6.3 berörs regelverk kring utbyggandet av solcellsparker. Under avsnitt 6.4 diskuteras lönsamheten och marknaden för solcellsparker. Kapitlet avslutas med förslag till vidare studier i avsnitt 6.5.

6.1 Tillgängliga och lämpliga markytor

En solbruksplan tas fram genom att kombinera resultaten från elnätssimulering och geografisk kartering vilket möjliggör att visuellt identifiera platser som är lämpliga sett från tillgänglig markyta och elnätets kapacitet. Det är även möjligt att ta ut avstånd från markytan till närmsta nätstation eller annan nödvändig infrastruktur som exempelvis vägar. Avstånden till nätstationen mäts i denna studie manuellt vilket istället kan automatiseras och inkluderas i lagret ’lämplig placering’ vilket tidigare studier inkluderat [42]. Det är en stor andel av kommunens totala yta som är tillgänglig för utbyggnad av solcellsparker. Om däremot ett minsta avstånd till nätstationer skulle inkluderas i lagret ’lämplig placering’ skulle ytan på detta lager minska.

De aspekter som främst påverkar valet av mark för solcellsparker är kostnad och stridande intressen. Barrskog är ett marklager i Herrljunga kommuns översiktsplan som kan inkluderas i lagret ’lämplig marktyp’. Detta lager hade utökat den tillgängliga markytan betydligt. Anledningen att detta valdes bort var på grund av Herrljunga kommuns osäkerhet kring skogens värde samt möjlighet att avverka skogen. Områden avsatta för vindbruk i Herrljungas översiktsplan valdes i denna studie som olämpliga för solcellsparker. Detta eftersom det inte finns någon etablerad vindkraft och en solcellspark skulle kunna försvåra för utbyggnaden av vindkraft vid ett senare tillfälle. Om vindkraft däremot etableras skulle ytan bli intressant då tidigare studier påvisats synergieffekter mellan vind- och solkraft [47]. Samlokalisering av solcellsparker och vindkraft skulle därför kunna vara gynnsamt. Internationellt, bland annat i Tyskland, Japan och Portugal, har flera flytande solcellsparker byggts [90] [91]. Eftersom sjöar ofta fryser under vintern anses flytande solcellsparker inte lämpligt för det svenska klimatet och har därför inte inkluderats i den geografiska analysen.

Det finns jordbruksmark som inte nyttjas vilken skulle vara intressant för solcellsparker. I översiktsplanen framgår dock inte vilka jordbruksmarker som nyttjas eller inte. Om detta klargörs skulle jordbruksmark som inte nyttjas kunna tas med i en solbruksplan. Eftersom marken där en solcellspark byggs inte påverkas nämnvärt och är möjlig att återställa till ursprungligt skick kan ytor som är avsedda för andra intressen ibland utnyttjas [46] [86] [84]. I denna studie ses all öppen mark och betesmark som lämplig markyta, däremot tas ingen hänsyn till vem som äger marken. Översiktsplanen tar, å andra sidan, hänsyn till allmänhetens tillgång till markytan vilket bör inkluderas i en solbruksplan. Även ytor med högt naturvärde är möjliga att utnyttja, vilket bland annat

gjorts i Östersund. Utbyggnad av solcellsparker underlättas däremot om dessa marker undviks.

6.2 Elnätets kapacitet

Denna studie har visat att solcellsparker på 1, 3 och 5 MW_p, ur ett elnätsperspektiv, är möjliga att installera i Herrljunga Elektriskas elnät, utan upprustning. En solcellspark på 1 MW_p gör i flera fall att effektförlusterna minskar, både på landsbygden och i stadsbygden. Elnätet har vid flera nätstationer, för samtliga storlekar, tillräcklig kapacitet att ta emot solelproduktion. Däremot är det främst nätstationer nära tätorterna som lämpar sig för solcellsparker på 3 och 5 MW_p. Sett utifrån tillgängliga markytor är en solcellspark inte lämplig nära tätorter på grund av befintlig bebyggelse samt eftersom den riskerar försvåra för framtida utbyggnad av staden.

Herrljunga Elektriskas mellanspänningsnät är ett relativt utspritt lokalnät med få laster och liten totallast. Ett liknande men robustare lokalnät med högre lasttäthet skulle möjligtvis klara solcellsparker av simulerade storlekar eller möjligen större. För vindkraft gäller generellt att 3,5 MW_p eller lägre kan anslutas till 10,8 kV [92]. I England finns det exempel där en solcellspark på 5 MW_p anslutits till 11 kV-nätet men större parker (30, 40 och 50 MW_p) anslutits till spänningsnivåer mellan 33 och 132 kV [83]. Jämtkraft hade funderingar på att ansluta deras solcellspark på 3 MW_p till 40 kV nätet. När den istället delades upp i 4 delar, med varsin transformatorstation på 800 kVA, anslöts dessa till 10,8 kV nätet. Utifrån resultaten bör solcellsparker större än 5 MW_p därmed utvärdera anslutningar till högre spänningsnivåer. I Herrljunga Elektriskas elnät klarar den kabel med högst överföringskapacitet i mellanspänningsnätet att överföra cirka 7,5 MW[8] vilket också helt utesluter solcellsparker av större installerad effekt än detta.

Anslutningsplikten gör att elnätsbolag, på skäliga villkor, måste göra nyanslutningar vilket inte alltid är bra ur elnätssynpunkt. Ur ett elnätsperspektiv bidrar en solbruksplan med möjligheten för elnätsbolagen att påverka aktörer var solcellsparker byggs. En solbruksplan som visar var lämpliga ytor finns baserat på ett elnätsperspektiv kan minska målkonflikten som kan uppstå mellan olika aktörer, där marknadssidan är drivande i utvecklingen av solcellsparker medan elnätsbolagen i vissa fall håller den tillbaka. Strategiskt placerade solcellsparker kan alltså göra nytta för elnätet och en solbruksplan kan koppla samman markägare och aktörer som vill bygga solcellsparker. Markägare som inte har ambitionen, eller resurserna, att bygga en solcellspark kan då arrendera ut marken till en aktör med ambitionen att bygga en solcellspark.

Denna studie tar inte hänsyn till om två eller flera solcellsparker ansluts samtidigt. Det är därför viktigt att uppdatera elnätssimuleringarna när större förändringar har gjorts i elnätet, exempelvis anslutning av en solcellspark. Detta för att uppdatera vilka

[8] Beräknat enligt $P = \sqrt{3} \cdot V I_{max}$, där V utgör mellanspänningsnätets spänningsnivå och I_{max} är kabelns märkström.

nätstationer som, efter förändringen, lämpar sig för att ansluta en solcellspark till. En annan anledning till att studera anslutning av flera parker är för att elnätsbolagen ska kunna utforma anslutningsavgifterna på lämpligt sätt, vilket är en av anledningarna till att utbyggnaden hålls tillbaka [57]. Genom att exempelvis sätta upp ett nationellt mål för andelen solel som elmixen bör bestå av kan simuleringar göras på exempelvis en kommun tills att detta uppnås och därefter beräkna nödvändiga elnätsförstärkningar. Detta för att sedan rättvist fördelas ut över hur många anslutningar som kommer att ske. Det här möjliggör för elnätsbolagen att försäkra sig om att anslutningsavgifterna är skäligt prissatta. En utmaning med att sätta upp nationella mål för utbyggnaden av solel är att målet sällan stämmer överens med verkligheten [93].

6.3 Regelverk

Att solcellsparker är en relativt ny företeelse i Sverige speglas av taxeringsvärdet, som i dagsläget är noll, för fastigheter med solcellsparker. Detta kommer troligen att justeras inom de närmsta åren då övriga elproduktionsanläggningar har ett taxeringsvärde. Fastigheter behöver inte betala skatt på exempelvis obrukbar mark, vilket kan förbättra kalkylen för en solcellspark avsevärt. Detta ger större utslag på kalkylen för solcellsparker i södra Sverige än i norra Sverige på grund av att taxeringsvärdet för fastigheter generellt är högre söderut [94].

Enligt koncessionsplikten är överföring av starkström mellan fastigheter generellt inte tillåtet. Den statliga Nätkoncessionsutredningen undersöker dock möjligheten att förändra regelverket. Detta skulle kunna medföra att solcellsparker kan kopplas direkt till en köpare av elen för att på så sätt reducera elnätskostnader och öka lönsamheten.

Idag är elnätsbolagen i Sverige skyldiga att ta emot all el som matas in från en solcellsanläggning på elnätet [35]. I Tyskland har de, på grund av en hög andel solel, infört nätkoder (eng: grid codes) för nätanslutning av solcellsanläggningar. Nätkoderna sätter krav på solelproducenter att kunna styra sin produktion av aktiv och reaktiv effekt efter spänningar och frekvenser på elnätet. Anläggningar större än 30 kW_p ska kunna styras av det koncessionsinnehavande elnätsbolaget och anläggningar mindre än 30 kW_p ska kunna begränsa sin produktion till 70 % av maxproduktion. Detta görs av växelriktaren genom att ändra produktionen utifrån PV-kurvan beskriven i avsnitt 2.5.5. På så sätt undviks över- och underspänningar samt otillåtna frekvenser [26]. Lösningar för att integrera solel i elsystemet diskuteras även i avsnitt 2.5.4. Om dessa nätkoder skulle appliceras på resultaten i avsnitt 5.2.1-5.2.2 skulle antagligen en större andel av nätet klara av solcellsparker. Detta är möjligt att avläsa från resultaten för 1 respektive 3 MW_p. 1 MW_p lämpar sig i nästan hela elnätet samtidigt som 3 MW_p endast är möjlig att installera nära tätorten baserat på elnätsanalysen. Skulle produktionen från 3 MW_p kunna begränsas vid timmar med hög solinstrålning skulle fler platser i Herrljunga Elektriskas elnät klara av en anslutning. Det har visats sig att effektreduktion vid hög solelproduktion inte påverkar energibortfallet betydande på årsbasis och därmed inte heller lönsamheten [95]. För att möta utbygganden av solcellsparker i Sverige skulle

denna typ av nätkoder alltså vara lämpliga möjliggöra utbyggnad av större solcellsparker.

I och med detta arbete slöts ett sekretessavtal med Herrljunga Elektriska för att få tillgång till deras elnätsdata. Svårigheten i att få tag i elnätsdata begränsar möjligheten att skala upp metodik för solbruksplaner på nationell nivå. Elnäten i Sverige ägs av många aktörer som troligen inte alltid är villiga att dela med sig av sin elnätsdata. Eftersom elnätet, i många fall, anses som en kritisk infrastruktur riskerar en kartläggning av möjliga placeringar av solcellsparker bidra till att elnätsstrukturer synliggörs. Detta kan möjliggöra för främmande makter att kartlägga det svenska elnätet och skada det.

6.4 Lönsamhet och marknad

Solcellsparker har en relativt lång avbetalningstid eftersom den årliga avkastningen som de genererar är förhållandevis liten i jämförelse med den initiala kostnaden för systemet. Av denna anledning kommer lämpliga affärsmodeller att vara en viktig aspekt för att skapa lönsamhet i solcellsparker. För energibolag kan exempelvis en affärsmodell med andelsägande öka engagemanget hos kunder eller till och med binda kunder till företaget. I exempelvis PPA är det möjligt för kunderna att under en tid framöver veta sitt elpris. En annan aspekt som gör att solcellsparker kräver genomtänkta affärsmodeller och även finansieringslösningar är på grund av dess kapitalintensitet. Av denna anledningen har räntenivån också stor betydelse om de inte uteslutande finansieras med eget kapital.

I dagsläget är solcellsmarknaden en marknad som baseras på subventioner och stöd från regeringen. Det finns en oklarhet i detta stöd, på grund av långa kötider, vilket innebär att det ges i efterhand trots att det ursprungliga syftet är att uppmuntra till investeringen. Investeringsstödet kommer dock att fasas ur, i enlighet med regeringens budget, för att övergå till en marknad som drivs av marknadsekonomiska villkor. Detta kommer att innebära att företag och privatpersonen kommer att åtnjuta olika grad av ekonomiskt stöd eftersom privatpersoner har ROT-avdraget även efter 31 december 2020. Således kan en följd vara att investeringstakten för företag kan komma att minska [96].

Ett hinder med stödbaserade marknader är att de utgör en osäkerhet för investerare. Detta eftersom stöden endast finns under en begränsad tidsperiod [97]. Eftersom regeringen fasar ut investeringsstödet, samtidigt som stödoberoende affärsmodeller som PPA och andelsägande börjar användas, kan en solcellsmarknad som styrs av marknadsekonomiska grunder skapas. Sverige har också haft Energiöverenskommelsen som gett stabilitet och långsiktighet till energibranschen [98]. Då två av partierna har gått ur denna överenskommelse skapas en ytterligare osäkerhet för investerare vilket kan bromsa utbyggnadstakten av exempelvis solcellsparker.

Å andra sidan är solcellsparker enkla att bygga och utmaningen ligger istället i att de inte byggts tidigare samt hur ekonomin för projekten ska utformas med affärsmodeller.

Med en utökad utbyggnad ökar kunskapen om solcellsparker, vilket underlättar för nya projekt. Fler investerare kommer också att bli intresserade av att investera i solcellsparker vilket följer samma utveckling som för vindkraften.

6.5 Vidare studier

6.5.1 Geografisk kartering

I denna studie sätts ett krav på markytornas storlek. Det sätts däremot inget krav på markytans geometri vilket resulterar i att vissa markytor inte lämpar sig för en solcellspark, trots att den totala arean är tillräckligt stor. Detta är något som skulle kunna utvecklas vidare.

I detta arbete används multikriterieanalys (MCA) där flera kriterier analyseras och jämförs genom att klassificera dem som lämpliga respektive ej lämpliga. En annan metod som är möjlig att använda i GIS är multikriteriebeslutsanalys (MCDA). Analysen medför att markytor istället klassificeras i skalor. En utmaning med denna typ av analys ligger dock i svårigheten hur olika kriterium ska viktas [42]. Olika intressen vägs dock mot varandra vilket kan vara av värde då överlappande intresseområden ska analyseras.

Fler aspekter skulle kunna användas för identifiering av lämpliga platser vilket diskuteras i avsnitt 2.5.2. I den framtagna solbruksmetodiken måste användaren manuellt välja yta och mäta avstånd till infrastruktur, exempelvis nätstationer, vägar och byggnader. Att direkt inkludera denna information i solbruksplanen kan förbättra metodiken.

6.5.2 Elnätssimulering

Vid effektflödesanalys studeras elsystemet vid en specifik tidpunkt. För att efterlikna en verklig utbyggnad av solcellsparker är det intressant att studera hur flera solcellsparker skulle inverka på olika delar av elnätet. Genom att slumpmässigt fördela ut solcellsparker, exempelvis genom Monte Carlo-simuleringar, kan sannolikheten att en nätstation är lämplig beräknas genom att simulera olika utbyggnadsscenarion.

För att vidareutveckla metodiken ytterligare kan distribuerad solelproduktion, framförallt takbaserad, inkluderas i elnätsanalysen. Möjligheten att exempelvis begränsa effektproduktionen blir då viktigare för att analysera vilka nätkoder och systemtjänster som solcellsanläggningar behöver förhålla sig till. Slutligen skulle det även vara av intresse att studera hur större solcellsparker påverkar elnätet. Detta skulle dock kräva anslutning till högre spänningsnivåer baserat på resultaten i denna studie. Därmed skulle studier på lokalnät med spänningsnivåer upp till 40 kV samt regionnät (upp till 130 kV) vara intressanta att studera, men tillgången till elnätsdata för dessa när är troligen starkt begränsad.

7. Slutsatser

Solcellsmarknaden i Sverige är en stödbaserad marknad. Det finns en oro i hur övergången till en marknad, som baseras på marknadsekonomiska grunder, kommer att påverka utbyggnadstakten. Taxeringsvärdet åbeläggs inte för fastigheter med solcellsparker i dagsläget vilket kan driva på utbygganden, men det är något som troligen kommer att ändras. Det som främst talar för en ökad utbyggnad av solcellsparker är introduktionen av affärsmodeller, exempelvis PPA-avtal och andelsägande. Även en förändring i regelverket vad gäller koncession kan möjliggöra en bättre kalkyl för solcellsparker framöver.

Solbruksplaner ger en bild av var i en region som det är möjligt att bygga solcellsparker baserat på elnätets kapacitet och tillgänglig yta. Eftersom utbyggnaden av solcellsparker ökar i stora delar av landet bör de olika typerna av prövningsprocesser som krävs förgås och grundas på en kommunal översiktsplan eller regionala planer, vilket en solbruksplan möjliggör. En solbruksplan kan även bidra med att koppla samman aktörer som är intresserade av att bygga solcellsparker med aktörer som har outnyttjad mark. För elnätsbolag blir solbruksplaner ett verktyg för att indirekt påverka utbyggnaden av solcellsparker vilket idag inte är möjligt. En solbruksplan kan även möjliggöra för elnätsbolag att planera för elnätsförstärkningar och beräkna skäliga anslutningskostnader för anslutande kunder.

För en 1 MW_p solcellspark lämpar sig stora delar av Herrljunga kommun, där 92 % av nätstationerna i Herrljunga Elektriskas elnät har kapacitet att ta emot solelproduktionen utan överspänningar. I snitt har varje nätstation inom Herrljunga kommun 78 000 m^2 tillgänglig yta att bygga solcellsparker på. För en 3 MW_p och 5 MW_p solcellspark är det endast ett fåtal nätstationer som har kapacitet att ta emot solelproduktion utan överspänningar. Det är endast nätstationer i och i närheten av tätorterna Herrljunga och Ljung-Annelund som lämpar sig. Däremot är markyta den begränsande faktorn i dessa områden. Större solcellsparker än 5 MW_p bör i princip uteslutas i Herrljunga Elektriskas elnät eftersom majoriteten av kablarna inte klarar denna effekt.

Referenser

[1] Energimyndigheten, ”100 procent förnybar el: Delrapport 2 - Sceniarier, vägval och utmaningar,” Energimyndigheten, 2019.

[2] J. Olauson, M. Nasir Ayob, M. Bergkvist, N. Carpman, V. Castellucci, A. Goude, D. Lingfors, Rafael Waters och J. Widen, ”Net load variability in Nordic countries with a highly or fully renewable power system,” *Nature energy,* vol. 1, 2016.

[3] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge och B. Hannegan, ”Achieving a 100% Renewable Grid,” *IEEE power & energy magazine,* 2017.

[4] European Comission, ”Forth report on the State of the Energy Union,” European Comission, Bryssel, 2019.

[5] SCB, ”Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme),” 30 November 2018. [Online]. Available: https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/. [Använd 18 november 2019].

[6] Energimyndigheten, ”Förslag till strategi för ökad användning av solel,” 2016.

[7] J. Lindahl, C. Stoltz, A. Oller-Westerberg och J. Berard, ”PVPS: National Survey Report of PV Power Application in Sweden 2018,” International Energy Agency, 2019.

[8] Solar Power Europe, ”Global Market Outlook For Solar Power 2019-2023,” Solar Power Europe.

[9] HSB, ”HSB bygger Sveriges största solcellspark,” 1 november 2019. [Online]. Available: https://www.hsb.se/nyheter/hsb-bygger-sveriges-storsta-solcellspark/. [Använd 18 11 2019].

[10] Ny teknik, ”Största solcellsparken byggs utanför Linköping,” 18 oktober 2019. [Online]. Available: https://www.nyteknik.se/energi/storsta-solcellsparken-byggs-utanfor-linkoping-6975576?fbclid=IwAR0As-cmy_7z_yOsso_y1v79t9abcVL73InOPf6PMr6V2NNEnPTBCRy0dsc. [Använd 18 november 2019].

[11] J. Quiros-Tortos, G. Valverde, A. Arguello och L. Ochoa, ”Geo-Information Is Power,” *IEEE power & energy magazine,* 2017.

[12] Nwaigwe, Mutabilwa och Dintwa, ”An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids,” *Materials Science for Energy Technologies,* 2019.

[13] M. Bollen och F. Hassan, ”Integration of Distributed Generation in the Power System,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* 2011.

[14] D. Lingfors, J. Marklund och J. Widen, ”Maximizing PV hosting capacity by smart allocation of PV: A case study on a Swedish distribution grid,” Pennsylvania State University, USA, 2015.

[15] Boverket, ”Vindkraftshandboken,” 2009.

[16] SvK, ”Elens vägar,” 4 juli 2017. [Online]. Available: https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-elmarknad/elens-vagar/. [Använd 18 november 2019].

[17] SvK, ”Elhandel,” 18 10 2018. [Online]. Available: https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-elmarknad/elhandel/. [Använd 18 11 2019].

[18] Energiföretagen, ”Handel på elbörsen,” 3 december 2018. [Online]. Available: https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/elsystemet/elhandel/handel-pa-elborsen/. [Använd 18 november 2019].

[19] Ei, ”Mer om nätkoncessioner,” 30 januari 2019. [Online]. Available: https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natkoncession/mer-om-natkoncessioner/. [Använd 18 november 2019].

[20] Energimyndigheten, ”Elnätanslutning av vindkraft till lokal-, region-, och stamnätet,” Energimyndigheten, 2007.

[21] Ei, ”Ny som koncessionsinnehavare,” 20 december 2017. [Online]. Available: https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natkoncession/vill-du-ansoka-om-tillstand-att-bygga-och-driva-kraftledning/ny-som-koncessionsinnehavare/. [Använd 18 november 2019].

[22] Energiföretagen, ”Anslutning av elproduktion till lågspänningsnätet − ALP,” 2018.

[23] E. Axelsson, P. Blomqvist, K. Dvali, K. Ludvig och T. Unger, ”Utbyggnad av solel i Sverige,” Energiforsk, 2017.

[24] J. Widen, ”Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät,” Energimyndigheten, 2017.

[25] Energimyndigheten, ”Solceller växelriktare,” 7 oktober 2015. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/tester/tester-a-o/solceller-vaxelriktare/. [Använd 18 november 2019].

[26] Fraunhofer, ”Photovoltaics report,” Fraunhofer Institute for Solar Energy System, 2019.

[27] Kumar, N. Gupta och V. Gupta, ”A Comprehensive Review on Grid-Tied Solar Photovoltaics System,” *Journal in Green Engineering,* 2017.

[28] O. Ezinwanne, F. Zhongwen och L. Zhijun, ”Energy Performance and Cost Comparison of MPPT Techniques for Photovoltaics and other Applications,” *Energy Procedia,* vol. 107, 2017.

[29] Solcellskollen, ”Så väljer du en bra växelriktare,” 29 maj 2018. [Online]. Available: https://www.solcellskollen.se/blogg/sa-valjer-du-en-bra-vaxelriktare. [Använd 18 november 2019].

[30] Energimyndigheten, ”Solcellsparker,” 29 april 2019. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/solcellsparker/. [Använd 18 november 2019].

[31] Energipress, ”Eneo och Swedbank samarbetar för att bygga Sveriges största solpark,” 28 juni 2019. [Online]. Available: http://www.energipress.se/solenergi/eneo-och-swedbank-samarbetar-fa-r-att-bygga-sveriges-sta-rsta-solpark. [Använd 18 november 2019].

[32] Energimyndigheten, ”Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2019 – redovisning av regeringsuppdraget,” 2018.

[33] Energimyndigheten, ”Statistik Elcertifikat - Medelpris,” 2019. [Online]. Available: https://cesar.energimyndigheten.se/WebPartPages/AveragePricePage.aspx. [Använd 18 11 2019].

[34] Energimyndigheten, ”Om ursprungsgarantier,” 12 november 2018. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/fornybart/ursprungsgarantier/mer-om-ursprungsgarantier/. [Använd 18 november 2019].

[35] Energimarknadsbyrån, ”Ellagen och solceller,” 15 november 2019. [Online]. Available: https://www.energimarknadsbyran.se/solceller/konsumentratt/regler-och-beslut/ellagen-och-solceller/. [Använd 18 november 2019].

[36] Nord Pool, ”Day-ahead prices,” 2019. [Online]. Available: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SE/Monthly/?view=table. [Använd 18 november 2019].

[37] Skatteverket, ”Fastighetsavgift och fastighetsskatt,” 2019. [Online]. Available: https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/fastighet/fastighetsavgiftochfastighetsskatt.106.6bef7d451695d90def4cb.html. [Använd 18 november 2019].

[38] U. Kurtsdotter Lind, Interviewee, *Mailkontakt - Skattehandläggare, Skatteverket.* [Intervju]. 5 september 2019.

[39] Energimyndigheten, ”Investeringsstöd,” 27 juni 2019. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solenergi/investeringsstod/. [Använd 18 november 2019].

[40] Statens offentliga utredningar, ”Moderna tillståndsprocesser för elnät (SOU 2019:30),” 2019.

[41] M. Bolinger och J. Seel, ”Utility Scale Solar: Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance and PPA Pricing in the United States - 2018 Edition,” Lawrence Berkeley National Laboratory, 2018.

[42] A. G. Hassan Z. och A. Anjali, ”Solar PV Power Plant Site Selection: A Review,” i *Advances in Renewable Energy and Power Technologies*, 2018, pp. 57-76.

[43] International Finance Corporation (IFC), ”Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants,” World Bank Group, 2015.

[44] SMHI, ”Klimatindikator - globalstrålning,” 2019 mars 14 . [Online]. Available: http://www.smhi.se/data/meteorologi/stralning/stralning-1.17841. [Använd 18 november 2019].

[45] I. Norberg, O. Pettersson, A. Gustavsson , P. Kovacs , M. Boork, P. Ollas, J. Widen, D. Lingfors, J. Marklund, D. Larsson, D. Ingman och H. Jältorp, ”Solel i lantbruket - realiserbar potential och nya affärsmodeller,” 2015.

[46] U. Näslund, Interviewee, *Teknikutvecklingschef - Vasakronan.* [Intervju]. 23 Augusti 2019.

[47] P. Blomqvist och T. Unger, ”Teknisk-ekonomisk kostnadsbedömning av solceller i Sverige,” Profu, 2018.

[48] BRE National Solar Centre, ”Planning guidance for the development of large scale ground mounted solar PV systems,” n.d..

[49] D. Horvath och R. Zsolt Szabo, ”Evolution of photovoltaic business models: Overcoming the main barriers of distributed energy deployment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* vol. 90, 2018.

[50] Frantzis, Graham, Katofsky och Sawyer, ”Photovoltaics Business Models,” National Renewable Energy Laboratory, 2008.

[51] Öhnell, Interviewee, *Solforum - Affärsmodeller för solcellsparker.* [Intervju]. 08 oktober 2019.

[52] J. Paradis, Interviewee, *vd - Paradis Energi.* [Intervju]. 27 augusti 2019.

[53] C. Hildahl och P. Nordström, Interviewees, *Jämtkraft.* [Intervju]. 23 september 2019.

[54] J. Widen, ”System Studies and Simulations of Distributed Photovoltaics in Sweden,” Uppsala universitet, Uppsala, 2010.

[55] Ei, ”Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2017,” Ei, 2018.

[56] Svensk Vindenergi, ”100 procent förnybart 2040 Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft,” 2018.

[57] A. Mannikoff och T. Erikson, Interviewees, *Intervju med Herrljunga Elektriska AB.* [Intervju]. 3 september 2019.

[58] SvK, ”Vägledning för nätförstärkningslån,” Sundbyberg, 2015.

[59] Energimyndigheten, ”Ny statistik över vindkraftens utveckling i Sverige,” 16 april 2019. [Online]. Available: https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2019/vindkraftens-utbyggnad-tar-fart-igen/. [Använd 18 november 2019].

[60] Vindlov, ”Kommunens översiktsplan,” 19 september 2017. [Online]. Available: https://www.vindlov.se/sv/steg-for-steg/svenskt-vatten/inledande-skede/planeringsforutsattningar/kommunens-oversiktsplan/. [Använd 18 november 2019].

[61] Boverket, ”Översiktsplanen,” 19 oktober 2018. [Online]. Available: https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/planering/oversiktsplan/oversiktsplanen/. [Använd 18 november 2019].

[62] Vindlov, ”Riksintresse för vindbruk,” 12 november 2015. [Online]. Available: https://www.vindlov.se/sv/steg-for-steg/svenskt-vatten/inledande-skede/planeringsforutsattningar/riksintresse-for-vindbruk/. [Använd 18 november 2018].

[63] Länsstyrelserna, ”Länsstyrelsernas GIS-tjänster,” 2019. [Online]. Available: http://extra.lansstyrelsen.se/gis/Sv/Pages/default.aspx. [Använd 18 november 2019].

[64] Boverket, ”Förutsättningar för storskalig utbyggnad av vindkraft,” Karlskrona, 2003.

[65] Irish Solar Energy Association, ”Planning Considerations for the Development of Ground Mounted Solar,” Dublin, 2015.

[66] I. Piirisaar, ”A multi-criteria GIS analysis for siting of utility-scale photovoltaic solar plants in county Kilkenny, Ireland,” Lund universitet, Lund, 2019.

[67] D. Coffey, ”Planning for Utility-Scale Solar Energy Facilities,” American Planning Association, 2019.

[68] D. Palmer, R. Gottschalg och T. Betts, ”The future scope of large-scale solar in the UK: Site suitability and target analysis,” *Renewable Energy,* vol. 133, 2019.

[69] Butte County, ”Butte - Utility Scale Solar Guide,” Butte County, Butte, 2017.

[70] A. von Meier, Electric Power Systems: A conceptual introduction, New Jersey: John Wiley and Sons Inc., 2006.

[71] J. D. Glover, T. J. Overbye och M. S. Sarma, Power System Analysis & Design 6th ed., Boston: Cengage Learning, 2015.

[72] T. Kulworawanichpong, ”Simplified Newton-Rahpson power-flow solution method,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems,* vol. 32, nr 6, 2010.

[73] H. Yousefi, H. Hafeznia och A. Yousefi-Sahzabi, ”Spatial Site Selection for Solar Power Plants Using a GIS-Based Boolean-Fuzzy Logic Model: A Case Study of Markazi Province, Iran,” *Energies,* vol. 11, 2018.

[74] D. Majumdar och M. Pasqualetti, ”Analysis of land availability for utility-scale power plants and assessment of solar photovoltaic development in the state of Arizona, USA,” *Renewable Energy,* vol. 134, 2018.

[75] E. Brawner, J. Hassaram, H. Wiesner och Y. Wand, ”Assessing land availability for utility solar in North Carolina using GIS,” Duke University, North Carolina , 2017.

[76] A. Secor, Research Methods in Geography: a critical introduction, West Sussex: Blackwell Publishing, 2010.

[77] Herrljunga kommun, ”Översiktsplan 2017-2035,” Herrljunga kommun, Herrljunga, 2017.

[78] SCB, ”Markanvändningen i Sverige,” SCB, Stockholm, 2019.

[79] Datainspektionen, ”Dataskyddsförordningen (GDPR),” 2019. [Online]. Available: https://www.datainspektionen.se/lagar--regler/dataskyddsforordningen/. [Använd 18 november 2019].

[80] R. Luthander, D. Lingfors och J. Widen, ”Large-scale integration of photovoltaics power in a distribution grid using power curtailment and energy storage,” *Solar Energy,* vol. 155, 2017.

[81] SMHI, ”STRÅNG - a mesoscale model for solar radiation,” n.d.. [Online]. Available: http://strang.smhi.se. [Använd 18 november 2019].

[82] Lantmäteriet, ”GSD-Fastighetskartan vektor,” Lantmäteriet, 2017.

[83] J. D. Mondol och G. Jacob, ”Commercial Scale Solar Power Generation (5MW to 50 MW) and its Connection to Distribution Power Network in the United Kingdom,” *Journal of Solar Energy Research Updates,* vol. 5, 2018.

[84] B. Wolgast, Interviewee, *vd - Uddevalla energi.* [Intervju]. 18 oktober 2019.

[85] K. Starborg, Interviewee, *Utvecklingsledare - Uppsala kommun.* [Intervju]. 30 augusti 2019.

[86] M. Sallander, Interviewee, *Stadsplanerare - Herrljunga kommun.* [Intervju]. 15 oktober 2019.

[87] J. Siden, K. Alvehag och J. Roupe, Interviewees, *Analytiker - Ei.* [Intervju]. 11 september 2019.

[88] A. Hollinder, Interviewee, *Energistrateg - Uppsala kommun.* [Intervju]. 10 september 2019.

[89] T. Walla och S. Grettve, Interviewees, *Handläggare - Energimyndigheten.* [Intervju]. 12 september 2019.

[90] J. Richardson , ”First Utility-Scale Floating Solar Power Plant For Germany,” 29 september 2019. [Online]. Available: https://cleantechnica.com/2019/09/29/first-utility-scale-floating-solar-power-plant-for-germany/. [Använd 18 november 2019].

[91] World Bank Group, ”Where Sun Meets Water - Floating Solar Market Report,” World Bank, Washington DC., 2019.

[92] T. Wizelius, ”Design and Implementation of a Wind Power Project,” *Comprehensive Renewable Energy,* vol. 2, 2012.

[93] A. Ygeman, Skribent, *Svensk Solenergi extrainstatt Årsmöte 2019.* [Performance]. 2019.

[94] SCB, ”Fastighetsprisstatistik 2018: Småhus, hyreshus, industrifastigheter och lantbruk,” SCB, 2018.

[95] J. Widen, D. Lingfors, R. Luthander, A. Mannikoff och J. Munkhammar, ”Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät,” Energimyndigheten, Eskilstuna, 2017.

[96] J. Lindahl, Interviewee, *Talesperson, Svensk Solenergi.* [Intervju]. 28 november 2019.

[97] A. Jäger-Waldau, ”PV Status Report 2018,” European Commission, 2018, Luxemburg.

[98] L. Nohrstedt, ”Reaktioner på avhoppen från Energiöverenskommelsen: Hopp och förtvivlan,” NyTeknik, 11 12 2019. [Online]. Available: https://www.nyteknik.se/energi/reaktioner-pa-avhoppen-fran-energioverenskommelsen-hopp-och-fortvivlan-6981562. [Använd 16 12 2019].

[99] P. Hedberg, ”Svenska folkets åsikter om vindkraft,” i *I framtidens skugga*, Göteborg, Göteborgs universitet, 2012.

[100] Svensk Solenergi, ”Svensk Solenergi till regeringen,” 2019.

[101] Swedensol, ”Lönsamhet / Återbetalningstid,” n.d.. [Online]. Available: http://www.swedensol.se/lonsamhet-återbetalningstid-solceller. [Använd 5 december 2019].

Bilaga A

Tabell A. Solcellsparker i Sverige och de affärsmodeller som har använts.

Aktör (*Eventuellt parknamn*)	**Affärsmodell**
Varberg Energi (*Solsidan*)	Elavtal
Mälarenergi (*Megawattparken*)	Elavtal
Uppsala	Elavtal
Kalmar Energi	Andelsägande (El-leverans)
Jämtkraft	Andelsägande (El-leverans)
Affärsverken Karlskrona	Andelsägande (El-leverans/Finansiell avräkning)
Sala och Heby Energi	Andelsägande (Finansiell avräkning)
Öresundskraft (*Solar Park*)	Andelsägande (Finansiell avräkning)
Kungälv Energi	Hyrlösning (El-leverans/Finansiell avräkning)
Göteborg Energi (*Nya Solevi*)	Hyrlösning (El-leverans/Finansiell avräkning)
Sparbanken Skåne	PPA
Swedbank Linköping	PPA

Bilaga B

Mall med frågorna vilka användes vid intervjuerna med de aktörer som medverkat i solcellsparksprojekt.

Projektet:

1. Vad har din roll i solcellsparksprojektet varit och hur startade projektet?
2. Vad är storleken på solelcellsparken och hur bestämdes den?
3. Vilka är markägare där solcellsparken ska placeras?
    a. Varför valdes just denna ytan?
4. Vilka utmaningar har ni haft under projektet?
5. Varför väljer ni att bygga en solcellspark?
6. Kostnad per effekt?
7. I dagsläget fungerar platsen att bygga en solcellspark på, men i framtiden kan det bli aktuellt med till exempel fastigheter där. Hur tänker ni gällande det?

Elnät:

1. Hur har ni kommit fram till att elnätet klarar av att ta emot all effekt en solig sommardag?
2. Vilken spänningsnivå är solcellsparken ansluten till? Hur kom ni fram till det?
3. Hur tänker ni vad det gäller mer intermittent kraft på elnätet?
    a. Hur arbetar ni för att elnätet ska klara detta?
4. Vad tror ni om framtiden för solcellsparker?
5. Anslutningsavgifter kan variera stort från en anläggning till nästa om nätet behövs rustas upp. Hur tänker ni vad det gäller detta?

Ekonomi:

1. Hur har tankarna gått kring de ekonomiska parametrarna för projektet?
2. Finns det något som du anser skulle kunna göra solcellsparken ännu mer lönsam?
3. I dagsläget är det ofta kommunägda bolag som har valt att investera i solcellsparker, varför tror ni att det är så?

Aktörer:

1. Vem var initiativtagare till detta projekt?
2. Vilka har ni haft kontakt med i projektet och vad har deras roller varit?
3. Vem förvaltar anläggningen när den är klar?

Bilaga C

Mall med frågorna vilka användes vid intervjun med Ei.

Allmänt:

1. Är solceller den kraftkälla som bör öka i kapacitet och är uppbyggandet av solcellsparker den rätta vägen att gå?
2. Hur går era tankar gällande anslutningsplikten?
3. Vad ser Ei som den största utmaningen med den förnybara intermittent produktion i elnätet?

Anslutningsavgifter:

1. Hur ska anslutningsavgifter utformas?
2. När vindkraft byggdes uppstod problem med anslutningsavgifter allt eftersom att vindkraftverken blev större och fler på ibland koncentrerade geografiska ytor. Hur arbetar Ei med att förebygga detta och vem ska betala för de upprustningar som behövs göra?
3. Solcellsparker är stora anläggningar som endast skickar ut effekt på nätet. Nackdel om man jämför mot takbaserade anläggningar som har konsumtion kopplat direkt till sig. Hur tänker Ei kring solcellsparksutbyggnaden ur ett elnätsperspektiv?
4. Kan gränser för t.ex. spänningsintervall behöva ändras?

Lokala energisamhällen:

1. Det kom nya direktiv från EU i “Ren energi paketet” där medlemsländer måste möjliggöra för lokala energisamhällen (LEC). Hur tänker ni att det ska implementeras i Sverige? Vad ser ni för utmaningar och möjligheter med detta?
2. Hur kommer det att påverka nätstrukturen?

Bilaga D

Mall med frågorna vilka användes vid intervjun med Energimyndigheten.

Berätta gärna om ert arbete med att uppnå de mål som finns i Energiöverenskommelsen och hur omställningen mot ett förnyelsebart elsystem bör se ut.

Solceller:

1. Hur tror ni att utvecklingen av solel kommer att ske i Sverige?
2. Vad tror ni om utbyggnaden av storskalig solelproduktion?
3. Har ni någon strategi för hur utbyggnaden av solel ska ske?
4. Vad tror ni om framtiden för solcellsparker?
5. Vilka utmaningar finns det med utbyggandet av solcellsparker?

Elnät:

1. Det börjar generellt bli fullt på näten där förstärkning snarare är en regel än ett undantag för att möjliggöra för exempelvis vindkraft, vilket troligen kommer att ske för storskalig solelproduktion också. Vilka karaktärsdrag kommer framtidens elnät att behöva ha för att vara anpassat för storskalig solelproduktion?
2. Elnätsbolagen har anslutningsplikt och det är svårt för dem att styra var en solcellspark upprättas och därför också svårt att prognostisera hur nätet kommer att se ut i framtiden. Hur bör elnätsbolagen tänka?

Ekonomi:

1. Finns det något som ni anser skulle kunna göra solcellsparker ännu mer lönsamma?

Bilaga E

Tabell B. Datum med avsaknad data från solinstrålningsmodellen STRÅNG samt de datum vars data ersatte de saknade.

Dag(ar) utan solinstrålningsdata	**Ersättande solinstrålningsdag**
29 och 30 juni	28 juni
27, 28 och 30 november	30 november
1 december	2 december
31 december	30 december

Bilaga F

Tabell F. Nätstationer i Herrljunga Elektriskas elnät med dubbla uppsättningar transformatorer och ledningar vilka ej tas med i Matlabsimuleringen.

Nätstationer		
T115	T143	T709
T132	T615	