



**CHALMERS**

# **Solkraft och Energigemenskap**

- Upprättande av energigemenskap ur ett tekniskt perspektiv, simulering av solcellsanläggning och utredning av spänningshöjning hos ansluten kabel

Max Aleberg Tellqvist, Gabriella Björk, Ivan Gunnarsson,  
Simon Järdsnäs, Emma Larsson och Svante Rosengren

**INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK**

---

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, Sverige 2024  
[www.chalmers.se](http://www.chalmers.se)

## Abstract

Energy communities as an idea and model are growing around the world for many different reasons, such as a lack of space or in order to work towards a climate-neutral world. The project has the main aim of investigating the conditions- and possible implementations for an energy community, based on a shared solar array. Energy communities provide the opportunity for more individuals to benefit from self-produced energy. To effectively evaluate the optimal orientation of solarpanels, a simulation has been made to determine the economical viability and energy production of an solar panel array based on solar irradiation data and the suns position. The results given from the simulation indicate that bifacial solar panels, oriented east and west, are the most profitable option. The report has examined case studies in order to gain a better perspective.

One of the studies involves intallation of solarpanels along with an existing transmission cable that does not have sufficient transmission capacity. The most suitable solution is to use a transformer to control the system. In the other case, utilization of energy communities has been investigated where it has not been possible to have individual solar arrays. This is technically possible with virtual grids but it is currently not supported by swedish law, this makes energy communities ineffective and unprofitable. Today, it is more profitable to install solar arrays individually due to deductions for green electricity and tax reductions.

## Sammandrag

Energigemenskaper är en princip och modell som håller på att växa inom delar i världen utav många anledningar som exempelvis avsaknad av mark på grund av boende i lägenheter eller arbetet mot en klimatneutral värld. Projektet har då haft som övergripande syfte att utreda förutsättningarna och möjliga utföranden för en så kallad energigemenskap, med bas i en gemensam solcellsanläggning. Energiemenskaper ger möjlighet till fler individer att ta del av egenproducerad energi. För att kunna utvärdera hur en solcellsanläggning kan utformas på optimalt sätt har en simulering gjorts för att kunna bestämma ekonomiska lönsamheten och energiproduktionen för en solcellsanläggning utifrån solstrålningsdata och solensposition. Resultatet av simuleringen indikerar att bifaciala solceller, riktade mot öst och väst har högst lönsamhet. För att få ett bättre perspektiv har rapporten utfört fallstudier inom området.

En av studierna involverar installation av solceller med redan befintlig nätanslutningkabel som inte har tillräckligt hög överföringskapacitet. Lämpligaste lösningen på detta är att styra systemet med en transformator alternativt gräva ner ändamålsenlig kabel. I den andra studien har nyttjandet av energigemenskaper undersökts eftersom det inte varit möjligt att ha egna solceller. Det är tekniskt möjligt med virtuella nät men detta har inget stöd i den svenska lagen vilket gör att energigemenskaper inte blir effektiva och lönsamma. Idag är det mer lönsamt att installera egna solceller på grund av avdrag för grön el och skattereduktioner.

# Förkortnings- och symbollista

Nedan följer en lista för förkortningar och symboler som har använts i detta kandidatarbete:

|      |  |
|------|--|
| PV   | Photovoltaic                                     |
| IKN  | Icke-koncessionspliktigt Nät                     |
| TSO  | Transmission System Operator                     |
| DSO  | Distribution System Operator                     |
| EI   | Energimarknadsinspektionen                       |
| LT   | Lokal Tid  |
| LST  | Lokal Soltid                                     |
| LSTM | Lokal Standardtids Meridian                      |
| GMT  | Greenwich-Medeltid(Eng, Greenwich Mean Time)     |
| EoT  | Tidsekvationen (Eng, Equation of Time)           |
| TC   | Tidskorrigeringsfaktor                           |
| HRA  | Timvinkel  |
| SvK  | Svenska Kraftnät                                 |
| SMHI | Sveriges Meteoroloiska och Hydrologiska Institut |
| DC   | Likström (Eng, Direct Current)                   |
| AC   | Växelström (Eng, Alternating Current)            |



# Innehåll

|   |            |
|---|------------|
| <b>Symbollista</b>                                | <b>iii</b> |
| <b>1 Inledning</b>                                | <b>1</b>   |
| 1.1 Syfte . . . . .                               | 2          |
| 1.2 Problemformulering . . . . .                  | 2          |
| 1.2.1 Solcellsanläggning . . . . .                | 2          |
| 1.2.2 Spänningsreglering och fallstudie . . . . . | 2          |
| 1.2.3 Energigemenskap . . . . .                   | 2          |
| 1.3 Avgränsningar . . . . .                       | 3          |
| 1.4 Etiska aspekter . . . . .                     | 3          |
| <b>2 Teori</b>                                    | <b>5</b>   |
| 2.1 Elnätet och dess aktörer . . . . .            | 5          |
| 2.1.1 Kostnader för elnätsanslutning . . . . .    | 6          |
| 2.2 Stödtjänster . . . . .                        | 6          |
| 2.2.1 Frekvensreglering . . . . .                 | 7          |
| 2.2.2 Batterilagring . . . . .                    | 7          |
| 2.3 Virtuella nät . . . . .                       | 8          |
| 2.4 Energigemenskaper . . . . .                   | 8          |
| 2.4.1 Hur fungerar energigemenskaper . . . . .    | 9          |
| 2.4.2 Mikroproduktion . . . . .                   | 9          |
| 2.4.3 Juridisk del av energigemenskaper . . . . . | 9          |
| 2.4.4 Avdrag . . . . .                            | 10         |
| 2.4.5 Gynnsamhet utomlands . . . . .              | 11         |
| 2.4.6 Fallstudie energigemenskap . . . . .        | 11         |
| 2.5 Solkraft . . . . .                            | 12         |
| 2.5.1 Solceller . . . . .                         | 12         |
| 2.5.2 Solstrålning och solens position . . . . .  | 13         |
| 2.6 Simulering av solkraft . . . . .              | 13         |
| 2.6.1 Solens position . . . . .                   | 13         |
| 2.6.2 Solstrålning . . . . .                      | 14         |
| 2.6.3 Strålningseffekt på panelerna . . . . .     | 15         |
| 2.7 Aktiv och reaktiv effekt . . . . .            | 17         |
| 2.8 Spänningsfall i ledare . . . . .              | 17         |
| 2.9 Sparkopplad transformator . . . . .           | 19         |
| 2.9.1 Parameteruppskattningar . . . . .           | 20         |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 2.10     | Anläggning för fallstudie . . . . .                                  | 22        |
| <b>3</b> | <b>Metod</b>   | <b>23</b> |
| 3.1      | Simulering av solcellsanläggning . . . . .                           | 23        |
| 3.1.1    | Klasser i simulering . . . . .                                       | 23        |
| 3.1.2    | Lastdata . . . . .   | 24        |
| 3.1.3    | Simulerade anläggningar . . . . .                                    | 25        |
| 3.2      | Spänningsreglering fallstudie . . . . .                              | 25        |
| 3.2.1    | Beräkningar spänningshöjning . . . . .                               | 26        |
| 3.2.2    | Styrning med reaktiv effekt . . . . .                                | 26        |
| 3.2.3    | Nyförläggning av nätanslutningskabel . . . . .                       | 26        |
| 3.2.4    | Parameterbestämning av transformator . . . . .                       | 27        |
| 3.2.5    | Inkoppling av transformatorn vid solcellsanläggning . . . . .        | 28        |
| 3.2.6    | Effektbegränsning på grund av huvudsäkring . . . . .                 | 29        |
| 3.3      | Utredning av energigemenskap . . . . .                               | 29        |
| 3.3.1    | Konstruktion av DC-nät . . . . .                                     | 30        |
| 3.3.2    | Nätanslutning elförsäljning . . . . .                                | 31        |
| 3.3.3    | Nätanslutning virtuellt nät . . . . .                                | 31        |
| <b>4</b> | <b>Resultat</b>  | <b>33</b> |
| 4.1      | Simuleringsresultat för solcellsanläggning . . . . .                 | 33        |
| 4.2      | Resultat för fallstudie om spänningshöjning vid anläggning . . . . . | 37        |
| 4.2.1    | Resultat beräkningar spänningshöjning . . . . .                      | 37        |
| 4.2.2    | Styrning med reaktiv effekt . . . . .                                | 38        |
| 4.2.3    | Nyförläggning av kabel . . . . .                                     | 39        |
| 4.2.4    | Resultat parameterbestämning . . . . .                               | 40        |
| 4.2.5    | Inkoppling av transformator . . . . .                                | 41        |
| 4.2.6    | Effektbegränsning på grund av huvudsäkring . . . . .                 | 43        |
| 4.3      | Fallstudie energigemenskap . . . . .                                 | 44        |
| 4.3.1    | Resultat DC-nät . . . . .  | 44        |
| 4.3.2    | Resultat elförsäljning . . . . .                                     | 46        |
| 4.3.3    | Resultat virtuellt nät . . . . .                                     | 46        |
| <b>5</b> | <b>Diskussion</b>  | <b>47</b> |
| 5.1      | Simulering av solcellsanläggning . . . . .                           | 47        |
| 5.1.1    | Möjliga felkällor . . . . .  | 48        |
| 5.2      | Spänningshöjning fallstudie . . . . .                                | 49        |
| 5.2.1    | Beräkning av spänningshöjning . . . . .                              | 49        |
| 5.2.2    | Styrning med reaktiv effekt . . . . .                                | 50        |
| 5.2.3    | Nyförläggning av kabel . . . . .                                     | 50        |
| 5.2.4    | Parameterbestämning transformator . . . . .                          | 50        |
| 5.2.5    | Inkoppling av transformator . . . . .                                | 50        |
| 5.2.6    | Begränsning av huvudsäkring . . . . .                                | 51        |
| 5.3      | Energigemenskaper . . . . .  | 52        |
| 5.3.1    | Hur fungerar energigemenskaper . . . . .                             | 52        |
| 5.3.2    | Mikroproduktion . . . . .  | 52        |
| 5.3.3    | Fallstudie DC-nät . . . . .  | 53        |

---

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 5.3.4    | Fallstudie elförsäljning . . . . .              | 54        |
| 5.3.5    | Fallstudie virtuellt nät . . . . .              | 55        |
| <b>6</b> | <b>Slutsats</b>                                 | <b>57</b> |
|          | <b>Referenser</b>                               | <b>59</b> |
| <b>A</b> | <b>Kod för simulering av solcellsanläggning</b> | <b>65</b> |
| <b>B</b> | <b>Transformatorberäkningar</b>                 | <b>77</b> |



# 1

## Inledning

Enligt det klimatpolitiska ramverket skall Sverige senast 2045 inte längre ha några nettoutsläpp av växthusgaser, och skall därefter uppnå negativa utsläpp [1]. Den svenska elproduktionen är idag till 98 procent fossilfri och uppgår årligen till mellan 150 och 160 TWh [2] men bedöms till 2045 att ha ökat till 330 TWh som en följd av elektrifiering av den energikrävande industrin och transportsektorn [3]. Detta kräver ökad produktions och transmissionskapacitet.

Elproduktionen består till mer än hälften av förnybar energi varav solkraft utgör en minimal del av denna [4]. Solkraften har dock ökat markant de senaste åren och mellan 2018 och 2023 ökade den installerade effekten från 411 MW till 3973 MW [5]. Framst små anläggningar står för produktionen och 2023 stod anläggningar med en storlek under 20 kW för 2400 MW av den installerade effekten [5], vilket motsvarar ungefär 60 %. Detta tyder på ett stort intresse för solkraft från privatpersoner, som är de som främst äger småskalig produktion. I dagsläget har dock, på grund av olika anledningar, långt ifrån alla möjlighet att äga eller nyttja solkraft.

Energigemenskap är ett relativt nytt begrepp i Sverige. Definitionen är inte helt entydig, men det handlar om att närliggande byggnader eller fastigheter kan överföra energi mellan sig, vilket möjliggjorts av den förordningsförändring som trädde i kraft vid årskiftet 2021/22 [6]. En energigemenskap kan exempelvis vara ett grannlag som gemensamt investerar i en solcellsanläggning och bygger ett kabelnät för att överföra energin och dela den mellan sig [7].

En viktig del för privatpersoner eller energigemenskaper som funderar på att investera i energiproduktion är de ekonomiska incitamenten. Som elproducent finns möjlighet att både minska utgifter och tjäna pengar på elproduktion. Minskade utgifter sker genom ett mindre behov av köpt el, inkomster kommer från försäljning av överskottsenergi som också kan ge skatteavdrag på 60 öre/kWh [8]. I dagsläget finns också skatteavdrag för investeringar i solceller och energilagring som kan tillämpas för att öka lönsamheten ytterligare.

Solkraft och energigemenskaper är uppmärksammade tekniska områden som kan väntas bli än mer användbara i morgondagens energisystem. På grund av att lagstiftningen fram till 2022 försvårat delning av el mellan olika fastigheter är kombinationen av de båda ett mindre exploaterat forskningsområde. Således är det ett intressant område att undersöka.

### 1.1 Syfte

Rapportens syfte är att ge insikt i vilken nytta solenergi och en energigemenskap kan ge systemmässigt samt ekonomiskt. Mer konkret syftar projektet till att, ur ett framförallt tekniskt perspektiv, undersöka hur en solcellsanläggning och hur en energigemenskap kan utformas och användas för att ge så stor nytta som möjligt.

### 1.2 Problemformulering

För att uppfylla syftet som formuleras ovan skall områdena nedan studeras. Dessa förtydligar de faktiska problem som kommer undersökas i rapporten.

#### 1.2.1 Solcellsanläggning

Eftersom solstrålningens intensitet på en viss plats varierar över dygnet och året varierar också en solcellsanläggnings produktion. Beroende på hur solcellsanläggningen utformas, hur solcellerna riktas och lutas, kommer uteffekten variera över tid. Samtidigt varierar även elpriset under dygnet och är typisk som lägst mitt på natten och mitt på dagen och som högst på morgonen och kvällen [9]. Projektet ämnar att simulera hur utformningen av en solcellsanläggning påverkar elproduktion, effektkurvor och förväntade intäkter från elförsäljning. Detta för att ge ett gediget underlag för konstruktion av solcellsanläggningar.

#### 1.2.2 Spänningsreglering och fallstudie

Solelsproduktionen är vanligtvis decentraliserad och placerad långt ut i lågspänningsnätet vilket kan leda till spänningshöjning till följd av brist på överförningskapacitet [10]. Detta kan föranleda dyra förstärkningsåtgärder i nätet. Projektet ämnar undersöka hur spänningshöjning kan förhindras med styrning av reaktiv effekt och inkoppling av transformator. Som en del i detta utförs en fallstudie av en 30 kW solcellsanläggning som lider av spänningshöjning till följd av en underdimensionerad nätanslutningskabel.

#### 1.2.3 Energigemenskap

En energigemenskap skulle kunna göra det möjligt för fler privatpersoner att investera i och ta del av förnyelsebar, lokal energiproduktion. Andra europeiska länder har kommit längre i implementeringen av energigemenskaper och det undersöks därför på vilket sätt svenska lagar och bestämmelser hämmar utvecklingen inom området. Med hjälp av resultatet från problemformuleringen i 1.2.1 utreds hur en energigemenskap kan utformas och dess lönsamhet prövas genom en fallstudie.

### 1.3 Avgränsningar

Avgränsningar för rapporten har gjorts för att syftet ska kunna besvaras med dess tillhörande problemformuleringar och för att inte bli utanför dess ramar. För att vidare precisera syftet och begränsa omfattningen för arbetet så beskrivs här vilka konkreta avgränsningar som använts vid arbetet.

Eftersom instrålningseffekten från solen samt lokalt väder har stor påverkan på en solcellsanläggnings produktion och varierar mycket beroende på anläggningens plats så kommer endast en anläggning lokaliserad i närheten av Göteborg att beaktas.

Elpriset påverkas som kraftigt av klimat, kris, krig och politik därför är det mycket svårt att förutse framtida prisändringar. En solcellsanläggning kan ha en livslängd på 20-30 år och därför är det svårt att i helhet bedöma anläggningens ekonomiska lönsamhet. För att inte spekulera i framtida elpriser har alla beräkningar med elpris gjorts utifrån elpriset under 2023.

Även lastdata för elkonsument för en villa eller bostadshus kan variera mycket beroende på bland annat uppvärmning, energieffektivitet och olika användningsmönster. Simuleringar där lastdata har använts har endast ett fall med en villa på 15 MWh/år beaktats.

Eftersom djupare juridisk kompetens saknats i arbetsgruppen och denna typ av bedömningar ändå behövts, som komplement till mer tekniska bedömningar, har externa bedömningar använts. Dessa har bestått i dokument från relevanta branschorganisationers tolkningar.

### 1.4 Etiska aspekter

Framställning av solceller kräver mycket energi vid råvaruutvinning och tillverkning. En stor del av produktionen sker i Kina där energiproduktionen domineras av fossila bränslen [11]. Således kan en ökad användning av solceller leda till ökade utsläpp.

Den mest troliga metoden för energilagring är genom batterier. Många av de vanliga batterityperna använder sig av sällsynta jordartsmetaller som kan vara framtagna genom etiskt tveksamma metoder och under undermåliga arbetsvillkor [12]. Dessutom finns samma problem med energiproduktion som för solcellerna ovan.

Beträffande klimatpåverkan från solceller konstaterar Energimyndigheten att det tar 2-3 år för solceller i Sverige att kompensera för sina utsläpp [11]. Därefter är elen som producerats att betrakta som ren. Utsläppen från tillverkningen av batterier kompenseras ej på samma sätt, men nyttjandet av energilagring kommer att möjliggöra användandet av mer förnyelsebar energi vilket ses som en miljönytta. Genom medvetna val av produkt kan konsumenten undvika mineraler med tvivelaktigt ursprung och således undvika etiska tvivelaktigheter.

Byggnation av en solcellsanläggning kan påverka närboende genom skymning eller inskränkning i utsikten. Vidare kan uppförandet av anläggningen leda till inskränkning av odlingsmark, betesmark, fornminnen med mera. För att undvika begränsningar i andras utsikt eller skyddsvärd natur skall gällande regelverk såsom bygglov för uppförande av solcellsanläggningar följas. Negativa sociala konsekvenser under bildandet av en energigemenskap undviks genom att visa respekt och hänsyn vid arbetet med bildandet.

Upprättandet av en energigemenskap i en by eller mindre samhälle kan leda till splittringar mellan de som är för och de som inte vill delta. När en tillräckligt stor andel av invånarna gått med i gemenskapen kan det dessutom uppstå ett grupptryck för att de övriga också skall gå med, trots att de kanske varken har lust eller ekonomiska medel för det.

Nyttan av genomförandet av projektet är att det skulle kunna ge mer hållbart producerad el och ett mer flexibelt och stabilt elnät, vilket är en förutsättning för den kritiska klimatomställningen. Projektet kan även underlätta för bildandet av fler energigemenskaper vilket skulle kunna ge ett starkare lokalt engagemang gentemot förnyelsebar energi.

# 2

## Teori

I följande avsnitt kommer grundläggande teori att presenteras, som tillför viktig förståelse för områden som rapporten behandlar. Teorin kommer att behandla områden som solceller och dess funktion samt hur fallstudien är utformad. Delen täcker också grundläggande om energigemenskaper.

### 2.1 Elnätet och dess aktörer

Elnätet har till uppgift att på ett stabilt och driftsäkert sätt överföra energi från producenter till konsumenter. Systemet är indelat i transmissions- och distributionsnät som ägs av systemansvarig myndighet eller transmissionsnätsföretag (ofta förkortat TSO, från engelskans *Transmission System Operator*) respektive region eller lokala nätbolag (förkortat DSO, från *Distribution System Operator*) [13]. I Sverige är *Svenska Kraftnät* (förkortat SvK) TSO och har det övergripande systemansvaret och är således ansvariga för att förse marknaden med den överföringskapacitet som efterfrågas och samtidigt upprätthålla systemstabilitet. DSO ansvarar för att det lokala distributionsnätet levererar med kvalitet och på ett säkert och kostnadseffektivt sätt.

I begreppet systemstabiliteten ingår frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Till följd av konstanta ändringar av produktion och konsumtion rubbas jämviktläget och åtgärder måste vidtas för hålla frekvens och spänning inom de snäva gränser som krävs för att bibehålla stabilitet och undvika systemkollaps [14]. I det nordiska kraftsystemet skall frekvensen för normaldrift ligga mellan 49,9 och 50,1 Hz [15]. För att uppnå frekvensstabilitet krävs effektbalans. Marknaden upprätthåller effektbalans på längre sikt genom att elleverantörer är balansansvariga och måste leverera lika mycket el som deras kunder förbrukar. Leverantörer som orsakar obalans måste betala SvK vad det kostar att återupprätta balansen genom avhjälpande åtgärder och inköp av stödtjänster [15]. Genom att ha stor svängmassa i kraftsystemet går frekvensändringar till följd av obalans långsammare. Då svängmassan i systemet minskar krävs mer och snabbare reglering, och således kan behovet av stödtjänster öka i framtiden.

Spänningen i elnätet skall enligt europeisk standard ligga inom  $\pm 10\%$  av den dimensionerande spänningen, vidare får snabba ändringar på  $\pm 3\%$  ej vara vanligt förekommande [16]. För stora avvikelser från den dimensionerande spänningen kan orsaka anläggningskador, högre överföringsförluster och i extrema fall spänningskollaps [17]. Spänningarna i ett kraftsystemet beror mycket på inmatning och

uttag av reaktiv effekt. Eftersom reaktiv effekt ej kan överföras över större avstånd, utan måste produceras och konsumeras lokalt, är varje DSO ansvarig för reaktiva balansen i sitt eget nät [17]. I dagsläget sker spänningsreglering på låg- och mellanspänningsnivå främst med lindningsomkopplade transformatorer, men framöver kan även styrning av reaktiv effekt bli mer aktuellt [18]. Det kan ske med hjälp av energilagring, såsom ett batteri kombinerat med en växelriktare.

Då ett bolag har nätkoncession för ett område har det bolaget i praktiken ensamrätt att distribuera el till kunder inom det området [19]. *Icke koncessionspliktiga nät*, förkortat IKN, är undantagna från krav på tillstånd för att installeras, enligt förordning (2007:215) [20], där alla undantag från nätkoncession listas.

### 2.1.1 Kostnader för elnätsanslutning

För att nyttja elnätet krävs en elnätsanslutning vilket innebär vissa kostnader som varierar mellan olika distributionsnätsbolag. Prisuppgifterna som ges i detta avsnitt gäller för Ellevio som äger elnätet på Onsalahalvön där fallstudierna presenterade senare i rapporten äger rum.

En nyanslutning under 25 A kostar 50 000 kr om avståndet till elnätet är mindre än 200 meter, därefter tillkommer en avgift per meter [21]. För anslutningar av storleken 35 A och uppåt ges kostnaden av offert från Ellevio [21]. Den löpande kostnaden, elnätsavgiften, för att vara ansluten till nätet består av en fast del som betalas per månad och en rörlig del som betalas per överförd kWh. Nedan presenteras elnätsavgiften för 2024 i tabellform.

**Tabell 2.1:** Elnätsavgifter inkl. moms hämtat från [22].

| Säkring<br>[A] | Fast<br>[kr/mån] | Rörlig<br>[kr/kWh] |
|----------------|------------------|--------------------|
| 16             | 345              | 30,0               |
| 20             | 450              | 30,0               |
| 25             | 565              | 30,0               |
| 35             | 870              | 30,0               |
| 50             | 1 335            | 30,0               |
| 63             | 1 905            | 30,0               |

För rena produktionsanläggningar behövs endast inmatningsabonnemang. För lågspänning 0,4 kV är kostnaden 65 kr/månad med maximal huvudsäkring 63 A och 260 kr/månad för maximal ineffekt 1 500 kW [23].

## 2.2 Stödtjänster

En stödtjänst är något som SvK som systemansvarig köper in för att hantera obalans eller olika störningar i kraftsystemet, i dagsläget finns bara stödtjänster för frekvensreglering [24]. SvK köper bara in stödtjänster från parter som benämns

*balansansvariga*, vilka ingår bindande avtal över en given tidsperiod, där det deklarerar vilken typ av stödtjänst, dess omfattning och placering som ämnas leveras [25]. För att som privatperson eller förening kunna delta på stödtjänstmarknaden krävs det att privatpersonen kontaktar en *aggregator*, som i sin tur har avtal med balansansvarig [26].

### 2.2.1 Frekvensreglering

För att upprätthålla en balans i elnätet i Sverige är det viktigt att hålla frekvensen stabil vid 50 Hz. En lägre frekvens indikerar på en obalans mellan produktion av el och elförbrukning, där förbrukningen kräver mer än vad produktionen ger. Ges en högre frekvens i elnätet är elproduktionen större än efterfrågan vilket skapar obalans. För att kunna stabilisera elnätet behövs stödtjänster [27]. I kraftsystemet krävs en samverkan mellan olika faktorer för att behålla frekvensstabiliteten och uppfylla dess krav för kvalitet och stabilitet. De faktorer som samverkar för att uppnå detta är kraftsystemets egenskaper, dess stabiliserande egenskaper och storleken hos obalansen.

Kraftsystemets tålighet mot störningar beror på dess egna egenskaper, men samtidigt även till största del på den mängd tillgänglig rotationsenergi [27]. Detta är den rörelseenergi som finns lagrat i systemet vilket är en bidragande faktor till systemets förmåga att stå emot förändringar i frekvens. Slutligen är systemets funktion även beroende av förändringar i elförbrukningen, särskilt av en frekvensberoende belastning.

Med hjälp av stödtjänster som åtgärd kan elnätet effektivt regleras när det avviker från dess stabila nivåer på 50 Hz [28]. Dessa kommer från olika aktörer på elmarknaden där Svk köper in reserver. För att kunna vara med på denna marknad krävs att en viss volym skall uppnås och denna beror på vilken typ av stödtjänst som ska användas och till vad.

### 2.2.2 Batterilagring

Batterilagring är något som kan nyttjas för att kunna ha en mer stabil elförsörjning och minska dess väderberoende [29]. Med hjälp av batterilagring går det att lagra tillfälliga produktionsöverskott eller reglera kraftnätet beroende på efterfrågan, vilket gör batterilager till en länk mellan elproduktion samt konsumtion [29]. Att reglera nätet är en stödtjänst kraftnätet är i behov av, genom användandet av ett batterilager kan företag hjälpa reglera frekvensen i nätet vid tider då det råder ett överskott eller underskott med effekt. Överskottsenergi kan lagras när behovet är lägre för att kunna användas när behovet och priset för el ökar. Detta hjälper till att hålla en lägre kostnad för konsumenter [29].

Ett batterilager kan vara nyttigt för elnätet på många vis, batterilager som kombinerar med en stödtjänst som frekvensreglering kan hjälpa nätet vid driftstörningar. Frekvensregleringen är viktigt för ett stabilt kraftnät samt kunna öka driftsäker-

heten för elsystemen [30]. Användning av batterilager som en stödtjänst fungerar genom att företag kopplar ihop ett virtuellt kraftverk med flera batterilager. Dessa batterier kan i sin tur se till att avlasta eller belasta nätet beroende på vilka behov som finns just då [30]. Då lokala elnät kan betala för tjänsten att få nätet avlastat för att minska chansen för överbelastning.

För ett batterilager till hemmabruk med solceller, lämpar sig litiumjonbatterier bäst enligt Elsäkerhetsmyndigheten [31]. Litiumjonbatterier har en högre verkningsgrad och urladdningskapacitet och tål laddningscykler bättre vilket gör att kostnaden på sikt blir mindre än blysyra eller nickelmetallhybridbatterier.

### 2.3 Virtuella nät

Med ett *virtuellt nät* avses att ett befintligt fysiskt elnät, såsom det allmänna elnätet, används för överföring av energi mellan användare, istället för att använda ett parallellt eget nät, men att de ekonomiska aspekterna hanteras genom att avräkna konsumtions- och produktionsdata från olika abonnenter [32]. Själva nätet är därför inte virtuellt, utan kontrolleras snarare virtuellt via uppkopplad mätutrustning. Genom mätning av in- och utmatning på nätet, vilket skulle motsvaras av de anslutna hushållens konsumtion, respektive produktionen från den nätanlutna solcellsanläggningen, kan dessa summerade mätvärden avräknas mot varandra enligt en ekonomisk modell. Detta skulle på så vis minska kostnaden för hushållen jämfört med om elen hade sålts ut på nätet och sedan köpts in till hushållen. Det virtuella nätet skulle alltså kunna göra att hushållen skulle kunna få en likvärdig ekonomisk nytta som om de var anslutna till anläggningen med ett IKN, utan att behöva konstruera ett parallellt kabelnät.

Det är dock viktigt att understryka att denna delningsmodell, enligt rapporten ”*ENERGIDELNING I VIRTUELLA NÄT, Vilka förändringar krävs för att det ska bli verklighet?*” från 2023, saknar lagutrymme i Sverige i dagsläget [32]. Rapporten visar också på exempel från andra EU-länder, där så har t ex införts standarder för avräkningssystem, vilket gör att virtuell delning användas med framgång på dessa platser.

### 2.4 Energigemenskaper

Det finns ännu ingen entydig definition för begreppet energigemenskap, men den kan till exempel utgöras av en förening eller organisation där medlemmarna på något vis investerar gemensamt i förnybar energi [33]. I detta arbete har begreppet antagits innebära en grupp elkonsumenter som gemensamt vill äga en solkraftanläggning och kunna överföra energin från denna mellan sig. Denna praktiska syn på begreppet verkar för närvarande dominera i den svenska debatten. Lokal produktion av el skulle kunna minska behovet av större elbolag och att elnäten decentraliseras [34].

### 2.4.1 Hur fungerar energigemenskaper

Energigemenskaper kan utgöras av privatpersoner, företag eller organisationer med avsikt att producera och använda energi lokalt. De energigemenskaper som är ekonomiska föreningar baserar verksamheten på medlemmarnas arbete och kapital och verkar vanligtvis för att förbättra deras ekonomiska förutsättningar [35]. I ekonomiska föreningar har alla medlemmar en röst, vilket gör föreningen demokratiskt driven. Medlemmarna i föreningen samverkar för att uppföra anläggningar [34], finansiera dessa och på så vis skapa hållbar energiproduktion. Redan etablerade organisationer eller föreningar som bostadsrättsföreningar kan enklare påbörja projekt inom förnyelsebar energi [34] eftersom de endast behöver upprätta nya stadgar för energiproduktion, och inte upprätta en helt ny förening. Medlemskap i en energigemenskap kan ge fler positiva aspekter än bara ekonomiska, föreningar kan installera laddstationer för elbilar [36] eller införskaffa bilar som medlemmar har möjlighet att låna.

Skapandet av fler energigemenskaper ses som en start mot en decentraliserad elmarknad [37] samtidigt som elförsörjningen blir lokal. Decentralisering av elmarknaden sker då elen produceras lokalt och inte längre köps av ett elhandelsbolag. Mer lokal produktion av el bidrar också till minskat behov av effektöverföring i nätet [37] vilket kan avlasta elnätet.

### 2.4.2 Mikroproduktion

En mikroproducent är en person eller juridisk person som bedriver en småskalig produktion av förnyelsebar el i syfte att använda elen själv, och sälja eller lagra produktionsöverskott. En mikroproduktionsanläggning har som störst ett säkringsabonnemang på 63 A och en maxeffekt på 43,5 kW [38]. För att kunna sälja producerad el är anläggningen ansluten till elnätet och har ett avtal med ett elbolag. Finns redan ett avtal med ett elbolag så är de skyldiga att ta emot elen, men olika bolag ger olika ersättningar. För att kunna ta del av diverse reduktioner [39] och bidrag som privatperson så behöver anläggningen ha samma anslutningspunkt som bostaden.

Elen som solcellerna producerar kommer att först gå till fastigheten användning, överskottet går ut på nätet och säljs då till ett elhandelsbolag [40]. Bolagen köper elen för ett spotpris som varierar beroende på tillgång och efterfrågan. Mikroproducenter har möjlighet att få 60 öre i skattereduktion per såld kWh, högst 30 000 kWh per år [38]. Skattereduktionen delas ut av Skatteverket och kommer ges för varje såld kilowattimme upp till antalet köpta kilowattimmar [39]. Produktion större än mängden inköpt el kommer inte ge någon skattereduktion. Elnätsbolaget är skyldigt att ge en skälig ersättning för den överproducerade elen som matas in på elnätet, detta kallas nätnyttan [40] eftersom det kan minska överföringsförluster.

### 2.4.3 Juridisk del av energigemenskaper

Utbyggnad och nyttjande av energigemenskaper har till viss del begränsats av lagstiftning, EU-kommissionen lade fram ett paket, Ren energi för alla i Europa [36] vilket är ett förslag till ändringar för att kunna minska den globala uppvärmningen.

Där lagstiftningspaketet menar att göra det lättare för omställning till förnyelsebar energi och att fortsätta integrering in i elmarknaden. Energimarknadsinspektionen (EI) har som syfte att utvärdera lagstiftningspaketet, arbetet EI gör är för att Sverige ska ha en fungerande marknad och distribution av el [36]. Samt att ha kvar kundernas intresse och se till att kunders ställning i marknaden stärks.

Från Ren energi-paketet är det en del lagstiftningar som EI har i uppdrag att undersöka [36]. EI som har uppdraget att tolka samt komma med nya förslag till redan existerande lagar. Där en av lagarna har de förklarat lagen bättre, om hur en energigemenskap skapas och hur den ekonomiska strukturen ska se ut.

Enligt en tolkning gjord på beställning från elnätsbranchen av förordning (2007:215) [41] är det godkänt att dra elkablar mellan fastigheter om varje enskild fastighet har en egen anslutning till elnätet. I det fall solcellsanläggningen är placerad på en separat fastighet, ska en nätanslutning finnas. Däremot behöver en enskild fastighet som sätter upp en solcellsanläggning på den egna fastigheten inte någon ytterligare nätanslutning än den som redan finns.

### 2.4.4 Avdrag

Vid installation av det som kallas för grön teknik, erbjuder skatteverket en skattereduktion för kostnader av material och arbete [42]. Denna skattereduktion ersätter det tidigare statliga bidraget som erbjöds vid installation av solceller, energilagring av egenproducerad el eller laddstationer för elfordon.

För installation av batterilagring av egenproducerad elenergi ges en skattereduktion till ett värde av 50 procent av kostnaden för arbete och material och ges för påbörjade, slutförda och betalda installationer från tidigast 1 januari 2021 [42]. Dock upp till en kostnad på 50 000 kronor per person och år, är det två personer i hushållet blir det 100 000 kronor. De krav som ställs på att skattereduktionen godkänns är att anläggningen ska vara färdigställd och betalad, den ska vara kopplad till en nätansluten anläggning samt att systemet ska lagra den producerade energin för användning vid annat tillfälle och öka den totala andel egenproducerad energi över året för att täcka hushållets behov. Reduktionen tillämpas inte för lagringssystem som delas av flera hushåll och för batterier som till största del används för egen konsumtion vid senare tillfälle.

Vid installation av solceller beviljas bidrag då anläggningen är färdig och betalad, ansluten till elnät samt att minst 20 % av produktionen är elproduktion om systemet även producerar solvärme [42]. Skattereduktionen beviljas då den producerade elen enbart ger det enskilda hushållet el. Anläggningen ska även vara placerad i närheten av bostaden, exempel som ges är på taket eller markstativ. Bidraget godkänns inte om solcellerna är placerade på ett hyreshus tak om dess energi används av fler hushåll. Det beviljas inte heller om anläggningen placerats på annan fastighet än bostadens, exempel som ges på detta är samfällid mark.

### 2.4.5 Gynnsamhet utomlands

Utomlands har energigemenskaper funnits i många år där dessa uppnår en storlek på några tusen medlemmar. Det är inte bara fokus på solkraft utomlands utan konceptet är mest förnybar energi. Då det kallas Renewable energy communities och behandlar i viss mån solkraft men också vindkraft och bio-bränslen. Tanken är att de ska kunna dela och sprida användningen av förnybar el genom en energigemenskap [43]. Runtom i Europa har det kommit upp tankar om energigemenskaper som kan fungera utan att medlemmar bor i närområdet. Det finns också gemenskaper som hjälper till att sprida kunskap om förnyelsebar energi alternativt hjälper till med installationer av anläggningar [43]. Det handlar mycket om att stärka utbudet lokalt för många energigemenskaper och är drivet av ett system där medlemmar har en röst per person i gemenskapen. Målen med de lokala energigemenskaperna har länge varit att bli självförsörjande tack vare de anläggningar som installerats. Då krävs det att personer i närområden går ihop och hjälper varandra uppnå en hög självförsörjningsgrad.

Ett exempel på en fungerande gemenskap är Edinburgh Solar [44] där de fick hjälp att finansiering till att bygga anläggningar med solpaneler på tak i Edinburgh, Skottland. Det resulterade i att personer kunde betala £250 för en andel. Där de fungerar på så vis att elen först används till byggnaderna som panelerna är installerade på och allt överflöd säljs vidare. Den inkomsten beror på hur många soltimmar panelerna får och vilket behov byggnaderna har. Varje år används inkomsten till utgifter som administration och sen betalas en del ut till medlemmar [44]. Edinburgh Solar får hjälp av en annan gemenskap, Energy4All med olika hjälpmedel, vilka var också de som hjälpte till att finansiera projektet.

### 2.4.6 Fallstudie energigemenskap

Fallstudien för en energigemenskap som beaktas i denna rapport utgår utifrån fem hushåll belägna på Onsalahalvön. I figur 2.1 visas en flygbild över hushållen, tänkt placering av markstående solcellsanläggning samt placeringen av nätbolagets transformatorstation. De hushåll som är intresserade saknar möjligheten att montera solceller på sina egna fastigheter, antingen på grund av att fastigheterna är k-märkta eller på grund av dåliga takförhållanden och otillräcklig yta för markstativ på tomt.



**Figur 2.1:** Situationskarta över planerad energigemenskap med anläggning och hushåll

Hemsol [45], en oberoende jämförelsesida för solceller påpekar att priset för en markmonterad solcellsanläggning är mellan 12 500–13 900 kronor per installerad kilowatt, inklusive avdrag för grön teknik [46]. I detta priset ingår solpaneler, stativ, kablage, omriktare och arbete.

## 2.5 Solkraft

För att kunna simulera och visualisera en anläggning med solpaneler, samt planera en energigemenskap används grundläggande teori om solceller, solstrålning samt hur solen rör sig under dagen.

### 2.5.1 Solceller

Solceller är en tacksam metod för att producera el på, då de är möjliga att installera på tak eller öppna områden och tillför dessutom inget buller. För att solcellerna ska fungera optimalt och producera så mycket som möjligt så finns det vissa saker värda att tänka på när anläggningen utformas. Riktning och vinkel på solcellerna är viktiga delar av utformningen, detta för att täcka tillräckligt många soltimmar av dagen [47]. Om solpanelerna befinner sig på norra halvklotet, kommer en solpanel riktad i sydlig riktning få fler antal soltimmar jämfört med en panel riktad i nordlig riktning. Om montering sker på tak, kan möjligheterna att installera solcellerna optimalt i förhållande till kompassriktning begränsas något. Detta då inte alla byggnader har tak sluttande i sydlig riktning. Att installera solpaneler åt väst och öst kan bidra till mer kontinuerlig produktion över dygnet.

Solcellernas egenskaper varierar beroende på vilken tekniken, materialet och modellen är för den aktuella panelen. Därför kommer rapporten fokusera på en specifik solpanel, som också används i simuleringen. Solpanelen är av en monokristallin typ, med celler på en storlek av 182x91 mm och har modellnamnet UL-545M-144HV [48]. Verkningsgraden på denna modellen är  $\eta = 21.09\%$ .

## 2.5.2 Solstrålning och solens position

Solens position på himlen är viktig för att veta hur solpaneler bäst ska orienteras för optimal prestanda. För att beskriva solens position används vinklarna  $\alpha$  som beskriver solens höjd över horisonten och azimut,  $\gamma$ , vilket är kompassvinkeln som solen befinner sig i, där  $0^\circ$  innebär att solen står rakt norr ut. På det norra halvklotet står solen i syd mitt på dagen, vilket motsvaras av  $\gamma = 180^\circ$ .

## 2.6 Simulering av solkraft

För att simulera hur mycket energi en solcellsanläggning producerar över en viss period behöver flera olika parametrar tas i hänsyn. Dels kan en anläggning vara uppbyggd på olika sätt med olika antal paneler i olika riktningar och lutningar, sedan måste solens intensitet och hur dess position på himlen förändras över dagen och året beaktas.

### 2.6.1 Solens position

För att beräkna solens position vid en viss tidpunkt på dygnet så används soltid [49] istället lokal tid,  $LT$ , som bestäms enligt tidszonerna. Soltid utgår ifrån att solen alltid är som högst på himlen mitt på dagen och är specifik för en given longitud,  $\lambda$ , vilket benämns som lokal soltid,  $LST$ .

För att beräkna vad lokal soltid är i relation till lokal tid behöver beräkningarna ta hänsyn till excentriciteten av jordens omlopps bana [49], jordens axellutning samt vilken tidszon och eventuell sommartid. Det är tidszonerna som bestämmer den lokala tiden, där varje tidszon har en lokal standardtids meridian,  $LSTM$ . Standardtids meridianerna är skilda med  $15^\circ$  eftersom jorden snurrar  $15^\circ$  på en timme och utgår ifrån 0:e meridianen som går igenom Greenwich. I ekvation 2.1 beräknas  $LSTM$  för en given tidszon.

$$LSTM = 15^\circ \cdot \Delta T_{GMT} \quad (2.1)$$

$\Delta T_{GMT}$  är tidsskillnaden mellan den tidszon som ska beräknas,  $LSTM$  och Greenwich tid.

Eftersom ett soldygn inte är lika långt varje dag på året så används tidsekvationen,  $EoT$  [49], som visas i ekvation 2.2, för att beräkna tidsfelet i minuter per dag som orsakas av jordens excentricitet och axellutning.

$$EoT = 9,87 \cdot \sin(2B) - 7,53 \cdot \cos(B) - 1,5 \cdot \sin(B) \quad (2.2)$$

$B$  är beroende på vilken dag,  $d$ , på året det är, där första januari är dag 1, och beräknas enligt ekvation 2.3.

$$B = \frac{360}{365}(d - 81) \quad (2.3)$$

I ekvation 2.4 beräknas skillnaden i longitud mellan  $LSTM$  och den plats som ska beräknas  $LST$  som ger ett fel på 4 minuter per grad, det adderas till tidsfelet från  $EoT$  och ger den totala tidsskillnaden mellan  $LT$  och  $LST$  i minuter.

$$TC = 4(\lambda - LSTM) + EoT \quad (2.4)$$

$LST$  kan nu beräknas enligt ekvation 2.5.

$$LST = LT + \frac{TC}{60} \quad (2.5)$$

För att sedan konvertera den lokala soltiden till timvinkeln,  $HRA$ , används ekvationen 2.6. Timvinkeln är ett mått på hur många grader solen rör sig på himlen på en timma. Timvinkeln är  $0^\circ$  mitt på dagen, negativ på förmiddagen och positiv på eftermiddagen.

$$HRA = 15^\circ(LST - 12) \quad (2.6)$$

Med timvinkeln kan solens höjd och azimut beräknas för varje timme på dagen enligt ekvation 2.7 respektive 2.8.

$$\alpha = \arcsin[\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos(HRA)] \quad (2.7)$$

$$\gamma = \arccos\left[\frac{\sin\delta \cdot \cos\varphi - \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos(HRA)}{\cos\alpha}\right] \quad (2.8)$$

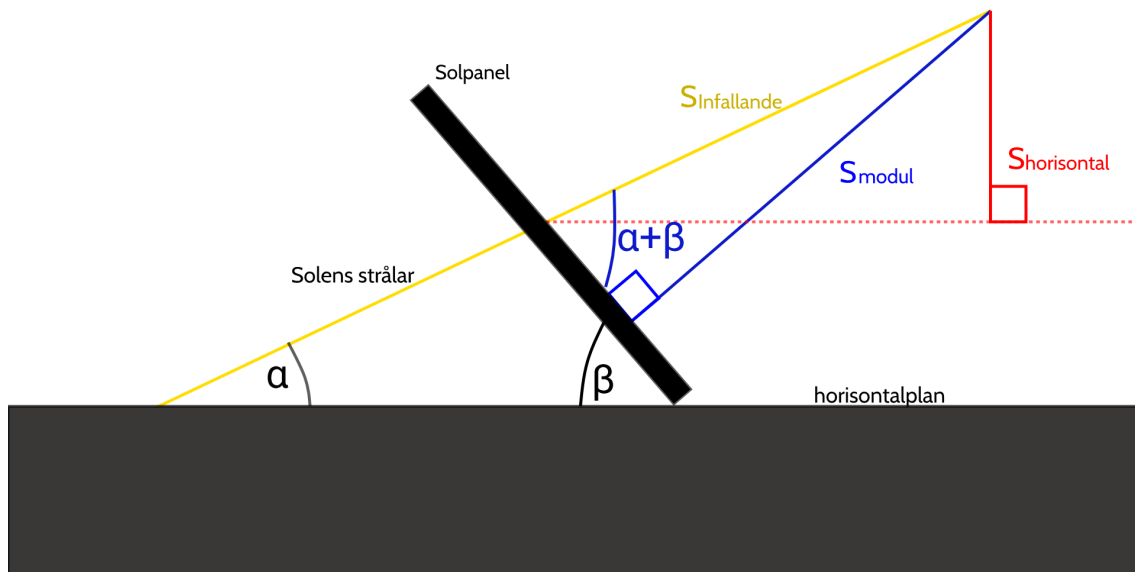
Där  $\delta$  är jordens deklination och ges av ekvation 2.9.

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin(B) \quad (2.9)$$

## 2.6.2 Solstrålning

Solljuset från solen kan nå jorden eller i vårt fall solceller på olika sätt. Den primära strålningen under molnfria dagar och på sommaren är den direkta strålningen, alltså solstrålar som går direkt från solen till oss. Intensiteten hos dessa beror på solens position, årstid och tid på dagen. Under molniga dagar är den primära strålningen så kallad diffus strålning [50], alltså solljus som passerat genom moln eller dylikt. Då ljuset sprids när det fortfarande marken eller solceller men i mindre grad. Intensiteten hos det diffusa ljuset är svårt att förutspå då det i stor grad beror på väderlek. Direkt och diffus strålning blir tillsammans global strålning med sambandet  $G = I \cdot \sin(\alpha) + D$  [50] där  $G$  är global strålning,  $I$  är direkt strålning,  $\alpha$  är solhöjd och  $D$  diffus strålning.

### 2.6.3 Strålningseffekt på panelerna

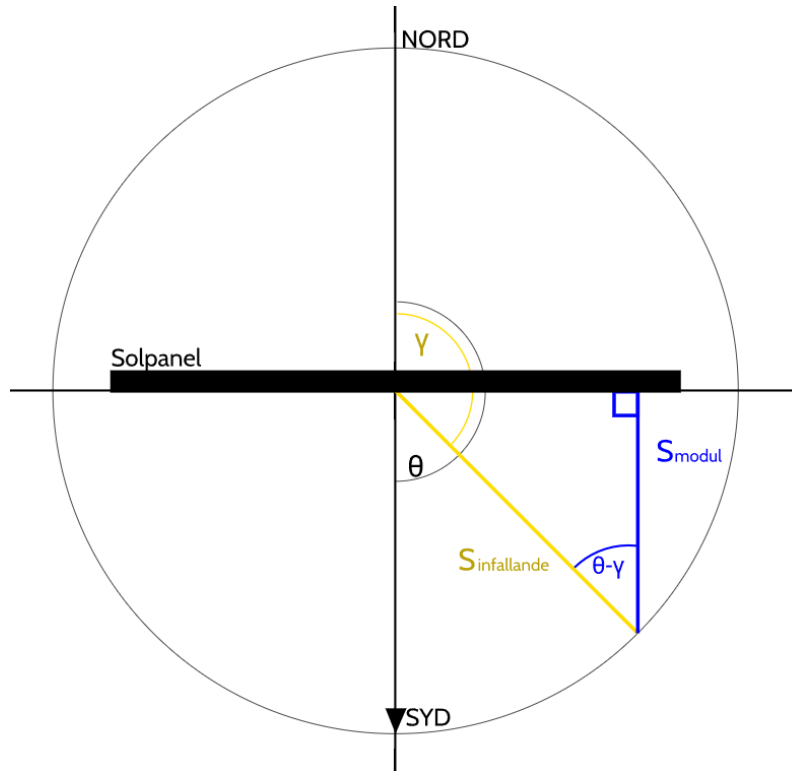


**Figur 2.2:** Geometri för sol infallande från samma riktning som solcellen.

Bild ovan beskriver hur mot solcellen infallande intensitet beräknas m.a.p solens höjd vinkel  $\alpha$  och solcellens lutning  $\beta$ . Azimut(horisontallvinkel) tas ej i beaktning [51].

$$S_{horizontal} = S_{infallande} \cdot \sin(\alpha) \quad (2.10)$$

där  $S_{horizontal}$  är den horisontella komponenten av infallande direkt solljus mätt i  $W/m^2$



**Figur 2.3:** Geometri från ovan azimuth visas.

I syfte att ta azimuth i beaktning utvidgas ekvationen med figur 2.3 till

$$S_{modul} = S_{infallande} * \sin(\alpha + \beta) * \cos(\theta - \gamma). \quad (2.11)$$

Där  $S_{infallande}$  är intensitet för den direkta strålningen från solen.  $\alpha$  är höjdvinkel,  $\gamma$  är azimuth och  $\theta$  är solcellens riktning. (-) då både  $\gamma$  och  $\theta$  definieras som  $0^\circ$  vid riktning norr och  $180^\circ$  direkt syd [51].

För att beräkna total solstrålning används även det diffusa ljuset, detta är det ljus som inte kommer direkt från solen. detta mäts genom att blockera solen och mäta resterande intensitet. Diffust ljus kommer från alla håll och är i allmänhet jämt distribuerat. Solcellen är endast mottaglig för delar av detta ljus då de är riktningberoende. Den diffusa effekten  $S_{diff}$  behöver en faktor  $\frac{\pi - \beta}{\pi}$  för att kompensera för detta. Sammantaget blir bidrag från det direkta och diffusa ljuset

$$S_{tot} = S_{infallande} * \sin(\alpha + \beta) * \cos(\gamma - \theta) + \frac{\pi - \beta}{\pi} * S_{diff}. \quad (2.12)$$

Där definitioner är som ovan.  $S_{tot}$  har enhet  $\frac{W}{m^2}$  Total effekt från solcellen beräknas genom verkningsgrad och area av solceller enligt

$$S_{anläggning} = S_{tot} * A * \eta. \quad (2.13)$$

Där  $A$  är total area för anläggningen och  $\eta$  är verkningsgraden för solcellerna

## 2.7 Aktiv och reaktiv effekt

Då spänningsreglering sker med hjälp av aktiv och reaktiv effekt är det viktigt att förstå hur regleringen är kopplad till olika typer av effekt. På grund av fasförskjutningen som kan uppstå i ett växelströmssystem till följd av induktiva eller kapacitiva komponenter, bildas reaktiv effekt [16]. För en induktiv krets verkar fasförskjutningen så att spänningen ligger före strömmen och fasvinkeln ( $\varphi$ ) är positiv. Förhållandena blir de motsatta om kretsen är kapacitiv. För ett enfassystem ges aktiv och reaktiv effekt enligt

$$P = \sqrt{3}U_h I \cos(\varphi) \quad (2.14)$$

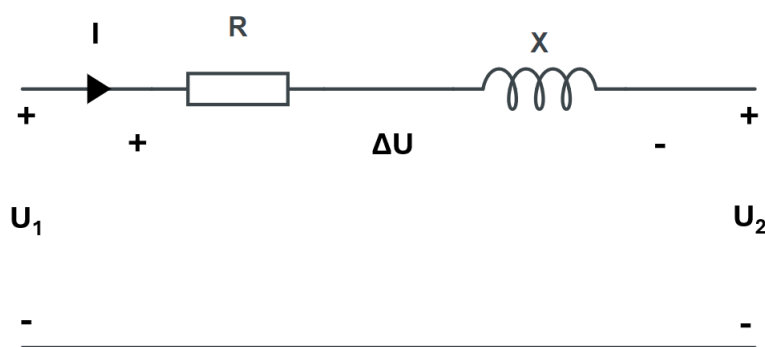
$$Q = \sqrt{3}U_h I \sin(\varphi) \quad (2.15)$$

där  $P$  är aktiv, effekt  $Q$  reaktiv effekt,  $U_h$  är huvudspänningen och  $I$  fasströmmen. Noteringsvärt är att positiv  $\varphi$ , induktiv krets, ger positiv reaktiv effekt och att den kapacitiva kretsen istället ger negativ reaktiv effekt. Den aktiva och reaktiva effekten är kopplade till varandra genom den skenbara effekten,  $S$  som kan beskrivas på följande vis

$$S = \pm \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.16)$$

## 2.8 Spänningsfall i ledare

Då en ledning belastas och det flyter en ström genom den ger ledningens impedans upphov till ett spänningsfall. Vanligtvis kan ledningens impedans uppskattas som en resistans i serie med en induktans [16], vilket ger följande ekvivalenta schema.



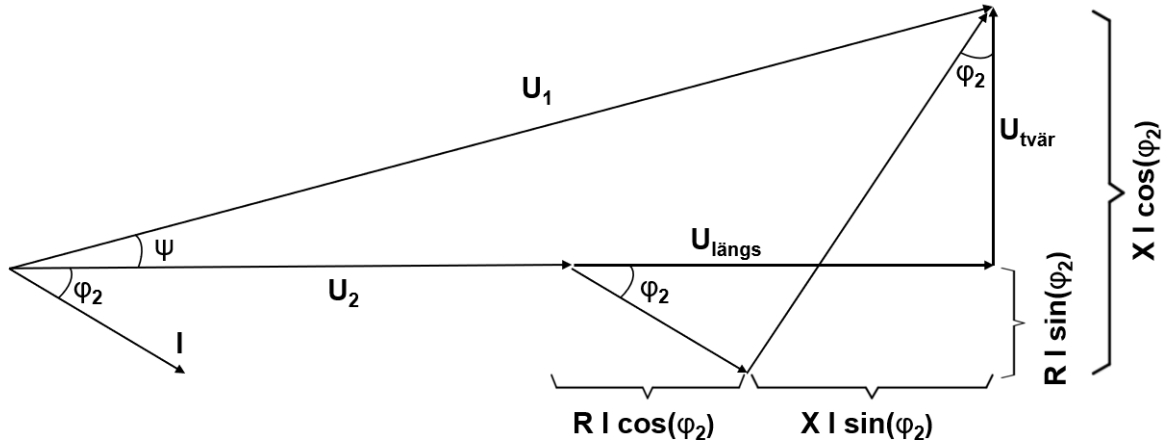
**Figur 2.4:** Ledarens ekvivalenta schema.

där  $U_1$  är spänningen på ena sidan  $U_2$  är spänningen på andra sidan och  $\Delta U$  är spänningsfallet däremellan. Totala impedansen,  $Z$  och  $\Delta U$  uttrycks på komplex form som följer

$$Z = R + jX \quad (2.17)$$

$$\Delta U = RI + jXI \quad (2.18)$$

Spänningarna och strömmen kan ritas ut i ett visardiagram, likaså det längsgående ( $U_{\text{längs}}$ ) och tvärgående spänningsfallet ( $U_{\text{tvär}}$ ), enligt figuren nedan.



**Figur 2.5:** Spänningsfallet för kretsen i figur 2.4 i form av ett visardiagram.

Om spänningsfallet är litet i förhållande till den matande spänningen, i detta fall  $U_1$ , påverkas storleken på  $\Delta U$  nästan enbart av  $U_{\text{längs}}$  och knappt något av  $U_{\text{tvär}}$  [16]. Alltså gäller approximationen

$$\Delta U = U_{\text{tvär}} \quad (2.19)$$

samtidigt som längsspänningsfallet för en fas kan beskrivas

$$U_{\text{längs}} = RI \cos(\varphi) + XI \sin(\varphi) \quad (2.20)$$

Om ekvation 2.19 och 2.20 kombineras och multipliceras med  $\sqrt{3} \cdot U_h$  på båda sidor och ekvation 2.14 och 2.15 används ges följande

$$\sqrt{3}U_h \Delta U = \sqrt{3}U_h(RI \cos(\varphi) + XI \sin(\varphi)) \quad (2.21)$$

$$U_h \Delta U = RP + XQ \implies \Delta U = \frac{RP + XQ}{U_h} \quad (2.22)$$

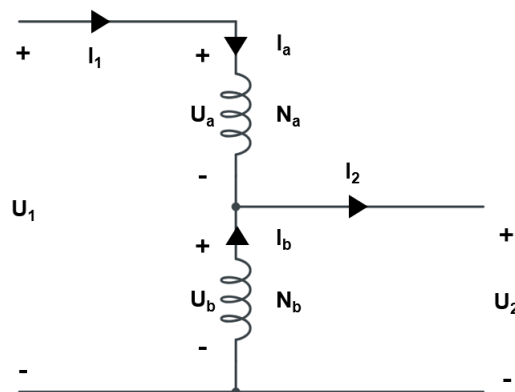
$U_1$  och  $U_2$  har således sambandet

$$|V_1| = |V_2| + \Delta U = |V_2| + \frac{PR + XQ}{|V_2|} \quad (2.23)$$

därmed kan spänningen regleras genom att justera aktiv och reaktiv effekt.

## 2.9 Sparkopplad transformator

En sparkopplad trefastransformator har endast en lindning per fas och omsättnings-  
talet regleras med hur stor del av lindningen som används för primär respektive  
sekundärsidan [16]. Det ideala ekvivalenta enfasschemat visas nedan, där  $U_1$  och  
 $I_1$  är spänning och ström på uppspänningssidan och  $U_2$  och  $I_2$  är motsvarande på  
nedspänningssidan.



**Figur 2.6:** Ekvivalent enfasschema för en sparkopplad transformator

Spolen har delats in i del a och b. Antalet lindningsvar, spänningen över och strömen genom respektive del beskrivs av  $N_a$ ,  $U_a$  och  $I_a$  respektive  $N_b$ ,  $U_b$  och  $I_b$ . Eftersom lindningarna ligger på samma kärna, och således har samma magnetiska flöde igenom sig följer att

$$\frac{U_a}{N_a} = \frac{U_b}{N_b} \quad (2.24)$$

$$I_a \cdot N_a = I_b \cdot N_b. \quad (2.25)$$

Enligt Kirschoffs spänningslag fås förenklingen

$$U_1 = U_a + U_b \quad (2.26)$$

$$U_2 = U_b. \quad (2.27)$$

Detta kombinerat med ekvation 2.24 ger att utspänningen ges av

$$U_2 = \frac{N_b}{N_a + N_b} U_1 \Rightarrow \frac{U_2}{U_1} = \frac{N_b}{N_a + N_b} \quad (2.28)$$

Med Kirschoffs strömlag och ekvation 2.25 ges då

$$I_2 = I_a + I_b = I_a + \frac{N_a}{N_b} I_a = \frac{N_a + N_b}{N_b} I_1 \Rightarrow \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_a + N_b}{N_b} \quad (2.29)$$

Den sparkopplade transformatorn är som mest användbar då spänningsomsättningen är liten, det går då att uppnå en högre verkningsgrad (upp emot 99 %) än i en

fullkopplad transformator och det går även åt mindre materiel vid tillverkning då en del av spolen är gemensam för primär och sekundärsidan [16].

Verkningsgraden i en godtycklig transformator beräknas enligt [16] på följande vis:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_{Fe} + P_{Cu}} \quad (2.30)$$

Där  $P_2$  är effekten på nedspänningssidan,  $P_1$  effekten på uppspänningssidan (jämför med figur 2.6) och  $P_{Fe}$  är järnförlusterna och  $P_{Cu}$  är lindningarnas kopparförluster.  $P_{Fe}$  kan bestämmas genom ett tomgångsprov (se avsnitt 2.9.1) och  $P_{Cu}$  kan bestämmas enligt:

$$P_{Cu} = 3(R_a \cdot I_a^2 + R_b \cdot I_b^2). \quad (2.31)$$

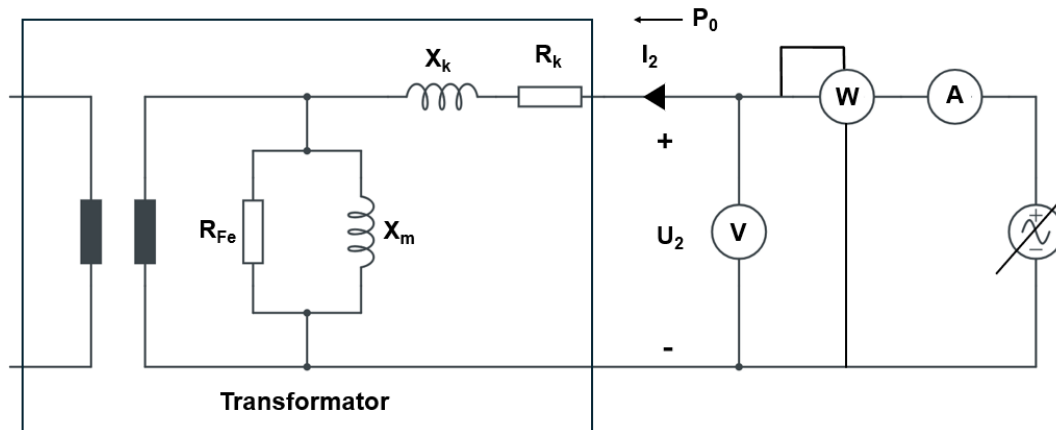
Där  $R_a$ ,  $R_b$ ,  $I_a$  och  $I_b$  är resistanser och strömmar genom de olika delarna av lindningen enligt ekvivalenta schemat i figur 2.6.  $R_a$  och  $R_b$  kan bestämmas med en variant av kortslutningsprovet som beskrivs i 2.9.1.

### 2.9.1 Parameteruppskattningar

I alla icke-ideala transformatorer finns det förluster. För en fullkopplad transformator beskrivs vanligtvis förlustparametrarna  $X_m$ ,  $R_{Fe}$ ,  $X_k$  och  $R_k$ . Där  $X_m$  är shuntinduktans över transformatorns klämmor till följd av magnetiseringsströmmen,  $R_{Fe}$  är en ekvivalent shuntresistans uppkommen till följd av virvelströmmar i järnkärnan,  $X_k$  är en serieresistans uppkommen till följd av läckflödena vid transformatorns lindningar och  $R_k$  är kopparresistansen i lindningarna [16].

För att bestämma de olika parametrarna utförs vanligtvis ett tomgångs- och ett kortslutningsprov.

Tomgångsprovet ger  $R_{Fe}$  och  $X_m$  och utförs vanligtvis genom att lämna uppspänningssidan öppen och mata nedspänningssidan med märkspänningen, samtidigt som  $P_0$ ,  $U_2$  och  $I_2$  mäts, se schema nedan.



**Figur 2.7:** Ekvivalent enfasschema för tomgångsprov på fulltransformator

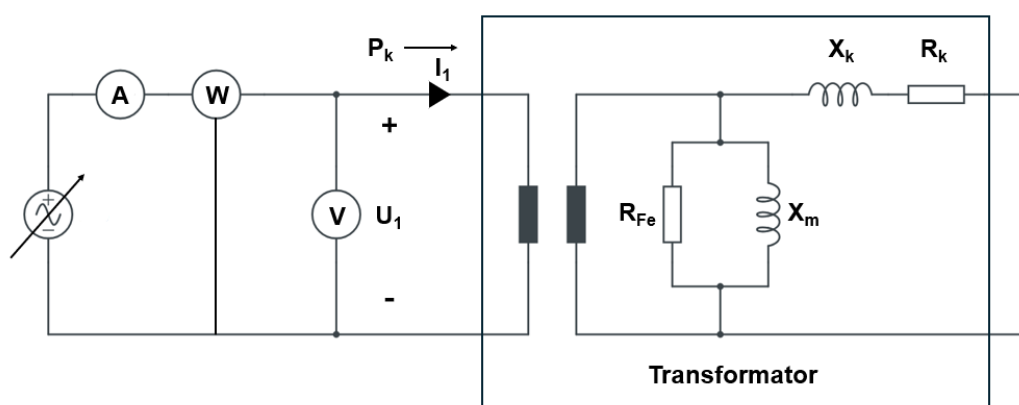
Vanligtvis antas  $R_{Fe}$  och  $X_m$  vara mycket större än  $R_k$  och  $X_k$  vilket gör att spänningsfallet över  $R_k$  och  $X_k$  kan försummas. Därmed kan sambanden för  $P_0$ ,  $S$  och  $Q_m$  ställas upp och göras om för att ge  $R_{Fe}$  och  $X_m$  enligt följande:

$$P_0 = \frac{U_2^2}{R_{Fe}} \implies R_{Fe} = \frac{U_2^2}{P_0} \quad (2.32)$$

$$S = U_2 \cdot I_2 = \sqrt{P_0^2 + Q_0^2} \implies Q_0 = \sqrt{S^2 - P_0^2} = \sqrt{(U_2 \cdot I_2)^2 - P_0^2} \quad (2.33)$$

$$Q_0 = \frac{U_2^2}{X_m} \implies X_m = \frac{U_2^2}{Q_0} \quad (2.34)$$

Kortslutningsprovet ger  $R_k$  och  $X_k$  och utförs vanligtvis genom att kortsluta nedspänningssidan och mata uppspänningssidan med märkström, samtidigt som  $P_k$ ,  $U_1$  och  $I_1$  mäts, se schema nedan.



**Figur 2.8:** Ekvivalent enfasschema för kortslutningsprov på fulltransformator

Eftersom  $R_{Fe}$  och  $X_m$  sedan tidigare antagits vara mycket större än  $R_k$  och  $X_k$ , försummas strömmarna genom  $R_{Fe}$  och  $X_m$ . Sambanden för  $P_k$ ,  $S$  och  $Q_k$  kan därför ställas upp och skrivas om för att ge  $R_k$  och  $X_k$  som följer:

$$P_k = R_k \cdot I_1^2 \implies R_k = \frac{P_k}{I_1^2} \quad (2.35)$$

$$S = U_1 \cdot I_1 = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} \implies Q_k = \sqrt{S^2 - P_k^2} = \sqrt{(U_1 \cdot I_1)^2 - P_k^2} \quad (2.36)$$

$$Q_k = X_k \cdot I_1^2 \implies X_k = \frac{Q_k}{I_1^2} \quad (2.37)$$

## 2.10 Anläggning för fallstudie

Fallstudien studerade en solcellsanläggning belägen på Onsalahalvön och består av 56 solcellsmoduler monterade mot 180° söder och med en lutning av 30°. Solcellsmodulerna är av typen Ulica Solar UL-545M-144 och har en märkeffekt på 545 W, vilket ger anläggningen en märkeffekt på 30,52 kW. Växelriktaren är en Solis-30K-5G (v1), med en maximal skenbar och aktiv ut-effekt på 33 kVA/kW och en nominell ut-effekt på 30 kW.

Anläggningen är ansluten till abonnentens anslutningspunkt via en 240 meter 16 mm<sup>2</sup> aluminiumkabel. Abonnten är ansluten till det starka elnätet via 4 meter N1XV 4x50 till kabelskåp och 115 meter N1XE 4x95 till nätstation med 100 kVA transformator med  $U_k = 4,11\%$ . Huvudsäkringens storlek är i dagsläget av storleken 35 A.

På grund av underdimensionerade nätanslutningskablar uppstår spänningshöjning vid anläggningen vid hög produktion. Maximal godtagbar spänning är 258 V fasspänning, eftersom omriktarens överspänningsskydd löser ut vid högre spänningar. Spänningen regleras i dagsläget genom att begränsa produktionen till maximalt 22,5 kW, vilket innebär att 7,5 kW spills bort då väderförhållandena tillåter full produktion. Minimal godtagbar spänning antas vara motsvarande spänningsdifferens fast negativt från nominell spänning, motsvarande 202 V fasspänning.

Spänningsvariationerna i elnätet har en inverkan på hur hög spänningen vid anläggningen blir. Mätdata för spänningen vid transformatorn saknas, men mätdata för spänningen vid anslutningspunkten och solcellsanläggningen med en upplösning på 5 min finns att tillgå dagvis på växelriktartillverkarens nätportal SolisCloud. Genom att observera timmar med låg ström för dagarna 15-20 september 2023 och 27-29 april 2024 (dagar med varmare väder, liten konsumtion och hög produktion) konstaterades att spänningen vid anslutningspunkten varierade mellan 232 och 237 V [52]. Genom att studera dagarna 1-5 januari 2024 (kallt väder, hög konsumtion och liten produktion) observerades spänningar mellan 226 och 233 V [52].

# 3

## Metod

Metoden som används för att utföra de olika deluppgifter som definieras i problemformuleringen i avsnitt 1.2 varierar mellan simulering, studier av mätdata och litteraturstudie. I detta avsnitt presenteras metoden för respektive uppgift.

### 3.1 Simulering av solcellsanläggning

Simulering av solcellsanläggning sker via ett program skrivet i programmeringsspråket Python. Programmet kan med data på solstrålning (direkt och diffus strålning) beräkna hur mycket energi en solcellsanläggning producerar per timme. Med lastdata samt prisdata beräknas hur mycket av den producerade elen som används till eget bruk samt hur mycket som säljs och vilka ekonomiska effekter det får. Simuleringarna gjordes med spotprisdata, från Vattenfall [53], och soldata mellan 2020 och 2024 och lastdata från en villa med 15 MWh/år [54] i förbrukning, där all data har timupplösning. Programmet består av klasserna Sol, Solcell och Solpark, vad dessa klasser gör beskrivs nedan. Hela programmet kan också ses i appendix A.

#### 3.1.1 Klasser i simulering

Solens position på himlen beräknas i klassen Sol utifrån vilken longitud och latitud som den simulerade anläggningen har samt vilken tidszon den befinner sig i. Solens vinklar, solhöjden  $\alpha$  och azimut  $\gamma$ , beräknas sedan enligt formlerna i 2.6.1 för varje timme.

För att få data för direkt och diffus strålning så användes data från SMHIs databas STRÅNG [55]. Databasen har värden för olika typer av strålning som är beräknade för varje position med en upplösning på 2.5 x 2.5 km och tidsupplösning på en timme som baseras på väderstationer runt om i landet.

Solcellernas effekt beräknas i klassen Solcell utifrån strålningsdatan från STRÅNG samt solens position som beräknas i Solklassen. Varje solcellsobjekt i simuleringen har parametrarna  $\beta$ ,  $\theta$ , area och verkningsgrad, där  $\beta$  är solcellens lutning och  $\theta$  är azimut. Energin producerad av solcellerna beräknas enligt formlerna i 2.6.3 för både direkt och diffus strålning per timme samt den totala energin producerad.

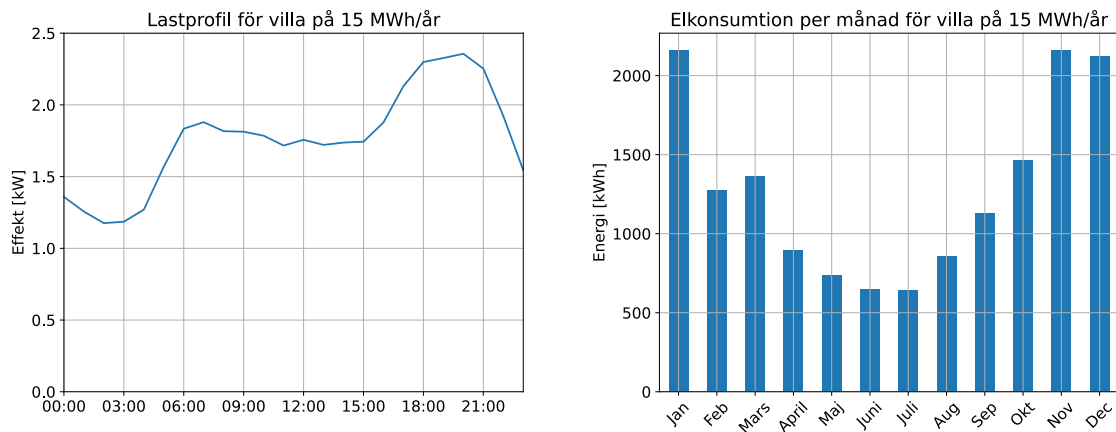
För att simulera en anläggning med flera solceller i olika riktningar som producerar energi vid olika tidpunkter på dagen så läggs alla solcellsobjekt samman i en

Solparkklass. Solparken tar även in lastdata för elförbrukning samt prisdata för spotpris på el. Solparken kan även begränsas med en maxeffekt, som t.ex. motsvarar en maxström som en fastighets huvudsäkring tillåter, och en verkningsgrad som skulle motsvara effektförlusterna i en transformator.

När simuleringen körs väljs vilket tidsspann som den ska köras över, vilken upplösning som figurer över producerad energi ska visas i (tim-, dags- eller månadsupplösning), vilka parametrar de solceller som ska simuleras ska ha samt eventuella parametrar för solparken. Prisdatan och lastdatan kan ändras så att simuleringen använder de spotpriser och den last som var varje timme under året eller så att en genomsnittsdag för ett år eller en månad under året används. Programmet beräknar hur många kWh som produceras av anläggningen under givna tidsspannet, dess max effekt, hur stor del av producerade elen som antingen konsumeras av lasten direkt eller säljs, hur mycket el som fortfarande måste köpas för att täcka lastens konsumtion samt priser för såld el, köpt el och besparingar på att inte behöva köpa el när anläggningen täcker upp för lasten.

### 3.1.2 Lastdata

Lastdatan som matas till simulationen är lika för alla simuleringar i detta arbete. Datan tillhör en mindre (eller energieffektiv) villa med en årsförbrukning på strax över 15 MWh per år. Lastens variation för en genomsnittlig dag på året och över året visas i graferna nedan.



(a) Lastens variation för årets snittdygn.

(b) Månadsvis energiförbrukning.

**Figur 3.1:** Lastens variation presenterat för ett genomsnittligt dygn för hela året och över året månader.

Ur figuren kan konstateras lasten är som störst strax efter 06:00 på morgonen och under kvällstimmarna 17:00 - 22:00 och minst ungefär 03:00. Sett till året är förbrukningen högst i november, december och januari och minst juni och juli. Detta speglar en ganska typisk elförbrukning för en villa i Sverige.

### 3.1.3 Simulerade anläggningar

Simuleringen kördes med tre typer av solcellsanläggningar, ett fall där alla solceller är riktade mot syd, ett där hälften riktas mot sydväst och hälften mot sydost och ett sista fall där så kallade bifaciala solceller används. I de första två fallen har solcellerna 30° lutning mot horisontalplanet, medan de bifaciala solcellerna står vinkelräta mot horisontalplanet med solcellsytan rakt mot öst och väst.

Det söderriktade fallet betraktas eftersom de flesta solcellsanläggningar som byggs idag är söderriktade för att maximera energiproduktionen.

De bifaciala solcellerna beaktas eftersom de väntas ge maximal produktion 06:00 på morgonen och 18:00 på kvällen, vilket bättre matchar elkonsumenterna i de flesta hushåll och tidpunkterna då elpriset är som högst. Vidare ger bifaciala solceller mer area per krona, eftersom den ger produktion på båda sidor, utan att priset dubblas.

Att ha hälften av solcellerna mot sydöst och andra hälften mot sydväst prövas som ett mellanting av de båda tidigare och förväntas ge mer produktion på morgonen jämfört med söderfallet och mer energiproduktion än de bifaciala solcellerna.

Även en kombination av de tre anläggningstyperna testades att köras i simuleringen, där varje anläggningstyp utgjorde en tredjedel av den totala arean. Arean på anläggningarna dimensioneras efter den årliga produktionen för anläggningen, som är ökar proportionerligt med varandra. I testerna dimensionerades anläggningarna för att producera antingen 15 000 kWh/år, likt lastdatan, eller för att producera 30 000 kWh/år.

För att utvärdera de olika anläggningstyperna kördes simulationen för ett antal olika scenarion. För att utvärdera hur anläggningarna beter sig över en solig sommardag kördes simuleringen över den 5 maj 2023 som valdes ut eftersom det var dagen med störst totala instrålning samt att det inte fanns några tecken på moln i strålningsdata. Då elpriset och lasten varierar mycket från dag till dag valdes det att köra med en beräknad snittdag för elpris och last under maj 2023.

Vidare undersöktes hur de olika anläggningstyperna skulle presterat över hela året 2023 givet de elpris som var under året samt lastdatan för ett helt år. Varje anläggning testades med tre olika dimensioneringar, då produktionen är 30 000 kWh/år begränsad 25 A huvudsäkring, 15 000 kWh/år med 25 A huvudsäkring och 15 000 kWh/år med 16 A huvudsäkring. Utifrån datan given av simulationen beräknas därefter ytterligare inkomster från skattereduktion för överskottsel.

## 3.2 Spänningsreglering fallstudie

För att åtgärda spänningshöjningarna för anläggningen som beskrivs i avsnitt 2.10 betraktas tre olika lösningar, styrning av reaktiv effekt, inkoppling av transformator och förläggning av ny nätanslutningskabel.

#### 3.2.1 Beräkningar spänningshöjning

För att beräkna spänningshöjningens omfattning vid anslutningspunkt och anläggning användes ekvation 2.23. Resistansen beräknades utifrån kablarnas resistivitet, längd och area. Reaktansen gavs av standardvärdet för lågspänningskabel  $X = 0,08 \Omega/km$  [56], kablarnas längd, transformatorns impedans samt nätets impedans. Abonnentens egenkonsumtion av el antogs vara noll, likaså produktionen av reaktiv effekt  $Q$ . Spänningen vid anslutningspunkt och anläggning beräknades då producerad aktiv effekt,  $P$ , varierades från 0 till 30 kW och för matningsspänningarna 220, 230 och 240 V (fasspänning) vid transformatorn.

För att beräkna hur mycket energi och pengar som spills på grund av för hög spänning användes simuleringen som beskrivs i 3.1 med den aktuella anläggningens data. Simuleringen kördes med mätdata för hela 2023, utan effektbegränsning och med effektbegränsningarna 27,5 och 22 kW, som motsvarar 258 V vid solcellsanläggningen med en spänning på 235 respektive 240 V vid transformatorns lågspänningssida. Resultaten utan effektbegränsning och med effektbegränsning jämfördes för att ta reda på förlusten i energi och pengar.

#### 3.2.2 Styrning med reaktiv effekt

För att beräkna hur mycket aktiv effekt som kunde produceras under begränsningen av maxspänning 258 V vid PV-anläggningen med styrning av reaktiv effekt användes ekvation 2.23. Den skenbara effekten  $S$  varierades från 0 till 30 kVA och spänningen vid PV-anläggningen beräknades kontinuerligt. Då spänningen vid anläggningen var mindre än det begränsande värdet hölls  $Q$  till 0. Då den begränsande spänningen överskreds, ökades  $Q$  på bekostnad av  $P$  enligt 2.16, tills dess att spänningen åter var inom begränsningarna. Detta utfördes för matningsspänningarna 230, 235 och 240 V (fasspänning) vid transformatorn.

#### 3.2.3 Nyförläggning av nätanslutningskabel

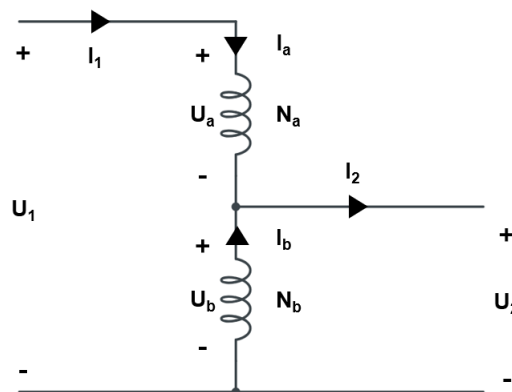
För att undersöka vilken kabelgrovlek som krävs för att leverera maxeffekt utan styrning av reaktiv effekt och utan att överskrida spänningsbegränsningen, gjordes vissa beräkningar. Genom att använda 2.23 och variera  $R$  genom att variera arean på kabeln mellan anslutningspunkten och PV-anläggningen kunde spänningen vid PV-anläggningen beräknas. Som spänning vid anslutningspunkten användes den högsta tillåtna huvudspänningen 440 V (+ 10 % från nominell), 424 V (+6 % från nominell) och 416 V (+4 % från nominell) som motsvaras av fasspänningarna 254 V, 245 V och 240 V. Beräkningarna utfördes för aluminiumkabel med de vanligt förekommande areorna 16, 25, 50, 95, 150, 240 mm<sup>2</sup>.

Kostnaden för nyförläggningen av kabel beräknades för de grovlekar på kabel som enligt beräkningarna ovan bedömdes vara minsta möjliga kabelarea för en viss huvudspänning. Beräkningarna gjordes utifrån Projekteringskatalogen, P2, i EBR kostnads katalog 2020 för lokalnät 0,4-24 kV samt optonät.

### 3.2.4 Parameterbestämning av transformator

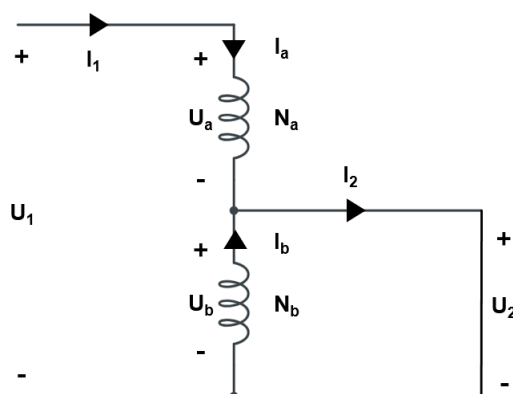
För att få en uppfattning om verkningsgraden, och därmed en uppfattning om den befintliga transformatorns lämplighet att användas i anläggningen, så gjordes mätningar för att bestämma transformatorparametrar. De mätningar som beskrivs i avsnitt 2.9.1 är avsedda för en fulltransformator, men liknande mätningar kan även utföras på en sparkopplad transformator.

För att bestämma tomgångsförluster,  $R_{Fe}$  och  $X_m$  utfördes tomgångsprov på den sparkopplade transformatorn. Transformatorn matades med varierad spänning från alla möjliga lindningskopplingar, 400, 420, 460 och 500 med alla icke-matade ingångar öppna. Spänningen varierades med hjälp av en vridtransformator mellan 0 V till märkspänning med steg om 50 V. Spänningen  $U_2$  och strömmen  $I_2$  mättes för L1 och L3 med Fluke 175 Multimeter och effekten  $P_0$  mättes med en effektmätare Siemens POWERMETER B 4301 genom att mäta alla tre huvudspänningarna och strömmarna i L1 och L3.



**Figur 3.2:** Ekvivalent enfassschema för tomgångsprov av sparkopplad transformator

För att bestämma kopparförluster  $R_k$  och  $X_k$  utfördes ett kortslutningsprov. Ingångarna märkta 400, som motsvarar nedspänningssidan kortslöts och de olika ingångarna på uppspänningssidan märkta 420, 460 och 500 matades med 5 A och 10 A. Matning skedde genom en vridtransformator med induktanser av storleken 30 mH seriekopplade för att göra styrningen av strömmen mindre känslig. Spänningen  $U_1$  och strömmen  $I_1$  mättes för L1 och L3 med Fluke 175 Multimeter och effekten  $P_k$  mättes med en effektmätare Siemens POWERMETER B 4301 genom att mäta alla tre huvudspänningarna och strömmarna i L1 och L3.



**Figur 3.3:** Ekvivalent enfasschema för kortslutningsprov av sparkopplad transformator

För att beräkna  $R_{Fe}$  och  $X_m$  utifrån uppmätta spänningar strömmar och effekter nyttjades ekvation 2.32, 2.33 och 2.34. För samtliga beräkningar nyttjades medelvärdet av spänningarna i L1 och L3 och strömmarna i L1 och L3.

För att beräkna  $R_k$  för de olika delarna av spolen användes medelvärdet av de uppmätta strömmarna i L1 och L3 och effekten insatt i ekvation 2.35.  $X_k$  hade kunnat beräknats med 2.36 och 2.37, men eftersom spänningarna på L1 och L3 varierade för mycket för att få ett rimligt värde på  $S$  togs inget värde på  $X_k$  fram.

Verkningsgraden,  $\eta$ , beräknades enligt ekvation 2.30.  $P_2$  varierades från tomgång till märkeffekt genom att  $U_2$  hölls konstant vid märkspänning och  $I_2$  varierades från 0 till märkström.  $P_{Fe}$  gavs av resultatet från mätningar på transformatorn och  $P_{Cu}$  beräknades enligt ekvation 2.31. Resistanserna  $R_a$  och  $R_b$  gavs genom att dividera beräknade  $R_k$  med antalet lindningsvarv, och därefter multiplicera med antalet lindningsvarv för  $R_a$  respektive  $R_b$  det vill säga 20, 60 eller 100 respektive 400 varv. Beroende på vilken mätning av  $R_k$  som användes gavs således olika effektivitetskurvor.

### 3.2.5 Inkoppling av transformatorn vid solcellsanläggning

Transformatorn antas kopplas in mellan PV-anläggningens omriktare och 16 mm<sup>2</sup> kabeln som ansluter anläggningen till anslutningspunkten till nätet. Två olika sätt att styra spänningen på beaktas här.

Ett sätt är att manuellt koppla in transformatorn på våren, då högre spänningar kan väntas på grund av soligare väder och högre produktion, och sedan koppla ur transformatorn på hösten då vintern och mindre produktion väntar. Transformatorn antas kopplas in i det första kopplingsläget vilket ger 400:420 i omsättning, den maximala och minimala tillåtna spänningen vid 16mm<sup>2</sup> kabelns slut kan då beräknas utifrån ekvation 2.24, och genom att känna till den maximala och minimala tillåtna spänningen vid omriktaren.

Det andra sättet är att med en enkel styrning med en spänningssensor och kontakter kontinuerligt koppla in och ur transformatorn och automatiskt koppla till ett högre eller lägre spänningsläge ifall spänningen blir för hög eller låg. För att illustrera då överspänning blir ett problem beaktas fallen då matande spänning är 230 V, 240 V och 250 V. Spänningen vid PV-anläggningen och anslutningspunkt beräknas på samma sätt som i avsnitt 3.2.1, och spänningen med inkopplad transformator ges genom att multiplicera spänningen vid anläggningen med en faktor  $\frac{400}{koppling}$ , där kopplingsläget börjar på 400 och ökas ett steg då spänningen vid omriktaren når 258 V.

Förlusterna som uppstår då transformatorn är konstant inkopplad beräknas genom att med hjälp av simulationen beskriven i 3.1 beräkna produktion och inkomst utan effektbegränsning och med begränsning 13,8 kW (motsvarande 20 A). För produktionen under 13,8 kW motsvarar transformatorns tomgångsförluster energiförlusterna och tomgångsförlusterna multiplicerat med det genomsnittliga elpriset är inkomstsförlusten. För produktionen över 13,8 kW ges förlusterna genom att ta produktionen minus den genomsnittliga effekten multiplicerat med verkningsgraden och antalet timmar. Förlusterna i kr gavs genom att multiplicera energiförlusten med det genomsnittliga elpriset för det aktuella intervallet. Dessa beräkningar utfördes för helåret 2023 och sommarhalvåret 1/4-30/9 2023.

För att beräkna förlusterna som uppstår då transformatorn kopplas in vid överspänning beaktas endast fallet då transformatorn kopplas in vid överspänning, och för fallen med 235 och 240 V fasspänning vid transformatorns lågspänningssida. Beräkningen sker på samma sätt som för produktion över 13,8 kW i tidigare stycke, fast nu med 27,5 och 22 kW effektbegränsning istället. 27,5 och 22 kW motsvarar effekterna då överspänning 258 V nås med 235 respektive 240 V vid transformatorn.

### 3.2.6 Effektbegränsning på grund av huvudsäkring

Den aktuella nätanslutningen är i dagsläget begränsad till 35 A. För att beräkna hur stor effekt som kan produceras utan att överskrida maxströmmen antogs  $\cos(\varphi) = 1$  och  $P = 3 \cdot U_f \cdot I$  nyttjades.  $U_f$  varierades mellan det nominella värdet och nominella värdet  $\pm 10\%$ . Samma formel och värden på spänningen användes också för att beräkna vilken ström som krävs för att leverera effekten vid full produktion 30 kW.

För att ge en uppfattning om vilka ekonomiska inkomster solcellsanläggningen kan inbringa då med och utan egenkonsumtion då spänningshöjning ej beaktas simuleras solcellsanläggningen enligt 3.1 tillsammans med/utan en lastprofil som konsumerar cirka 15000 kWh per år. Detta görs under begränsning av 35 och 50 A för att undersöka rimligheten i att höja abonnentens maximala tillåtna ström.

## 3.3 Utredning av energigemenskap

I detta avsnitt utreds tre olika praktiska utformningar av energigemenskapen som beskrivs i 2.4.6. Ett fall då ett parallellt DC-nät konstrueras för överföring av effekt

från produktionsanläggningen till gemenskapens olika medlemmar, för omvandling till AC och egenkonsumtion i respektive fastighet. Ett fall då en produktionsanläggning av motsvarande storlek konstrueras och nätansluts varvid all producerad effekt säljs, och ytterligare ett fall då ett virtuellt nät konstrueras genom att konsumtionen för gemenskapen timvis dras bort från produktionen och överskottet säljs på elmarknaden.

För samtliga fall användes elnätsbranschorganisationernas tolkning av förordningen (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857), eftersom ytterligare tolkningar av denna ligger utanför rapportens arbetsområde.

Konstruktionen av DC-nätet utgår ifrån en befintlig offert given från det befintliga marknadsledande företaget inom området för energigemenskaper, Ferroamp.

### 3.3.1 Konstruktion av DC-nät

För att mäta ut avstånd mellan solcellsanläggning och respektive hushåll, användes lantmäteriets karttjänst *min karta* [57]. Platsen för energigemenskapen lokaliserades varpå mätverktyget användes för att mäta ut avstånd mellan varje hus samt solcellsanläggning vilket redovisas i figur 2.1. Genom användning av detta verktyg gjordes en ungefärlig uppskattning om hur kablar skulle dras, vilket visas i resultatavsnittet i figur 4.6.

Vid fastställandet av vilken kabel som bäst lämpades till energigemenskapen som studeras i fallstudien användes beräkningsverktyget Cable Calculator från företaget Ferroamps hemsida. I tabell 3.1 nedan, redovisas de värden som användes för att ta fram en lämplig kabel, som sedan användes för att beräkna de kostnader som redovisas i avsnitt 4.3.1.

**Tabell 3.1:** Ingångsdata för beräkningsverktyget Cable Calculator

| Parameter                   | Ingångsdata                                |
|-----------------------------|--|
| 1. Kabellängd               | 126,4 m                                    |
| 2. Spänningsnivå och typ    | 760 V DC                                   |
| 3. Effekt / Strömstyrka     | 79,7kW                                     |
| 4. Effektprofil             | Photovoltaic generator (Solcellsgenerator) |
| 5. Accepterad energiförlust | 1%   |
| 6. Kärnkonfiguration        | L+ X PE L-                                 |
| 7. Ledarmaterial            | Aluminum                                   |
| 8. Installationsmetod       | D2   |
| 9. Kabelisolering           | PVC 70 ° C                                 |

Som framgår i tabell 3.1, användes kabellängden för sträckan från anläggningen till det första huset, detta då den antas belastas med den högsta effekten, samt att det var den längsta sträcka för kabeln att läggas. Samma kabel antogs sedan användas för resterande kabelsträckor och projekteringskatalogen, P2, i EBR kostnadskatalog 2020 för lokalnät 0,4-24 kV användes för att beräkna kostnaden för konstruktion av

kabelnät.

För att få fram totalpriset för installation av en markbaserad solcellsanläggning behövdes beräkningar genomföras för att få ett uppskattat värde då detta inte angavs exakt i offert. Det gjordes en mindre marknadsundersökning på nätet vilken visat att kostnaden för en växelomriktare för en 100kW anläggning låg på ungefär 50 000 kronor.

Vidare användes jämförelsesidan Hemsol för att få fram ett ungefärligt pris på kostnaden för de markbaserade solcellerna, där ställningar och växelriktare var medräknat i priset per kilowattimme, se teoriavsnitt 2.4.6. Medelvärdet för detta togs och gav ett resultat på 13 200kr/kW.

Priset per kilowatt användes för att beräkna den totala kostnaden för energigemenskapen på 79,7 kW. Därefter subtraherades kostnaden för växelriktaren för att få fram priset för enbart solceller och stativ då given offert redan presenterat priser för komponenter som ingår i anläggningen. Kostnaden för komponenterna i offerten adderades ihop med uppskattat värde för solceller utan växelomriktare. Detta exkl. moms, så denna procentsatsen lades på i efterhand. Resultatet av detta visas i tabell 4.15 och 4.16.

För att beräkna inkomsterna från solcellsanläggningen används återigen simuleringen beskriven i 3.1. En anläggning med toppeffekten 79,7 kW simuleras för mätdata från 2023 och lastdata givet av fem identiska hushåll med konsumtionen 15 000 kWh/år, för att visa hur mycket intäkter som ges genom egenkonsumtion och elförsäljning. Även fallet med endast elförsäljning beaktas för jämförelse. Anläggningen antogs vara söderriktad eftersom den för anläggningen utpekade platsen inte tillåter något annat.

Skatteavdraget som kan ges vid egenproduktion av el beräknas enligt de regler som för skattereduktion som beskrivs i 2.4.2, läggs till inkomsterna och jämförs med kostnaderna för att se hur det påverkar anläggningens lönsamhet.

### 3.3.2 Nätanslutning elförsäljning

Inkomsterna från solcellsanläggningen blir då anläggningen bara nätansluts endast de som ges av elförsäljningen av all producerad effekt. Kostnaden för solcellsanläggningen baseras på approximationerna gjorda i 3.3.1, och motsvarar kostnaden för konstruktion av anläggning inklusive växelriktare. Utöver det tillkommer en nätanslutning där kostnaden är okänd. Månadskostnaden för elnätsanslutning kan dock beräknas utifrån Ellevios prislistor.

### 3.3.3 Nätanslutning virtuellt nät

Inkomsterna från solcellsanläggningen då den används tillsammans med ett virtuellt nät ges genom att egenkonsumtionen för de fem hushållen tas i beaktande, på sam-

### 3. Metod

---

ma vis som för fallet med DC-nät, fast utan att konstruera DC-nätet. Kostnaden motsvarar den som beskrivs i fallet ovan i 3.3.2.

# 4

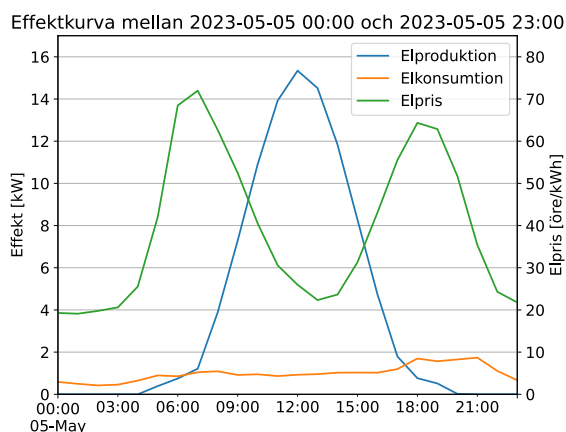
## Resultat

Nedan presenteras resultaten från rapportens olika delar. En större utläggning hur fallstudien ser ut och beräkningar för att få fram kostnader för arbete och olika styrningar till systemet som används. En utläggning för hur en energigemenskap kan planeras och utformas på ett optimalt och effektivt vis.

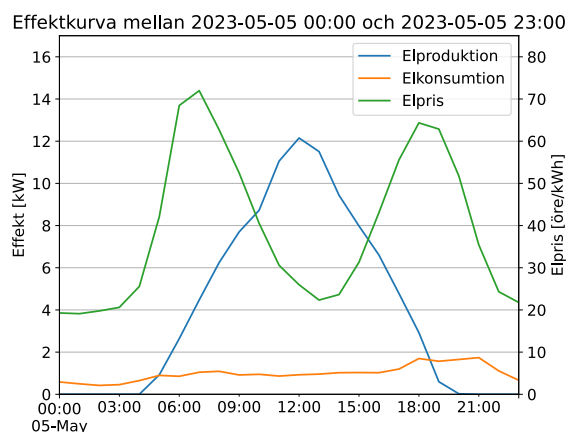
### 4.1 Simuleringsresultat för solcellsanläggning

De tre olika anläggningarna specificerade i 3.1.3, dimensionerade för att producera 15 MWh/år, utvärderades för den dag under 2023 som hade störst instrålad effekt vilket var 5 maj. I figur 4.1 visas grafer för elproduktionen för de olika anläggningarna i blått, i graferna visas även elpris och elkonsumtion för en snittdag i maj 2023.

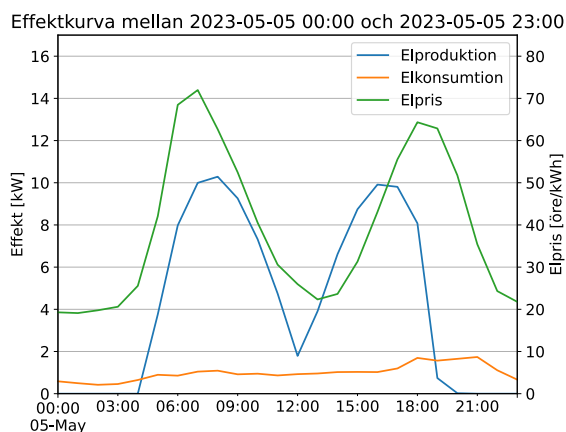
## 4. Resultat



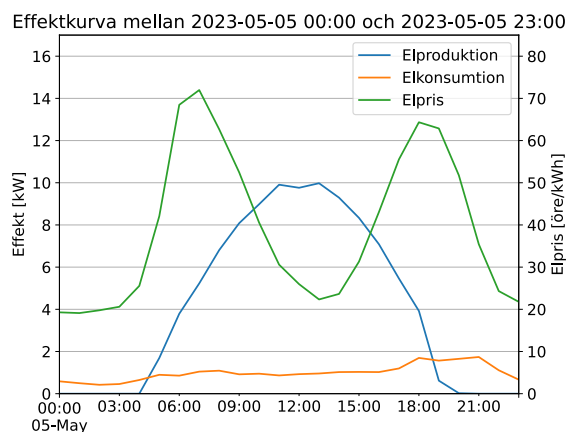
(a) Sydlig anläggning



(b) Delad anläggning, sydost/sydväst



(c) Bifaciala solceller



(d) Kombination med en tredjedel av de varje anläggningstyp

**Figur 4.1:** Olika anläggningars produktion 5 maj 2023 med snittpriset/last för maj 2023, dimensionerade för att producera 15 MWh/år

Den sydliga anläggningen som ses i figur 4.1a producerar 96.2 kWh med en topp effekt på 15.3 kW och har ett relativt smalt tidsspänn där energi produceras. Anläggningen producerar även som mest energi mitt på dagen då elpriset är lågt.

När solcellerna delas upp hälften sydost, hälften sydväst så blir topp effekten något lägre på 12.2 kW men producerar ändå 97.8 kWh. Mitt på dagen bidrar båda halvorna av anläggningen och producerar energi vilket gör att topp effekten fortfarande nås mitt på dagen. Men jämfört med sydliga anläggningen så blir effekten högre innan 09.00 och efter 15.00.

De bifaciala solcellerna som visas i figur 4.1c producerar totalt 103.0 kWh och har två effekt toppar på 10.3 kW samt 9.9 kW som istället för att vara mitt på dagen kommer vid 08.00 respektive 16.00. Det gör att den stora delen av produktionen är då elpriset är som högst.

Figur 4.1d visar effektkurvan för en anläggning där de tre anläggningstyperna kombineras till en anläggning med en tredjedel av ytan från varje anläggning. Det ger en mycket bredare effektkurva med ett maximum på 10.0 kW med total produktion på 99.0 kWh.

Vidare körs simuleringar för ett helt år med varierande säkringsstorlekar och dimensioneringar på anläggningarna. I tabellen nedan visas resultatet för de tre olika typerna av anläggningar dimensionerade för 30 000 kWh årsproduktion och begränsade av en säkring av storleken 25 A.

**Tabell 4.1:** Resultat för anläggningar dimensionerade för 30000 kWh per år och huvudsäkring 25 A.

| Storhet                   | Värde syd     | Värde sydost/sydväst | Värde bifaciala |
|---------------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| Area [m <sup>2</sup> ]    | 142,3         | 153,8                | 2 x 120,4       |
| Begränsade timmar         | 520           | 355                  | 308             |
| Spilld energi [kWh]       | 3251          | 1111                 | 445             |
| Producerad energi [kWh]   | 26 752        | 28 884               | 29 565          |
| Max effekt [kW]           | 17,25         | 17,25                | 17,25           |
| Egenkonsumtion [kWh]      | 5385          | 5548                 | 5531            |
| Pengar sparade [Kr]       | 8386          | 8659                 | 8611            |
| Såld energi [kWh]         | 21 367        | 23 336               | 24 033          |
| Inkomst såld energi [Kr]  | 11 065        | 12 044               | 13 476          |
| Köpt energi [kWh]         | 10 067        | 9904                 | 9921            |
| Skatteavdrag [kr]         | 6040          | 5942                 | 5953            |
| <b>Total inkomst [kr]</b> | <b>25 491</b> | <b>26645</b>         | <b>28 040</b>   |

Noteringsvärt är att alla tre fallen hamnar över huvudsäkringens begränsning, men att den söderriktade anläggningen spiller nästan tre gånger så mycket effekt än sydost/sydväst-fallet. Vidare kan noteras att Staketet har ett snittpris på elen som är 3,5 öre högre än de andra två fallen som är ganska lika, vilket kommer av att produktionen matchar priskurvan bättre. Det kan också noteras att sydost/sydväst-fallet har den högsta egenkonsumtionen och att egenkonsumtionen inbringar mycket större inkomst per kWh jämfört med elförsäljningen. Trots detta inbringar de bifaciala solcellerna mest inkomst/besparingar.

Resultaten för samma typer av anläggningar, men nu dimensionerade för 15 000 kWh per år och begränsat av 25 A ges i tabellen nedan.

#### 4. Resultat

**Tabell 4.2:** Resultat för anläggningar dimensionerade för 15 000 kWh per år och huvudsäkring 25 A.

| Storhet                   | Värde syd     | Värde sydost/sydväst | Värde bifaciala |
|---------------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| Area [m <sup>2</sup> ]    | 71,15         | 76,9                 | 2 x 60,2        |
| Begränsade timmar         | 0             | 0                    | 0               |
| Spilld energi [kWh]       | 0             | 0                    | 0               |
| Producerad energi [kWh]   | 15 001        | 14 998               | 15 005          |
| Max effekt [kW]           | 15,34         | 12,15                | 10,64           |
| Egenkonsumtion [kWh]      | 4488          | 4720                 | 4724            |
| Pengar sparade [Kr]       | 6904          | 7266                 | 7257            |
| Såld energi [kWh]         | 10 514        | 10 277               | 10 281          |
| Inkomst såld energi [Kr]  | 5070          | 4994                 | 5623            |
| Köpt energi [kWh]         | 10 964        | 10 732               | 10 728          |
| Skatteavdrag [kr]         | 6308          | 6166                 | 6186            |
| <b>Total inkomst [kr]</b> | <b>18 282</b> | <b>18 426</b>        | <b>19 066</b>   |

Jämfört med resultatet i tabell 4.1 framgår i tabell 4.2 att produktionen inte längre begränsas av huvudsäkringen. Maxeffekterna blir istället så att syd har högst, bifaciala har minst och sydost/sydväst är där emellan (samma beteende som tidigare observerats i figur 4.1 innan). Inkomsterna har liknande inbördes relationer som tidigare. Noteringsvärt är att, medan inkomsten för såld el mer än halveras för all tre fall, minskar besparingarna på egenproduktion med som mest 18 %.

Då samma anläggningar och dimensioner behålls men säkringsstorleken minskas till 16 A ges resultaten i tabellen nedan.

**Tabell 4.3:** Resultat för anläggningar dimensionerade för 15 000 kWh per år och huvudsäkring 16 A.

| Storhet                   | Värde syd     | Värde sydost/sydväst | Värde bifaciala |
|---------------------------|---------------|----------------------|-----------------|
| Area [m <sup>2</sup> ]    | 71,15         | 76,9                 | 2 x 60,2        |
| Begränsade timmar         | 318           | 88                   | 0               |
| Spilld energi [kWh]       | 593,60        | 39                   | 0               |
| Producerad energi [kWh]   | 14 408        | 14 958               | 15 005          |
| Max effekt [kW]           | 11,04         | 11,04                | 10,64           |
| Egenkonsumtion [kWh]      | 4488          | 4720                 | 4724            |
| Pengar sparade [Kr]       | 6904          | 7266                 | 7257            |
| Såld energi [kWh]         | 9920          | 10 238               | 10 281          |
| Inkomst såld energi [Kr]  | 4829          | 4979                 | 5623            |
| Köpt energi [kWh]         | 10 964        | 10 732               | 10 728          |
| Skatteavdrag [kr]         | 5952          | 6143                 | 6186            |
| <b>Total inkomst [kr]</b> | <b>17 685</b> | <b>18 388</b>        | <b>19 066</b>   |

Resultatet i tabellen ovan, 4.3 är väsentligen desamma som de i tabell 4.2. För fallen syd och sydost/sydväst begränsas produktionen 318 respektive 88 timmar per år,

vilket spillar 594 kWh respektive 39 kWh. Egenkonsumtionen förblir dock densamma och det sker således endast mindre inkomstminskningar till följd av minskad elförsäljning.

## 4.2 Resultat för fallstudie om spänningshöjning vid anläggning

Här presenteras och kommenteras resultat beträffande beräkningar gjorda beträffande solcellsanläggningen som beskrivs i 2.10.

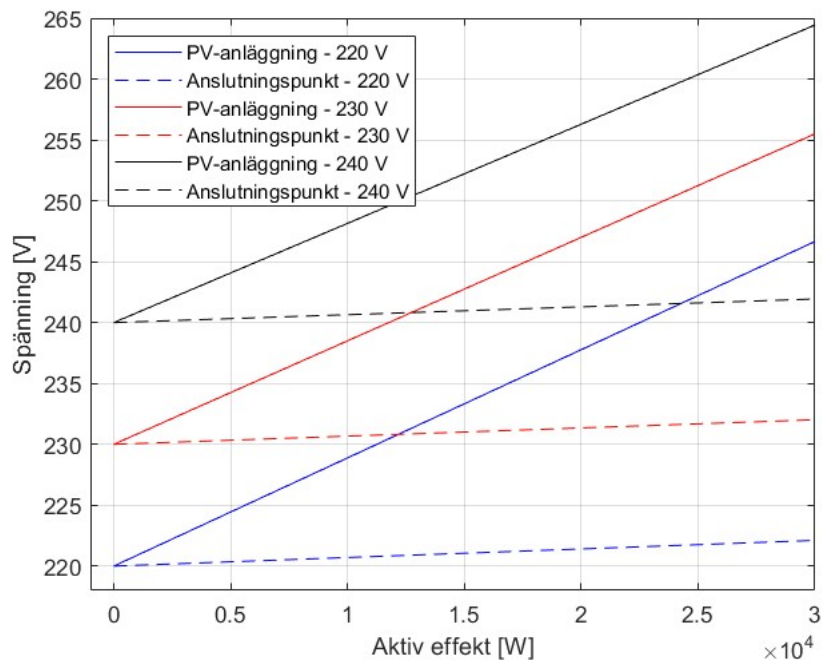
### 4.2.1 Resultat beräkningar spänningshöjning

Då beräkningarna som beskrivs i 3.2.1 utförs ges  $R$  och  $X$  enligt tabellen nedan.

**Tabell 4.4:** De olika komponenternas beräknade värden med matande spänning 230 V

| Komponent                           | Längd [m] | $R[\Omega]$ | $X[\Omega]$          |
|-------------------------------------|-----------|-------------|----------------------|
| ALU 4x16                            | 240       | 0,5400      | 0,0192               |
| N1XV 4x50                           | 4         | 0,0029      | $3,2 \cdot 10^{-4}$  |
| N1XE 4x95                           | 115       | 0,0436      | 0,0092               |
| Transformator                       | -         | 0           | 0,0710               |
| Överliggande nät                    | -         | 0           | $2,28 \cdot 10^{-6}$ |
| <b>Summa t.o.m anslutningspunkt</b> | 119       | 0,0465      | 0,0747               |
| <b>Summa t.o.m PV-anläggning</b>    | 359       | 0,5865      | 0,0997               |

Utifrån värdena givna i tabellen ovan, i teori och metod given formel för spänningshöjning,  $P$  varierat från 0 till 30 kW och spänning vid transformator varierat mellan 220, 230 och 240 V ges spänning vid anslutningspunkt och PV-anläggning enligt figuren nedan.



**Figur 4.2:** Beräknad fasspänning beroende av producerad aktiv effekt  $P$ , då egenkonsumtionen antogs vara 0.

Utifrån simuleringen gavs 30 510 kWh producerad energi och 16 439 kr för elförsäljning över hela året då inga restriktioner tillämpades. Med restriktioner 22 respektive 27,5 kW ges resultaten i tabellen nedan.

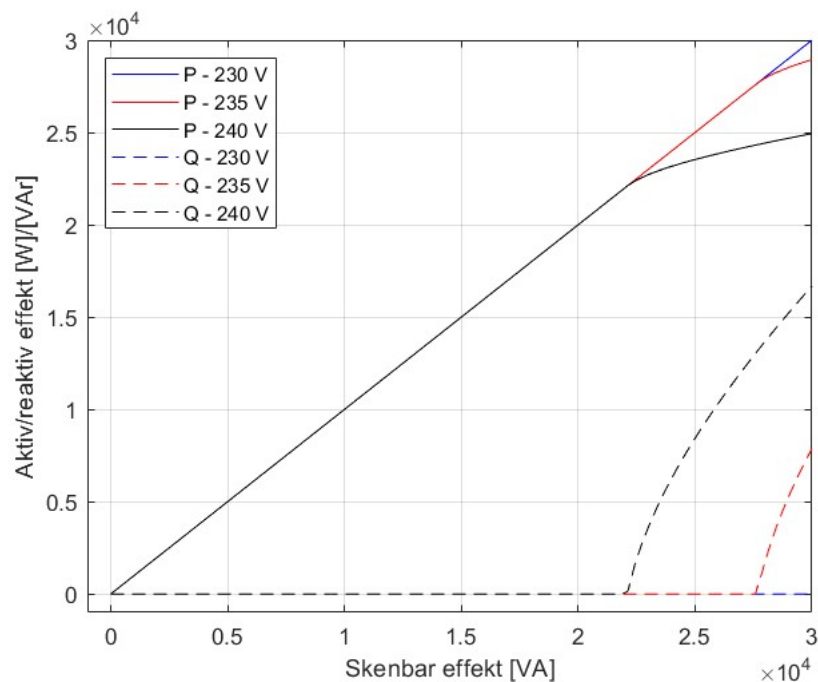
**Tabell 4.5:** Produktion, inkomster samt förlorad produktion och inkomster för 22 och 27,5 kW effektbegränsning.

| Maxeffekt [kWh] | Energi [kWh] | Elförsäljning [Kr] | Tid över max [Timmar] | Energiminskning [kWh] | Inkomstminskning [Kr] |
|-----------------|--------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 22              | 29 155       | 15 887             | 337                   | 1355                  | 485                   |
| 27,5            | 30 343       | 16 371             | 107                   | 167                   | 68                    |

Det framgår tydligt att sett över hela året är antalet timmar då produktionen begränsas av 22 och 27,5 kW mycket litet, 337 respektive 107 timmar. Således blir också energiförlusterna och inkomstminskningen små, i det närmaste försumbara.

#### 4.2.2 Styrning med reaktiv effekt

Då styrning såsom beskrivs i 3.2.2 tillämpas och  $S$  varieras från 0 till 30 kVA och och spänning vid transformator varieras mellan 230, 235 och 240 V ges  $P$  och  $Q$  beroende av  $S$  enligt figuren nedan.



**Figur 4.3:** Beräknat P och Q beroende av S då styrning med Q tillämpas

Noteringsvärt är att då spänningen vid transformatorn är 230 V krävs ingen styrning eftersom spänningsbegränsningen ej överskrids. Med 235 V överskrids spänningsbegränsningen vid cirka 27,5 kW men med styrning når den aktiva effekten upp till ungefär 29 kW. Med 240 V vid transformatorn överskrids spänningsbegränsningen redan vid strax över 22 kW och med styrning nås som högst 25 kW.

### 4.2.3 Nyförläggning av kabel

Då beräkningarna som beskrivs i 3.2.3 utförs med  $P = 30$  kW ges resultatet som visas i tabellen nedan.

**Tabell 4.6:** Spänning vid PV-anläggning beroende på kabelarea och spänning vid anslutningspunkt då  $P = 30$  kW.

| Ledararea [mm <sup>2</sup> ] | $R[\Omega]$ | 240 V  | 245 V | 254 V |
|------------------------------|-------------|--------|-------|-------|
| 16                           | 0,5400      | 262,66 | 266,9 | 275,3 |
| 25                           | 0,3456      | 254,57 | 258,9 | 267,6 |
| 50                           | 0,1728      | 247,37 | 251,9 | 260,8 |
| 95                           | 0,0909      | 243,96 | 248,5 | 257,6 |
| 150                          | 0,0576      | 242,58 | 247,1 | 256,3 |
| 240                          | 0,0360      | 241,68 | 246,3 | 255,5 |

I tabellen går det att observera att kabelareorna 95 mm<sup>2</sup> och uppåt går att använda då hänsyn tas till spänningsvariationer som motsvarar 10 % av det nominella värdet. 50 mm<sup>2</sup> och uppåt går att använda då hänsyn tas till spänningsvariationer som motsvarar 6 % av det nominella värdet. Då maximala fasspänningen är det vanligt

förekommande 240 V, räcker 25 mm<sup>2</sup> och uppåt.

Då kostnadsberäkningarna utförs ges resultaten i tabellerna nedan. Eftersom förläggningen av 95 mm<sup>2</sup> kräver andra arbetskoder än den av mindre kablar är resultaten uppdelade i två tabeller.

**Tabell 4.7:** Kostnad för förläggning av grovlek 25 mm<sup>2</sup> och 50 mm<sup>2</sup>.

| Arb kod      | Löp nr | Arbete  | Kostnad/enhet | Antal | Kostnad [kr]  |
|--------------|--------|---|---------------|-------|---------------|
| 138          | 10     | Plöjning normal mark $\leq 240$ mm <sup>2</sup> | 27 845/km     | 0,240 | 6 682         |
| 140          | 01     | Utdragning av kabel < 1 kg/m                    | 4955/km       | 0,240 | 1 189         |
| 140          | 68     | Ansluta kabel N1XV(E) 10-50                     | 372/st        | 2     | 744           |
| 155          | 03     | N1XV(E) 4x25-Al                                 | 20 131/km     | 0,240 | 4 831         |
| 155          | 15     | N1XV(E) 4x50-Al                                 | 27 454/km     | 0,240 | 6 589         |
| <b>Summa</b> |        | N1XV(E) 4x25-Al                                 |               |       | <b>13 446</b> |
| <b>Summa</b> |        | N1XV(E) 4x50-Al                                 |               |       | <b>15 204</b> |

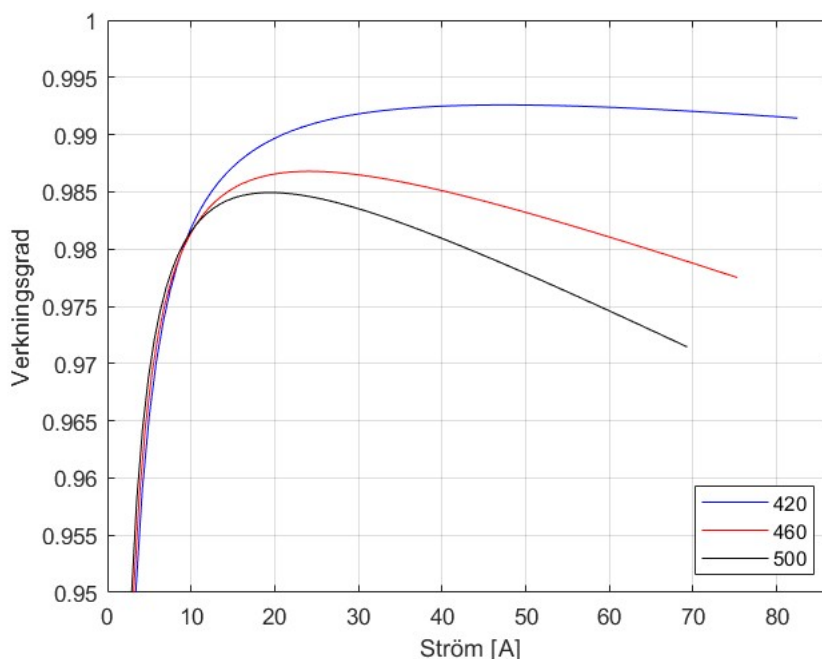
Noteringsvärt är att skillnaden mellan förläggning av 25 och 50 mm<sup>2</sup> är relativt liten. Utifrån tabellen nedan kan det vidare konstateras att förläggning av 95 mm<sup>2</sup> medför en betydande kostnadsökning jämfört med de mindre grova kablarna. Framst på grund av den ökade materialkostnaden, men även på grund av dyrare arbete.

**Tabell 4.8:** Kostnad för förläggning av grovlek 95 mm<sup>2</sup>.

| Arb kod      | Löp nr | Arbete  | Kostnad/enhet | Antal | Kostnad [kr]  |
|--------------|--------|---|---------------|-------|---------------|
| 138          | 10     | Plöjning normal mark $\leq 240$ mm <sup>2</sup> | 27 845/km     | 0,240 | 6 682         |
| 140          | 02     | Utdragning av kabel >1,0-2,5 kg/m               | 6665/km       | 0,240 | 1 600         |
| 140          | 69     | Ansluta kabel N1XV(E) 95-150                    | 588/st        | 2     | 1 176         |
| 155          | 03     | N1XV(E) 4x95-Al                                 | 48 017/km     | 0,240 | 11 524        |
| <b>Summa</b> |        | N1XV(E) 4x95-Al                                 |               |       | <b>20 982</b> |

#### 4.2.4 Resultat parameterbestämning

Här presenteras de relevanta resultaten från avsnitt 3.2.4, vilket begränsas till verkningsgraden. För de kompletta resultaten, mätdata, figurer för beräknade resistanser och reaktanser se appendix B. Värdet på tomgångseffekten,  $P_0$  gavs av medelvärdet av alla mätningar vid märkspänning, vilket gav  $P_0 = 128,75$  W verkningsgraden beräknades utifrån  $R_k$  och  $P_0$  och presenteras nedan i figur 4.4.



**Figur 4.4:** Beräknad verkningsgrad,  $\eta$ , med varierad ström och antal lindningar.

Noteringsvärt är att verkningsgraden blir mycket hög samt att verkningsgraden vid last ökar då spänningsomsättningen är mindre. Detta följer av att kopparförlusterna blir mindre vid mindre spänningsomsättning. Eftersom  $R_k$  ej är linjär, men beräkningen av verkningsgraden bygger på en linjär approximation (se 3.2.4), varierar kurvans utseende beroende på vilket mätvärde av  $R_k$  som används för att beräkna  $R_a$  och  $R_b$ , i figuren visas kurvan då  $R_k$  från mätserien för kopplingsläge 420 används.

#### 4.2.5 Inkoppling av transformator

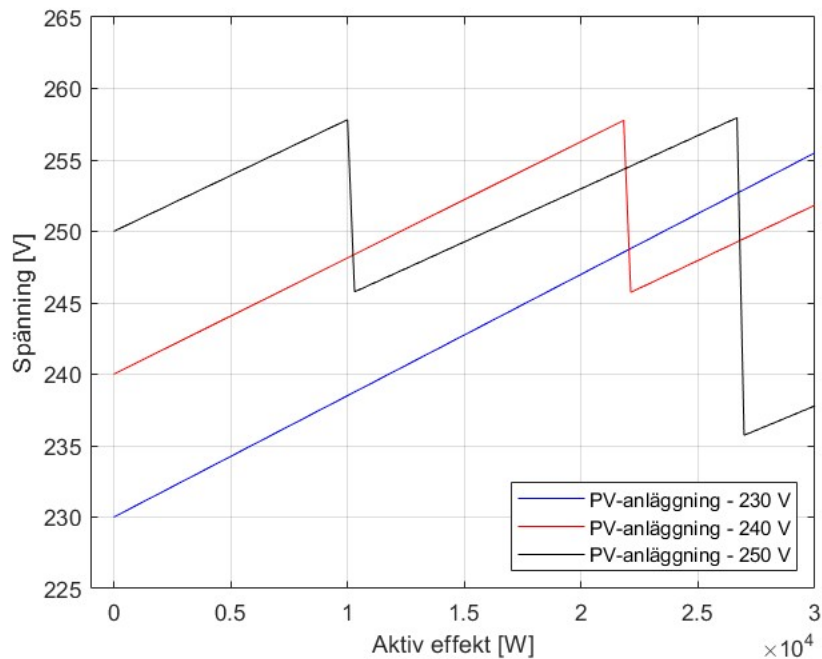
Då beräkningen av maximal och minimal spänning för respektive kopplingsläge, enligt metoden som beskrivs i 3.2.5 ges spänningarna som beskrivs i tabellen nedan.

**Tabell 4.9:** Spänning vid slutet av 16 mm<sup>2</sup> kabel efter inkoppling av transformator.

| Kopplingsläge | Maximal spänning [V] | Minimal spänning [V] |
|---------------|----------------------|----------------------|
| 400           | 258,0                | 202,0                |
| 420           | 270,9                | 212,1                |
| 460           | 296,7                | 232,3                |
| 500           | 322,5                | 252,5                |

Notera här att kopplingsläget 420 klarar av spannet 212,1 V till 270,9 V, utifrån figur 4.2 går det att konstatera att detta kopplingsläge klarar av full och minimal effekt då matande spänningen är mellan 220 V och 240 V. Om den matande spänningen är lägre än 220 V och högre än 240 V kan dock problem uppstå. I figur 4.5 illustreras hur en enkel styrning beroende av spänningen kan tillämpas på transformatorn och

hur spänningen då varierar beroende på P.



**Figur 4.5:** Spänningens variation då styrning av transformatorn tillämpas och P varierar.

Alla kopplingar är från början 400:400, ekvivalent med att transformatorn är urkopplad. Då den matande spänningen är 230 V kopplas transformatorn aldrig in. Då den matande spänningen är 240 V kopplas transformatorn till 400:420 när P när ungefär 22 kW. När den matande spänningen är 250 V kopplas transformatorn till 400:420 då P är ungefär 10 kW och kopplas till 400:460 då P är 26.7 kW.

Förlustberäkningarna för transformatorn presenteras nedan. I tabellen visas förlusterna för energi och inkomst då transformatorn är konstant inkopplad.

**Tabell 4.10:** Förluster för transformator inkopplad hela 2023.

| Intervall     | Tid [h]     | Energiminuskning [kWh] | Inkomstminuskning [Kr] |
|---------------|-------------|------------------------|------------------------|
| Under 13,8 kW | 8000        | 1032                   | 609                    |
| Över 13,8 kW  | 760         | 162                    | 76                     |
| <b>Summa</b>  | <b>8760</b> | <b>1194</b>            | <b>685</b>             |

Noteringsvärt är att de största förlusterna sker vid låg produktion, vilket är rimligt då den största delen av tiden har låg produktion och effektiviteten för transformatorn

enligt figur 4.4 är lägre vid lägre strömmar. Om transformatorn istället endast är inkopplad mellan första april och sista september ges resultatet i tabellen nedan.

**Tabell 4.11:** Förluster för transformator inkopplad 1/4-30/9 2023.

| Intervall     | Tid<br>[h]  | Energiminskning<br>[kWh] | Inkomstminskning<br>[Kr] |
|---------------|-------------|--------------------------|--------------------------|
| Under 13,8 kW | 3787        | 489                      | 211                      |
| Över 13,8 kW  | 605         | 132                      | 57                       |
| <b>Summa</b>  | <b>4392</b> | <b>621</b>               | <b>268</b>               |

Noteringsvärt för tabell 4.11 jämfört med tabell 4.10 är att den största delen, 605 av 760 timmar, med effekt över 13,8 kW är på sommarhalvåret. Vidare framgår att energiförlusterna är större på sommarhalvåret, vilket kommer av att högre produktion, ström och kopparförluster. Inkomstminskningen är dock mindre på sommarhalvåret, det kan bero på att elpriset är lägre och vilket minskar kostnaden för tomgångsförlusterna.

Då inkoppling av transformatorn sker vid överspänning ges istället energiförlusterna 31 och 88 kWh och inkomstminskningarna 18 och 52 kr för 235 V (27,5 kW) respektive 240 V (22 kW).

#### 4.2.6 Effektbegränsning på grund av huvudsäkring

Då beräkningarna som beskrivs i avsnitt 3.2.6 utförs ges värdena i tabellen nedan.

**Tabell 4.12:** Maximal tillåten effekt vid begränsad ström samt ström som krävs vid maximal effekt. Egenkonsumtion antas vara 0.

(a) Effekt då strömmen är 35 A.                      (b) Ström vid full produktion 30 kW.

| Fasspänning | Effekt [kW] | Fasspänning | Ström [A] |
|-------------|-------------|-------------|-----------|
| 207,8       | 21,82       | 207,8       | 48,11     |
| 230,9       | 24,25       | 230,9       | 43,30     |
| 254,0       | 26,67       | 254,0       | 39,36     |

Noteringsvärt är att anläggningen vid full produktion överskrider högsta tillåtna ström 35 A men alltid är under 50 A för samtliga tillåtna spänningar. Simuleringen ger resultatet som visas i tabell 4.13 nedan

**Tabell 4.13:** Producerad, konsumerad och såld solenergi samt tillhörande inkomster för säkring 35 och 50 A.

| Säkring<br>[A] | Såld energi<br>[kWh] | Elförsäljning<br>[Kr] | Egenkonsumtion<br>[kWh] | Minskat elköp<br>[Kr] | Tot. inkomst<br>[Kr] |
|----------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|
| 35             | 24 379               | 12 416                | 5 405                   | 8 420                 | 20 836               |
| 35             | 29 785               | 16 150                | -                       | -                     | 16 150               |
| 50             | 25 105               | 12 705                | 5 405                   | 8 420                 | 21 125               |
| 50             | 30 510               | 16 439                | -                       | -                     | 16 437               |

Värt att notera är att inkomsten ökas avsevärt då egenkonsumtion tas i beaktande. Samtidigt ökas inte inkomsterna nämnvärt av att ha en högre tillåten maxström.

### 4.3 Fallstudie energigemenskap

I denna del redovisas resultaten för de tre olika modellerna för energigemenskapen. Vilka vinster som kan förväntas samt kostnaden för konstruktion presenteras för respektive del.

#### 4.3.1 Resultat DC-nät

Figuren nedan visar resultatet av hur kablar kan dras, samt de kabellängder som krävs för att knyta ihop energigemenskapen med ett DC-nät mellan hushållen.



**Figur 4.6:** Situationskarta över planerad energigemenskap med anläggning och hushåll med uppmätt avstånd.

I figur 4.6 går att utläsa att den totala sträckan kabel nödvändig är 330 m, vilket använts för beräkning av kostnader enligt tabell 4.14.

Beräknade kostnader för kabelförläggning redovisas i tabell 4.14. Den kabel som enligt onlineberäkningsverktyget skulle användas var en fyrledarkabel med ledarearea  $50 \text{ mm}^2$  [58].

**Tabell 4.14:** Beräknad kostnad för konstruktion av kabelnät.

| Arb kod      | Löp nr | Arbete                                 | Kostnad/enhet | Antal | Kostnad [kr]  |
|--------------|--------|--|---------------|-------|---------------|
| 137          | 03     | 0,3-0,7 M Schakt, återfyllning, Normal | 80 075/km     | 330 m | 26 409        |
| 140          | 01     | Utdragning av kabel < 1 kg/m           | 4955/km       | 330 m | 1 634         |
| 140          | 68     | Ansluta kabel N1XV(E) 10-50            | 372/st        | 10    | 3 720         |
| 155          | 15     | N1XV(E) 4x50                           | 27 454/km     | 330 m | 9 054         |
| <b>Summa</b> |        | N1XV(E) 4x50                           |               |       | <b>40 817</b> |

Tabell 4.14 visar att N1XV(E) 4x50 används på den totala sträckan med 10 stycken kabelanslutningar inräknat, till ett totalpris på 40 817 kr.

Kostnader för de komponenter vilka ska ingå i energigemenskapen redovisas nedan för i tabell 4.15. Dessa priser är baserade på den ursprungliga prisuppskattningen från leverantör. Observera att priserna ursprungligen var exklusive moms, dock har moms lagts till i efterhand.

**Tabell 4.15:** Given prisuppskattning för planerad energigemenskap från leverantör

| Artikel                    | Antal | Kostnad [kr]   |
|----------------------------|-------|----------------|
| SSO                        | 12    | 86 724         |
| Energyhub 28XL             | 5     | 288 353        |
| Kopplingsbox               | 2     | 10 646         |
| <b>Summa exkl moms</b>     |       | <b>385 723</b> |
| <b>Summa inkl moms 25%</b> |       | <b>482 153</b> |

I tabellen nedan presenteras den totala kostnaden för att bygga en energigemenskap. Den visar kostnaden för solcellsanläggningen, som är planerad att ha en effekt på 79,7 kW. Observera att priset per kilowatt för den totala anläggningseffekten inkluderar kostnaden för växelriktare, därav att denna kostnad dras bort från totalsumman. Därefter adderas kostnader från offerten som presenterats i tabell 4.15 som är för de komponenter som behövs till energigemenskapen. Kabelkostnaderna från tabell 4.14 ingår även i de slutliga beräkningarna. Detta tillsammans gav det totala priset för energigemenskapen inklusive moms, se tabell 4.16 nedanför.

**Tabell 4.16:** Resultat kostnad för energigemenskap

| Objekt                                       | Antal  | Kostnad [kr]     |
|--|--------|------------------|
| Solcellsanläggning inkl. växelriktare        | 79,7kW | 1 052 040        |
| Växelriktare                                 | 1      | 50 000           |
| <b>Solcellsanläggning exkl. växelriktare</b> |        | <b>1 002 040</b> |
| Offert (inkl. moms)                          | 1      | 482 153          |
| Kabelkostnad                                 | 1      | 40 817           |
| <b>Total summa energigemenskap</b>           |        | <b>1 525 010</b> |

Tabell 4.16 presenterar slutsumman för en energigemenskap med kablar nedgrävda från solcellsanläggning till varje hus i ett DC nät, till en totalsumma av 1 525 010 kr.

Nedan presenteras de förväntade inkomsterna från den planerade anläggningen

**Tabell 4.17:** Producerad, konsumerad och såld solenergi samt tillhörande inkomster planerad anläggning.

| Prod. energi<br>[kWh] | Såld energi<br>[kWh] | Elförsäljning<br>[Kr] | Egenkonsumtion<br>[kWh] | Minskat elköp<br>[Kr] | Avdrag<br>[Kr] | Tot. inkomst<br>[Kr] |
|-----------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|----------------|----------------------|
| 78 013                | 78 013               | 42 034                | -                       | -                     | 0              | 42 034               |
| 78 013                | 55 303               | 26 763                | 22 710                  | 34 961                | 0              | 61 724               |
| 78 013                | 55 303               | 26 763                | 22 710                  | 34 961                | 32730          | 95 454               |

Precis som i tidigare avsnitt ökar lönsamheten då egenkonsumtion tas i beaktande. För fallet med DC-nät behövs bara fallet med egenkonsumtion beaktas då anledningen till att DC-nätet konstrueras är för att möjliggöra egenkonsumtion. Med den årliga inkomsten presenterad i tabell 4.17 ges en avbetalningstid på systemet på 24,7 år.

För att se hur mycket skatteavdrag som erhålls måste en jämförelse mellan konsumerad och producerad effekt göras. Ur tabell 4.17 ges produktionen 78 013 kWh per år och egenkonsumtionen 22 710 kWh, vilket per hus motsvarar ungefär 15 603 respektive 4542 kWh. Elkonsumtionen per hus är 15 452 kWh, vilket ger 10 910 kWh köpt el. Eftersom inköpt el är mindre än såld el, ges endast 60 öre per köpt kWh vilket motsvarar 6546 kr per hushåll, vilket till energigemenskapen inbringar 32 730 kr per år. Vilket ger en inkomstsökning med lite över 50 %, en totalinkomst på 95 454 kr och en avbetalningstid på ungefär 16 år.

### 4.3.2 Resultat elförsäljning

Inkomsterna för endast elförsäljning ges av tabell 4.17 och motsvarar 42 035 kr. Investeringskostnaden för solcellsanläggningen kan antas vara samma som anges i tabell 4.16, alltså 1 052 040 kr. Kostnaden för nätanslutningen ges av offert från nätbolaget och är okänd, men nätavgiften för inmatning på nätet ges i avsnitt 2.1.1 och är av 260 kr/månad motsvarande 3 120 kr/år. Detta innebär att om solcellsanläggning producerar såsom 2023 och anslutningskostnaden till nätet försummas eftersom anslutning redan finns så betalas anläggningen av på ungefär 26 år.

### 4.3.3 Resultat virtuellt nät

Inkomsterna för solcellsanläggningen då de fem hushållens egenkonsumtion tas i beaktande ges av tabell 4.17 och motsvarar 61 724 kr. Vilket, om samma utgifter som i 4.3.2 räknas bort, ger en återbetalningstid på ungefär 17 år.

Om skatteavdrag kan erhållas på samma vis som för DC-nätet ges totala inkomsten 95 454 kr (samma som för DC-nätet), vilket om samma utgifter som i 4.3.2 räknas bort, ger en återbetalningstid på ungefär 11 år.

# 5

## Diskussion

I detta avsnitt diskuteras centrala och viktiga delar från rapportens olika resultatdelar. Huvudfokus läggs vid resultaten som presenteras i rapporten, men även andra teoretiska aspekter diskuteras och nyanseras.

### 5.1 Simulering av solcellsanläggning

Utifrån resultaten i tabell 4.1, 4.2 och 4.3 kan konstateras att de bifaciala solcellerna monterade med solcellsytor mot öst och väst inbringar störst inkomster, fallet sydost/sydväst ger näst mest och de sydriktade solcellerna ger minst inkomster i alla tre fallen. Detta kommer av att de mer lönsamma driftfallen har mer produktion på morgon och kväll, vilket matchar elprisernas typiska höjdpunkter på dygnet, men framförallt möjliggör mer egenkonsumtion, som står för en stor del av intäkterna. Skillnaderna mellan de olika anläggningarna är inte särskilt stor, om lastprofilen eller elpriset bara ändras lite, kan ett annat resultat ges.

Värt att reflektera över då tabellerna 4.1 och 4.2 jämförs är att då den dimensionerande energin halveras från 30 MWh för 4.1 till 15 MWh för 4.2, är minskningen i inkomst mycket mindre. Till viss del kommer det av att lite energi spillas då huvudsäkringens begränsar produktionen då dimensioneringen är 30 MWh, vilket ej är fallet vid 15 MWh. Att egenkonsumtionen endast minskar marginellt och att skatteavdraget ökar har dock större inverkan på inkomsten. Om den större anläggningen antas vara dubbelt så dyr som den mindre anläggningen, blir den mindre anläggningen mycket mer lönsam. Således kan det konstateras att dimensioneringen av produktionsanläggningen i förhållande till den egna konsumtionen är av stor vikt för anläggningens nytta. Större är inte nödvändigtvis bättre.

Areorna som krävdes för att uppnå de olika årliga produktionerna som önskades varierade, vilket kan ge olika investeringskostnader för de olika anläggningarna. För 15 MWh behövdes 71,15, 76,9 och 60,2 m<sup>2</sup> för syd, sydost/sydväst respektive bifaciala solceller. Att ha solcellerna i riktning sydost/sydväst kan ge marginellt högre kostnader på grund av en större area, och kanske för att de monteras i två olika riktningar. I figur 4.1 framgår dock att sydost/sydväst har betydligt mindre topp-effekt än syd, vilket kan innebära mindre kostnader för växelriktaren. Arean för de bifaciala solcellerna är avsevärt mycket mindre än de övriga, eftersom de kan ta upp solenergi på båda sidor. Huruvida detta innebär en kostnadsminskning är oklart eftersom bifaciala celler verkar vara dyrare än icke-bifaciala celler, för att veta ex-

akt krävs vidare studier. Det framgår dock tydligt att toppeffekten är mycket lägre än för syd och lite lägre än sydost/sydväst, vilket innebär besparingar på omriktaren.

Då tabell 4.2 och 4.3 jämförs kan konstateras att inkomsterna för fallen syd och sydost/sydväst minskar då huvudsäkringen är 16 A, eftersom det begränsar effekten som kan exporteras. Skillnaden är för fallet syd 597 kr och för sydost/sydväst 38 kr, jämförelsevis är enligt avsnitt 2.1.1 kostnaderna för de olika abonnemangen 25 A 565 kr/månad, 20 A 450 kr/månad och 16 A 345 kr/månad. Syd-fallet kräver 25 A och 565 kr i månaden för att leverera hela sin effekt, sydost/sydväst kräver 20 A och 450 kr i månaden för hela effekten. Det kan dock konstateras att det är mer lönsamt att ha 16 A, eftersom kostnaden för förmågan att kunna leverera toppeffekten, ej tjänas in av de ytterligare inkomster som det inbringar. Vilken huvudsäkkring konsumtionsanläggningen har, bör tas i beaktande då produktionsanläggningen dimensioneras, eftersom det verkar svårt att finna lönsamhet i en större huvudsäkkring.

Något som bör tas i beaktande för alla resultat som diskuteras ovan är att alla resultat endast är baserade på elpris och soldata från 2023 och endast en lastprofil. Om lastprofilen skulle ändras efter installationen av solceller, exempelvis på grund av införskaffande av nya effektkrävande elektriska apparater eller ett mer medvetet konsumtionssätt, där elkonsumention förläggs mitt på dagen då hög egenproduktion råder, kommer ett annat resultat att ges.

### 5.1.1 Möjliga felkällor

En simulering är endast en bild för hur ett system ser ut och fungerar i verkligheten. Inga mätningar är exakta och alla faktorer kan inte alltid tas med. I detta fall finns även vissa avgränsningar då arbetet blivit för stort för att implementera allt. Avgränsningarna som påverkar resultatet för simuleringen är till stor del meteorologiska. Dessa avgränsningar är solcellens temperaturberoende, lokala moln och vindhastighet. Temperaturberoendet beror på att solceller har en optimal verkningsgrad vid viss temperatur. I vårt fall  $43^{\circ}\text{C}$  [48], verkningsgraden minskar då temperaturen avviker från denna punkt. Solcellens temperatur beror på solintensitet, vind, moln och yttre temperatur. Detta blir en meteorologisk väderfråga vilket omfånget för är för stort för denna uppsats. Lokala moln är en felkälla som även denna beror på väderlek. Stora molntäcken kan ses i datan från STRÅNG [55] men mindre avvikelser såsom enskilda moln ger upphov till sänkt effekt under kortare tid. Dessa avvikelser kan endast ses i mätningar vid anläggning eller via en väderlekssimulering.

Simuleringen använder sig huvudsakligen av solens position och solintensitet för att beräkna effekt från solcellerna. Den direkta och diffusa strålning hämtad från STRÅNG [55] kommer ge feltermen. Dessa feltermen är svåra att uppskatta då vi inte gjort mätningar själva. Datat är framtagen och används av SMHI, den anses vara god nog för vårt ändamål. Beräkningar för solens position är svåra att validera utan egna mätningar. Modellen [49] anses vara god nog för vårt ändamål. Simuleringen är byggd utifrån en skuggfri omgivning, likt lokala moln eller träd. Därav är värden inte korrekta om eventuella solceller skuggas under delar av dagen, simulering borde

ge ett högsta värde i den aspekten.

Prisdata hämtad från vattenfall [9] har inga direkta fel då det är en historisk lista för vad el köpts och sålts för. Prisdatan anses vara korrekt ur ett historiskt perspektiv. Historisk data garanterar inte framtida värden. Det som tas med i lönsamhetskalkylen är avdrag, skatter och elnätskostnader vid produktion. Däremot är inte inköps- och installationskostnad inkluderad, inte heller eventuella statliga avdrag och stöds-tjänster. Samtliga kostnader kan komma att ändras i framtiden.

För att rimlighetskontrollera simuleringen har effekten jämförts med en verklig anläggning under samma tidsspann, denna anläggning är riktad syd och därav är detta den del av simuleringen som är säkrast. Även syd-ost och syd-väst fallen är säkra då dessa endast avviker lite från rakt syd. däremot är staketceller den största osäkerheten då inga mätningar fanns att jämföra med. Simuleringen ger rimliga värden men med ovan avgränsningar för skuggor och väder kan dessa värden avvika mer från verkligheten än de andra fallen.

Tidigare nämnda avgränsningar och källor till osäkerheter är ämnen för framtida forskning och bör inte underskattas som aspekter i liknande arbeten till detta.

## 5.2 Spänningshöjning fallstudie

Här diskuteras de olika resultaten från fallstudien av solcellsanläggningen som har problem med spänningshöjning.

### 5.2.1 Beräkning av spänningshöjning

Vid beräkning av spänningen vid solcellsanläggningen och anslutningspunkten blir det väldigt tydligt att majoriteten av spänningshöjningen sker i kabeln mellan solcellsanläggningen och anslutningspunkten. Detta framgår i figur 4.2 och kommer till följd av att kabeln har en hög resistans i förhållande till de övriga komponenterna i nätet, vilket visas i tabell 4.4.

Spänningen vid anläggningen beror på spänningen vid transformatorn, produktionen och lasten. Eftersom data över spänningen vid transformatorn saknas kan endast approximationer göras baserat på de spänningsnivåer som kvalitativt avlästs och presenteras i 2.10. Även lastdata saknas och lasten antas därför alltid vara 0, vilket är en relativt god approximation, eftersom den absolut största delen av spänningshöjningen kommer från strömmen i kabeln mellan solcellsanläggningen och anslutningspunkten, som ej ändras av lasten. Produktionen i kan också antas vara en god approximation eftersom den är baserad simulationen som är baserad på mätdata, dock har även simulationen som bekant felkällor.

I metod och resultat beaktas två olika spänningsnivåer för beräkning av produktion, inkomster, produktionsbortfall samt inkomstsbortfall, 235 och 240 V vid transformatorn. Som framgår i slutet av 2.10 varierar spänningarna avsevärt över tid och

är delar av året betydligt lägre än 235 V. Spänningen är aldrig konsekvent 240 V. Således kommer de faktiska förlusterna att bli mindre än de som anges i tabell 4.5. För att beräkna förlusterna på ett bättre sätt krävs dock mätdata över spänning och last.

### 5.2.2 Styrning med reaktiv effekt

Som man kan se i figur 4.3 har styrning med reaktiv effekt bara marginell inverkan på spänningen. Detta har att göra med att lågspänningskablar är av resistiv karaktär och har mycket låg induktans. Vid spänningen 235 V ges som mest 1,5 kW mer effekt, men samtidigt spills då 1 kW. För 240 V ges som mest 3 kW mer effekt, men då spills 5 kW. Styrning med reaktiv effekt är således en ineffektiv lösning och därmed inte en särskilt bra lösning.

### 5.2.3 Nyförläggning av kabel

Nyförläggning av kabel är en enkel lösning, eftersom en tillräcklig grovlek på kabeln garanterar att spänningshöjningen ej blir så omfattande att överspänningsskyddet löser ut. I tabell 4.6 framgår att en kabel av grovleken 25 mm<sup>2</sup> är tillräckligt för att undvika överspänning då spänningen vid transformatorn är 240 V. För en större felmarginal kan 50 mm<sup>2</sup> förläggas istället. Enligt tabell 4.7 medför detta en marginellt större kostnad.

Vid jämförelse av vinsten av att eliminera överspänningen som presenteras i tabell 4.5 och kostnaden att förlägga kabeln kan det konstateras att det blir svårt att tjäna in investeringen av en grövre nätanslutningskabel. Inkomsterna blir förvisso högre då egenkonsumtion tas i beaktande, vilket kan konstateras i tabell 4.13. Den maximala produktionen är dock, såvida det inte finns en stor egenkonsumtion vilket det sällan finns mitt på dagen de soliga årstiderna, begränsad till 24,25 kW på grund av huvudsäkringens. Således utnyttjas den utökade kapaciteten som ges av en grövre kabel en mycket liten del av tiden.

### 5.2.4 Parameterbestämning transformator

Enligt de mätningar och beräkningar som gjorts får transformatorn en hög verkningsgrad, som för strömmar över enstaka A varierar mellan 95 och 99 %. Att få en verkningsgrad upp mot 99 % är fullt rimligt vilket styrks i avsnitt 2.9. Resultaten är baserade på vissa approximationer, exempelvis antas resistansen i lindningen öka linjärt med antalet lindningsvarv, samtidigt som det från mätningarna framgår att så inte är fallet. Verkningsgradskurvan som presenteras i 4.4 är baserad på kopplingen med 420 varv, som är den som ger högst resistans per varv, detta för att inte överdriva transformatorns verkningsgrad.

### 5.2.5 Inkoppling av transformator

Ur tabell 4.9 framgår kopplingsläge 400:420 går att använda då spänningen är mellan 212,1 och 270,9 V vilket, utifrån de vanligt förekommande angivna spänningarna

i 2.10 och spänningshöjningen i figur 4.2, alltid är fallet.

Förlustberäkningarna som utförs på transformatorn är en approximation som antar att för strömmar under 20 A är  $P_0 = 128,75$  den enda förlusten, och för strömmar över 20 A används verkningsgraden 99 % på producerad effekt. Vid 20 A är kopparförlusten med kopplingsläget 400:420 21 W, vilket endast motsvarar cirka 14 % av de totala förlusterna som motsvaras av kopparförlusterna och tomgångsförlusterna. Ur figur 4.4 syns att verkningsgraden för kopplingsläget 400:420 går över gränsen till 99 % vid 20 A, därefter ligger den något över 99 %. Således är de beräknade förlusterna över 20 A något större än verkligheten och de beräknade förlusterna under 20 A något mindre än verkligheten. Sammantaget utgör de förhoppningsvis en god uppskattning.

Om de förluster som ges av att ha transformatorn inkopplad hela eller halva året som visas i tabell 4.10 och 4.11 jämförs med inkomstminskningarna som kommer av överspänning i tabell 4.5, konstateras att det ej är lönsamt att ha en transformator konstant inkopplad. Att däremot koppla in transformatorn vid överspänning minskar inkomstförlusterna från 68 och 485 till 18 och 52 kr för 235 respektive 240 V vid transformatorstationen. Motsvarande för energiförlusterna ger minskning från 167 och 1355 kWh till 31 respektive 88 kWh. Inkopplingen av transformatorn och framtagandet av en lämplig styrning innebär dock en investering som kan vara svår att tjäna igen eftersom den förväntade avkastningen per år enligt våra beräkningar väntas vara mellan 50 och 433 kr.

### 5.2.6 Begränsning av huvudsäkring

Utifrån innehållet i tabell 4.12 kan det konstateras att produktionen i anläggningen kommer begränsas till 24,25 kW då huvudsäkringen är 35 A, spänningen vid anslutningspunkt är den nominella spänningen och egenkonsumtionen är noll. Det går också att konstatera att strömmen oavsett spänning inom det tillåtna intervallet  $\pm 10$  % som högst kommer vara 48,11 A. Således tillåter säkringsstorleken över 35 A, 50 A, full produktion i alla lägen om problemet med överspänning åtgärdats. Enligt tabell 2.1 medför den större säkringsstorleken en ökad kostnad på 5 580 kr per år.

Enligt tabell 4.13 inbringas inkomsterna 16 150 respektive 16 437 kr på ett år då all el säljs beroende på om huvudsäkringen är 35 respektive 50 A. I fallet då egenkonsumtion beaktas blir inkomsterna 20 836 respektive 21 125 kr, varav 8 420 kr kommer från minskade kostnader på grund av egenkonsumtion i båda fallen. En större huvudsäkring möjliggör mer elförsäljning, men då detta bara sker en liten del av tiden och det är egenkonsumtionen som är mest lönsamt inbringar en större huvudsäkring i det här fallet knappt några större inkomster. Det är däremot dyrt och inte överhuvudtaget lönsamt.

## 5.3 Energigemenskaper

I följande avsnitt diskuteras energigemenskaper: som begrepp och koncept, hur de kan utformas generellt samt de för- och nackdelar med de presenterade lösningsförslagen för fallstudien.

### 5.3.1 Hur fungerar energigemenskaper

Energigemenskaper är ett väldigt bra koncept och tillför till en högre självförsörjningsgrad för personer som är medlemmar i dessa gemenskaper. Gemenskaper bland grannar kan också öka eller skapa en koppling mellan dessa personer då det krävs att dessa personer måste arbeta med varandra. Då energigemenskaper har många andra positiva delar som exempelvis är att produktionen av förnybar energi ökar eller att produktion är mer lokal. Med rådande situationer i världen och mål att minska behovet av fossila bränslen blir dessa grupper av människor en hjälpsam hand mot att minska behovet på icke förnybar energi. Eftersom målen med att närma sig helt fossilfri produktion av el så finns det stor användning av solceller i allmänhet men också att ha fler anläggningar kopplade till fler hushåll. Då paketet Ren energi inom EU vill öppna upp för mer användning av energigemenskaper samt att det baseras på det avtal med att göra EU klimatneutralt. Detta gäller inte endast solceller, utan ämnar att förenkla för personer att skapa en gemenskap.

Eftersom solceller kan vara dyrt att köpa och installera eller att det inte finns något utrymme att göra så på kommer energigemenskaper in och kan se till så det uppfylls. Möjligheten öppnar för att bostadsrättsföreningar kan installera solceller på taken till ett lägenhetshus. Så att de som bor i huset kan ha ett val att köpa andelar i anläggningen och kunna till viss del använda el från solcellerna istället för att bara köpa el från ett elbolag. Denna anläggning går också att kombinera med ett batterilager, eftersom efterfrågan av el i huset kanske inte alltid är när solen är uppe. Att då kunna lagra producerad el och sen använda den när det behövs kommer att minska utgifter eftersom elen är dyr när efterfrågan på den är hög. Här är möjligheterna oändliga hur gemenskapen formas och det finns många möjligheter att utöka anläggningarna i mån om plats och ekonomi.

### 5.3.2 Mikroproduktion

Genom att vara mikroproducent av el så tillkommer det en del reduktioner eller avdrag som kan göra anläggningarna kostnadseffektiva och sänka tiden det tar att anläggningen betalar tillbaka sig självt. En av de är en skattereduktion på 60 öre per producerad kWh upp till 30 000 kWh, kravet är också att anläggningen inte överskrider en maxeffekt på 43,5 kWh. Detta kommer då att resultera i en reduktion på skatten på upp till 18 000 kr vilket kommer kunna minska skatten i längden eftersom livslängden på en anläggning med de solpaneler som använts i simuleringen har livslängd på runt 25 år. Detta är ingen inkomst men sänker utgifter. Problemet vissa kan möta är om anläggningen producerar mer än 43,5 kWh eftersom det inte

finns någon liknande reduktion för just skatten då. Det kan göra så att privat personer siktar mot en mindre anläggning även om deras produktion kanske hade kunnat gynnas av större bara för att de överskrider gränsen. Dock blir det att jämföra ifall det är värt det eller inte, om utrymmet finns för en anläggning som producerar t.ex. 80 kWh kanske det ändå lönar sig att installera den jämfört med en mindre.

Även om det kanske är självförklarande att mikroproduktion är en mindre anläggning kan det kanske vara bra med något som kan gälla större anläggningar också. Detta för att ha ett incitament för andra att ändå investera och installera större anläggningar istället för att annars behöva dela upp produktionen. Eftersom att stora delar av omvärlden siktar mot klimatneutralt samhälle är en reduktion av liknande stil ett bra val att ge till personer som tar del av produktion av förnybar el.

Då mikroproduktion beror på produktionen av anläggningen så betyder det att bara anläggningens produktion per hushåll inte är större än 43,5 kWh skall räknas som en mikroproduktion. I vissa fall kan det vara oklart, om en energigemenskap skulle installera flera anläggningar men hålla sig under gränsen, är då dessa anläggningar alla mikroproducenter. Något som också skall tas i beaktning är att mikroproducenter matar in överskottselen på elnätet. Dock beräknas bara skattereduktionen på den el som inte överstiger uttagen mängd från nätet, alltså beror skattereduktionen också på hur mycket el hushållet köper från elnätet.

### 5.3.3 Fallstudie DC-nät

Som presenteras i avsnitt 2.4.3 framgår att ellagen tillåter IKN mellan fastigheter som redan är nätansluta. För att fallet med DC-nät som presenteras i rapporten skall vara lagligt måste således även solcellsanläggningen vara nätansluten. En nätanslutning medför extra kostnader. En nyanslutning för under 25 A har en standarkostnad på 50 000 kr, men då anläggningen är på 79,8 kW, motsvarande nästan 116 A, ges priset av offert från elnätsbolaget och kan väntas vara avsevärt mycket högre. Vidare tillkommer en löpande elnätsavgift som betalas per månad.

Kostnaden för den energigemenskap som beskrivs i avsnitt 2.4.6 uppskattas enligt tabell 4.16 till 1 525 010 kr. Uppskattningen tar i beaktande solceller med tillhörande stativ och kablage, kraftelektronik från Ferroamp samt grundläggande kostnader för kabelförläggning. Utöver detta kan tillkomma extra kostnader för inkoppling av kraftelektronik, korsande av hinder (vägar, vatten, avlopp och andra kablar) samt återställning. Eftersom solcellsanläggningen kommer nyttjas av flera hushåll och ej vara nätansluten kommer skattereduktion för grön teknik ej kunna tillämpas.

Då egenkonsumtion och skattereduktion för överskottsel tillämpas blir anläggningen enligt resultatdelen relativt lönsam med en årsinkomst på 95 545 kr och en avbetalningstid på 16 år. Eftersom anläggningen inte är en mikroproduktionsanläggning då den producerar 79,7 kW, verkar det som om ägarna ej är berättigade skatteavdraget på 60 öre/kWh för överskottsel. Därmed minskar lönsamheten och anläggningen betalas av på 24,7 år.

Att endast mikroproduktionsanläggningar är berättigade vissa stöd kan ses problematiskt. De som engagerar sig i att skapa en energigemenskap och tar del av elen från den gemensamma anläggningen står inför begränsningar som är större än för de som har energiproduktion på den egna fastigheten. Ur ett jämställdhetsperspektiv kan detta ses som problematiskt då personer med samma avsikt, att producera egen förnyelsebar el, åtnjuter olika förmåner beroende på vilken ägandeform de har möjlighet att delta i.

För att öka inkomsterna skulle energilagring i form av batterier kunna installeras. Energilagring skulle möjliggöra en större del egenkonsumtion, vilket, som syns i resultatet i tabell 4.17, är väldigt lönsamt jämfört med elförsäljning. Vid energilagring uppstår vissa förluster i batteriet, men på grund av att kostnaden för en köpt kWh är mycket större än inkomsten för en såld kWh samt att elpriset varierar, kan energilagring ändå minska utgifter och inbringa inkomster. En del av batterikapaciteten kan dessutom upplåtas till en aggregator för stödtjänster, vilket skulle kunna inbringa ytterligare inkomster och skänka nytta till elnätet.

Implementeringen av energilagring i kombination med egenproduktion är ett komplicerat område och mycket intressant för vidare studier. Skatteavdraget för grön teknik hade kunnat öka intresset för batterilagring om detta skulle tillåtas för lagring av flera hushåll. Återigen är det en svårtolkad text hurvida detta tillåts eller inte. Det gäller även för om batteriet är med som en stödtjänst på elmarknaden, en intressant observation eftersom det gröna avdraget kan underlätta ekonomiskt

Genom att ha energigemenskapen uppbyggt som ett DC-nät ges bättre möjligheter till flexibilitet vid implementering av energilagring. Om energigemenskapen önskar kan de gemensamt införskaffa ett stort batteri för energilagring. Om det intresset ej finns innebär DC-nätet att det enskilda hushållet kan införskaffa energilagring på den egna fastigheten utan att behöva omvandla från växelström till likström för att ladda batteriet och sedan tillbaka från likström till växelström för att nyttja elen. Detta innebär att vissa förluster utesluts.

### 5.3.4 Fallstudie elförsäljning

Det framgår tydligt i resultatdelen att då solcellsanläggningen nätansluts utan möjlighet till implementering av virtuellt nät, är det den minst lönsamma modellen för en energigemenskap. Det skall tilläggas att detta är redan innan nätanslutningskostnaden tagits i beaktande. Att bygga en anläggning på detta vis är tillåtet enligt ellagen, men de ekonomiska fördelarna med egenkonsumtion och skatteavdrag omöjliggörs eftersom el köps och säljs på olika anslutningspunkter. Eftersom effekten dessutom är på 79,8 kW kan de skatteavdrag som finns för mikroproduktion inte tillämpas på konstruktionskostnaderna.

Att bygga och gemensamt äga en solcellsanläggning på detta vis gör det möjligt att äga/investera i förnyelsebar energiproduktion då byggnation på den egna tom-

ten eller huset av någon anledning är omöjlig. Det är dock olönsamt.

### 5.3.5 Fallstudie virtuellt nät

Inledningsvis kan nämnas att detta är det mest hypotetiska fallet av de tre som tas upp, då det idag inte är legalt möjligt att genomföra i enlighet med det som beskrivs i avsnitt 2.3. Därmed så har den enklaste möjliga ersättningsmodellen använts för att ändå kunna se hur denna modell skulle kunna jämföra sig med de andra två.

Det virtuella nätet är mer lönsamt än fallet beskrivet ovan i 5.3.4, eftersom medlemmarna i energigemenskapen kan ta del av fördelarna med egenkonsumtion. Då skatteavdraget 60 öre/kWh ej tas i beaktande är det virtuella nätet också mer lönsamt än fallet med DC-nät. Det virtuella nätet är i varje fall mer resurseffektivt eftersom det inte kräver konstruktion av ett parallellt kabelnät för att möjliggöra egenkonsumtion.

Huruvida skatteavdrag för energiproduktion i virtuella nät skulle tillåtas är oklart eftersom virtuella nät i dagsläget ej tillämpas i Sverige. Skatteavdraget kräver att effekt matas in och ut från samma anslutningspunkt, vilket fysiskt sett ej är fallet med virtuella nät. In- och ut-matningspunkten kan dock ur juridisk synpunkt betraktas som densamma i ett virtuellt nät, eftersom egenkonsumtion tillåts, och därmed skulle också skatteavdrag kunna tillåtas om den politiska viljan finns.

Vissa kostnader för det virtuella nätet har inte tagits i beaktande, dels nätanslutningskostnaden såsom i 5.3.4, men också en avgift som elnätsbolaget skulle kunna ta ut för administration i samband med mätning och fakturering.

Virtuella nät inom ramen för en energigemenskap tillåter, på samma sätt som fallet med elförsäljning, ägande av förnyelsebar produktion då konstruktion på den egna fastigheten ej är möjlig. Om konstruktion och drift av virtuella nät blir tillräckligt lönsamt skulle det på så vis kunna uppmuntra och tillåta att bygga förnyelsebar produktion.



# 6

## Slutsats

Utifrån resultaten som presenteras i rapporten kan konstateras att solcellsanläggningar för hushåll eller energigemenskaper bör dimensioneras för att så väl som möjligt matcha den egna elförbrukningen, eftersom egenkonsumtion är en avgörande faktor när det kommer till anläggningens lönsamhet. Matchning av produktion och konsumtion är för mikroproducenter också viktigt för att erhålla skatteavdraget på 60 öre/kWh som är en annan stor ekonomisk faktor. Vidare kan konstateras att huvudsäkringens storlek är av stor vikt eftersom en utökning av huvudsäkringen för att tillåta överföring av maxeffekt inte är lönsam.

Utformningen på solcellsanläggningen har stor betydelse för när på dygnet energi produceras, vad toppeffekten blir samt hur stor del av producerade energin som används själv. Simuleringen visade att de bifaciala solpanelerna producerar all sin energi på morgonen och kvällen vilket matchar då elpriset är som högst samt att de kräver mindre area för att producera samma mängd energi. Från simuleringarna konstaterades det att egenkonsumtion tillsammans med skatteavdraget på 60 öre/kWh är det som ger störst påverkan på lönsamheten.

Beträffande spänningshöjning, kan konstateras att den enklaste lösningen är att vid konstruktion av anläggningen använda tillräcklig area på nätanslutningskabeln. Då tillräcklig area används krävs ingen styrning av spänningen och de begränsande faktorerna för produktionen blir samspelet mellan huvudsäkringen och egenkonsumtion. Generellt kan konstateras att spänningen i nätet har stor påverkan på hur omfattande maxspänningen vid produktionsanläggningen blir och att styrning av reaktiv effekt är ineffektivt på grund av låg reaktans i lågspänningsnätet. För fallstudien är en styrd transformatorinkoppling den mest lämpliga av de studerade lösningarna, men lönsamheten är liten. Inkoppling av batteri vid solcellsanläggningen är en annan möjlig lösning, men ytterligare studier krävs för en uppfattning av inkomster, kostnader och lämplig dimensionering.

Energigemenskaper kan möjliggöra för ägande och nyttjande av förnyelsebar energi för de som inte har möjlighet att inneha detta på den egna fastigheten. Lagkravet om att alla anläggningar måste vara anslutna till elnätet medför höjda kostnader och minskad lönsamhet för deltagarna. Alternativ som virtuella nät ses som mer effektiva och lönsamma, något som kan främja utbyggnation av förnyelsebar energi. Nuvarande statliga stöd riktar sig främst till privatpersoner som räknas som mikroproducenter, något som inte stödjer energigemenskaper. Revideringar utav lagar och

## 6. Slutsats

---

förordningar kan behövas för att underlätta bildningen av energigemenskaper och därigenom inkludera stöd för investeringar i lokal förnyelsebar energi.

# Referenser

- [1] Naturvårdsverket, *Handlingsplan för att nå Sveriges klimatmål*, 2023. URL: <https://www.naturvardsverket.se/annesomraden/klimatomställningen/sveriges-klimatarbete/handlingsplan-for-att-na-sveriges-klimatmal/> (hämtad 2024-05-07).
- [2] K. Lindholm, *Elproduktion*, Energiföretagen, 2023. URL: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/> (hämtad 2024-05-07).
- [3] Energiföretagen, *Sveriges elbehov 2045 - Hur stänger vi gapet?* 2023. URL: [https://www.energiforetagen.se/493642/globalassets/dokument/gap-rapport-handlingsplan/sveriges-elbehov-2045\\_vers230307.pdf](https://www.energiforetagen.se/493642/globalassets/dokument/gap-rapport-handlingsplan/sveriges-elbehov-2045_vers230307.pdf) (hämtad 2024-05-07).
- [4] Statistikmyndigheten, *Elproduktion och förbrukning i Sverige*, 2023. URL: <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/miljo/elektricitet-i-sverige/> (hämtad 2024-01-23).
- [5] S. Solenergi, *Installerad solkraft - Föranmälningar och nyanslutningar*, 2024. URL: <https://svensksolenergi.se/statistik/solkraft/> (hämtad 2024-05-07).
- [6] RISE, *Energigemenskaper gör det möjligt att dela el med varandra*. URL: <https://www.ri.se/sv/berattelser/energigemenskaper-gor-det-mojligt-att-dela-el-med-varandra> (hämtad 2024-01-23).
- [7] Solelkommissionen, Svensk Solenergi och Fastighetsägarna, *Interna elnät: En tolkning av de nya undantagen från kravet på nätkoncession - IKN*, 2022. URL: <https://www.fastighetsagarna.se/globalassets/broschyrer-och-faktablad/ovrigt/interna-elnat-en-tolkning-31-januari-2022.pdf?bustCache=1707210035058> (hämtad 2024-02-06).
- [8] Energimyndigheten, *Löpande intäkter efter installation*, 2024. URL: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/lopande-intakter-efter-installation/>.
- [9] K. Djerf, *När är elen billigast på dygnet?* Vattenfall AB, 2023. URL: <https://www.vattenfall.se/fokus/tips-rad/nar-ar-elen-billigast/> (hämtad 2024-02-11).
- [10] B. Bletterie, S. Kadam, R. Bolgaryn och A. Zegers, "Voltage Control with PV Inverters in Low Voltage Networks-In Depth Analysis of Different Concepts and Parameterization Criteria," *IEEE Transactions on Power Systems*, årg. 32, nr 1, s. 177–185, 2017, Cited by: 101. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2554099. URL: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85008426027&doi=10.1109%2fTPWRS.2016.2554099&partnerID=40&md5=9f4fa5b2cba2d109b3da30efc2649d95>.

- [11] Energimyndigheten, *Solcellers miljöpåverkan*, 2021. URL: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/lar-dig-mer-om-solceller/solcellers-miljopaverkan/> (hämtad 2024-01-30).
- [12] Amnesty, *Hållbara litiumjonbatterier*. URL: <https://www.amnesty.se/vara-rattighetsfragor/foretagsansvar/hallbara-litiumjonbatterier/> (hämtad 2024-02-06).
- [13] Svenska kraftnät, *Om systemansvaret*, 2021. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/> (hämtad 2024-02-18).
- [14] Svenska kraftnät, *Kraftsystemstabilitet*, 2024. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/> (hämtad 2024-02-18).
- [15] D. Karlsson, A. Nordling och Gothia Power, *Svängmassa i elsystemet*. Stockholm, Sverige: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2016, ISBN: 978-91-7082-929-1. (hämtad 2024-02-18).
- [16] Institutionen för Energi och miljö, *Elteknik*. Göteborg, Sweden: Chalmers tekniska högskola, 2010.
- [17] Svenska kraftnät, *Spänningsstabilitet*, 2024. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet%20spanningsstabilitet/> (hämtad 2024-02-18).
- [18] J. Widén, D. Lingfors, R. Luthander, A. Manikoff och J. Munkhammar, ”Utvärdering av tekniska lösningar för att hantera omfattande anslutning av solcellssystem i eldistributionsnät,” Institutionen för teknikvetenskaper, tekn. rapport, 2017. URL: <https://www.energimyndigheten.se/4a7835%20globalassets/forskning--innovation/konferenser/solforum/presentationer/2017/joakim-widen-slutrapport-utvardering-av-tekniska-losningar-for-mer-solel.pdf> (hämtad 2024-04-19).
- [19] Energimarknadsinspektionen, *Nätkoncession för område*, sv, text, dec. 2020. URL: <https://ei.se/bransch/koncessioner/natkoncession-for-omrade> (hämtad 2024-04-10).
- [20] Energimarknadsinspektionen, *Nu finns uppdaterad information om icke koncessionspliktiga nät (IKN)*, sv, text, maj 2023. URL: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2023/2023-05-17-nu-finns-uppdaterad-information-om-icke-koncessionspliktiga-nat-ikn> (hämtad 2024-04-10).
- [21] E. AB, *Koppla upp ditt hus mot elnätet*, sv. URL: <https://www.ellevio.se/privat/om-din-el/renovera-bygga-nytt/ny-el-natsanslutning/> (hämtad 2024-05-02).
- [22] Ellevio AB, *Elnätspriser från och med 1 januari 2024*, 2024. URL: [https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2024/privat/sakr\\_240101.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2024/privat/sakr_240101.pdf) (hämtad 2024-04-11).
- [23] Ellevio AB, *Elnätspriser från och med 1 januari 2024 - Elnätspriser för inmatning i Ellevios lokalnät max 24 kV*, 2024. URL: [https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2024/lokalnat/inmatning\\_240101.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2024/lokalnat/inmatning_240101.pdf) (hämtad 2024-04-26).
- [24] Svenska Kraftnät, *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder*, 2022. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for->

- systemdrift%20/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/ (hämtad 2022-10-07).
- [25] Svenska Kraftnät, *Balansansvarig*, 2024. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/balansansvarig/> (hämtad 2024-02-27).
- [26] Svenska Kraftnät, *Så kan du som privatperson bidra med stödtjänster*, 2024. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/sa-kan-du-som-privatperson-bidra-med-stodtjanster/> (hämtad 2024-02-27).
- [27] Svenska kraftnät, *Frekvensstabilitet*, 2021. URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet%20/frekvensstabilitet/> (hämtad 2024-02-11).
- [28] *Om olika reserver*, sv, april 2024. URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/> (hämtad 2024-05-05).
- [29] E. Solenergi, *Batterilager & Energilagring för en jämnare strömfördelning*, 2024. URL: <https://ecotechsolenergi.se/batterilager-energilagring/> (hämtad 2024-03-06).
- [30] CheckWatt, *Batterilager, tjäna pengar på att stötta elsystemet*, 2024. URL: <https://www.checkwatt.se/batterilager> (hämtad 2024-03-06).
- [31] Elsäkerhetsmyndigheten, *Planera ditt batterilager*, sv. URL: <https://www.elsakerhetsverket.se/privatpersoner/din-elanlaggning/bygga-och-renovera/installation-av-batterilager/planera-ditt-batterilager/> (hämtad 2024-03-21).
- [32] A. Oller Westerberg, *Energidelning i virtuella nät*, 2023. URL: <https://svensksolenergi.se/energidelning-i-virtuella-nat/> (hämtad 2024-05-05).
- [33] E. Boije Af Gennäs Erre och J. Palm, "Energigemenskap – olika modeller för att äga förnybar energi gemensamt," Internationella Miljöinstitutet (IIIEE) vid Lunds universitet, tekn. rapport, 2023. URL: [https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/150145199/Energigemenskaper\\_och\\_modeller.pdf](https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/150145199/Energigemenskaper_och_modeller.pdf) (hämtad 2024-01-31).
- [34] P. Ståhl, *Community Energy - Hur man utvecklar förnybar energi tillsammans*, svenska. 2020.
- [35] Bolagsverket, *Vad är en ekonomisk förening?* 2024. URL: <https://bolagsverket.se/forening/ekonomiskforening/vadarenekonomiskforening.1333.html> (hämtad 2024-04-08).
- [36] R. Husblad, *Ren energi inom EU*, sv-SE, sept. 2020. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/eebaea6369864871b1e88878c6ed66d1%20/energimarknadsinspektionens-rapport-med-forslag-for-genomforande-av-eu-lagstiftning-pa-elmarknadsområdet-samt-for-genomforande-av-vissa-delar-av-det-omarbetade-fornybartd-i-rektivet/> (hämtad 2020-02-20).
- [37] J. Palm och J. Sandin, *Energigemenskaper i Sverige*, 2021. URL: [https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/103132152/Energigemenskap\\_Jenny\\_Palm\\_till\\_webb.pdf](https://lucris.lub.lu.se/ws/portalfiles/portal/103132152/Energigemenskap_Jenny_Palm_till_webb.pdf) (hämtad 2024-03-10).
- [38] Energimarknadsinspektionen, *Mikroproduktion av el*, 25 nov. 2021. URL: <https://ei.se/konsument/el/mikroproduktion-av-el> (hämtad 2024-04-11).

- [39] Skatteverket, *Mikroproduktion av förnybar el*, 2024. URL: <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2024.1/329337.html> (hämtad 2024-04-17).
- [40] Energimyndigheten, *Löpande intäkter efter installation*, 2024. URL: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/lopande-intakter-efter-installation/> (hämtad 2024-05-08).
- [41] J. Malmsten, "Interna elnät," Solelkommissionen, Fastighetsägarna och Svensk solenergi, tekn. rapport, 2022. URL: <https://www.fastighetsagarna.se/fakta/broschyrer-och-faktablad/ovrigt/en-tolkning-av-de-nya-undantagen-fran-kravet-pa-natkoncession--ikn/>.
- [42] Skatteverket, *Godkända arbeten – grön teknik*, sv, text. URL: <https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/gronteknik/godkandaarbetengronteknik/4.676f4884175c97df419290e.html> (hämtad 2024-03-21).
- [43] I. F.G. Reis, I. Gonçalves, M. A.R. Lopes och C. Henggeler Antunes, "Business models for energy communities: A review of key issues and trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, årg. 144, s. 111 013, 2021, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111013>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121003038>.
- [44] E. Solar, *How Edinburgh Solar works*, 2023. URL: <https://www.edinburghsolar.coop%20/projects/how-the-co-op-works/> (hämtad 2024-05-02).
- [45] HemSol, *Solceller på Marken - Montage & För- och Nackdelar | HemSol*, sv-SE, aug. 2020. URL: <https://hemsol.se/solceller/montera-sjalv/pa-marken/> (hämtad 2024-04-24).
- [46] Hemsol, *Pris på solceller: Vad solpaneler kostar per kW, m<sup>2</sup> & kWh*, sv-SE, juli 2022. URL: <https://hemsol.se/solceller/pris/> (hämtad 2024-04-26).
- [47] Energimyndigheten, *Så undersöker du förutsättningar för solet*, 2023. URL: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/har-mitt-hus-ratt-forutsattningar/sa-undersoker-du-forutsattningarna/> (hämtad 2024-04-24).
- [48] U. Solar, *Mono Half-cut module UL-545M-144HV*, Ningbo, 2023.
- [49] C.B.Honsberg och S.G.Bowden, "The Sun's Position," *pveducation*, 2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/the-suns-position>.
- [50] SMHI, *Olika sorters strålning*. URL: <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/stralning/olika-sorters-stralning-1.5930> (hämtad 2024-04-26).
- [51] C.B.Honsberg och S.G.Bowden, "Solar Radiation on a Tilted Surface," *pveducation*, 2019. URL: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-a-tilted-surface>.
- [52] SolisCloud, *Växelriktare anläggning-ID 18F886*, 2024. URL: <https://www.soliscloud.com/#/station/inverter%20/inverterdetail?id=1308675217948055206&stationId=1298491919449160730> (hämtad 2024-04-30).
- [53] "Timpris på Nord Pool - nordiska elbörsen," 2024. URL: <https://www.vattenfall.se/elavtal/elpriser/timpris/>.

- 
- [54] R. Khezri, M. Mazidi, D. Steen, Le Anh Tuan och B. de Brey, "Vehicle-to-Everything Profitability for a Single-family Home in Sweden," april 2024.
- [55] "Extracting STRÅNG data," i 1999. URL: <https://strang.smhi.se/extraction/index.php>.
- [56] SEK Svensk Elstandard, *Elinstallationsreglerna SS 436 40 00, utgåva 4, med kommentarer*, svenska. maj 2023, ISBN: 978-91-89151-07-9.
- [57] Lantmäteriet, *Min Karta*. URL: <https://minkarta.lantmateriet.se/> (hämtad 2024-04-25).
- [58] Ferroamp, *Cable Calculator / Ferroamp Tools*. URL: [https://tools.ferroamp.com/cable\\_calculator/?fbclid=IwZXh0bgNhZWOCMTAAAROP8615uoR2n3mBHKM-rKmUERKvFddISArfviMK08uJcj\\_0kNQXruYncD4\\_aem\\_AeGOWo0gN9aLUtaB9MBmQ-B8h2safMEDMN4UDPv7iEY0UHhruMHGQdRZ4v05F3VXb5i1\\_8RGkHU27u5JUB5sHUDP](https://tools.ferroamp.com/cable_calculator/?fbclid=IwZXh0bgNhZWOCMTAAAROP8615uoR2n3mBHKM-rKmUERKvFddISArfviMK08uJcj_0kNQXruYncD4_aem_AeGOWo0gN9aLUtaB9MBmQ-B8h2safMEDMN4UDPv7iEY0UHhruMHGQdRZ4v05F3VXb5i1_8RGkHU27u5JUB5sHUDP) (hämtad 2024-04-24).



# A

## Kod för simulering av solcellsanläggning

```
1 import matplotlib.pyplot as plt
2 import numpy as np
3 import pandas as pd
4
5
6 def cosd(x):
7     return np.cos(np.deg2rad(x))
8
9
10 def sind(x):
11     return np.sin(np.deg2rad(x))
12
13
14 def arccosd(x):
15     return np.rad2deg(np.arccos(x))
16
17
18 def arcsind(x):
19     return np.rad2deg(np.arcsin(x))
20
21
22 def read_data(file_name):
23     # läser in fil
24     content = pd.read_csv('Data/' + file_name, sep='␣',
25                           header=None)
26     content.columns = ['year', 'month', 'day', 'hour', '
27                       irradiance']
28
29     # gör en sammansatt kolumn för datum och tid
30     content['datetime'] = pd.to_datetime(content['year'].
31                                           astype(str) + '␣' + content['month'].astype(str).
32                                           str.zfill(2) + '␣' + content['day'].astype(str).
33                                           str.zfill(2) + '␣' + content['hour'].astype(str).
34                                           str.zfill(2), format='%Y␣%m␣%d␣%H', errors='coerce
```

```
    ')
29
30     # sätter datum och tid som index, sätter tidszonen
    till GMT-1 (utan sommartid)
31     content = content.drop(['year', 'month', 'day', 'hour
    '], axis=1).set_index('datetime')
32     content.index = content.index.tz_localize('UTC').
    tz_convert('UTC+01:00')
33
34     # om data saknas i data (-999), sätter till medelvä
    rde för dagen innan och efter
35     for index in content.index:
36         if content.at[index, 'irradiance'] < 0:
37             content.at[index, 'irradiance'] = np.mean([
    content.at[index + pd.DateOffset(1), '
    irradiance'], content.at[index + pd.
    DateOffset(-1), 'irradiance']])
38
39     return content
40
41
42 def read_load_price(file_name, index):
43     # läser in pris- och lastdata
44     content = pd.read_csv('Data/' + file_name, index_col=
    'datetime')
45
46     if file_name != 'prisdata_221011-240415.csv' and
    file_name != 'lastdata_230101-231231.csv':
47         content = pd.concat([content.iloc[1:], content.
    iloc[[0]]])
48         temp_df = content
49         while len(content.index) < len(index):
50             content = pd.concat([content, temp_df], axis
    =0)
51         content.index = index
52     else:
53         content.index = pd.to_datetime(content.index)
54
55     return content
56
57
58 class Sol: # skapar sol objekt
59     def __init__(self, deltaGMT, lat, lon): # position
    och intensitet vid tidpunkt
60         self._deltaGMT = deltaGMT
61         self._lat = lat
```

```

62     self._lon = lon
63
64     def get_pos_intensity(self, time_data):
65         # beräknar solens position för varje tidpunkt i
           time_data
66
67         LSTM = 15 * self._deltaGMT # 15 grader*tidszon
68         for index in time_data.index:
69             d = index.day_of_year
70             B = 360 / 365 * (d - 81)
71             EoT = 9.87 * sind(2 * B) - 7.53 * cosd(B) -
               1.5 * sind(B)
72             TC = 4 * (self._lon - LSTM) + EoT
73             LST = index.hour + (TC / 60)
74             HRA = 15 * (LST - 12) # timvinkel
75             delta = 23.45 * sind(360 / 365 * (284 + d))
               # declination-tilt
76             alpha = arcsind(sind(delta) * sind(self._lat)
               + cosd(delta) * cosd(self._lat) * cosd(
               HRA)) # solhöjd
77             gamma = arccosd((sind(delta) * cosd(self._lat)
               ) - cosd(delta) * sind(self._lat) * cosd(
               HRA)) / cosd(alpha)) # azimuth
78
79             time_data.at[index, 'alpha'] = alpha
80             time_data.at[index, 'gamma'] = gamma
81
82             if (index != time_data.index[0] and index.
               hour != 0 and time_data.at[(index + pd.
               DateOffset(hours=-1)), 'gamma'] > gamma):
83                 time_data.at[index, 'gamma'] = 360 -
                   gamma
84             else:
85                 time_data.at[index, 'gamma'] = gamma
86
87         return time_data
88
89
90 class Solcell: # skapar solcells objekt
91
92     def __init__(self, beta, theta, area, efficiency,
           cut_off=1000000, solar_tracking=False):
93         self._solar_tracking = solar_tracking
94         self._cut_off = cut_off # max effekt
95         self._beta = beta # lutning
96         self._theta = theta # riktning

```

```

97         self._area = area
98         self._efficiency = efficiency
99         self._cut_off_hours = 0
100        self._cut_off_energy = 0
101        self._power_data = pd.DataFrame
102
103    def calc_power(self, power_data):
104        # beräknar effekten för given solcell
105        for index in power_data.index:
106
107            if self._solar_tracking:
108                self._beta = 90 - power_data.at[index, '
109                    alpha']
110                if power_data.at[index, 'alpha'] < 30:
111                    self._beta = 30
112                if power_data.at[index, 'alpha'] > 60:
113                    self._beta = 60
114                self._theta = power_data.at[index, 'gamma
115                    ']
116                if power_data.at[index, 'gamma'] < 150:
117                    self._theta = 150
118
119            alpha = power_data.at[index, 'alpha']
120            gamma = power_data.at[index, 'gamma']
121            S_incidental = power_data.at[index, 'direct_
122                irradiance']
123
124            # kontrollerar så att direkta effekten inte
125            # blir negativ när solen är bakom panelen
126            if (self._theta - gamma < 90) & (self._theta
127                - gamma > -90):
128                S_module = S_incidental * sind(alpha +
129                    self._beta) * cosd(self._theta - gamma
130                    )
131            else:
132                S_module = 0
133
134            S_direct = S_module * self._area * self.
135                _efficiency # endast direct
136            S_diffuse = power_data.at[index, 'diffuse_
137                irradiance'] * self._area * self.
138                _efficiency * ((180 - self._beta) / 180)
139            # endast diffus
140            S_total = S_direct + S_diffuse # total
141            effekt för solpanelerna

```

```
131         # kollar så att effekten inte blir högre än
           cut-off
132         if S_total > self._cut_off:
133             self._cut_off_hours += 1
134             self._cut_off_energy += (S_total - self.
               _cut_off)
135             S_total = self._cut_off
136
137             power_data.at[index, 'S_total'] = S_total
138             power_data.at[index, 'S_direct'] = S_direct
139             power_data.at[index, 'S_diffuse'] = S_diffuse
140             self._power_data = power_data[['S_total', '
               S_direct', 'S_diffuse']]
141
142         return power_data[['S_total', 'S_direct', '
               S_diffuse']]
143
144     def get_power(self):
145         return self._power_data
146
147     def get_cut_off(self):
148         return [self._cut_off_hours, self._cut_off_energy
               ]
149
150
151 class Solpark: # skapar solpark av solcellsobjekt
152
153     def __init__(self, data1, solceller1, load, price,
               trafo_eff=1, cut_off=1000000000):
154         self._data = data1
155         self._solceller = solceller1
156         self._solcell_data = []
157         self._load = load
158         self._price = price
159         self._trafo_eff = trafo_eff
160         self._cut_off = cut_off
161         self._cut_off_hours = 0
162         self._cut_off_energy = 0
163
164         # beräknar effekten för varje solcell
165         for solcell in self._solceller:
166             self._solcell_data.append(solcell.calc_power(
               self._data))
167
168         self._park_power = pd.DataFrame(0, index=self.
               _solcell_data[0].index, columns=['S_total'])
```

```
169
170     for i, solcell in enumerate(self._solcell_data):
171         self._park_power['S_total'] = self.
            _park_power['S_total'] + solcell['S_total'
            ]
172         self._park_power = pd.concat([self.
            _park_power, solcell['S_total']], axis=1)
173         self._park_power.columns.values[i + 1] = '
            Solcell_{}_'.format(i + 1)
174
175         self._park_power.columns.values[0] = 'Solpark'
176
177         # transformator förluster appliceras
178         self._park_power *= self._trafo_eff
179
180         for index in self._park_power.index:
181             if self._park_power.at[index, 'Solpark'] >
                self._cut_off:
182                 print(index, self._park_power.loc[index,
                    'Solpark'])
183                 self._cut_off_hours += 1
184                 self._cut_off_energy += (self._park_power
                    .at[index, 'Solpark'] - self._cut_off)
185                 self._park_power.at[index, 'Solpark'] =
                    self._cut_off
186
187     def get_power(self):
188         return self._park_power
189
190     def get_cut_off(self):
191         return [self._cut_off_hours, self._cut_off_energy
            ]
192
193     def get_price(self):
194         return (self._park_power['Solpark'] * self._price
            ['price']).sum() / 100 / 1000
195
196     def get_load_prod(self, tax, cert, trans):
197         # beräknar hur stor del av producerade energin
            som används/säljs och priser för såld/köpt/
            sparad
198
199         load_prod = pd.DataFrame(index=self._park_power.
            index, columns=['load', 'prod', 'sold', '
            self_cons', 'bought', 'earnings', 'savings', '
            cost'])
```

```

200
201     load_prod['load'] = self._load['load']
202     load_prod['prod'] = self._park_power['Solpark']
203
204     for index in load_prod.index:
205         if load_prod.loc[index, 'prod'] > load_prod.
           loc[index, 'load']:
206             load_prod.loc[index, 'sold'] = load_prod.
           loc[index, 'prod'] - load_prod.loc[
           index, 'load']
207             load_prod.loc[index, 'self_cons'] =
           load_prod.loc[index, 'load']
208             load_prod.loc[index, 'bought'] = 0
209         else:
210             load_prod.loc[index, 'sold'] = 0
211             load_prod.loc[index, 'self_cons'] =
           load_prod.loc[index, 'prod']
212             load_prod.loc[index, 'bought'] =
           load_prod.loc[index, 'load'] -
           load_prod.loc[index, 'prod']
213
214     load_prod['earnings'] = load_prod['sold'] * self.
           _price['price'] / 100 / 1000
215     load_prod['savings'] = load_prod['self_cons'] * (
           self._price['price'] + tax + cert + trans) /
           100 / 1000
216     load_prod['cost'] = load_prod['bought'] * (self.
           _price['price'] + tax + cert + trans) / 100 /
           1000
217
218     return load_prod
219
220     def plot_power(self, res1, savefile=None): # plottar
           effektkurvor för solparken med olika upplösning
221     park_power = self._park_power.resample(res1).sum
           ()
222     park_price = self._price.resample(res1).mean() *
           1000
223     park_load = self._load.resample(res1).sum()
224     park_power = pd.concat([park_power['Solpark'],
           park_load, park_price], axis=1)
225     park_power.columns = ['Elproduktion', '
           Elkonsumtion', 'Elpris']
226
227     plt.rcParams['figure.figsize'] = [7, 5.5]
228     plt.rcParams.update({'font.size': 13})

```

```
229     # park_power = park_power['Elkonsumtion']
230
231     if res1 == 'h':
232         # park_power.index = [0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,
233             8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18,
234             19, 20, 21, 22, 23]
235         ax = (park_power / 1000).plot(secondary_y=['
236             Elpris'], mark_right=False)
237         ax.set_xlabel('')
238         ax.set_ylabel('Effekt [kW]')
239         ax.right_ax.set_ylabel('Elpris [öre/kWh]')
240         ax.set_ylim(0, 17)
241         ax.right_ax.set_ylim(0, 85)
242         # ax.set_ylim(0, 2.5)
243         # ax.set_xlim(0, 23)
244         # ax.set_xticks([0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21
245             ['00:00', '03:00', '06:00', '09:00',
246             '12:00', '15:00', '18:00', '21:00'])
247         ax.grid(True)
248         ax.set_title('Effektkurva mellan ' +
249             park_power.index[0].strftime('%Y-%m-%d %H
250             :%M') + ' och ' + park_power.index[-1].
251             strftime('%Y-%m-%d %H:%M'))
252         # ax.set_title('Lastprofil för villa på 15
253             MWh/år')
254     elif res1 == 'D':
255         ax = (park_power / 1000).plot(kind='bar',
256             secondary_y=['Elpris'], mark_right=False)
257         ax.set_xlabel('')
258         ax.set_ylabel('Energier [kWh]')
259         ax.right_ax.set_ylabel('Elpris [öre/kWh]')
260         ax.grid(True)
261         ax.set_title('Producerad energi per dag
262             mellan ' + park_power.index[0].strftime('%Y
263             -%m-%d') + ' och ' + park_power.index[-1].
264             strftime('%Y-%m-%d'))
265     elif res1 == 'M':
266         ax = (park_power / 1000).plot(kind='bar',
267             secondary_y=['Elpris'], mark_right=False)
268         ax.set_xlabel('')
269         ax.set_ylabel('Energier [kWh]')
270         ax.right_ax.set_ylabel('Elpris [öre/kWh]')
271         ax.grid(True)
272         ax.set_xticks([0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9,
273             10, 11], ['Jan', 'Feb', 'Mars', 'April', 'Maj', 'Juni',
274             'Juli', 'Aug', 'Sep', 'Okt', 'Nov', 'Dec'], rotation
```

```

    =45)
259     ax.set_title('Producerad energi per månad
        mellan ' + park_power.index[0].strftime('%Y-%m') + '
        och ' + park_power.index[-1].strftime('%Y-%m'))
260     #ax.set_title('Elkonsumtion per månad för
        villa på 15 MWh/år')
261
262     if savefile is not None:
263         plt.savefig('Figurer/' + savefile)
264
265     plt.show()
266
267
268     if __name__ == '__main__':
269         #filnamn
270         direct_file = 'onsala_200409-240409_direkt_normal.txt
        ,
271         diffuse_file = 'onsala_200409-240409_diffuse.txt'
272
273         #price_file = 'prisdata_221011-240415.csv'
274         #price_file = 'prisdata_timsnitt_2023.csv'
275         price_file = 'prisdata_timsnitt_2023_maj.csv'
276         #price_file = 'prisdata_timsnitt_2023_maj_norm.csv'
277         #price_file = 'prisdata_konst.csv'
278
279         #load_file = 'lastdata_230101-231231.csv'
280         #load_file = 'lastdata_timsnitt_2023.csv'
281         load_file = 'lastdata_timsnitt_2023_maj.csv'
282         #load_file = 'lastdata_timsnitt_2023_jan.csv'
283         #load_file = 'lastdata_timsnitt_2023_jan_norm.csv'
284         #load_file = 'lastdata_timsnitt_2023_jan_majnorm.csv
        ,
285
286         #läser filer
287         direct_data = read_data(direct_file)
288         diffuse_data = read_data(diffuse_file)
289         price_data = read_load_price(price_file, direct_data.
            index)
290         load_data = read_load_price(load_file, direct_data.
            index)
291
292         #sätter ihop direkt och diffus data
293         data = pd.concat([direct_data, diffuse_data], axis=1)
294         data.columns = ['direct irradiance', 'diffuse
            irradiance']
295

```

## A. Kod för simulering av solcellsanläggning

---

```
296 ##### datum att plota mellan och upplösning på plot
297 ##### [date1, date2] = [price_data.index[0], data.index
    [-1]] ## väljer första och sista datumet från indata
298 ##### [date1, date2] = ['2023-5-9 00:00', '2023-5-9 23:59
    '] ## välj dag(ar) manUEllt
299 ##### [date1, date2] = ['2023-1-1 00:00', '2023-12-31
    23:59'] ## hela 2023
300 ##### [date1, date2] = ['2023-5-5 00:00', '2023-5-5 23:59']
    ## dag med störst produktion
301 ##### [date1, date2] = ['2023-7-16 00:00', '2023-7-16
    23:59'] ## dag med lägst snittpris
302 ##### [date1, date2] = ['2022-12-14 00:00', '2022-12-14
    23:59'] ## dag med högst snittpris
303 ##### data = data.loc[(data.index >= date1) & (data.index
    <= date2)]
304 ##### price_data = price_data.loc[(price_data.index >=
    date1) & (price_data.index <= date2)]
305 ##### load_data = load_data.loc[(load_data.index >= date1)
    & (load_data.index <= date2)]
306 ##### res = 'h' ## Välj upplösning: h - timme, D - dag, M -
    månad
307
308 ##### skapar sol för given position för alla tidpunkter
309 ##### sol = Sol(1, lat=57.42531, lon=12.02903)
310 ##### data = sol.get_pos_intensity(data)
311
312 ##### solcell samma spec som olas son
313 ##### solcell_syd = Solcell(30, 180, 142.3/2, 0.2109) ##
    A=144.7 för olas son, A = 142.3 30 000 kWh, A = 113 max
    peak 24, 25 kW
314
315 ##### solceller med riktning åt sydost/sydväst
316 ##### solcell_SE = Solcell(30, 180-45, 153.8/2/2,
    0.2109) ## A = 153.8 30 000 kWh
317 ##### solcell_SW = Solcell(30, 180+45, 153.8/2/2,
    0.2109) ## A = 153.8 30 000 kWh
318
319 ##### solcellstaket nord-sydriktning
320 ##### solcell_staket_1 = Solcell(90, 90, 120.4/2, 0.2109)
    ## A = 120.4 30 000 kWh
321 ##### solcell_staket_2 = Solcell(90, 270, 120.4/2,
    0.2109) ## A = 120.4 30 000 kWh
322
323 ##### solceller = [solcell_syd] ## Syd
324 ##### solceller = [solcell_SE, solcell_SW] ## Syd-ost,
    syd-väst
```

```
325 #####solceller=[solcell_staket_1,solcell_staket_2]##
      #Staket
326 #####solceller=[solcell_syd,solcell_SE,solcell_SW,
      solcell_staket_1,solcell_staket_2]##Hela#koret
327
328 #####skapar_solparkobjek_av_solceller
329 #####solpark=Solpark(data,solceller,load_data,
      price_data,1)
330
331 #####print('Timmar med cut-off: %d'%solpark.get_cut_off
      ())[0])
332 #####print('Spilld el: %.2f kWh'%solpark.get_cut_off(
      [1]/1E3))
333 #####print('Producerad el: %.2f kWh'%solpark.get_power
      (')['Solpark'].sum()/1E3))
334 #####print('Max effekt: %.2f kW'%solpark.get_power(
      )['Solpark'].max()/1E3))
335 #####print('Verkningsgrad: %.1f %'%solpark.get_power(
      )['Solpark'].sum()/solpark.get_power(
      )['Solpark'].sum()+solpark.get_cut_off(
      [1])*100))
336 #####print('Säljer all producerad el: %.2f kr'%solpark.
      get_price())
337 #####print('Snittpris: %.2f öre/kWh'%((solpark.get_price
      ().sum())/solpark.get_power(
      )['Solpark'].sum()/1E3*1E2))
338
339 #####last_data=solpark.get_load_prod(53.5,3.2,30)
340 #####print('\nMed lastdata: ')
341 #####print('Konsumerad el: %.2f kWh'%last_data['load'].
      sum()/1E3))
342 #####print('Konsumerad egenproducerad el: %.2f kWh'%
      last_data['self_cons'].sum()/1E3))
343 #####print('Självständighet: %.1f %'%last_data['
      self_cons'].sum()/last_data['load'].sum()*100))
344 #####print('Självanvändning: %.1f %'%last_data['
      self_cons'].sum()/last_data['prod'].sum()*100))
345 #####print('Sparat på egenproduktion: %.2f kr'%last_data
      ['savings'].sum())
346 #####print('Såld el: %.2f kWh'%last_data['sold'].sum(
      )/1E3))
347 #####print('Pris såld el: %.2f kr'%last_data['earnings'
      ].sum())
348 #####print('Inköpt el: %.2f kWh'%last_data['bought'].
      sum()/1E3))
349 #####print('Pris köpt el: %.2f kr'%last_data['cost'].sum
      ())
```

## A. Kod för simulering av solcellsanläggning

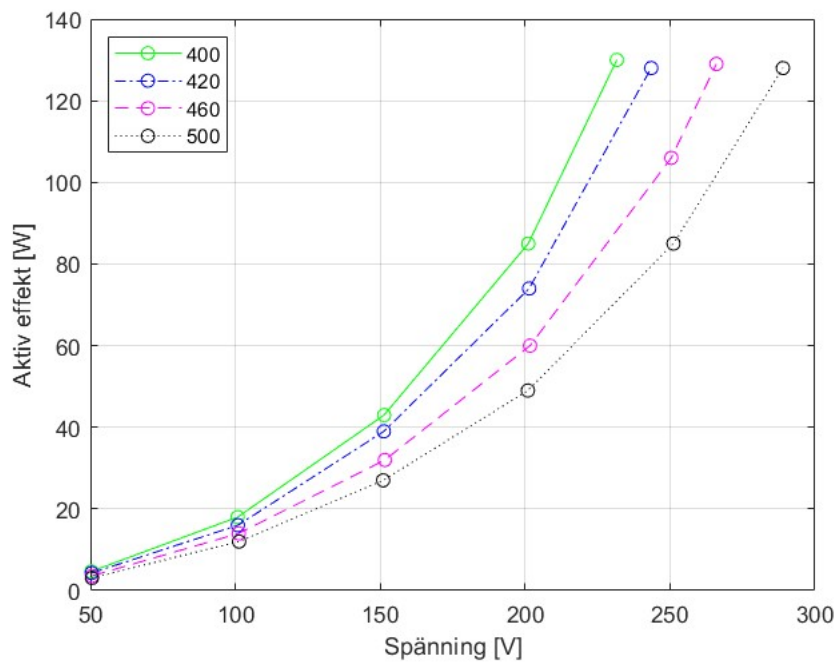
---

```
350 print('Nettoinkomst: %.2f kr' % (last_data['earnings'  
    ].sum() + last_data['savings'].sum()))  
351 print('Nettokonsument el: %.2f kWh' % ((last_data['  
    bought'].sum() - last_data['sold'].sum()) / 1E3))  
352  
353 solpark.plot_power(res)
```

# B

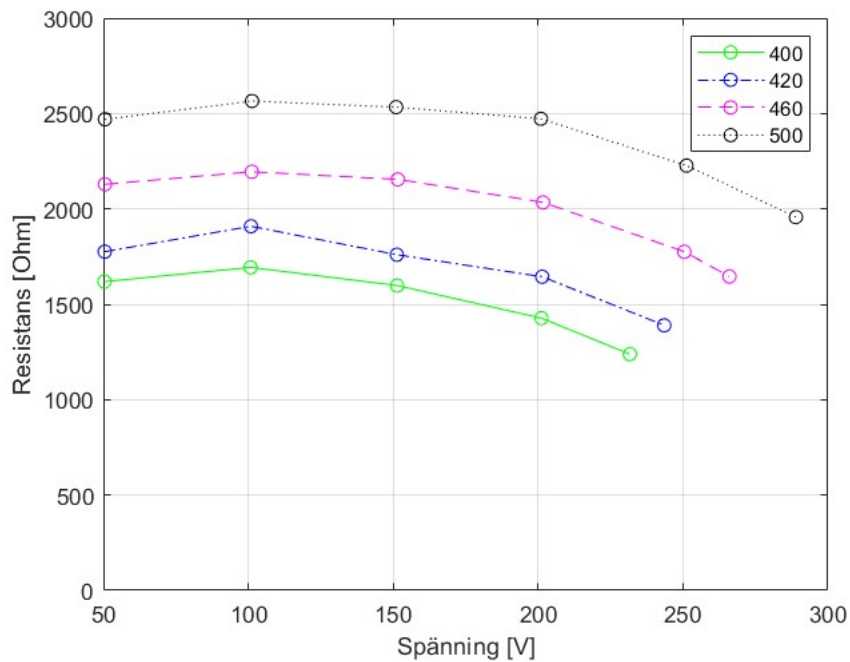
## Transformatorberäkningar

I figuren nedan visas de uppmätta effekterna för tomgångsprovet.



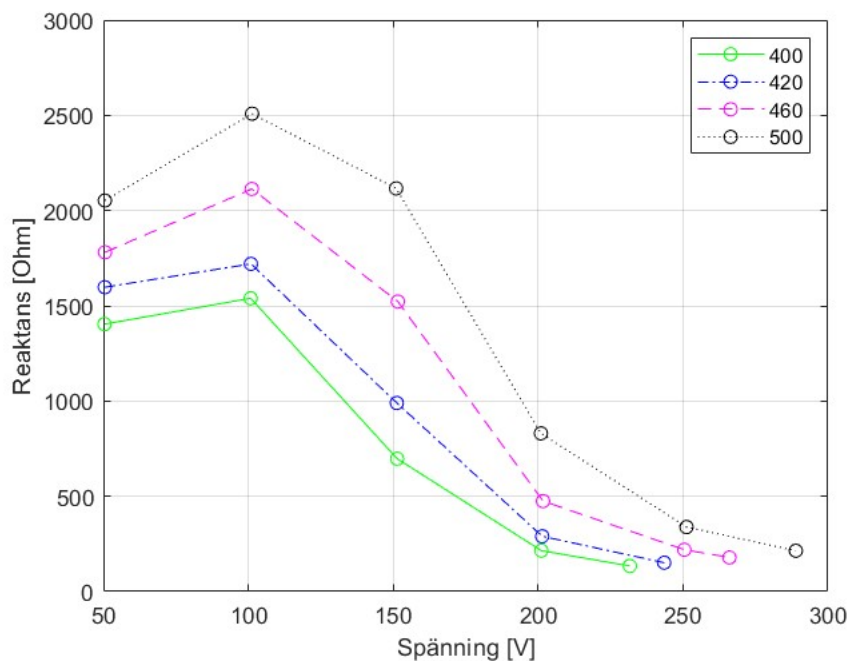
**Figur B.1:** Under tomgångsprov uppmätt effekt för varierad spänning och antal lindningar.

Värt att notera är att alla fyra kurvor har sin sista mätpunkt på en liknade nivå. Detta innebär att  $P_{Fe}$  är detsamma för alla fyra kopplingslägen då märkspänning läggs på, vilket också är att förvänta eftersom det magnetiska flödet i kärnan är lika stort för samtliga lindningskopplingar vid märkspänning. Utifrån effekten och spänningen kunde parametern  $R_{Fe}$  beräknas och resultatet visas i figuren nedan.



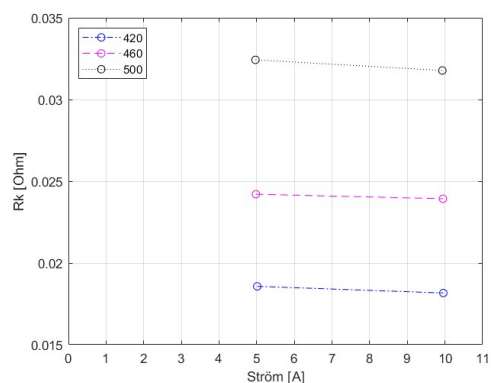
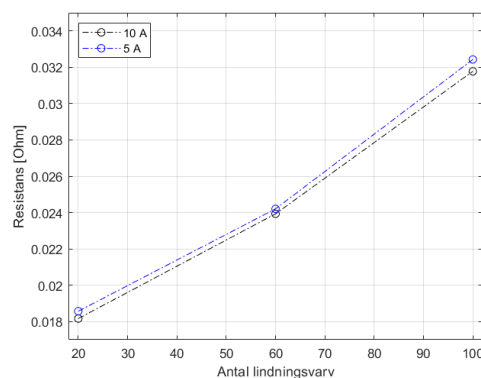
**Figur B.2:** Beräknad resistans  $R_{Fe}$  för varierad spänning och antal lindningar.

Om mätseriernas ändpunkter betraktas (mätpunkten med pålagd märkspänning) verkar det som om  $R_{Fe}$  ökar linjärt med märkspänningen. Detta är förväntat då samtliga ledningskopplingar drar samma tomgångseffekt, men strömmen kommer minska för kopplingarna med fler lindningar. Även reaktansen i figuren nedan visar ett liknande beteende.



**Figur B.3:** Beräknad reaktans  $X_m$  för varierad spänning och antal lindningar.

I figur B.3 syns också tydligt hur reaktansen är som störst kring 100 V för att sedan sjunka ned till en relativt låg nivå vid märkspänning. Detta kan ha att göra med att låga spänningar inte ger tillräckligt stor magnetiseringsström, och att sambandet mellan spänning, magnetiseringsström och magnetiskt flöde är olinjärt. Vidare beräknades även kortslutningsresistansen för olika lindningskopplingar, och resultatet visas nedan.

(a)  $R_k$  beroende av I.(b)  $R_k$  beroende av lindningsvarv.

**Figur B.4:** Kortslutningsresistansen  $R_k$  presenterat beroende på strömmen I eller antalet lindningsvarv mätningen gjorde över. Mätpunkterna vid 100 lindningsvarv motsvarar kopplingen 500, 60 lindningsvarv 460 osv.

Endast två mätpunkter per lindningskoppling togs, och i figur B.4a syns för alla kopplingar en svag minskning i resistans för en högre ström. Vidare går det i figur B.4b att observera att ökningen av resistans sett till antalet lindningar ej är linjär, vilket den borde vara om koppartråden i lindningen är av konstant tjocklek.

**INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK**

**Chalmers tekniska högskola**

Göteborg, Sverige

[www.chalmers.se](http://www.chalmers.se)



**CHALMERS**