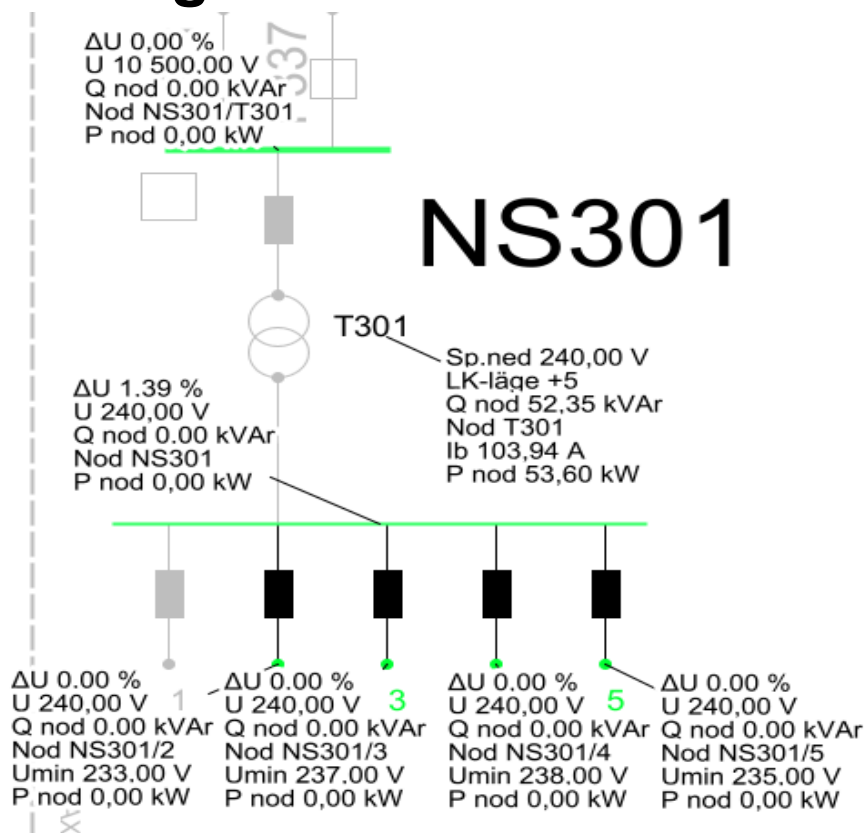




# CHALMERS

## BESS och dess påverkan i lågspänningsnätet



Examensarbete inom högskoleingenjörsprogrammet Elektroingenjör

Oskar Josefsson  
Felix Johansson Kostovski

Institutionen för Elektroteknik  
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA  
Göteborg, Sverige 2025

Bild: Skärmdump från dpPower

## **Förord**

Detta examensarbete är skrivet av två elektroteknikstudenter på Chalmers under institutionen för elektroteknik. Arbetet omfattar 15hp per student och är skrivet åt Härryda Energi AB med fokus på BESS och kraftelektronik.

Vi vill tacka elnätschef Charlotte Simonsson för denna möjlighet och handledare Pontus Claesson för all hjälp med ny programvara och frågor vi haft samt de roliga stunder vi delat. Ni har verkligen öppnat upp nya vägar och ökat vårt intresse för BESS och kraftelektronik.

## Sammanfattning

Likt solceller är batterienergilagringssystem (BESS) på väg att slå igenom bland husägare och väcker stort intresse. Det är en relativt ny teknik som möjliggör till exempel elhandel via arbitrage samt bidrar till att hålla elnätets frekvens stabil vid 50 Hz. Trots detta är kunskapen begränsad kring hur användningen av BESS påverkar lågspänningsnätet i extremfall. Denna rapport undersöker just sådana extremfall och drar slutsatser om vilka konsekvenser som kan uppstå i elnätet.

Arbetet utfördes på uppdrag av Härryda Energi AB som vill undersöka hur BESS påverkar sitt elnät då efterfrågan är hög hos elnätskunderna. Samtliga simuleringar genomfördes i dpPower vilket är det nätanalysverktyg som Härryda Energi använder för att modellera och övervaka sitt elnät. I dpPower kan nätägare bland annat hantera kundanläggningar, felsöka, analysera data och simulera framtida scenarier. Inför varje simulering justerades kundanläggningarna genom att stegvis lägga till BESS-enheter till befintliga kundanslutningar inom kundanslutningens abonnemangsstorlek.

Resultaten visade att urladdning av BESS gav relativt liten påverkan på matarkablar men spänningen i hushållen blev orimligt hög. Dock sker detta inte i praktiken eftersom strömmen i verkligheten går via en växelriktare som reglerar utspänningen genom att strypa/begränsa uteffekten. Vid uppladdning av BESS var effekten omvänd och spänningen i hushållen blev låg, men belastningen på matarkabeln ökade kraftigt. Simuleringarna utfördes på tre olika nätstyrkor. Det starka nätet definieras som ett kabelnät med nominell area på 240 mm<sup>2</sup>, det medelstarka 150 mm<sup>2</sup> och det svaga 50 mm<sup>2</sup>. Det svaga nätet blev snabbt överbelastat medan det medelstarka och starka nätet klarade av den ökade effekten från tiotals batterier.

Studien fokuserade på extrema scenarier med simultan aktivering av många batterier inom ett lågspänningsnät där varje batteri antogs verka inom kundens befintliga abonnemang. För att isolera effekterna av batterisystemen inkluderades inte simultan drift av solcellsanläggningar i simuleringarna.

## Abstract

Similar to solar panels, Battery Energy Storage Systems (BESS) are rapidly gaining popularity among homeowners. As a relatively new technology, BESS enables applications such as energy arbitrage and contributes to grid stability by helping maintain a frequency of 50 Hz. However, little is known about how extreme cases of BESS operation may affect the low-voltage distribution grid. This thesis investigates such extreme scenarios and draws conclusions about the potential impact if these situations were to occur.

The project was carried out in collaboration with Hårryda Energi AB who wants to investigate how BESS impacts its power grid as demand exists from grid users. All simulations were performed using dpPower which is the software used by the company to monitor and analyze their grid. Prior to each simulation customer installations were adjusted by gradually adding BESS units to existing customer connections within the size of the customer's subscription.

The results showed that discharging BESS had a relatively small impact on the feeder cable but the voltage in households became unreasonably high. However, this does not occur in practice since the current in reality passes through an inverter that regulates the output voltage by throttling/limiting the output power. During charging of BESS, the effect was reversed and the voltage in households became low while the load on the feeder cable increased significantly. The simulations were performed on three different grid strengths. The strong grid is defined as a cable network with a nominal cross-sectional area of 240 mm<sup>2</sup>, the medium-strength grid 150 mm<sup>2</sup>, and the weak grid 50 mm<sup>2</sup>. The weak grid quickly became overloaded, while the medium-strength and strong grids were able to handle the increased power from dozens of batteries.

The study focused on extreme scenarios with simultaneous activation of many batteries within a low-voltage grid, where each battery was assumed to operate within the customer's existing subscription. To isolate the effects of the battery systems, simultaneous operation of solar power systems was not included in the simulations.

# Innehållsförteckning

<b>1. Inledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 Bakgrund.....	1
1.2 Syfte.....	1
1.3 Avgränsningar.....	1
1.4 Precisering av frågeställningen.....	2
<b>2. Teoretisk / Teknisk bakgrund</b> .....	<b>3</b>
2.1 Sveriges Kraftnät.....	3
2.2 Lågspänningsnätet (LSP).....	4
2.3 Spänningsfall och kapacitetsbegränsningar i LSP.....	5
2.4 Utmaningar med lokal produktion och förbrukning.....	6
2.5. BESS.....	7
2.5.1. Batterityper och deras egenskaper.....	7
2.5.2. Teknisk översikt av BESS.....	7
2.5.3. Elprisarbitrage & peak shaving.....	8
2.5.4. Revenue stacking: kombination av elprisarbitrage och peak shaving.....	8
2.6 dpPower.....	8
<b>3. Metod och genomförande</b> .....	<b>9</b>
3.1 Förstudie och inläring av dpPower.....	9
3.2 Simuleringar.....	9
3.3 Analys och verifiering.....	10
3.4 Egna beräkningar.....	11
3.4.1 Beräkning 1 – Sommartid, Urladdning av batterier (Starkt nät).....	11
Indata från simulering.....	13
3.4.2 Beräkning 2 – Vintertid, Uppladdning av batterier (Medelstarkt nät).....	14
3.4.3 Beräkning 3 – Sommartid, uppladdning av batterier (svagt nät).....	17
3.5 Sammanfattande analys av beräkningarna.....	19
<b>4. Resultat</b> .....	<b>20</b>
<b>5. Slutsats och diskussion</b> .....	<b>22</b>
5.1 Övergripande resultat och slutsatser.....	22
Bilagor.....	26
<b>Appendix A</b> .....	<b>26</b>
<b>Appendix B</b> .....	<b>34</b>
<b>Appendix C</b> .....	<b>40</b>

## **Terminologi/ Förkortningar**

**BESS** - Battery Energy Storage System, storskaligt batterisystem för energilagring

**LSP** - Lågspänningsnät, distributionsnät med spänningsnivå upp till 1 kV

**PCS** - Power Conversion System, kraftomvandlingssystem mellan likström och växelström

**BMS** - Battery Management System, övervaknings- och skyddssystem för battericeller

**SoC** - State of Charge, batteriets aktuella laddningsgrad

**SoH** - State of Health, mått på batteriets hälsotillstånd och degradering

**Elprisarbitrage** - Strategi där el köps vid lågt pris och säljs vid högt pris

**Peak shaving** - Metod för att minska effekttoppar genom laddning och urladdning av batterier

**Revenue stacking** - Kombination av flera funktioner och intäcksströmmar i samma lagringssystem

**Prosumert** - Användare som både producerar och konsumerar el

**DSO** - Distribution System Operator, elnätsoperatör för distributionsnät

**Matarkabel** - Kabel mellan nästationer och kabelskåp

**Serviskabel** - Kabel som ansluter elnätet från en elleverantör till en byggnads huvudcentral eller mätars

# 1. Inledning

Detta avsnitt framför en bakgrund till ämnet och introducerar forskningsfrågorna, avgränsningarna samt relaterade arbeten. Arbetet är utfört på uppdrag av Härryda Energi.

## 1.1 Bakgrund

Härryda Energis mål och syfte med studien är att utreda hur integrationen av BESS i deras lågspänningsnät påverkar både nätets tekniska prestanda och de ekonomiska förutsättningarna för kunderna. Med ett ökande antal kunder som planerar att installera egna BESS för att lagra överskottsenergi. Detta väcker viktiga frågor om hur dessa installationer påverkar nätets spänningsnivåer, driftsäkerhet och kostnadsstruktur särskilt för de kunder som inte själva planerar att investera i BESS.

Studien genomfördes i nära samarbete med Härryda Energi där det samlades in och analyserades data från deras befintliga elnät. För att få en helhetsbild av situationen utfördes arbetet både hemifrån och på Härryda Energis kontor vilket möjliggör en dialog med handledare och ger oss möjlighet att samla in data och information om elnätet.

Vårt arbete fokuserar på att identifiera både de tekniska effekterna såsom påverkan på spänningskvalitet, lastbalans och nätstabilitet och de ekonomiska konsekvenserna exempelvis förändringar i elpriser och kostnadsfördelning mellan kunder med och utan BESS. Studien vill bidra med insikter som kan hjälpa Härryda Energi att fatta välgrundade beslut inför framtida investeringar och nätförbättringar.

## 1.2 Syfte

Projektet syftar till att undersöka hur användningen av BESS i hushåll påverkar lågspänningsnätet samt att identifiera tekniska, ekonomiska och regulatoriska utmaningar för elnätsägare vid integrationen av sådana system. Studien ska analysera effekterna på nätets stabilitet, kapacitet och driftsäkerhet vid variationer i laddning och urladdning av BESS.

Målet är att presentera en helhetsbild av vilka krav och möjligheter tekniken innebär för Härryda Energi och dess befintliga elnät samt att ta fram rekommendationer för hur elnätsägare på ett robust och hållbart sätt kan hantera integrationen av BESS. Studien baseras framförallt på teoretisk analys där fokus läggs på lösningar som inte påverkar nätets tillförlitlighet negativt eller kringgå befintliga regelverk.

## 1.3 Avgränsningar

- För att isolera effekterna av BESS på det befintliga lågspänningsnätet lades inga nya solcellsanläggningar in i simuleringarna. Befintliga solcellsanläggningar i nätet behölls oförändrade men batterierna installerades inte hos de elanvändare som redan hade solceller.
- Tekniska beräkningar på BESS eller enskilda simuleringar på BESS gjordes inte. Utan bara på nätet i helhet.
- Ingen ekonomisk analys har genomförts.

## 1.4 Precisering av frågeställningen

Frågeställningar som kommer besvaras i denna rapport:

- Hur påverkar BESS lågspänningsnätets stabilitet och driftsäkerhet?
- Vad finns det för regulatoriska krav som påverkar användningen av BESS i hushåll?
- Vad behöver anpassas i elnätet för att uppnå en smidig implementering av BESS?

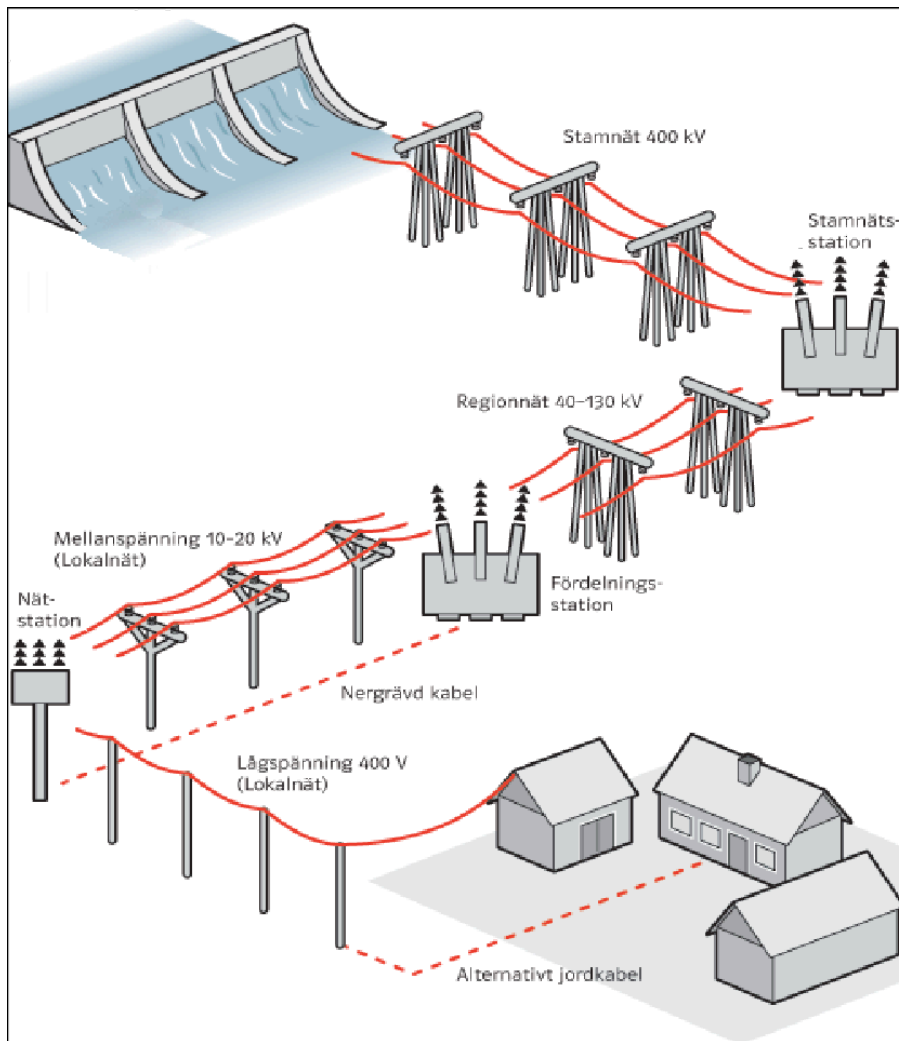
## 2. Teoretisk / Teknisk bakgrund

Detta kapitel syftar till att skapa en grundläggande förståelse för BESS och det svenska kraftnätets uppbyggnad. Fokus ligger på att belysa de tekniska förutsättningar som styr hur BESS kan integreras i nätet och vilka funktioner de kan fylla vilket utgör grunden för analysen i rapporten.

### 2.1 Sveriges Kraftnät

Sveriges elnät är uppdelat i transmissionsnät, distributionsnät och utlandsförbindelser. Transmissionsnätet drivs av Svenska kraftnät och överför el i högspänningsnivåer (220–400 kV) över långa avstånd i landet vilket kallas för stamnätet. Distributionsnäten tar sedan över och distribuerar elen till hushåll och företag via regionnät och lokalnät. Svenska kraftnäts uppgift är också att säkerställa balans mellan produktion och konsumtion i realtid samt hantera störningar och frekvensstabilitet i elnätet [1].

Stamnätet består av ungefär 16 000 km av kraftledningar som sträcker sig över hela Sverige och till våra grannländer för utlandsförbindelser. Sverige är indelat i fyra elområden och majoriteten av elen produceras främst med hjälp av vattenkraft från älvarna norr i landet. Norra Sverige omfattas av elområden SE1 och SE2 och södra delen av SE3 och SE4. På grund av detta geografiska förhållande och att majoriteten av el produceras i norr måste denna distribueras söderut. Den typiska spänningen i dessa ledningar är 400 kV vilket är optimalt för att distribuera elektricitet över längre avstånd, eftersom överföringsförluster är direkt relaterade till strömmen som passerar genom ledningarna. Därför leder en lägre ström till mindre förluster. Transformatorer runt om i kraftnätet används för att transformera ner spänningen så att den passar för personligt bruk [2].



*Figur 1. Översikt över elnetets uppbyggnad. Källa: E.ON.*

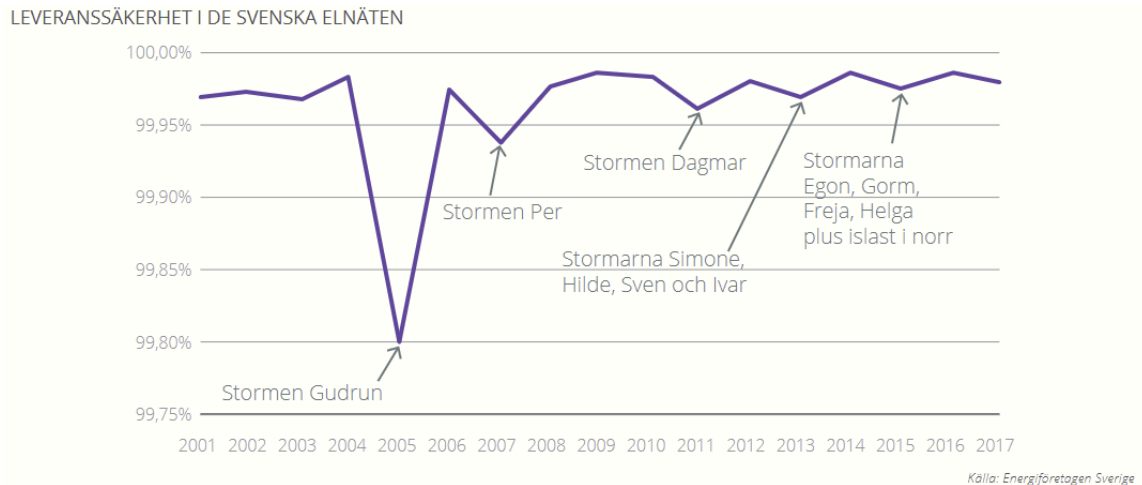
## 2.2 Lågspänningsnätet (LSP)

LSP i Sverige har en spänningsnivå på 400/230 V och omfattar cirka 58 000 km luftledning samt 261 000 km jordkabel [4]. Luftledningar utgörs vanligtvis av isolerade ledare monterade i stolpar medan jordkablar är isolerade och förläggs under mark.

Under senare år har andelen jordkablar ökat markant främst på grund av deras motståndskraft mot väderrelaterade störningar som stormar, snö, och is. Jordkablar kräver heller inte samma utrymme som luftledningar, vilket gör dem fördelaktiga i tätbebyggda områden där markanvändning är viktig. Nackdelen är dock att vid skador är det ofta svårare att lokalisera och åtgärda fel eftersom kablarna inte är synliga och kräver särskild felsökningsutrustning. Generellt innebär det också en högre investeringskostnad och kan bli problematiskt om det är nära till berg i marken [2].

Figur 2 illustrerar hur nätets stabilitet har förbättrats efter ökade investeringar i jordkablar, framför allt som följd av stormen Gudrun 2005. Denna naturkatastrof visade tydligt på luftledningarnas sårbarhet vilket blev en vändpunkt i hur det svenska LSP utformas. Enligt

statistik från Energiföretagen Sverige har längden jordkabel ökat från cirka 260 000 km före Gudrun till 444 000 km år 2024 [4], vilket har lett till en markant ökning i nätets leveranssäkerhet vid extrema väderförhållanden.



Figur 2, Leveranssäkerhet i de svenska elnäten under åren.

Kablarna i lågspänningsnätet har olika kapacitet beroende på hur modernt och upprustat nätet är. Enligt Pontus Claesson på Härryda Energi har oftast nybyggda bostadsområden matarkablar med hög kapacitet. En central faktor som begränsar kapaciteten är kabelns nominella area. För starka nät kan den nominella arean exempelvis vara 240 mm<sup>2</sup> vilket är bra anpassat för installation av solceller och BESS. Medelstarka nät brukar ha matarkablar med en nominell area på 95-150mm<sup>2</sup>. Svaga nät är ofta ett elnät som fortfarande består av luftledning. Luftledningarna brukar ha en nominell area mellan 50-95mm<sup>2</sup>. (P. Claesson, personlig kommunikation, mars 2025).

## 2.3 Spänningsfall och kapacitetsbegränsningar i LSP

LSP har som uppgift att distribuera el på 400/230 V-nivå till hushåll och mindre verksamheter. Ett centralt tekniskt problem i dessa nät är spänningsfall och kapacitetsbegränsningar vilket påverkas av nätets impedans, de strömmar som flyter genom ledningarna och de resulterande effektflödena.

**Spänningsfall:** Spänningsfall uppstår när elektrisk energi förloras längs en ledning, orsakat av dess impedans och belastningsströmmen. Spänningsfallet  $\Delta V$  kan beräknas med:

$$\Delta V = I * Z = I * (R + jX) \quad (2.1)$$

där I är strömmen genom ledningen. I växelströmsnät påverkar dessutom fasvinkeln mellan ström och spänning.

**Spänningsvariationer och impedansens betydelse:** Utöver rena effektförluster kan impedansen i nätet även orsaka variationer i spänningens storlek beroende på förändringar i aktiv och reaktiv belastning. Spänningsvariationer är ett vanligt förekommande kvalitetsproblem i lågspänningsnätet och kan approximeras med:

$$\Delta U = RP + XQ \quad (2.2)$$

Uttrycket visar att variationer i spänningens magnitud är direkt kopplade till effektflödet över nätets impedans. Om lasten är jämnt fördelad längs en kabel blir spänningsfallet ungefär hälften så stort jämfört med en punktlast.

Effektiv spänningsreglering är därför avgörande. I lågspänningsnät ses det främst som en elkvalitetsfråga eftersom variationer i spänning påverkar känslig användarutrustning. Vanliga tekniska lösningar inkluderar bland annat automatiska transformatorstegomkopplare, även om dessa själva kan ge upphov till mindre spänningssteg. Den växande andelen distribuerad elproduktion, särskilt från solceller, har dessutom gjort problemet med överspänningar mer framträdande och kräver nya strategier för nätstyrning [5].

Elkvaliteten påverkas främst av kraftiga och snabba spänningsavvikelser. En låg spänning under längre tid kan orsaka högre överföringsförluster medan en för hög spänning kan leda till överhettning och nedsatt livslängd för komponenter och ledningar [6].

## 2.4 Utmaningar med lokal produktion och förbrukning

Lokal elproduktion i form av solcellsanläggningar och ökad elanvändning i hushåll genom exempelvis elbilsladdning, värmepumpar och BESS har förändrat användningsmönstret i LSP. Historiskt har LSP varit utformat för att distribuera el i en riktning, från transformatorstationer till slutanvändare [7]. Med framväxten av så kallade prosumenter uppstår nya tekniska utmaningar.

Enligt Claesson är en av de största utmaningarna med lokal produktion spänningshöjningar vilka uppstår när produktionen överstiger den lokala förbrukningen, särskilt i nätets ändpunkter där impedansen är hög. Detta kan leda till att spänningen överskrider tillåtna nivåer enligt standarden SS-EN 50160. I den svenska standarden SS-EN 50160 står det att spänningen i lågspänningsnätet under normala driftförhållanden ligga inom  $\pm 10\%$  av den nominella spänningen. För ett 230 V-system innebär detta att spänningen bör hållas mellan 207 V och 253 V. Värdet mäts som ett 10-minuters medelvärde. Om spänningen under- eller överskrider dessa värden över en längre period kan det vilket påverkar både elutrustning och nätstabilitet (P. Claesson, personlig kommunikation, maj 2025).

## **2.5. BESS**

BESS är storskaliga uppladdningsbara batterisystem som används för att balansera elproduktionen. När elproduktionen överstiger den aktuella förbrukningen kan energin lagras i systemet för att senare användas när belastningen på elnätet ökar. Systemet kan även bidra till ökad driftsäkerhet genom förse el vid tillfälliga avbrott eller störningar i nätet[8].

### **2.5.1. Batterityper och deras egenskaper**

Batterier består av elektrokemiska celler som möjliggör omvandling mellan elektrisk och kemisk energi vilket gör det möjligt att lagra och återvinna elektricitet vid behov. De kan delas in efter sin kemiska uppbyggnad och uppvisar därmed varierande prestanda vad gäller exempelvis energidensitet, livslängd och kostnad. För användning i förnybara energisystem krävs det att dessa är sekundära, alltså att de är uppladdningsbara batterier som kan genomgå upprepade laddnings- och urladdningscykler. Inom energilagring kan man se att batterityperna blybatterier och litiumjonbatterier är absolut vanligast. Den maximala mängd energi som kan lagras i ett batteri anges som energikapacitet och uttrycks i kilowattimmar(kWh), definierad som den energi som kan avges mellan fulladdat tillstånd och en specificerad lägsta spänningsnivå [9].

### **2.5.2. Teknisk översikt av BESS**

I storskaliga nätanslutna tillämpningar är ett BESS uppbyggt av flera samverkande delsystem som tillsammans möjliggör energilagring och effektutbyte med elnätet. Den centrala delen av systemet utgörs av ett likströmsbaserat batterisystem där enskilda celler kombineras i moduler och paket för att uppnå önskad spännings- och kapacitetsnivå. Detta system är kopplat till ett kraftomvandlingssystem (Power Conversion System, PCS) som möjliggör dubbelriktad energiomvandling mellan likström och växelström samt anslutning till nätet via transformator.

För övervakning och skydd av batterierna används ett batterihanteringssystem (Battery Management System, BMS) som kontinuerligt mäter elektriska och termiska storheter och beräknar batteriets laddningsgrad (SoC) och hälsotillstånd (SoH). För samarbetet mellan flera effektblock och kommunikationen med elnätets styr används ett överordnat styrsystem (System Supervisory Control, SSC). SSC fördelar effektkommandon baserat på nätets behov exempelvis vid frekvensreglering, lastföljning eller effekttoppshantering.

Systemstrukturen med separata effektblock och central samordning möjliggör en flexibel och skalbar lösning för tvåvägsöverföring av energi mellan lagringssystem och elnät. [10].

### **2.5.3. Elprisarbitrage & peak shaving**

BESS kan användas i lågspänningsnät för flera olika syften. Två centrala funktioner är elprisarbitrage och peak shaving.

Elprisarbitrage innebär att lagringssystemet laddas genom att köpa el när priserna är låga och att elen sedan säljs tillbaka till nätet när priserna stiger. På så vis kan skillnaderna i elpris utnyttjas för att skapa en ekonomisk vinst för elnätsägaren. Denna funktion har blivit alltmer eftertraktad i takt med att elmarknaden ser ökade prisvariationer vilket är något som gör att potentialen för arbitrage växer. Med hänsyn till detta kan alltså BESS genom elmarknaden bidra till ökad lönsamhet[11].

Vidare när man pratar om peak shaving innebär det istället att BESS används för att minska effekttoppar i nätet. Genom att ladda batteriet under låg belastning och urladda under perioder med hög belastning kan topparna i effektkurvan kapas vilket leder till jämnare lastprofiler, minskade nätförluster och förbättrad spänningsstabilitet [12].

### **2.5.4. Revenue stacking: kombination av elprisarbitrage och peak shaving**

Även om elprisarbitrage kan ge direkta intäkter och peak shaving kan minska kostnader är den ekonomiska nyttan ofta begränsad om de används som separata funktioner [13]. Denna rapport lägger fokus på elprisarbitrage samt peak shaving och särskilt på hur dessa två kan kombineras genom så kallad revenue stacking, vilket innebär att flera funktioner integreras i samma lagringssystem.

Vidare kan man se att BESS kan schemaläggas för att både kapa effekttoppar och utnyttja prisvariationer på elmarknaden genom optimerad styrning. Därmed kan samma system bidra till förbättrad nästabilitet samtidigt som de genererar ekonomisk avkastning för elnätsägaren. Dessutom visar forskningen på att BESS kan användas för att leverera båda dessa tjänster samtidigt, detta baserat på historiska lastprofiler och variationer i elpriser[14].

Denna princip belyses i studier som analyserar framtida distributionsnät där det visas att intäkterna från BESS kan öka avsevärt när arbitrage och peak shaving kombineras. Resultaten visar att kombinationen av flera funktioner inte bara förbättrar nätets tekniska prestanda utan även är nödvändig för att göra BESS ekonomiskt lönsamt i längden [13].

## **2.6 dpPower**

dpPower är ett mjukvaruprogram utvecklat av Digpro. Det används främst av nätleverantörer för att analysera och kontrollera deras elnät. Programmet har inbyggda funktioner för att hantera avbrott och felanmälningar. Man kan också få exakt, konsekvent och aktuell nätverksinformation med hjälp av verktyg i programmet. Ett av dessa verktyg är deras

“analyser” som gör det möjligt att göra beräkningar på elnätet för att få fram olika belastningsvärden vilket är väldigt användbart för att se hur hela elnätet påverkas av flera olika faktorer, som ett BESS som laddas upp eller ger tillbaka till elnätet.

### **3. Metod och genomförande**

Kapitlet beskriver de metoder som använts under arbetet. Arbetet delas upp i tre huvuddelar: inläring av dpPower, simuleringar, analys och verifiering av simuleringsresultat.

#### **3.1 Förstudie och inläring av dpPower**

Datainsamlingen har genomförts i samverkan med Härryda Energi och genom egen inläring samt granskning av liknande studier. Efter flera möten med handledare från Härryda Energi skapades en förståelse för lågspänningsnätets struktur, kapacitet, belastningsprofiler samt befintliga installationsförutsättningar. Fokus lades på villaområden med olika nätstyrka, från moderna områden med hög kapacitet, till äldre områden med svaga luftledningar. Vid flera tillfällen genomfördes även möten på Härryda Energis kontor för att diskutera aktuella utmaningar och förväntade resultat.

Samtidigt ökades förståelsen för verktyget dpPower vilket används av elnätsägare för simulering och analys av elnät. Eftersom det är ett nischat program krävdes flera möten med behöriga för att få en grundlig förståelse för programmet. De väsentliga funktionerna i programmet demonstrerades fysiskt i samband med att en lathund konstruerades för att underlätta inläringen och analyserna. Alla beräkningar och simuleringar skedde i dpPower.

#### **3.2 Simuleringar**

Verktyget "Analyser" i dpPower användes för att simulera effekterna av BESS i tre olika villaområden med varierande nätstyrka: ett starkt, ett medelstarkt och ett svagt lågspänningsnät. I simuleringen modifierades kundanläggningarna genom att tilldela dem BESS. Varje BESS hade en laddnings- och urladdningseffekt på 12-15 kW. Antalet installerade BESS varierades för att undersöka hur nätets spänningsnivåer och ledningsbelastning påverkades.

För att undersöka hur BESS påverkar spänningsnivå och stabilitet i de olika näten antogs att de ursprungliga näten är stabila innan det läggs till BESS. För att simulera olika scenarier ökades antalet BESS i nätet successivt. Genom att öka antalet BESS successivt gav det en djupare förståelse för hur de påverkar nätet och det gjorde det enklare att identifiera hur många BESS som behövdes för att överbelasta nätet. Eftersom det är olika spänning i nätet under sommar och vinter samt olika förbrukning i hemmen under dessa tider, ändrades lastvärden för att simulera verkliga scenarion.

Detta påverkade transformatorns belastning i nätstationen, vilket i sin tur resulterade i förändrade spänningsnivåer ut till hushållen. Ytterligare justerades förbrukningen i hushållen till 10% av dess genomsnittliga under sommaren och 100% under vintern för att kompensera för exempelvis uppvärmningsbehov. Både laddning och urladdning av BESS simulerades för att se vad som hade högst påverkan på nätet och när man kan förvänta sig att nätet blir överbelastat. Resultaten dokumenterades genom skärmbilder från dpPower på matarkablar, servisledningar och spänningsfall hos utvalda hushåll. Samma procedur användes för att analysera de resterande näten. Resultaten har validerats med Claesson på Härryda Energi, för att säkerställa att antagandena är realistiska och relevanta.

### 3.3 Analys och verifiering

Analysen bedömer om nätet klarar ökade inslag av lokal produktion, alltså fler BESS och lagring utan att överskrida gränsvärden för spänningsvariationer och kabeldimensionering. Resultaten diskuterades med Claesson för att verifiera om de låg inom tekniskt rimliga gränser för lågspänningsnät. För ytterligare kontroll genomfördes egna beräkningar av spänningsfall och strömbelastning för ett antal utvalda hushåll. Dessa jämfördes med värdena från dpPower-simuleringarna för att bedöma deras överensstämmelse och trovärdighet.

Beräkningarna gjordes med den data som erhöles från dpPower där aktiv effekt i hushållen samt spänningen i nätet nyttjades. Med denna data beräknades ström och spänningsfall för utvalda hushåll för att avslutningsvis verifiera att simuleringarna utfördes på ett korrekt sätt.

I de egna beräkningarna antogs ett balanserat trefassystem. Spänningen som används i beräkningarna motsvarar fasspänningen i lågspänningsnätet ( $U_{fas} \approx 230$  V) vilket innebär att sambandet

$$P = 3 * U_{fas} * I * \cos\varphi \quad (3.1)$$

användes. Strömmen i hushållen beräknades därför enligt

$$I = \frac{P}{3 * U_{fas} * \cos\varphi} \quad (3.2)$$

Spänningsfallet i ledningarna beräknades enligt

$$\Delta U = 3 * I * (R * \cos\varphi + X * \sin\varphi) * L \quad (3.3)$$

Detta uttryck är jämförbart med den trefasiga formuleringen baserad på linjespänning  $U_{LL}$ , där faktorn  $\sqrt{3}$  förekommer. Valet av fasspänning gjordes för att överensstämma med hur spänningsnivåerna redovisades i dpPower.

### 3.4 Egna beräkningar

I detta avsnitt genomförs egna analytiska beräkningar för att verifiera resultaten från dpPower simuleringarna. Syftet är att skapa en djupare förståelse för hur spänningsfall uppstår i lågspänningsnätet samt att identifiera vilka delar av nätet som har störst påverkan på spänningsnivån i hushållen vid olika driftfall.

Beräkningarna baseras på indata från simuleringarna där aktiv effekt, spänning och ström i utvalda punkter i nätet används. Ett balanserat trefasssystem antas och standardiserade samband för effekt, ström och spänningsfall används enligt ekvation (3.1)–(3.3).

För att möjliggöra en strukturerad analys delas varje nät upp i ett antal segment, exempelvis mellan transformator, kabelskåp och hushåll. Spänningsfallet beräknas för varje segment separat och summeras därefter till ett totalt spänningsfall. På så sätt kan det analyseras hur olika delar av nätet bidrar till den totala spänningsförändringen.

Tre olika driftfall analyseras som representerar olika kombinationer av nätstyrka och batteridrift:

- Ett starkt nät vid urladdning (sommartid)
- Ett medelstarkt nät vid uppladdning (vintertid)
- Ett svagt nät vid uppladdning (sommartid)

Dessa fall har valts för att representera olika beteenden på nätet. Urladdning av batterier innebär att effekt matas tillbaka till nätet, vilket kan leda till spänningshöjningar, medan uppladdning innebär ett ökat effektuttag som kan orsaka spänningsfall och högre belastning i ledningarna. Samtidigt påverkar nätets impedans hur känsligt systemet är för dessa förändringar.

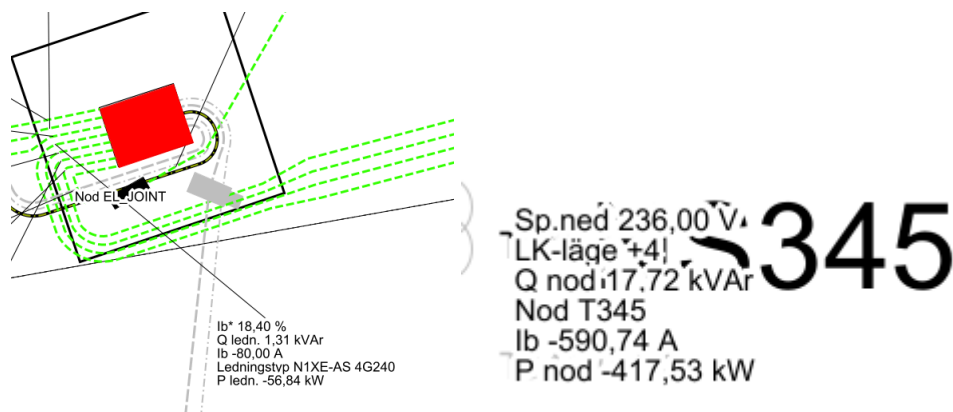
Dessa tre fall skapar en helhetsbild av hur BESS påverkar lågspänningsnätet. För varje fall genomförs detaljerade beräkningar som därefter jämförs med simuleringresultaten för att bedöma nätets tillförlitlighet och dra slutsatser om nätets beteende.

#### 3.4.1 Beräkning 1 – Sommartid, Urladdning av batterier (Starkt nät)

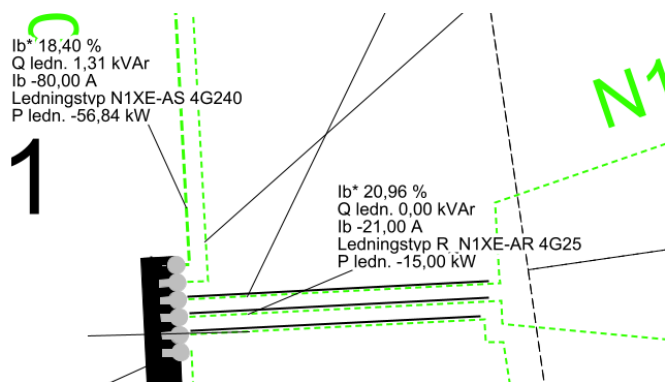
Det första fallet avser ett starkt lågspänningsnät under sommartid där batterierna urladdas och effekt matas tillbaka till nätet.

Nätet delas i detta fall upp i följande segment vilket illustreras i Figur 3.1-3.3:

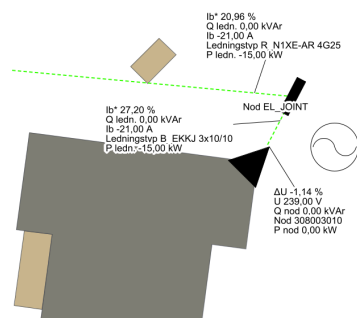
- **Segment (1): Transformator → Kabelskåp**
- **Segment (2): Kabelskåp → Nod**
- **Segment (3): Nod → Hushåll**



Figur 3.1, visar segment (1) mellan transformatorn och kabelskåpet. Detta segment är den längsta delen av nätet och bidrar mest till spänningsfallet eftersom både resistans och reaktans påverkar.



Figur 3.2, visar segment (2) mellan kabelskåp och nod. I detta segment antas ingen reaktiv effekt, alltså påverkas spänningsfallet endast av resistansen i ledningen.



Figur 3.3, visar segment (3) mellan nod och hushåll. Detta är den sista delen av nätet där spänningen når slutkunden.

Tabell 3.1: Egenskaper för respektive kabel: längd, resistans  $R_k$ , reaktans  $X_k$ , effektfaktor ( $\cos\varphi$ ,  $\sin\varphi$ ) samt aktuell ström  $I$ , reaktiv effekt  $Q$  och aktiv effekt  $P$ .

Kabeltyp	Längd(m)	$R_k$ ( $\Omega/m$ )	$X_k$ ( $\Omega/m$ )	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	I(A)	Q(kVar)	P(kW)
N1XE-AS 4G240 (1)	104	$1.25 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-5}$	0.9976	0.0694	-80	1.31	-56.84

Kabeltyp	Längd(m)	$R_k (\Omega/m)$	$X_k (\Omega/m)$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	I(A)	Q(kVar)	P(kW)
N1XE-AR 4G25 (2)	54.6	$1.2 * 10^{-3}$	$7.23 * 10^{-5}$	1	0	-21	0	-15
EKKJ 3x10/10 (3)	2.9	$1.83 * 10^{-3}$		1	0	-21	0	-15

### Indata från simulering

Följande värden har hämtats från dpPower simuleringen:

- $U_{hus} = 239 V$
- $P_{hus} = -15\,000 W$
- $I_{hus} = -21 A$
- $\Delta U_{hus(\%)} = 1.14 \%$
- $U_{tran} = 236 V$

Det negativa värdet på effekt och ström indikerar att energi matas från hushållet tillbaka till nätet vilket motsvarar urladdning av batterier.

### Beräkning av spänningsfall per segment

#### Segment (1): Transformator → Kabelskåp (se Figur 3.1)

I detta segment förekommer både aktiv och reaktiv effekt som vidare innebär att både resistiva och reaktiva komponenter bidrar till spänningsfallet. Effektfaktorns komponenter beräknas som:

$$\sin\varphi = \frac{Q}{U_{tran} * |I|} = \frac{1310}{236 * |-80|} = 0.0694$$

$$\cos\varphi = \sqrt{1 - (\sin\varphi)^2} = \sqrt{1 - (0.0694)^2} = 0.9976$$

Spänningsfallet ges av:

$$\Delta U_1 = (-80) * (1.25 * 10^{-4} * 0.9976 + 7 * 10^{-5} * 0.0694) * 104 = -1.078 V$$

Bidraget från detta segment påverkas främst av den långa kabelsträckan i kombination med hög ström. Trots att effektfaktorn är nära 1 bidrar även den reaktiva delen till spänningsfallet.

#### Segment (2): Kabelskåp → Nod (se Figur 3.2)

I detta segment antas ingen reaktiv effekt ( $Q=0$ ) vilket betyder att endast resistansen påverkar spänningsfallet:

$$\Delta U_2 = (-21) * (1.2 * 10^{-3}) * 54.6 = -1.376 V$$

Trots lägre ström än i föregående segment blir bidraget betydande, alltså visar det sig att kabelns resistans och dimensionering har stor inverkan på spänningsfallet.

### Segment (3): Nod → Hushåll (se Figur 3.3)

$$\Delta U_3 = (-21) * (1.83 * 10^{-3}) * 2.9 = -0.11145 V$$

Detta segment ger ett begränsat bidrag till det totala spänningsfallet som främst beror på den korta kabelsträckan.

### Totalt spänningsfall och hushållsspänning

$$\Delta U_{tot} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = (-1.078) + (-1.376) + (-0.11145V) \approx -2.57 V$$
$$U_{hus} = U_{tran} - \Delta U_{tot} = 236 - (-2.57) = 238.57 V$$

Den negativa spänningsförändringen innebär att spänningen i hushållet ökar. Detta är en direkt konsekvens av att effekt matas tillbaka till nätet vid urladdning av batterier.

### Kontroll av effekt och ström

$$P_{hus} = 3 * U_{hus} * I_3 * \cos\varphi = 3 * 238.57 * (-21) * 1 = -15030 W$$
$$I_{hus} = \frac{P}{3 * U_{hus} * \cos\varphi} = \frac{-15030}{3 * 238.57 * 1} = -21 A$$

De beräknade värdena överensstämmer väl med simuleringen, vilket indikerar att modellen ger en korrekt beskrivning av nätets beteende.

### Spänningsskillnad i procent

$$\Delta U_{hus(\%)} = \frac{\Delta U_{tot}}{U_{tran}} = \frac{-2.57}{236} \approx -1.09 \%$$

Detta ligger nära det simulerade värdet på 1.14 %.

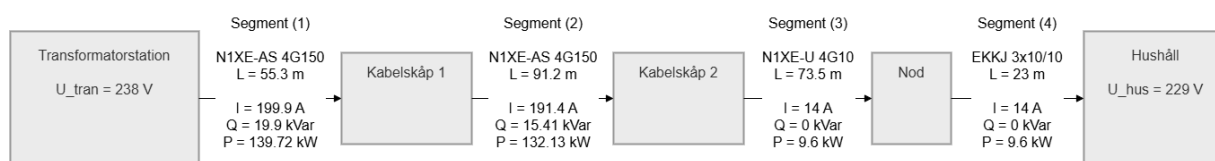
## 3.4.2 Beräkning 2 – Vintertid, Uppladdning av batterier (Medelstarkt nät)

Det andra fallet avser ett medelstarkt lågspänningsnät under vintertid där batterierna laddas vilket i sin tur innebär i ett ökat effektuttag från nätet.

Nätet delas i detta fall upp i fyra segment vilket illustreras i Figur 4:

- Segment (1): Transformator → Kabelskåp
- Segment (2): Kabelskåp → Kabelskåp
- Segment (3): Kabelskåp → Nod

- **Segment (4): Nod → Hushåll**



Figur 4, Schematisk illustration av nätets segmentering i det medelstarka lågspänningsnätet vid uppladdning av batterier under vintertid.

Tabell 3.2: Egenskaper för respektive kabel: längd, resistans  $R_k$ , reaktans  $X_k$ , effektfaktor ( $\cos\varphi$ ,  $\sin\varphi$ ) samt aktuell ström  $I$ , reaktiv effekt  $Q$  och aktiv effekt  $P$ .

Kabeltyp	Längd(m)	$R_k(\Omega/m)$	$X_k(\Omega/m)$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$I(A)$	$Q(kVar)$	$P(kW)$
N1XE-AS 4G150 (1)	55.3	$2.06 \cdot 10^{-4}$	$7 \cdot 10^{-5}$	0.9083	0.4183	199.9	19.9	139.72
N1XE-AS 4G150 (2)	91.2	$2.06 \cdot 10^{-3}$	$7 \cdot 10^{-5}$	0.9411	0.3382	191.4	15.41	132.13
N1XE-U 4G10(3)	73.5	$1.83 \cdot 10^{-3}$		1	0	14	0	9.6
EKKJ 3x10/10 (4)	23	$1.83 \cdot 10^{-3}$		1	0	14	0	9.6

### Indata från simulering:

Följande värden har hämtats från dpPower simuleringen:

- $U_{hus} = 229 V$
- $P_{hus} = 9\,600 W$
- $I_{hus} = 14 A$
- $\Delta U_{hus(\%)} = 3.66 \%$
- $U_{tran} = 238 V$

Effekt och ström är positiva, således medför detta att energi tas från nätet till hushållet. Detta leder till ökade strömmar i ledningarna och därmed större spänningsfall jämfört med urladdningsfallet.

### Beräkning av spänningsfall per segment

#### Segment (1): Transformator → Kabelskåp

I detta segment förekommer både aktiv och reaktiv effekt, det vill säga att både resistiva och reaktiva komponenter påverkar spänningsfallet. Effektfaktorns komponenter beräknas som:

$$\sin\varphi = \frac{Q_1}{U_{tran} \cdot |I|} = \frac{139720}{238 \cdot |199.90|} = 0.4183$$

$$\cos\varphi = \sqrt{1 - (\sin\varphi)^2} = \sqrt{1 - (0.4183)^2} = 0.9083$$

Spänningsfallet ges av:

$$\Delta U_1 = 199.9 * (2.06 * 10^{-4} * 0.9083 + 7 * 10^{-5} * 0.4183) * 55.3 = 2.392 V$$

Redan i detta segment uppstår ett tydligt spänningsfall. Kombinationen av hög ström och relativt lång kabel gör att spänningen börjar sjunka nära transformatorn.

**Segment (2): Kabelskåp → Kabelskåp**

$$\sin\varphi = \frac{Q_1}{U_{tran} * |I|} = \frac{132130}{238 * |191.40|} = 0.3382$$

$$\cos\varphi = \sqrt{1 - (\sin\varphi)^2} = \sqrt{1 - (0.3382)^2} = 0.9411$$

$$\Delta U_2 = 191.4 * (2.06 * 10^{-4} * 0.9411 + 7 * 10^{-5} * 0.3382) * 91.2 = 3.8 V$$

Detta segment utgör den största delen av det totala spänningsfallet. Den höga strömmen i kombination med den långa kabelsträckan gör detta till den mest kritiska delen av nätet. Resultatet visar att mellanliggande delar av nätet ofta utgör begränsningar vid hög belastning.

**Segment (3): Kabelskåp → Nod**

$$\Delta U_3 = 14 * (1.83 * 10^{-3}) * 73.5 = 1.883 V$$

Även detta segment bidrar till spänningsfallet trots lägre ström vilket visar att ledningslängd och resistans fortsatt har betydelse längre ut i nätet.

**Segment (4): Nod → Hushåll**

$$\Delta U_4 = 14 * (1.83 * 10^{-3}) * 23 = 0.59 V$$

Det sista segmentet ger ett mindre bidrag till det totala spänningsfallet som kan förklaras av det korta avståndet till hushållet.

**Totalt spänningsfall och hushållsspänning**

$$\Delta U_{tot} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 = 2.392 + 3.8 + 1.883 + 0.59 \approx 8.665 V$$

$$U_{hus} = U_{tran} - \Delta U_{tot} = 238 - 8.665 = 229.355 V$$

Spänningen i hushållet sjunker tydligt jämfört med transformatorns spänning. Detta är en direkt följd av det ökade effektuttaget vid laddning av batterier.

**Kontroll av effekt och ström**

$$P_{hus} = 3 * U_{hus} * I_4 * \cos\varphi = 3 * 229.355 * 14 * 1 = 9\,632\text{ W}$$

$$I_{hus} = \frac{P}{3 * U_{hus} * \cos\varphi} = \frac{9\,632}{3 * 229.355 * 1} = 14\text{ A}$$

De beräknade värdena överensstämmer väl med simuleringen vilket indikerar att modellen är tillförlitlig även vid hög belastning.

### Spänningskillnad i procent

$$\Delta U_{hus(\%)} = \frac{\Delta U_{tot}}{U_{tran}} = \frac{8.665}{238} \approx 3.64\%$$

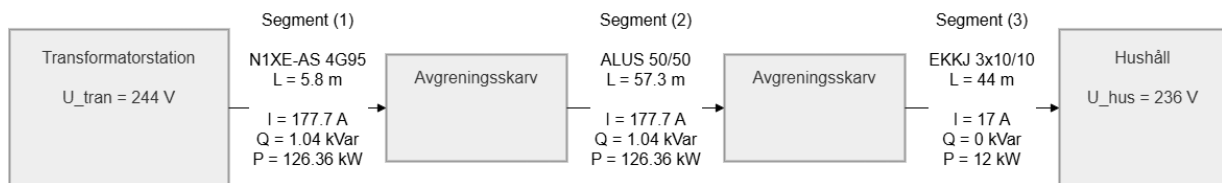
Detta ligger nära det simulerade värdet på 3.66 %.

### 3.4.3 Beräkning 3 – Sommartid, uppladdning av batterier (svagt nät)

Det tredje och sista fallet avser ett svagt lågspänningsnät under sommartid där batterierna laddas i ett nät med högre impedans och begränsad kapacitet.

Nätet delas i detta fall upp i tre segment vilket illustreras i Figur 5:

- **Segment (1): Transformator → Kabelskåp**
- **Segment (2): Avgreningsskarv → Avgreningsskarv**
- **Segment (3): Avgreningsskarv → Hushåll**



Figur 5. Schematisk illustration av nätets segmentering i det svaga lågspänningsnätet vid uppladdning av batterier under sommartid.

Tabell 3.3: Egenskaper för respektive kabel: längd, resistans  $R_k$ , reaktans  $X_k$ , effektfaktor ( $\cos\varphi$ ,  $\sin\varphi$ ) samt aktuell ström  $I$ , reaktiv effekt  $Q$  och aktiv effekt  $P$ .

Kabeltyp	Längd(m)	$R_k(\Omega/m)$	$X_k(\Omega/m)$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$I(\text{A})$	$Q(\text{kVar})$	$P(\text{kW})$
N1XE-AS 4G95(1)	5.8	$3.2 * 10^{-4}$	$7 * 10^{-5}$	0.9997	0.024	177.7	1.04	126.36
ALUS 50/50(2)	57.3	$6.41 * 10^{-3}$	$8 * 10^{-5}$	0.9997	0.024	177.7	1.04	126.36
EKKJ 3x10/10 (3)	44	$1.83 * 10^{-3}$		1	0	17	0	12

### Indata från simulering:

Följande värden har hämtats från dpPower simuleringen:

- $U_{hus} = 236 V$
- $P_{hus} = 12\ 000 W$
- $I_{hus} = 17 A$
- $\Delta U_{hus(\%)} = 3.45 \%$
- $U_{tran} = 244 V$

Effekt och ström är positiva precis likt föregående exempel vilket innebär att energi tas från nätet till hushållet. Detta leder till ökade strömmar i ledningarna och därmed spänningsfall i nätet.

### Beräkning av spänningsfall per segment

#### Segment (1): Transformator → Kabelskåp

I detta segment förekommer både aktiv och reaktiv effekt vilket gör att effektfaktorns komponenter beräknas först:

$$\sin\varphi = \frac{Q_1}{U_{tran} * |I_1|} = \frac{1040}{244 * |177.7|} = 0.024$$
$$\cos\varphi = \sqrt{1 - (\sin\varphi)^2} = \sqrt{1 - (0.024)^2} = 0.9997$$

Spänningsfallet ges av:

$$\Delta U_1 = 177.7 * (3.2 * 10^{-4} * 0.9997 + 7 * 10^{-5} * 0.024) * 5.8 = 0.33 V$$

Trots den höga strömmen blir bidraget begränsat som främst beror på den korta kabelsträckan mellan transformatorn och kabelskåpet.

#### Segment (2): Avgreningsskarv → Avgreningsskarv

$$\sin\varphi = \frac{Q_1}{U_{tran} * |I_2|} = \frac{1040}{244 * |177.7|} = 0.024$$
$$\cos\varphi = \sqrt{1 - (\sin\varphi)^2} = \sqrt{1 - (0.024)^2} = 0.9997$$
$$\Delta U_2 = 177.7 * (6.41 * 10^{-4} * 0.9997 + 8 * 10^{-5} * 0.024) * 57.3 = 6.527 V$$

Här domineras spänningsfallet av den höga resistansen i kombination med den relativt långa kabelsträckan. Detta segment står för den största delen av det totala spänningsfallet och visar tydligt hur svaga nät är känsliga för ökad belastning.

#### Segment (3): Avgreningsskarv → Hus

$$\Delta U_3 = 17 * (1.83 * 10^{-3}) * 44 = 1.369 V$$

Detta segment bidrar också till spänningsfallet men i mindre utsträckning än föregående segment. Resultatet visar att även de sista delarna av nätet påverkas men att den största påverkan sker tidigare i nätstrukturen.

### **Totalt spänningsfall och hushållsspänning**

$$\Delta U_{tot} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = 0.33 + 6.527 + 1.369 \approx 8.23 V$$

$$U_{hus} = U_{tran} - \Delta U_{tot} = 244 - 8.23 = 235.77 V$$

Spänningen i hushållet sjunker jämfört med transformatorns spänning. Trots detta ligger slutspänningen fortfarande inom tillåtna gränser men resultatet visar att marginalerna minskar snabbt i svaga nät vid ökad belastning.

### **Kontroll av effekt och ström**

$$P_{hus} = 3 * U_{hus} * I_3 * \cos\varphi = 3 * 235.77 * 17 * 1 = 12\,024 W$$

$$I_{hus} = \frac{P}{3 * U_{hus} * \cos\varphi} = \frac{12024}{3 * 235.77 * 1} = 17 A$$

De beräknade värdena överensstämmer väl med simuleringen som visar att modellen är tillförlitlig även i svaga nät.

### **Spänningsskillnad i procent**

$$\Delta U_{hus(\%)} = \frac{\Delta U_{tot}}{U_{tran}} = \frac{8.23}{244} \approx 3.37 \%$$

Detta ligger nära det simulerade värdet på 3.45 %.

## **3.5 Sammanfattande analys av beräkningarna**

De manuella beräkningarna visar god överensstämmelse med dpPower simuleringarna, vilket bekräftar modellens tillförlitlighet.

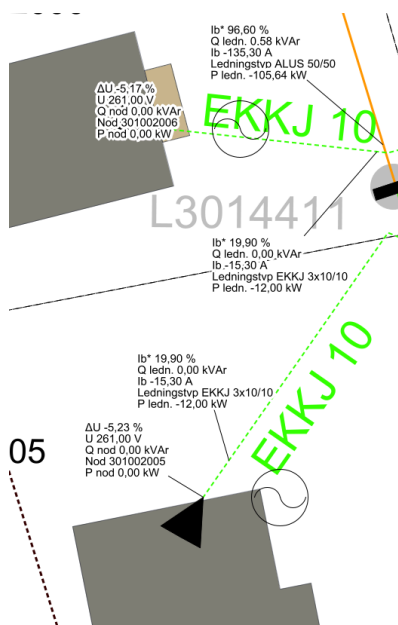
Jämförelsen mellan fallen visar att både driftfall och nätets styrka påverkar spänningsnivåerna. Vid urladdning i det starka nätet uppstår en spänningshöjning men påverkan är begränsad tack vare den låga impedansen. Vid uppladdning i det medelstarka nätet där belastningen är högre uppstår ett tydligt spänningsfall. Resultaten visar att mellanliggande segment står för en stor del av detta fall.

I det svaga nätet är spänningsfallet av liknande storleksordning trots lägre belastning som i sin tur indikerar att nät med hög impedans är mer känsliga för förändringar i effektuttag. Resultaten i detta avsnitt ligger till grund för den vidare diskussionen kring nätets prestanda och begränsningar i kapitel 5.

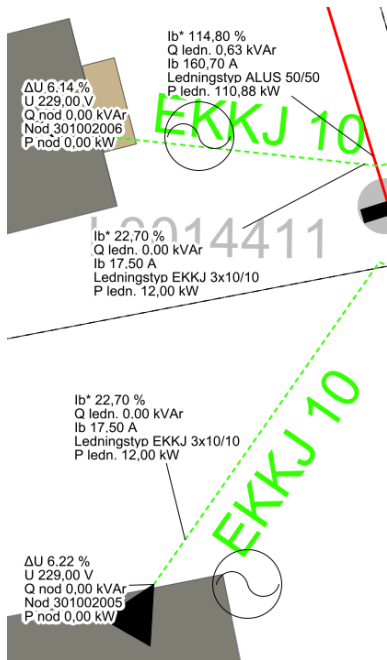
## 4. Resultat

Flera simuleringar genomfördes i programmet dpPower för att analysera hur BESS påverkar lågspänningsnätet. Simuleringarna anpassades för olika driftsförhållanden för att undersöka hur nätet påverkas under sommar- respektive vinterförhållanden. Slutligen genomfördes en analys av vilka effekter som kan förväntas vid installation av ett stort antal BESS samt vilka aspekter elnätsägare bör ta hänsyn till vid sådan utbyggnad.

Simuleringarna utfördes för tre olika nätstyrkor där nätets styrka definierades av matarkabelns nominella area. Det starka nätet hade en kabelarea på 240 mm<sup>2</sup>, det medelstarka 150 mm<sup>2</sup> och det svaga 50 mm<sup>2</sup>. Resultaten visade att det starka nätet klarade simultan drift av ett stort antal batterier i ett villaområde utan att matarkabeln överbelastades, medan det svaga nätet endast klarade av ett fåtal batterier. Överbelastning uppstod enbart i matarkabeln och inte i serviskablarna vilket indikerar att hushållen kan hantera effekten från BESS samtidigt som nätet som helhet utgör den begränsande faktorn. Under sommartid observerades förhöjda spänningsnivåer i hushållen vid urladdning av BESS, vilket illustreras i Figur 6.1 för två utvalda hushåll. Vid uppladdning av BESS noterades däremot en högre belastning på nätet samtidigt som spänningsnivåerna i hushållen låg inom tillåtna gränsvärden, se Figur 6.2. För vintertid visade simuleringarna att både upp- och urladdning av BESS medförde lägre belastning på nätet jämfört med sommarscenariot. Spänningsnivåerna var dock fortsatt högre vid urladdning medan uppladdning gav den högsta belastningen på nätet vilket bevisas i Figur 6.1 och 6.2.



Figur 6.1, märkspänning hos hushåll vid urladdning av BESS där  $U = 261 V$



Figur 6.2, märkspänning hos hushåll vid uppladdning av BESS där  $U = 229$  V och överbelastad matarkabel då  $I_b = 114.8\%$

## 5. Slutsats och diskussion

Syftet med detta arbete har varit att undersöka hur installation av BESS påverkar lågspänningsnätets spänningsnivåer och kabelbelastningar samt stabilitet. Särskilt fokus lades på villaområden med varierande nätstyrka. Genom att simulera olika scenarier i nätanalysystemet dpPower har vi kunnat få en detaljerad bild av hur dessa system integreras i elnätet och vilka begränsningar som finns.

### 5.1 Övergripande resultat och slutsatser

Resultaten visar att möjligheterna att installera BESS i lågspänningsnätet är starkt beroende av den befintliga infrastrukturen. Främst är det matarkabelns dimension och det specifika nätets styrka som begränsar installationen. I det starka nätet där matarkabeln hade en area på 240 mm<sup>2</sup> kunde tiotals batterier installeras utan att några tekniska begränsningar överskreds. Det medelstarka klarade också av belastningen från tiotals batterier. Däremot visade det svaga nätet med en matarkabel på endast 50 mm<sup>2</sup> att redan några enstaka BESS kunde leda till överbelastning.

Viktigt att notera var att det bara var matarkabeln som blev överbelastad i varje fall då något blev överbelastat. Alltså är serviskablarna till hushållen oftast tillräckligt starka för att klara av både ur- och uppladdning av BESS och är generellt inte det största tekniska problemet. Å andra sidan är det den sammanlagda effekten av många simultana BESS som påverkar nätets gemensamma delar. Det betyder att elnätsägare inte bara kan fokusera på installationen av BESS i hushållen utan måste också kolla på hela nätet och om matarkablarna kommer klara av den extra effekt som matas ut eller tas från nätet.

Klimatet har också stor påverkan på hushållens förbrukning och kabelbelastning. Simuleringar med vinterklimat, vilket innebär en lägre transformatorutspänning i samband med högre förbrukning i hushållen resulterade i att nätet blev ännu mer känsligt för överbelastning. Ytterligare har solcellsanläggningar inte samma förmåner under vintertid vilket leder till att de inte kan ge tillbaka lika mycket till nätet jämfört med sommartider. Det leder till att BESS har ännu större påverkan på nätet då man behöver ladda upp batteriet från nätet istället för från solcellerna. En teoretisk åtgärd för att minska risken för överbelastning i lågspänningsnätet är att begränsa den sammanlagda effekten från BESS genom att reglera hur mycket varje anläggning får ladda och urladda vid olika tidpunkter. Detta innebär att flera BESS kan vara aktiva samtidigt men med reducerad effekt för att undvika simultana effekttoppar i nätet. Dock förutsätter en sådan lösning någon form av överordnad styrning eller effektbegränsning vilket i praktiken innebär att elnätskunderna inte kan styra när och hur deras batterier används fullt ut.

Vad detta i sin tur gör att det hamnar i konflikt med nuvarande regelverk där elnätsanvändare har rätt att fritt nyttja sin abonnerade effekt inom avtalade gränser vilket gör det svårt att implementera en sådan lösning i praktiken utan frivilliga avtal .

Simuleringarna visade att urladdning av BESS hade generellt mindre belastning på nätet jämfört med uppladdning. Dock blev spänningen i hushållen orimligt höga och överskred ofta

de krav som Energimarknadsinspektionen har. Alltså överskred spänningen ofta 10% mer än standardvärdet 230V. Det är väldigt problematiskt då på lång sikt är överspänning mer komplicerat att hantera än överbelastning.

Genom teoretiska beräkningar ökade tillförlitligheten för dpPower och simuleringsresultaten. Dock bör det påpekas att dpPower är ett verktyg med vissa begränsningar, bland annat i hur händelser över tid modelleras. Simuleringarna är stationära, vilket innebär att exempelvis transienta effekter eller snabba lastvariationer inte fångats upp.

I dpPower blev varje kundanläggning tilldelad en projekterad last med aktiv effekt satt till noll. Detta var nödvändigt för att isolera BESS effekt mot hushållets egen effekt. Då räknades bara BESS-effekten med i beräkningarna för att se just vilken påverkan den har på nätet.

Eftersom det starka- och medelstarka näten klarade av den ökade belastningen kan BESS fördelar utnyttjas i dessa områden. En av fördelarna det drogs slutsatser om är "peak shaving". Alltså kommer effektopparna i nätet att jämnas ut mer effektivt. Det bidrar till ett stabilare nät och bättre elkvalitet från leverantörerna. I och med effektoppar som jämnas ut är detta kopplat till prisarbitrage. Användarna med BESS kan använda sig av dessa toppar och dalar för att ladda upp och ladda ur sitt batteri beroende på elpriset. Man kan också sälja elen lagrad i batteriet när andra har större behov för att tjäna pengar, likt elleverantörer köper el från den nordiska elbörsen.

## Referenser

Efter rapportens kapitel skall det finnas en referenslista. Referenslistan har inget kapitelnummer och är det sista som ingår i den löpande sidnumreringen. Referenserna anges enligt någon av metoderna på kommande sidor.

- [1] Svenska Kraftnät, "Sveriges elnät," 2024. [Online]. Tillgänglig: [www.svk.se](http://www.svk.se).  
<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> (Hämtad: 2025-03-26)
- [2] Elkraftteknik. Chalmers tekniska högskola.
- [3] T. Svensson, *Luftledning eller markkabel – Hur ska framtidens regionnät byggas?*, Examensarbete, Juridiska fakulteten, Lunds universitet, 2012.
- [4] Energiföretagen Sverige, "Stormen Gudrun skärpte elnätsföretagens satsningar ytterligare" Jan. 2025. [Online]. Tillgänglig:  
[https://www.energiforetagen.se/medlemsportalen/medlemsnyheter/2025/januari/stormen-gudrun-skarpte-elnatsforetagens-satsningar-ytterligare/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.energiforetagen.se/medlemsportalen/medlemsnyheter/2025/januari/stormen-gudrun-skarpte-elnatsforetagens-satsningar-ytterligare/?utm_source=chatgpt.com). (Hämtad 2025-04-08)
- [5] M. H. J. Bollen and I. Y. H. Gu, *Signal Processing of Power Quality Disturbances*, Wiley-IEEE Press, 2006.
- [6] Svenska Kraftnät, "Spänningsstabilitet," 2025. [Online]. Tillgänglig:  
<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/>. (Hämtad 2025-06-04)
- [7] G. Hillhouse, "Practical Engineering," *Practical Engineering*, Jun. 04, 2024. Tillgänglig:  
<https://practical.engineering/blog/2024/6/4/the-most-confusing-part-of-the-power-grid>  
(Hämtad: 2025-06-04)
- [8] Volvo Energy, "BATTER ENERGY STORAGE SYSTEM-POWERING THE FUTURE" 2025. [Online]. Tillgänglig: <https://www.volvoenergy.com/en/energy-storage.html> (Hämtad: 2025-04-07)
- [9] N. G. Chatzigeorgiou, Spyros Theocharides, G. Makrides, and G. E. Georghiou, "A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector," *Journal of Energy Storage*, vol. 86, s. 1–20, Maj 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111192>.
- [10] T. Lawder et al., "Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications," *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, Juni 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/jproc.2014.2317451>.
- [11] I. U. Khan and M. Jamil, "Energy Arbitrage Analysis for Market-Selection of a Battery Energy Storage System-Based Venture," *Energies*, vol. 18, nr. 16, s. 4245, Aug. 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/en18164245>.

[12] S. M. S. Danish, M. Ahmadi, M. S. S. Danish, P. Mandal, A. Yona, and T. Senjyu, “A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems,” *Journal of Energy Storage*, vol. 32, s. 101823, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101823>.

[13] A. A. R. Mohamed, R. J. Best, X. Liu, D. J. Morrow, J. Pollock, and A. Cupples, “Stacking Battery Energy Storage Revenues in Future Distribution Networks,” *IEEE Access*, vol. 10, s. 35026–35039, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3162587>.

[14] Lysandros Tziouvani, Lenos Hadjidemetriou, and Stelios Timotheou, “Energy Storage Arbitrage and Peak Shaving in Distribution Grids Under Uncertainty,” *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, s. 1–5, Okt. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/isgt-europe54678.2022.9960373>.

# Bilagor

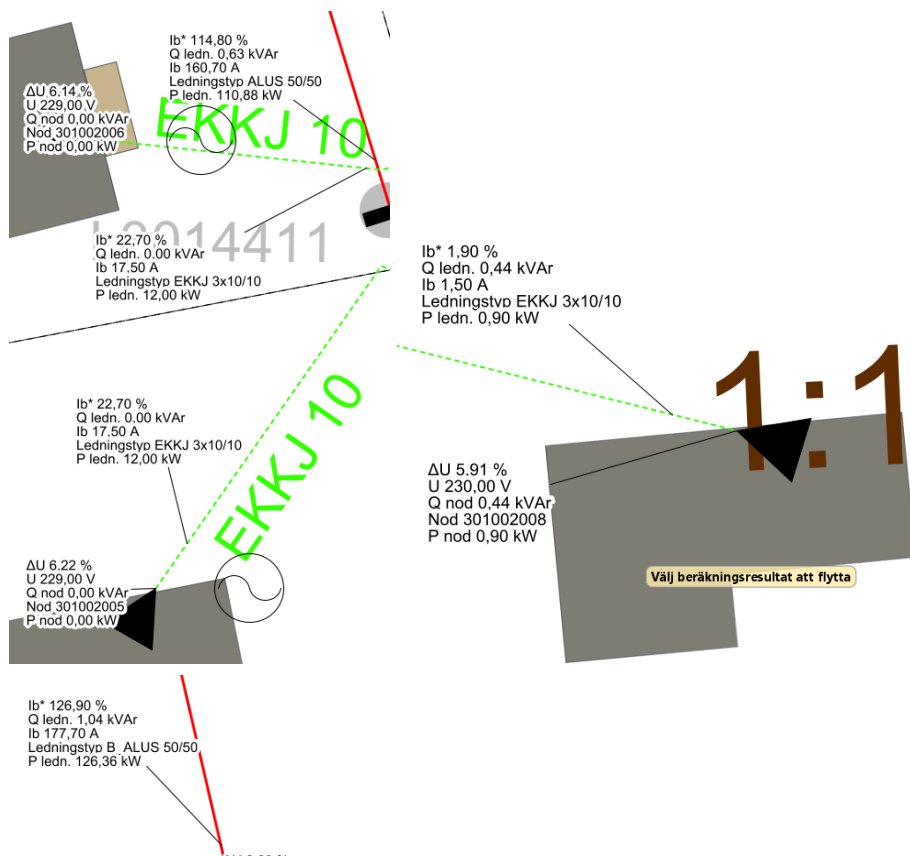
## Appendix A

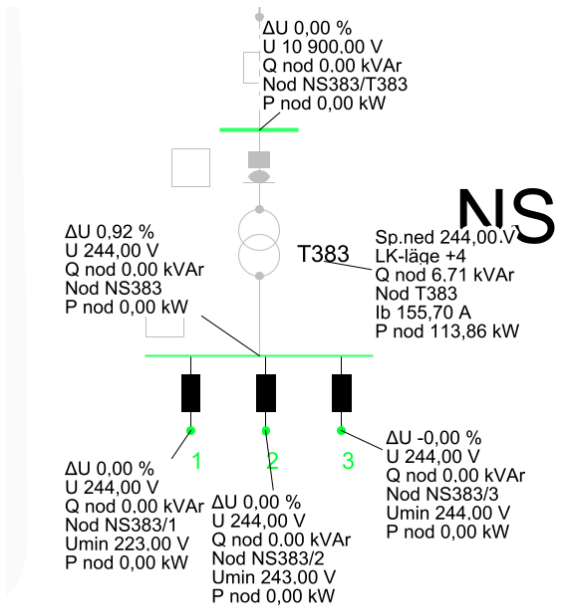
### Svagt nät

### Sommar

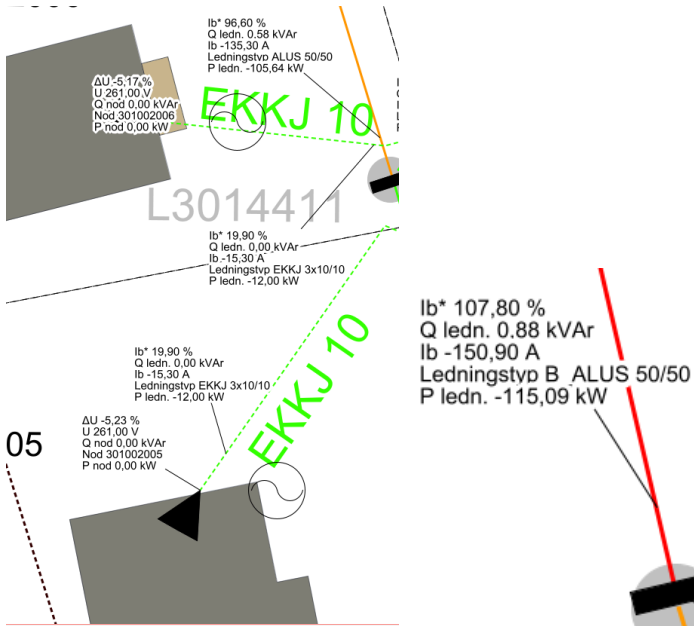
### 10 batterier

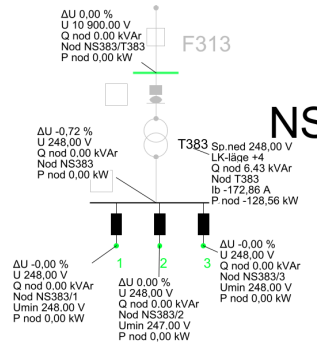
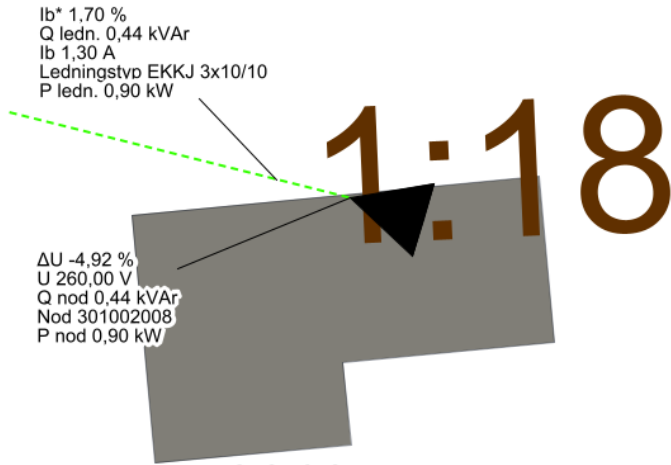
Uppladdning (10 900V, 10% last, 100% sol o batteri)





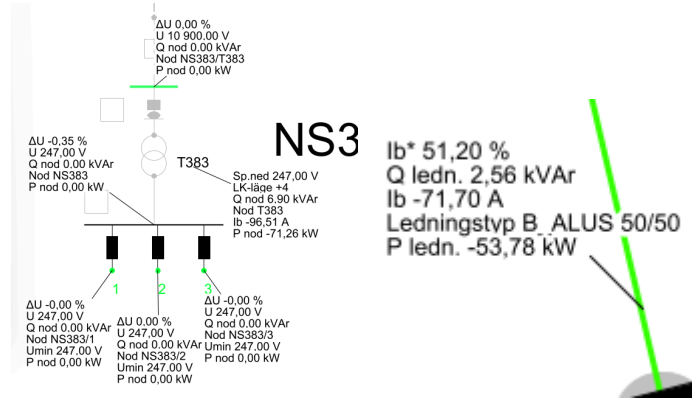
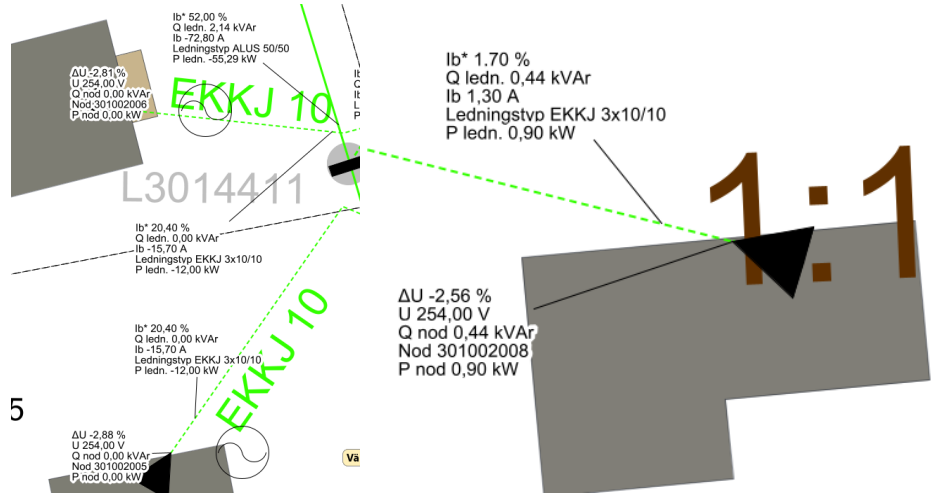
### Urladdning



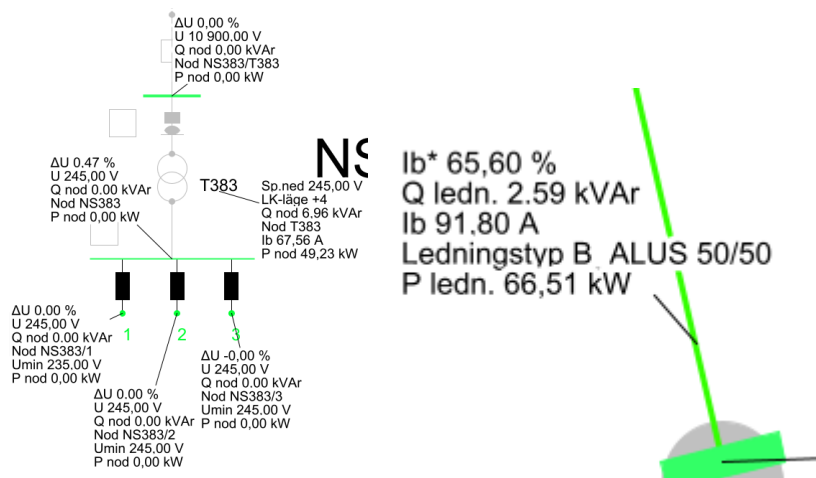
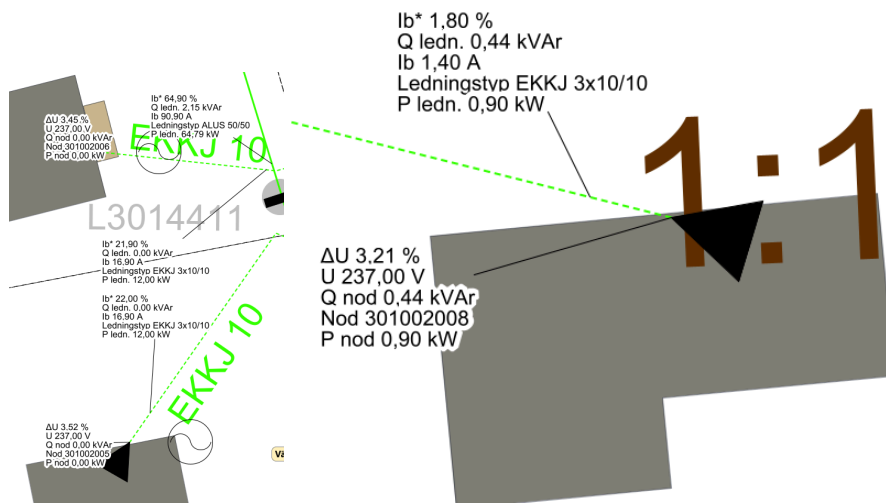


### 5 batterier

Urladdning(10900V, 10% last)



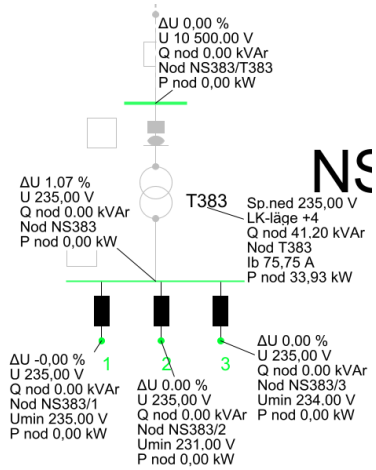
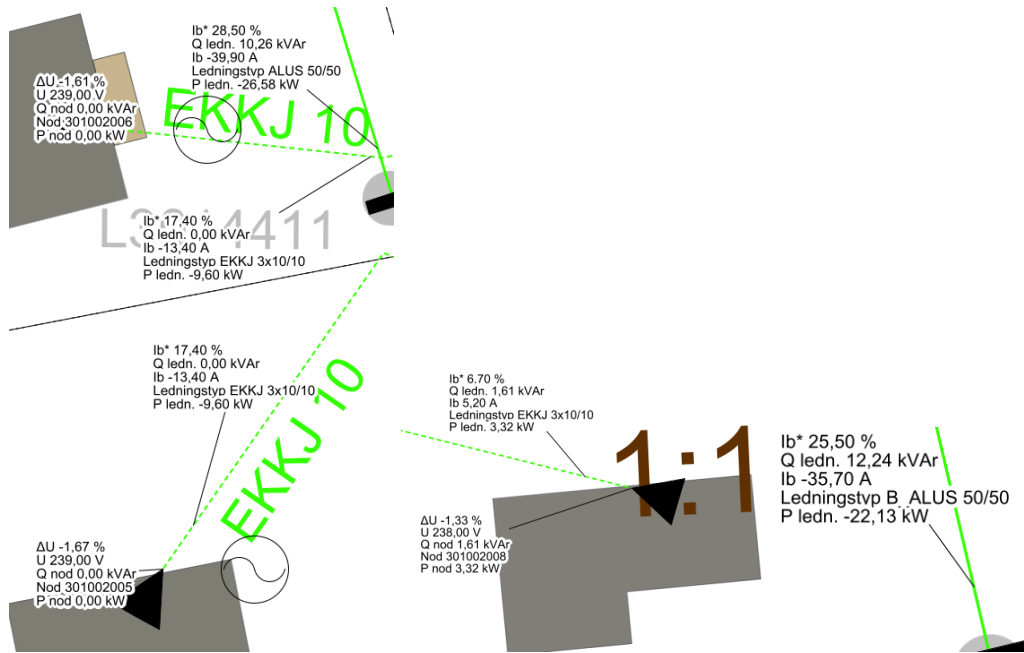
### Uppladdning



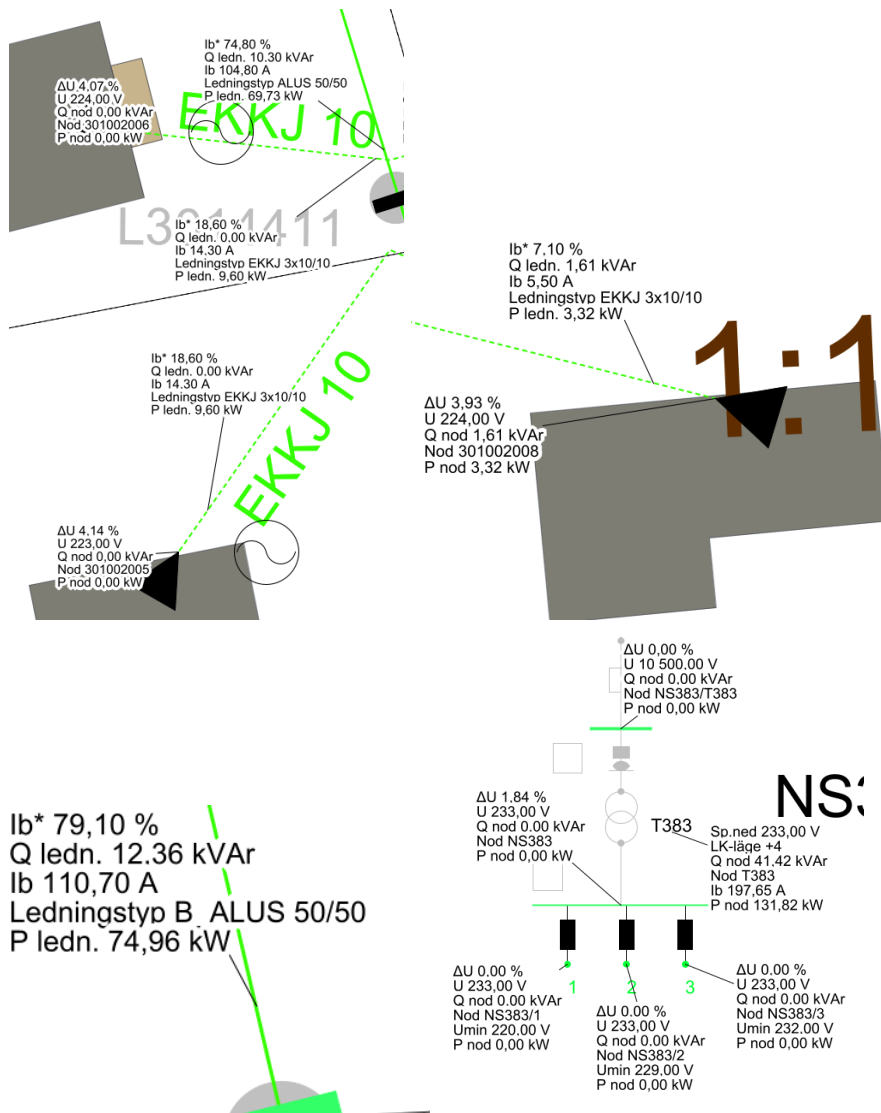
## Vinter

### 5 batterier

Urladdning(10 500V, last 100%, solkraft 15%, BESS 80%)

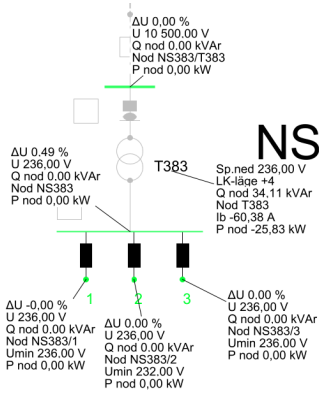
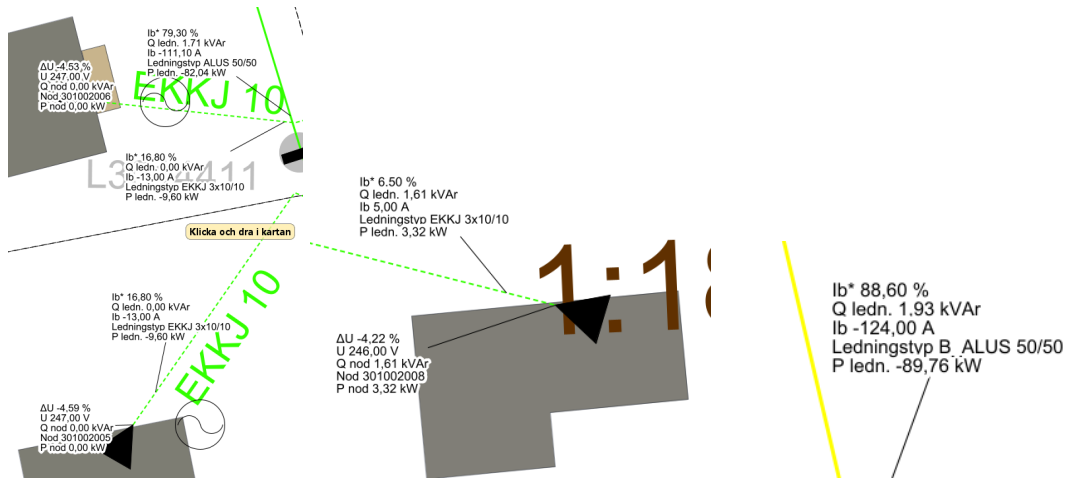


## Uppladdning

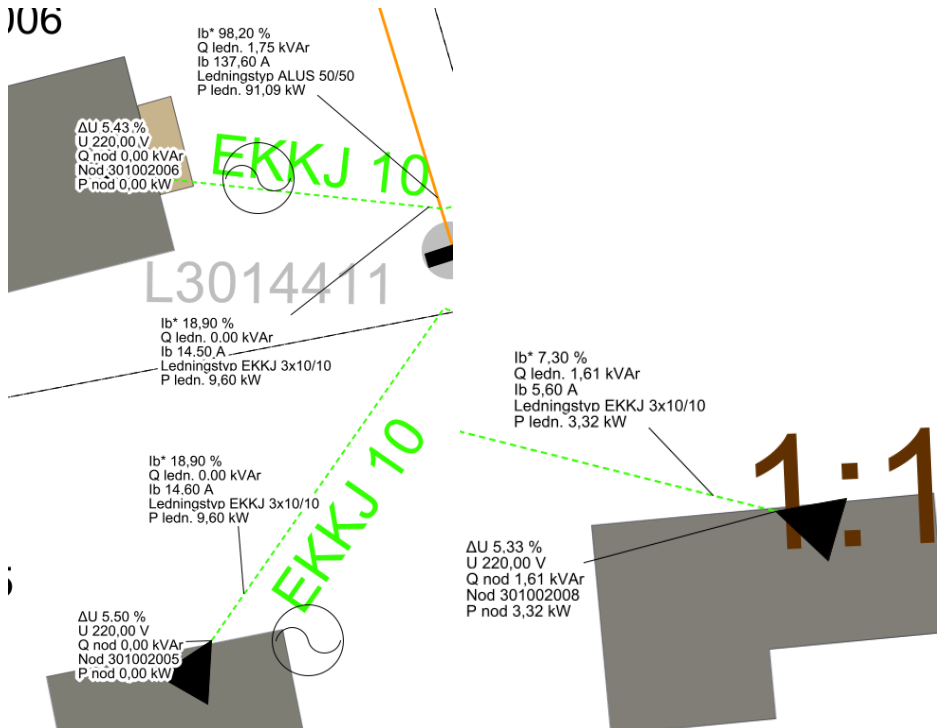


## 10 batterier

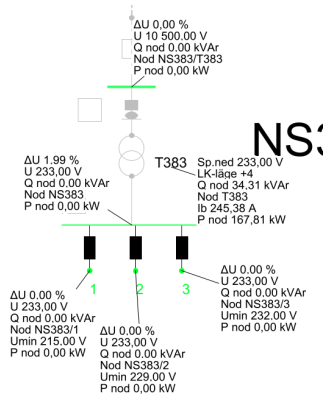
Urladdning(10500 V, 100% last, 15% solkraft, 80% batterier)



## Uppladdning 106



Ib\* 108,40 %  
 Q ledn. 2,04 kVAr  
 Ib 151,80 A  
 Ledningstyp B ALUS 50/50  
 P ledn. 103,22 kW



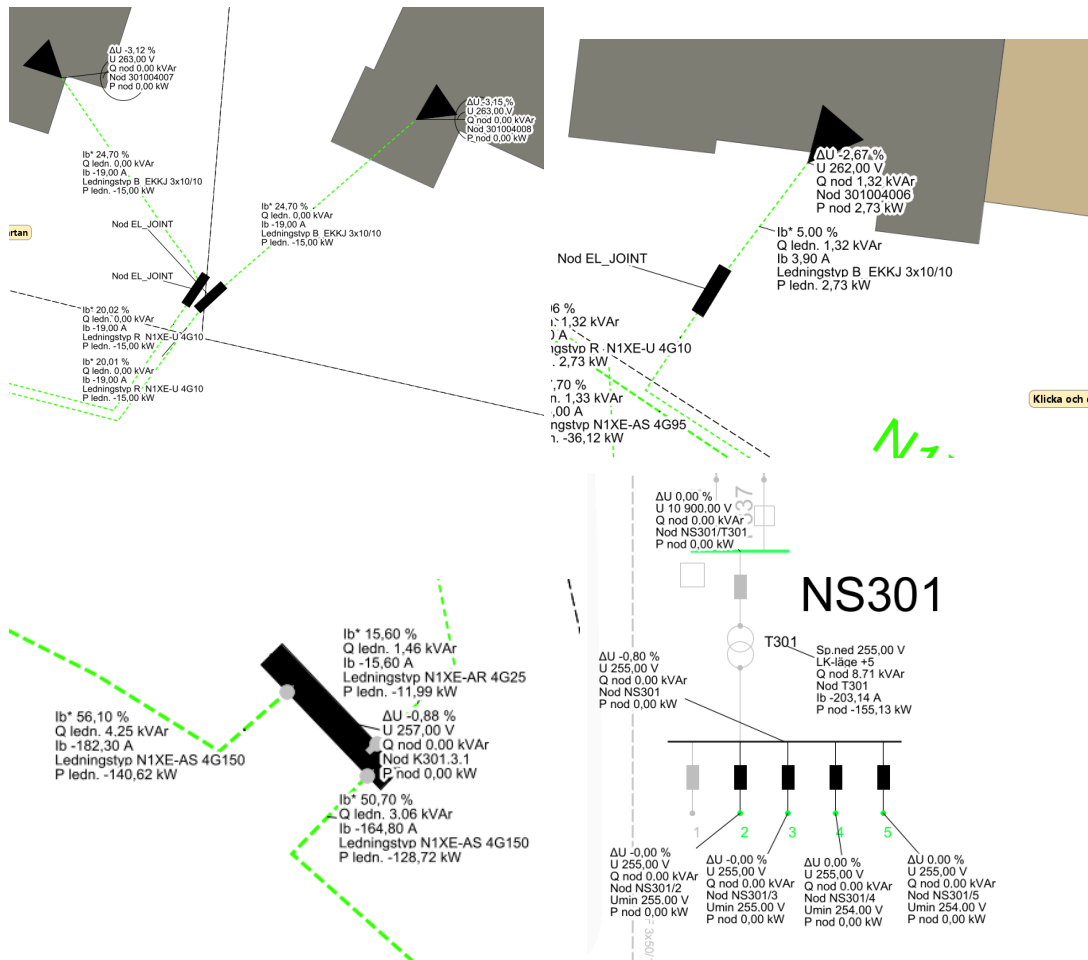
# Appendix B

## Medelstarkt nät

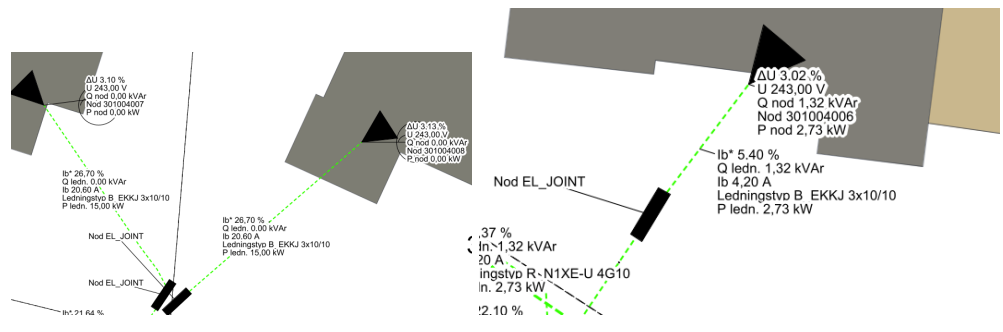
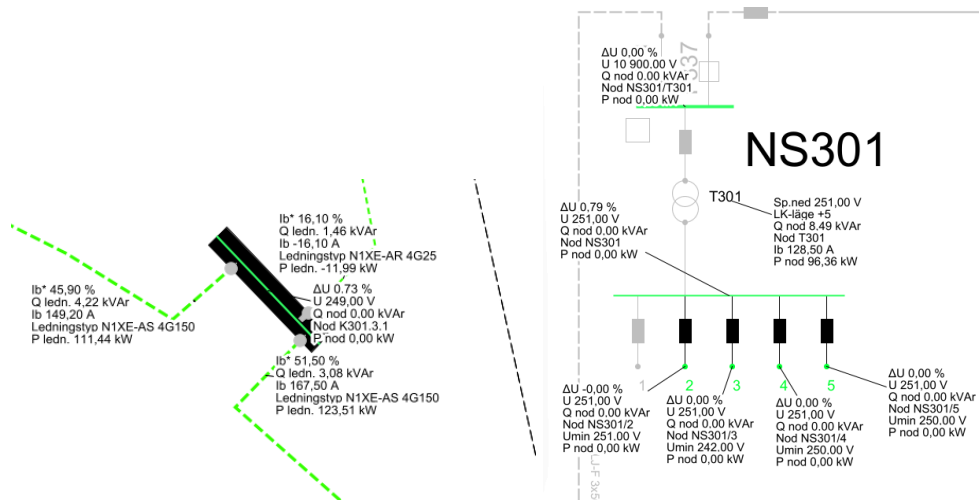
## Sommar

## 9 batterier

Urladdning (10900V, 10%last, 100% solceller, batteri)

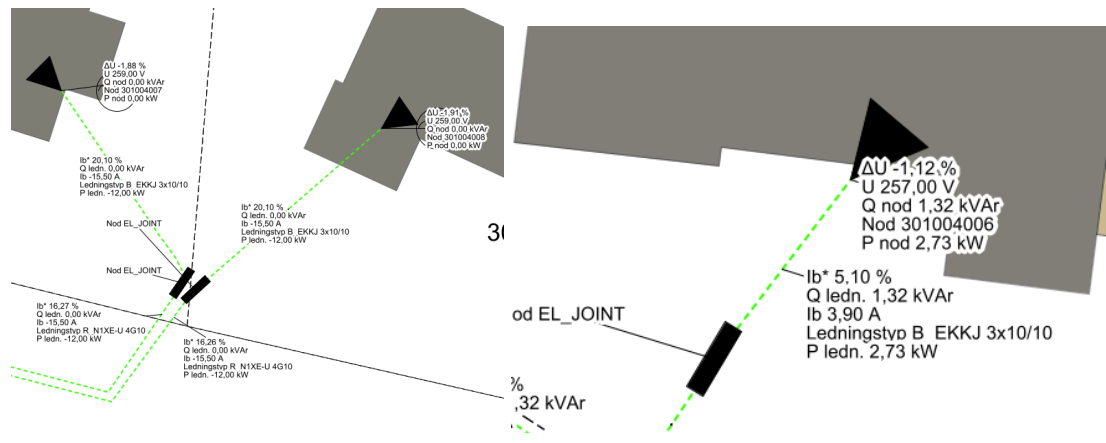


Uppladdning



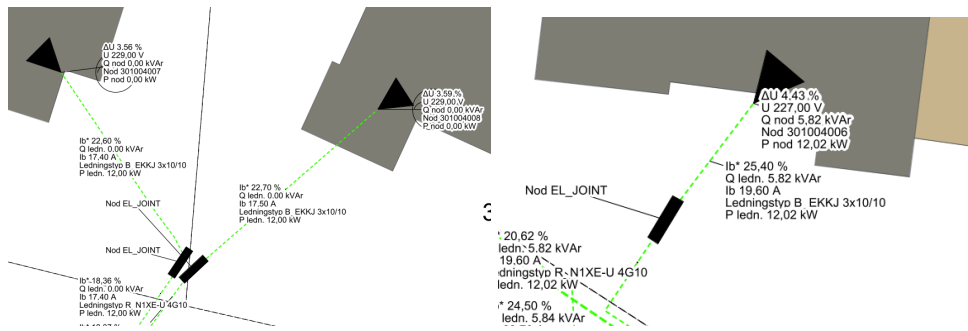
## 5 batterier

### Urladdning

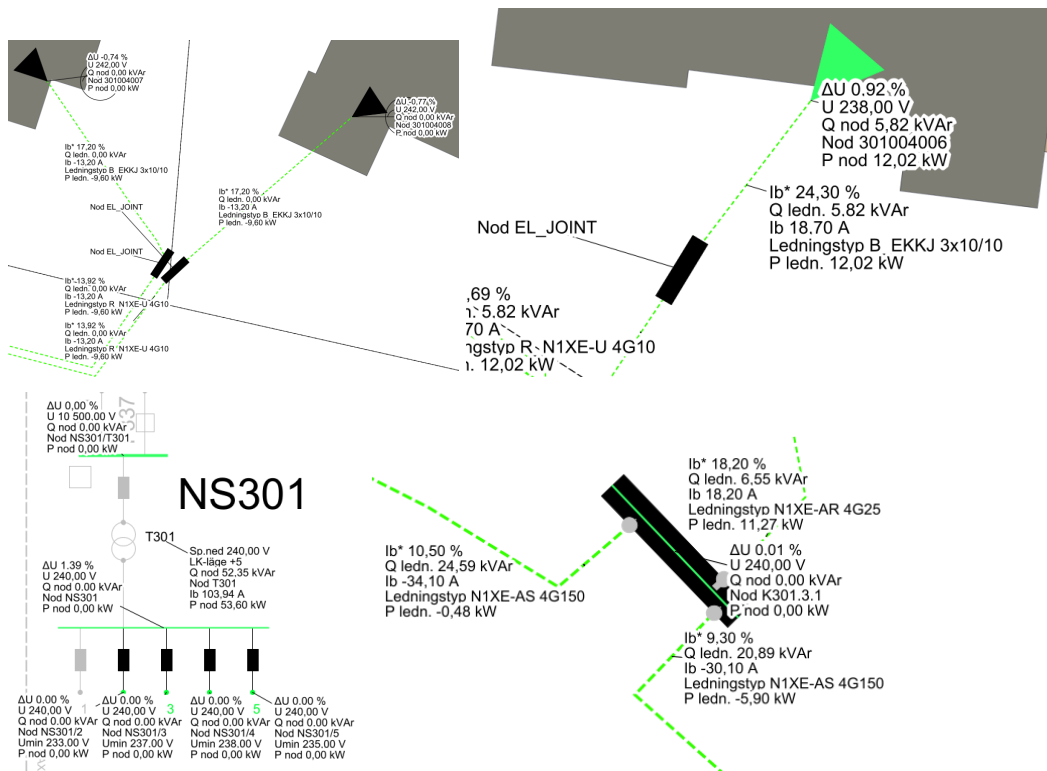




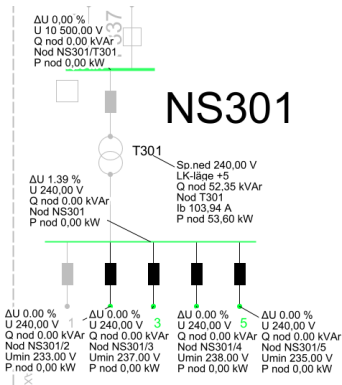




## 5 batterier Urladdning

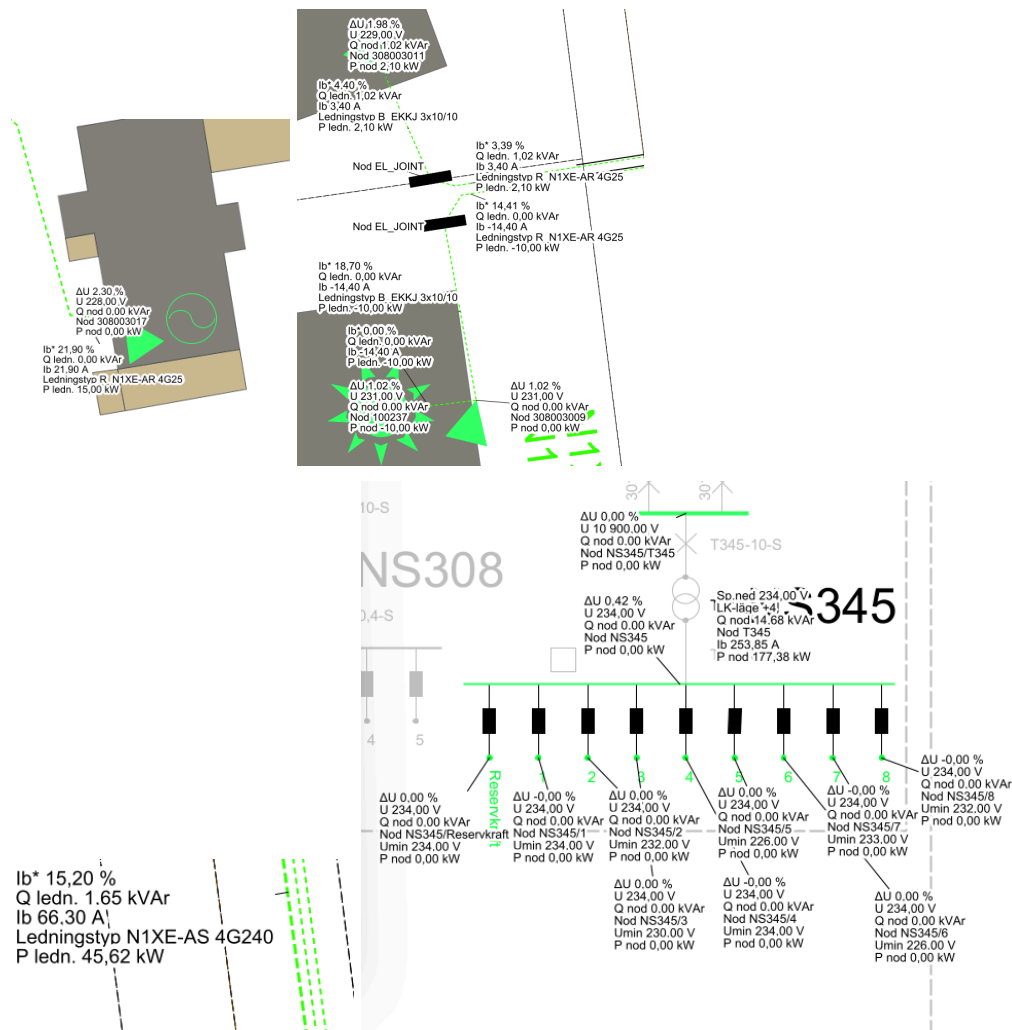


## Uppladdning





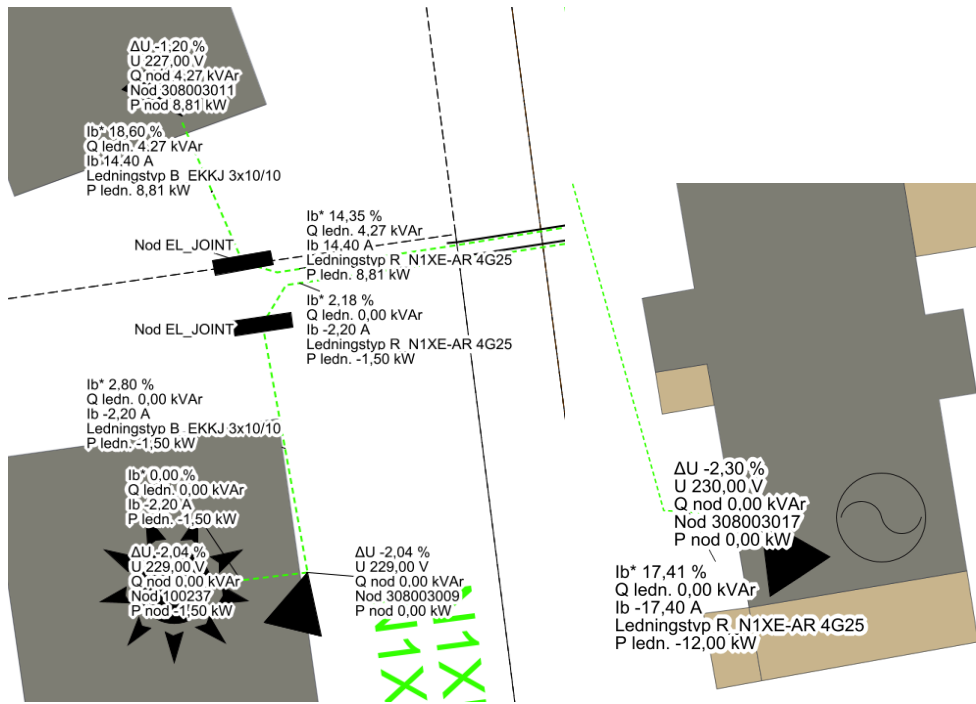




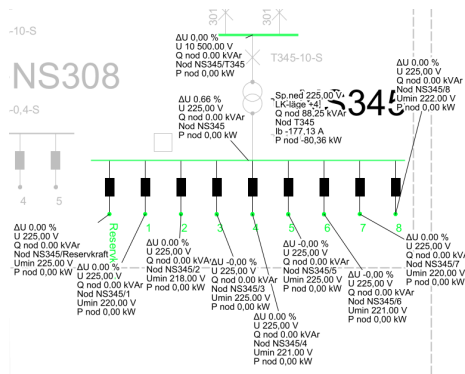
## Vinter

### 20 batterier

Urladning (10500V, 100% last, 15% sol, 80% batteri)



Ib\* 16,80 %  
 Q ledn. 7,19 kVAr  
 Ib -73,10 A  
 Ledningstyp N1XE-AS 4G240  
 P ledn. -49,70 kW



Uppladdning

