



CHALMERS



Flexibilitet som alternativ till nätförstärkning i elnätets lokalnivå

Examensarbete inom högskoleprogrammet Elektroteknik

Oskar Hannersjö
Eric Skoglund

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2026
www.chalmers.se

EXAMENSARBETE 2026

En analys av batterilager och kundflexibilitet i syfte att undvika nätförstärkningar

Oskar Hannersjö
Eric Skoglund



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2026

Flexibilitet som alternativ till nätförstärkning i elnätets lokalnivå
Oskar Hannersjö
Eric Skoglund

© Oskar Hannersjö, 2026.

© Eric Skoglund, 2026.

Handledare: Fredrik Engström och Ludvig Thorbjörnsson, Ellevio
Examinator: Thomas Hammarström, Elektroteknik

Examensarbete 2026
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Omslagsbild: Bild på batterilager, publicerad med tillstånd från Ellevio

Skriven i L^AT_EX
Göteborg 2026

Flexibilitet som alternativ till nätförstärkning i elnätets lokalnivå

Oskar Hannersjö
Eric Skoglund
Institutionen för elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola

Sammanfattning

Den pågående energiomställningen och samhällets ökade elektrifiering ställer högre krav på dagens distributionsnät. Ökad elanvändning från exempelvis elfordon, värmepumpar och anslutning av nya kunder leder till att många lokalnät närmar sig sina kapacitetsgränser. För att hantera dessa problem vidtas idag åtgärder som ersättning av kablar och transformatorer, vilka ofta innebär stora investeringar och långa genomförandetider. Detta examensarbete undersöker därför hur flexibilitetsresurser, med fokus på batterilager, kan användas för att minska belastningstoppar och fungera som ett alternativ eller komplement till traditionell nätutbyggnad i distributionsnät.

Studien genomfördes i samarbete med Ellevio och baserades på ett verklighetsnära lokalnät modellerat i DIgSILENT PowerFactory. Flera scenarier analyserades, bland annat vinter- och sommarfall, ökad belastning, industriell verksamhet, kundflexibilitet samt omkopplingsfall. Batterilager implementerades i modellen för att studera dess påverkan på belastningsvariationer, effektlöden och topplast i nätet.

Resultaten visar att batterilager effektivt kan reducera kortvariga effekttoppar och därmed minska belastningen på kritiska ledningar och transformatorer. Störst nytta observerades i scenarier där belastningen varierade kraftigt över kortare perioder, medan långvarigt hög belastning krävde stora batterikapaciteter och därmed höga investeringskostnader. Studien visar även att kundflexibilitet och batterilager fungerar väl tillsammans genom att både flytta och lagra energi över tid.

Nyckelord: Batterilager, DIgSILENT PowerFactory, Kundflexibilitet, Nätförstärkning, Lokalnät, Effekttoppsbegränsning

Abstract

The ongoing energy transition and society's increased electrification place higher demands on today's distribution networks. Increased electricity use from, for example, electric vehicles, heat pumps, or the connection of new customers leads many local networks to approach their capacity limits. To manage these problems, grid reinforcements are traditionally used, such as the replacement of cables and transformers; such measures often involve large investments and long implementation times. This thesis therefore investigates how flexibility resources, with a focus on battery storage, can be used to reduce load peaks and function as an alternative or complement to traditional grid expansion in distribution networks.

The study was conducted in collaboration with Ellevio and was based on a realistic local network modelled in DIgSILENT PowerFactory. Several scenarios were analysed, including winter and summer cases, increased load, industrial activity, customer flexibility, and switching cases. Battery storage was implemented in the model to study its impact on load variations, power flows, and peak load in the network.

The results show that battery storage can effectively reduce short-term power peaks and thereby reduce the load on critical lines and transformers. The greatest benefit was observed in scenarios where the load varied significantly over shorter periods, while prolonged high load required large battery capacities and thus high investment costs. The study also shows that customer flexibility and battery storage work well together by both shifting and storing energy over time.

Förord

Detta examensarbete har genomförts vid institutionen för elektroteknik på Chalmers tekniska högskola under våren 2026 i samarbete med Ellevio. Arbetet har behandlat hur flexibilitetslösningar, främst batterilager, kan användas som alternativ eller komplement till traditionella nätförstärkningar i lokalnät.

Vi vill börja med att tacka våra handledare på Ellevio, Fredrik Engström och Ludvig Thorbjörnsson, för värdefull vägledning och tillgång till relevant nätdata som möjliggjort genomförandet av studien. Vi vill även tacka Ellevio som gett oss möjligheten till att få skriva detta arbete. Till sist vill vi rikta ett stort tack till vår examinator Thomas Hammarström vid Chalmers tekniska högskola.

Eric Skoglund, Oskar Hannersjö, Göteborg, Maj 2026

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Syfte	2
1.3	Frågeställningar	2
1.4	Avgränsningar	2
2	Teoretisk Bakgrund	5
2.1	Utvecklingen mot ett mer distribuerat elnät	5
2.2	Flexibilitet i distributionsnät	6
2.2.1	Batterilager i elnät (BESS)	6
2.2.2	Styrbara laster	7
2.3	Nätkapacitet och nätutbyggnad	7
2.3.1	Uppkomst av kapacitetsproblem	7
2.3.2	Tekniska begränsningar i distributionsnät	8
2.3.3	Nätutbyggnad som traditionell åtgärd	9
2.4	Lastprofiler och effekttoppar i distributionsnät	9
2.5	Flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad	10
2.5.1	Långsiktig påverkan av batterilager i svaga nät	10
2.5.2	Kundflexibilitet och aggregering	10
2.5.3	Dimensionering av batterilager för peak shaving	11
3	Nätmodell och simuleringsmetodik	13
3.1	Val av nätmodell	13
3.2	Dimensioneringsprinciper och kostnadsförslag	14
3.3	Simuleringsverktyg	14
3.4	Kabeltyper och placering	15
3.5	Transformortyper och placering	15
3.6	Lastdata och databearbetning	16
3.7	Modellering av batterilager	18
3.8	Scenarion och genomförande av simuleringar	20
3.8.1	Referensscenarier	20
3.8.2	Belastningsscenarier	21
3.8.3	Fel- och omkopplingsscenarier	21
3.8.4	Genomförande av simuleringar	22
4	Resultat	25

4.1	Referensscenarier	25
4.1.1	Scenario A	25
4.1.2	Scenario B	25
4.1.3	Scenario C	26
4.2	Belastningsscenarier	26
4.2.1	Scenario D	26
4.2.2	Scenario E	26
4.2.3	Scenario F	27
4.3	Fel- och omkopplingsscenarier	27
4.3.1	Scenario G	27
4.3.2	Scenario H	28
4.4	Sammanställning	28
4.5	Sekundära resultat	29
5	Analys och diskussion	31
5.1	Tolkning av resultat	31
5.1.1	Analys av referensscenarierna	31
5.1.2	Analys av belastningsscenarierna	32
5.1.3	Analys av fel- och omkopplingsscenarier	33
5.1.4	Analys av sekundära resultat	33
5.1.5	Analys av flexibilitet som helhet	33
5.1.6	Avvikelser i resultat	34
5.2	Diskussion	34
5.2.1	Tillämpning av dimensioneringsprinciper och ekonomiskaperspektiv	34
5.2.2	Diskussion av sociala perspektiv	36
5.2.3	Diskussion av ekologiska perspektiv	36
5.3	Modell- och scenarioutvärdering	36
5.3.1	Antaganden och förenklingar	36
5.3.2	Batterimodell	37
5.3.3	Scenarioval och simuleringsmetodik	38
6	Slutsats	39
	Referenser	41
A	Appendix	I
B	Appendix	V
C	Appendix	IX
D	Appendix	XI
E	Appendix	XVII
F	Appendix	XXIII

G Appendix	XXVII
H Appendix	XXIX

Figurer

3.1	Nätmodell i lokalnätet	13
3.2	Kontrollogik batteristyrning	18
3.3	Exempel på hur P_{meas} och P_{line} jämförs och fungerar	19
3.4	Nätet under en period med hög belastning för att illustrera belastningsvariation och färmarkering	22
3.5	Exempel på lastkurva	23
3.6	Exempel på belastningskurva och batterieffekt	23
A.1	Nätmodell i standardfall Scenario A	I
A.2	Lastprofil och effektlöden i standardfall Scenario A	II
A.3	Nätmodell med batteri för standardfall Scenario A	III
A.4	Lastprofil och effektlöden med batteri Scenario A	IV
B.1	Nätmodell i standardfall Scenario B	V
B.2	Lastprofil och effektlöden i standardfall Scenario B	VI
B.3	Nätmodell med batteri Scenario B	VII
B.4	Lastprofil och effektlöden med batteri Scenario B	VIII
C.1	Nätmodell i standardfall Scenario C	IX
C.2	Lastprofil och effektlöden i standardfall Scenario C	X
D.1	Nätmodell i referensfall Scenario D	XI
D.2	Lastprofil och effektlöden i referensfall Scenario D	XII
D.3	Nätmodell med batteri Scenario D	XIII
D.4	Lastprofil och effektlöden med batteri Scenario D	XIV
D.5	Spänningsfall utan batteri Scenario D	XV
D.6	Spänningsfall med batteri Scenario D	XVI
E.1	Nätmodell i referensfall scenario E	XVII
E.2	Lastprofil och effektlöden i referensfall Scenario E	XVIII
E.3	Nätmodell med batteri Scenario E	XIX
E.4	Lastprofil och effektlöden Scenario E	XX
E.5	Förluster utan batteri Scenario E	XXI
E.6	Förluster med batteri Scenario E	XXII
F.1	Nätmodell i referensfall Scenario F	XXIII
F.2	Lastprofil och effektlöden i referensfall Scenario F	XXIV
F.3	Nätmodell med batteri Scenario F	XXV

F.4	Lastprofil och effektlöden med batteri Scenario F	XXVI
G.1	Nätmodell vid omledning referensfall Scenario G	XXVII
G.2	Nätmodell vid omledning med batteri Scenario G	XXVIII
H.1	Nätmodell vid omledning referensfall Scenario H	XXIX
H.2	Nätmodell vid omledning med batteri Scenario H	XXX

Tabeller

3.1	Kabeltyper, placering och maximal ström	15
3.2	Transformatorer typer och placering	16
3.3	Fördelning av linjelast på nätstationer	17
3.4	Simulerade scenarier	20
4.1	Scenario A resultat	25
4.2	Scenario B resultat	26
4.3	Scenario C resultat	26
4.4	Scenario D resultat	26
4.5	Scenario E resultat	27
4.6	Scenario F resultat	27
4.7	Scenario G resultat	28
4.8	Scenario H resultat	28
4.9	Sammanställning av resultat	29
5.1	Komponenter vid kritisk nivå	34
5.2	Prislista för utbyte av komponenter	35
5.3	Priser för utbyte av kritiska komponenter	35

1

Inledning

1.1 Bakgrund

Elektrifiering av samhället har under de senaste åren ökat kraftigt, drivet av den pågående energiomställningen mot ett mer hållbart energisystem. Sektorer såsom transport, industri och uppvärmning genomgår en omfattande omställning där fossila energikällor ersätts med elbaserade lösningar. Parallellt har andelen av förnybar elproduktion, särskilt vind- och solkraft, ökat vilket innebär en större andel väderberoende produktion i elsystemet.

Denna utveckling medför ökade krav på elnätens kapacitet och drift, särskilt på lokalnätetsnivå där både produktion och konsumtion förändras snabbt. I många fall närmar sig befintliga nät sina tekniska begränsningar.

Traditionellt hanteras dessa kapacitetsutmaningar genom nätförstärkningar, såsom utbyte eller uppdimensionering av kablar, transformatorer och andra nätkomponenter. Dessa åtgärder är dock ofta förknippade med ledtider, höga investeringskostnader och påverkan på samhälle i form av markarbeten och resursanvändning.

Mot denna bakgrund har flexibilitet lyfts fram som ett potentiellt alternativ eller komplement till traditionella nätförstärkningar. Flexibilitet innebär att elanvändning eller elproduktion anpassas över tid för att bättre utnyttja befintlig nätkapacitet. Exempel på flexibla resurser inkluderar batterilager, styrning av laster samt elfordon som kan interagera med elnätet.

Samtidigt finns regulatoriska begränsningar kring användningen av batterilager i nätverksamhet. Enligt rådande regelverk får elnätsföretag generellt inte äga eller driva energilager som används för marknadsrelaterade tjänster, eftersom detta kan klassificeras som konkurrensutsatt verksamhet[1]. Detta innebär att batterilager i distributionsnät främst behöver motiveras utifrån nätteknisk nytta, snarare än ett energihandelsperspektiv.

Detta examensarbete har genomförts i samarbete med Ellevio, som bidragit med nätdata, lastprofiler samt teknisk information om det analyserade lokalnätet. Genom tillgång till verklig driftdata har ett verklighetsnära lokalnät kunnat modelleras och analyseras under olika driftförhållanden. Studien fokuserar på hur batterilager och andra flexibilitetsresurser kan användas för att reducera belastningstoppar och där-

med minska behovet av traditionella nätförstärkningar i lokalnätet. Utifrån detta har följande frågeställning formulerats:

Hur kan flexibla energiresurser användas av ett elnätsföretag för att minska behovet av nätförstärkningar i lokalnät?

1.2 Syfte

Syftet med examensarbetet är att analysera hur flexibilitetslösningar kan användas för att hantera kapacitetsbegränsningar i distributionsnät, med särskilt fokus på lokalnät där belastningen varierar kraftigt över tid. Arbetet undersöker hur batterilager och andra flexibla resurser kan bidra till att reducera effektoppar och därigenom förbättra utnyttjandet av befintlig nätinфраstruktur. Genom att simulera ett verklighetsnära distributionsnät baserat på uppmätta lastdata studeras hur nätet påverkas vid olika driftförhållanden, inklusive högbelastningsperioder och förändrade lastprofiler.

Vidare syftar arbetet till att utvärdera i vilken utsträckning batterilager kan fungera som ett alternativ eller komplement till traditionella nätförstärkningar, särskilt i situationer där kapacitetsproblem orsakas av kortvariga men återkommande effektoppar. Genom att analysera flera scenarier med varierande last och flexibilitetslösningar är avsikten att skapa en ökad förståelse för hur framtida förändringar i elanvändning kan hanteras för befintliga distributionsnät.

1.3 Frågeställningar

Målet med arbetet är att ge en teknisk och systemmässig förståelse för flexibilitetens roll i distributionsnät. Målet konkretiseras med följande frågor:

- Vilka begränsningar och utmaningar finns det med att använda flexibilitet som alternativ till traditionella nätförstärkningar?
- Vilka typer av kapacitetsbegränsningar i låg- och mellanspänningsnät kan adresseras med hjälp av flexibla energiresurser?
- I vilka driftfall kan flexibla energiresurser minska belastningstoppar och därmed skjuta upp behovet av nätförstärkningar?
- Är det mer hållbart ur ett ekologiska, ekonomiska och sociala perspektiv att övergå till flexibilitet?

1.4 Avgränsningar

Arbetet avgränsas till analys av låg- och mellanspänningsnät på lokalnätsnivå, där infördd flexibilitet bedöms ha störst potential att påverka kapacitetsbegränsningar. Analysen baseras på endast ett nät där fokus ligger på aktiva effektflöden medan reaktiv effekt inte studeras. Vidare modelleras batterilager med antaganden avseende

verkningsgrad och en förenklad driftstrategi. Verklig implementering av kundflexibilitet är heller inte något som studien i detalj avser att hantera. När lösningen diskuteras utifrån ett ekonomiskt perspektiv ser studien inte till elpriser eller andra relevanta subventioner eller bidrag.

2

Teoretisk Bakgrund

2.1 Utvecklingen mot ett mer distribuerat elnät

Under de senaste decennierna har elsystemet genomgått en betydande förändring i takt med energiomställningen och en ökad elektrifiering av samhället. Traditionellt har elproduktion varit baserad på stora kraftverk anslutna till transmissionsnätet. Elen har därefter transporterats genom region- och lokalnät till slutkunder, där elanvändningen i stort sett betraktats som passiv och svår att påverka i realtid.

I takt med den ökade utbyggnaden av förnybar elproduktion har denna struktur gradvis förändrats. Produktion från resurser såsom solceller och mindre vindkraftverk installeras i allt större utsträckning nära slutkunder och ansluts direkt till distributionsnäten. Samtidigt ökar förekomsten av nya typer av elrelaterade resurser, exempelvis batterilager, elfordon och styrbara laster. Dessa resurser benämns gemensamt som Distributed Energy Resources (DER) [2].

Distributed Energy Resources kan definieras som mindre produktions-, lagrings- eller konsumtionsresurser som är placerade nära användaren och anslutna till distributionsnätet. Exempel på DER inkluderar solcellsanläggningar, batterilager, elfordon, värmepumpar samt olika typer av styrbar elanvändning i hushåll och industri. Till skillnad från traditionella kraftverk är dessa resurser geografiskt spridda och kan både producera och konsumera el beroende på driftförhållanden [2].

Den ökade integrationen av DER innebär att distributionsnäten i allt högre grad används för bidirektionella effektlöden, där el inte enbart transporteras från transmissionsnätet till slutkunden utan även kan matas in lokalt från distribuerad produktion. Detta förändrar förutsättningarna för nätens drift och planering. I vissa situationer kan lokal produktion leda till överbelastning eller spänningsproblem i nätet, särskilt i områden där nätet ursprungligen dimensionerats för ensidig energitransport från högre spänningsnivåer till lågspänningskunder [2].

Samtidigt skapar utvecklingen möjligheter att använda dessa resurser mer aktivt i elsystemet. Genom styrning av produktion, lagring och elanvändning kan DER bidra till att balansera belastning i nätet, minska effekttoppar och förbättra spänningshållningen. Detta brukar beskrivas som flexibilitet i elsystemet, där resurser anpassar sin effekt över tid för att bättre utnyttja befintlig nätkapacitet [3].

Den ökade förekomsten av distribuerade energiresurser och flexibilitet innebär därför både nya utmaningar och möjligheter för drift och planering av distributionsnät. För lokalnät kan flexibla resurser fungera som ett komplement till traditionella nätförstärkningar genom att temporärt minska belastningen eller ändra effektflödet i nätet.

2.2 Flexibilitet i distributionsnät

Den ökade integrationen av distribuerade energiresurser (DER), såsom lokal produktion, energilager och styrbara laster, har förändrat hur distributionsnät drivs och planeras. I detta sammanhang har flexibilitet blivit ett centralt begrepp. Vilket kan definieras som elsystemets förmåga att anpassa produktion, lagring och konsumtion över tid för att möta variationer i efterfrågan och tillgänglig produktion [3].

Till skillnad från traditionella elsystem möjliggör moderna distributionsnät att även efterfrågesidan bidrar till balans. Detta innebär att elanvändning i större utsträckning kan styras och anpassas utifrån nätets behov, vilket ger nya möjligheter att hantera variationer i belastning utan att enbart förlita sig på produktionsresurser [3].

Flexibilitet i distributionsnät handlar i praktiken om att hantera variationer i effektuttag över tid. Eftersom belastningen ofta är ojämnt fördelad över dygnet, med tydliga effekttoppar, kan flexibilitet användas för att reducera eller förskjuta dessa toppar. Detta bidrar till en jämnare belastningsprofil, vilket minskar risken för att nätets tekniska begränsningar överskrids [4].

De huvudsakliga flexibilitetsresurserna i distributionsnät utgörs av energilager och styrbara laster, vilka tillsammans möjliggör en mer aktiv styrning av effektflöden i nätet.

2.2.1 Batterilager i elnät (BESS)

Batterilager vilket ofta benämns Battery Energy Storage Systems (BESS), utgör en central flexibilitetsresurs i distributionsnät. Deras huvudsakliga funktion är att lagra elektrisk energi vid ett tillfälle och leverera den vid ett senare, vilket möjliggör en tidsmässig förskjutning av energianvändning. Det i sin tur gör det möjligt att aktivt påverka effektuttaget i nätet och därmed hantera variationer i belastning [5].

I distributionsnät används batterilager främst för att reducera effekttoppar. Genom att ladda batteriet under perioder med låg belastning och ladda ur det under perioder med hög belastning kan den högsta effekttoppen reduceras. Detta bidrar till att minska belastningen på ledningar och transformatorer samt ökar utnyttjandegraden av befintlig nätkapacitet [4]. Litiumjonbatterier är idag den mest använda batteritekniken för energilagring på grund av deras höga energidensitet, långa livslängd och snabba laddningsförmåga [6].

Utöver effektreduktion kan batterilager även bidra till att stabilisera spänningsnivåer i nätet genom att snabbt tillföra eller absorbera effekt. Denna snabba respons gör batterier särskilt lämpade för att hantera snabba variationer i belastning eller produktion, vilket annars kan leda till spänningsproblem i svaga nät [5].

Vidare kan batterilager integreras både på systemnivå och hos enskilda användare, exempelvis i hushåll eller kommersiella fastigheter. Mindre system används ofta i kombination med lokal produktion, såsom solceller, för att öka egenanvändningen av producerad el och minska belastningen på nätet. Storskaliga BESS används istället ofta i anslutning till transmissions- eller distributionsnät för att tillhandahålla systemtjänster [5].

2.2.2 Styrbara laster

Styrbara laster utgör en annan viktig flexibilitetskälla i distributionsnät. Dessa laster kan anpassa sin elanvändning över tid baserat på exempelvis prissignaler eller styrning från en extern aktör, vilket innebär att efterfrågan på el kan förändras dynamiskt [7]. Till skillnad från traditionell elanvändning, där lasten betraktas som given, innebär styrbara laster att efterfrågan kan användas som ett verktyg för att balansera systemet. Detta gör det möjligt att minska belastningen under perioder med hög efterfrågan genom att flytta eller reducera elanvändning.

En viktig egenskap hos styrbara laster är att de ofta består av många små resurser, såsom elfordon, värmepumpar och hushållslaster. Individuellt har dessa begränsad påverkan, men genom att samordnas kan de tillsammans bidra med betydande flexibilitet. Detta möjliggörs genom aggregatorer, som samlar och styr flera resurser som en enhet [7]. Utvecklingen av styrbara laster är nära kopplad till digitalisering och smarta elnät, där avancerad mätning och kommunikation möjliggör realtidsstyrning av elanvändning. Detta gör det möjligt att anpassa belastningen efter nätets aktuella tillstånd och därmed förbättra utnyttjandet av befintlig kapacitet [8].

2.3 Nätkapacitet och nätutbyggnad

Kapaciteten i ett distributionsnät beskriver nätets förmåga att överföra elektrisk effekt utan att överskrida tekniska begränsningar såsom termiska gränser, spänningsnivåer och elkvalitet. I moderna elsystem har den ökade integrationen av distribuerade energiresurser lett till att dessa begränsningar allt oftare uppnås.

2.3.1 Uppkomst av kapacitetsproblem

Kapacitetsproblem i distributionsnät uppstår när produktion eller konsumtion leder till att nätets komponenter eller driftvillkor överskrider sina tillåtna gränser. I moderna lokalnät är dessa problem i många fall starkt kopplade till variationer i

belastning över tid [2].

En central orsak till kapacitetsproblem är ökade effekttoppar som uppstår vid exempelvis samtidig laddning av elfordon, drift av värmepumpar och annan elintensiv utrustning. I områden med många liknande användare, exempelvis villakvarter, kan belastningen bli särskilt hög eftersom elanvändningen ofta sker vid samma tidpunkter under morgon- och kvällstimmar. Detta innebär att nätets belastning blir ojämnt fördelad över dygnet och istället koncentreras till kortare perioder där kapacitetsgränser riskerar att överskridas [4].

Samtidigt kan distribuerad produktion ytterligare påverka effektlödena i nätet. När lokal produktion överstiger den lokala konsumtionen uppstår omvända effektlöden, vilket innebär att energi matas tillbaka mot överliggande nät. Detta kan leda till förändrade belastningsmönster och i vissa fall till att komponenter belastas i annan riktning än de ursprungligen dimensionerats för [2].

Den ökade variabiliteten i både produktion och konsumtion innebär att effektlöden i nätet kan förändras snabbt över tid. Detta gör det svårare att planera och dimensionera nätet baserat på statiska antaganden, och innebär att kapacitetsproblem i många fall uppstår under specifika driftfall snarare än kontinuerligt [9].

2.3.2 Tekniska begränsningar i distributionsnät

De tekniska begränsningarna i distributionsnät utgörs huvudsakligen av termiska och spänningsrelaterade restriktioner, vilka tillsammans avgör hur mycket effekt som kan överföras utan att driftsäkerheten påverkas. I praktiken blir dessa begränsningar särskilt kritiska i nät där belastningen varierar kraftigt över tid.

Termiska begränsningar uppstår då ledningar och transformatorer har maximala strömvärden som inte får överskridas. Vid höga belastningar, exempelvis under effekttoppar, ökar temperaturen i dessa komponenter vilket kan leda till överhettning och förkortad livslängd. I många lokala nät är det just dessa toppbelastningar som är dimensionerande för nätets kapacitet, snarare än den genomsnittliga belastningen [4].

Spänningsrelaterade begränsningar uppstår då spänningen i nätet måste hållas inom givna gränser. Vid hög belastning kan spänningsfall uppstå, medan lokal produktion kan orsaka spänningsökningar. Dessa variationer blir särskilt problematiska i svaga nät, där små förändringar i effektlöden kan ge upphov till stora spänningsavvikelser [2].

Ytterligare begränsningar kan uppstå när effektlöden mellan olika delar av nätet förändras under specifika driftfall. Detta kan innebära att lokala delar av nätet belastas högre än vad komponenterna dimensionerats för, trots att det som helhet har tillräcklig kapacitet [4].

2.3.3 Nätutbyggnad som traditionell åtgärd

Den traditionella lösningen på kapacitetsproblem i distributionsnät är nätförstärkning, där nätets fysiska kapacitet ökas genom exempelvis uppdimensionering av kablar eller installation av större transformatorer. Dessa åtgärder används typiskt i situationer där den förväntade belastningen i ett område ökar, exempelvis vid etablering av ny industri, utbyggnad av bostadsområden eller ökad elektrifiering av befintliga laster. Syftet är att säkerställa att nätet klarar den ökade effektöverföringen utan att tekniska begränsningar överskrids.

Nätutbyggnad dimensioneras vanligtvis för att hantera de högsta belastningsnivåerna som kan uppstå i nätet. Detta innebär att dimensioneringen baseras på worst-case-scenarier, såsom simultana effekttoppar från flera användare eller hög belastning under kalla perioder. I praktiken innebär detta att nätets kapacitet endast utnyttjas fullt ut under en begränsad del av året, medan den under större delen av året är betydligt lägre belastad. [4].

Vid förändringar i belastning, exempelvis när en ny industri ansluts till ett redan ansträngt lokalnät, kan nätförstärkning framstå som den mest direkta lösningen. Samtidigt är dessa åtgärder ofta förknippade med långa ledtider, höga investeringskostnader och praktiska begränsningar i form av markarbete och tillståndprocesser [10]. Detta innebär att det kan ta lång tid innan kapacitetsökningen realiseras, trots att behovet kan vara omedelbart.

2.4 Lastprofiler och effekttoppar i distributionsnät

Belastningen i distributionsnät varierar över tid och påverkas av användarbeteende, temperatur samt typen av anslutna laster. I lokalnät med hög andel hushållskunder uppstår ofta tydliga variationer över dygnet, där belastningen är låg under natten och högre under morgon- och kvällstimmar.

En lastprofil beskriver hur den elektriska effekten varierar över tid i ett nät. Genom att analysera lastprofiler kan kritiska driftfall identifieras, särskilt de tidsperioder då belastningen når höga nivåer. I moderna distributionsnät har variationerna i lastprofilen ökat till följd av elektrifiering vilket leder till ökad samtidighet i elanvändningen. Effekttoppar uppstår när flera laster sammanfaller i tid och den totala efterfrågan når höga nivåer [4].

I system med hög andel variabel produktion, såsom solkraft, kan lastprofilen beskrivas i termer av nettobelastning, vilket definieras som skillnaden mellan total last och lokal produktion:

$$P_{\text{net}}(t) = P_{\text{load}}(t) - P_{\text{gen}}(t) \quad (2.1)$$

Där $P_{\text{net}}(t)$ är nettobelastningen vid tidpunkten t , $P_{\text{load}}(t)$ är den totala elektriska lasten i nätet och $P_{\text{gen}}(t)$ är den lokala produktionen, exempelvis från solceller eller andra distribuerade energiresurser. Nettobelastningen representerar den effekt som måste tillföras från överliggande nät.

Denna nettobelastning kan uppvisa ett karakteristiskt mönster över dygnet, ofta benämnt duck curve, där belastningen är låg under dagtid och ökar kraftigt under kvällstimmar [11]. Denna snabba ökning i belastning, även kallad ramp, ställer höga krav på flexibilitet i systemet och kan leda till driftproblem om den inte hanteras korrekt.

För att kvantifiera variationerna i belastning används ofta mått såsom skillnaden mellan högsta och lägsta belastning samt förändring i nettobelastning över tid. I duck curve-analys definieras rampen som förändringen i nettobelastning mellan två tidpunkter, vilket kan uttryckas som:

$$R(t) = P_{\text{net}}(t+1) - P_{\text{net}}(t) \quad (2.2)$$

Där $R(t)$ är förändringen i nettobelastning mellan två efterföljande tidssteg, $P_{\text{net}}(t)$ är nettobelastningen vid tidpunkt t och $P_{\text{net}}(t+1)$ är nettobelastningen vid nästa tidssteg. Höga värden på $R(t)$ innebär att systemet måste kunna öka eller minska effekt snabbt, vilket ofta är en utmaning i distributionsnät [11].

2.5 Flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad

2.5.1 Långsiktig påverkan av batterilager i svaga nät

Batterilager utgör en central flexibilitetsresurs i distributionsnät och möjliggör en mer aktiv hantering av effektlöden över tid. I svaga nät med ökande effektbehov, exempelvis vid anslutning av ny industri eller utbyggnad av bostadsområden, kan batterilager bidra till att hantera belastningen genom att utnyttja variationer i efterfrågan. Batterilager kan användas för att reducera effekttoppar genom att leverera effekt under perioder med hög belastning. Detta bidrar till att minska belastningen på nätets komponenter och därmed öka den effektiva kapaciteten [4].

Effektiviteten hos batterilager beror dock på flera faktorer såsom kapacitet, placering i nätet och val av styrstrategi. För att maximera nyttan krävs att batteriet placeras i delar av nätet där belastningen är som högst och att dess drift anpassas till nätets belastningsprofil [4]. I vissa driftfall kan batterilager även bidra till ökad belastning, exempelvis om laddning sker under redan höga belastningsnivåer, vilket visar vikten av korrekt styrning.

2.5.2 Kundflexibilitet och aggregering

Utöver tekniska lösningar såsom batterilager kan flexibilitet även tillhandahållas genom kundflexibilitet. Detta innebär att elanvändare anpassar sin konsumtion över

tid, exempelvis genom att flytta eller reducera belastning under perioder med hög efterfrågan. Genom så kallade aggregatorer kan flexibilitet från flera användare samlas och styras som en gemensam resurs. Detta möjliggör att även små individuella bidrag kan få en betydande effekt på systemnivå [7].

Exempel på sådana resurser är elfordon, värmepumpar och hushållslaster, vilka tillsammans kan bidra till att minska belastningstoppar och därmed öka nätets effektiva kapacitet. Vidare kan prosumenter, som både producerar och konsumerar el, bidra till flexibilitet genom att anpassa sin produktion och konsumtion i förhållande till nätets behov [8]. Denna typ av flexibilitet kräver dock fungerande kommunikations- och styrsystem, samt incitament för användare att delta. Vilket gör att tekniska, ekonomiska och regulatoriska faktorer samverkar i hur effektiv flexibiliteten blir i praktiken.

2.5.3 Dimensionering av batterilager för peak shaving

Dimensionering av batterilager i distributionsnät syftar ofta till att reducera effekttoppar genom att begränsa den maximala belastningen till en önskad nivå. I lokalnät där kapacitetsproblem uppstår till följd av höga samtidiga laster blir belastningens variation över tid särskilt viktig att analysera. Höga belastningstoppar är i många fall dimensionerande för nätets kapacitet snarare än den genomsnittliga belastningen [4].

För att bestämma batteriets energikapacitet måste varaktigheten av effekttopparna beaktas. Den energi som behöver levereras av batteriet under en period med hög topp kan beräknas som summan av effektbidraget (P_{set}) över tiden:

$$E_B = E(t_0) + \sum_{k=1}^n P_{set}(t_k) \Delta t \quad (2.3)$$

Där Δt är tidsstegets längd. Beräkningen beskriver den energi som batteriet behöver tillföra under de tidssteg då lasten överstiger den valda referensnivån. På så sätt motsvarar batteriets energibehov arean mellan lastkurvan och referensnivån [12].

Eftersom batteriet inte kan utnyttjas fullt ut i praktiken måste energikapaciteten justeras med hänsyn till batteriets tekniska begränsningar, såsom tillåten urladdningsgrad (DoD) och verkningsgrad (η). Den nominella batteristorleken kan därför approximeras enligt 2.4:

$$E_{BAT} = \frac{(E_B^{\max} - E_B^{\min})}{DoD \cdot \eta} \quad (2.4)$$

Vilket säkerställer att batteriet kan leverera den nödvändiga energin utan att överskrida sina driftgränser [13].

3

Nätmodell och simuleringsmetodik

Denna studie genomfördes genom simulering med syftet att analysera hur flexibilitetslösningar kan påverka kapaciteten i elnätet och i vilken utsträckning dessa kan ersätta eller minska behovet av nätförstärkningar. Genom simulering kunde olika scenarier analyseras under kontrollerande förhållanden.

3.1 Val av nätmodell

I samråd med Ellevio valdes ett befintligt distributionsnät ut för studien. Av sekretesskäl anonymiserades nätets geografiska placering. Nätet motsvarar en nät-del där majoriteten av kunderna bor i villa. För att besvara frågeställningen samt begränsa mängden data var följande specifikationer listade som krav för det nät som valdes:

- Lokalnätsnivå (10kV).
- Minst två linjer som vid störningar matas genom varandra.
- Ansträngt redan vid normalt höglastfall.
- Under 25 nätstationer.

Nätet som valdes bestod av 15 nätstationer och 2 linjer och redovisas i figur 3.1

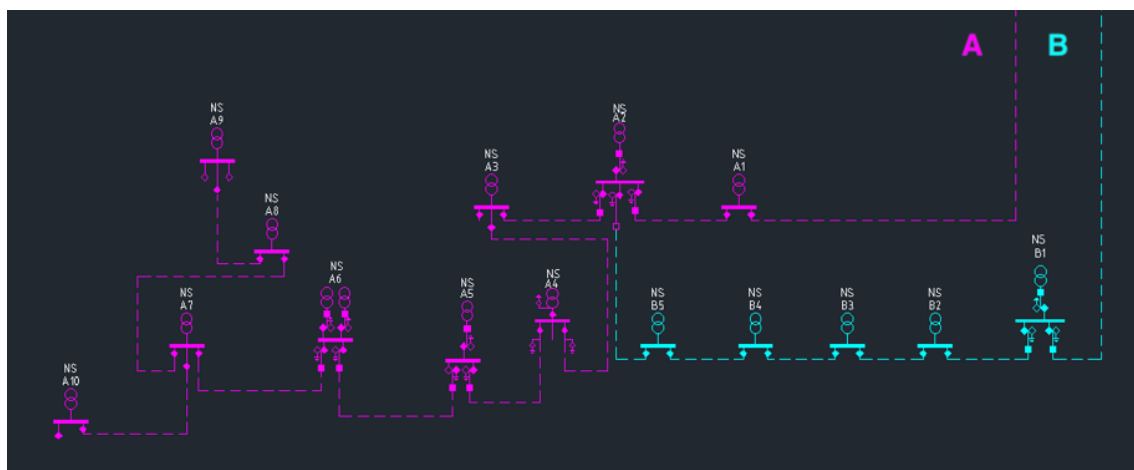


Figure 3.1: Nätmodell i lokalnätet

I figuren är linjen som benämns som linje A ritad i rosa och har tio nätstationer anslutna, linjen som benämns linje B i blått har fem nätstationer anslutna. Båda linjerna matas från samma fördelningsstation. Nätstationerna är numrerade 1-10 för linje A respektive 1-5 för linje B. Reservmatning mellan linjerna sker vid station A2, där stationen kopplas ihop med B5. I normalt driftsfall är det en öppen brytare och linje A och B sammanfaller enbart i fördelningsstationen. Fördelningsstationen i denna modell moduleras som ett externt nät med oändligt effektuttag. Under varje nätstation ligger en transformator som transformerar ner spänningen från 10kV till 0.4kV och där är lasterna anslutna.

3.2 Dimensioneringsprinciper och kostnadsförslag

När nyttan för batterilager kvantifierades beaktades de dimensioneringsprinciper som företaget arbetar efter. Detta för att bedöma vilka nätförstärkningar som är nödvändiga. Dessa dimensioneringsprinciper är följande:

Val av elektriska kraftkomponenter vid nybyggnation/ombyggnation sker med förutsättningen att nätet dimensioneras efter 80% vid maximal last i normaldrift. Hänsyn ska tas till eventuell användning vid reservdrift. Ledningar till industrilast, affärsområden samt all typ av produktion bör dimensioneras för 70% i normaldriftsfall.

För nätstationer bestäms stationens belastbarhet av transformatorernas sammanlagda belastbarhet. Transformatorerna tillåts att belastas över 100% under kortare perioder men som grund tillåts 100% belastning i normaldrift [14].

När batterilösningens lönsamhet bedömdes användes därför dessa principer för att avgöra om en komponent behövde ersättas. Överbelastade kablar ersattes med $240mm^2$ kabel samt överbelastade nätstationer ersattes med en nätstation med en större storlek än den befintliga. Kostnader som redovisas senare är baserade på priser ifrån företaget och är i enlighet med EBR26 (Elnätsbranchens riktlinjer från energiföretagen) [14].

Riktlinjerna för spänningsfall: Vid ny- och ombyggnad av nät bör man dimensionera för max 5% spänningsfall räknat från spänningsreglerad skena när det gäller långsamma spänningsvariationer [14].

3.3 Simuleringsverktyg

I studien användes programvaran DIgSILENT PowerFactory för att modellera och analysera distributionsnätet. Programmet används inom elkraftsbranschen för analys av bland annat lastflöden, kortslutningsströmmar och spänningsvariationer [15]. Fortsättningsvis har programmet färdiga bibliotek med flertalet modeller för transformatorer, batterier och kablar. De funktioner som användes i studien är möjligheten att simulera över en viss tidsperiod med varierande last genom funktionen

Quasi-Dynamic Simulation vilken är en serie lastflödesberäkningar över ett bestämt tidsintervall. Lastflödesberäkningarna resulterar i en procentuell belastning för given komponent. Dessa beräkningar beskrivs på Powerfactory's egen hemsida [16]. I kombination med denna metod användes även möjligheten att skapa tidsberoende modeller för batterier i språket *Quasi-Dynamic Simulation Language* (QDSL). Under studiens gång användes programvarans egna manual flitigt för att lösa och förstå problem [17].

3.4 Kabeltyper och placering

Från det befintliga distributionsnätet hämtades relevant märkdata för kablarna ut. Dessa data redovisas i tabell 3.1, och består av linjesträckning, längd, tvärsnittsarea och maximal driftström. Ur PowerFactory's bibliotek [17] för komponenter togs motsvarande kablar ut och implementerades i modellen likt nätmodellen beskriven i Kapitel 3.1. Alla kablar är tillverkade med aluminium som ledarmaterial förutom kablarna med tvärsnittsarean 25mm^2 . Då kablarna i nätet kategoriseras som korta ($l < 100\text{km}$) och ligger förlagda under jord, är enbart tvärsnittsarean och ledarmaterialet relevant[18]. Kolumnen med titeln från/till beskriver mellan vilka nätstationer kabeln är förlagd. Vissa sträckningar har två olika kabeltyper och är därav indexerade med A och B.

Tabell 3.1: Kabeltyper, placering och maximal ström

Från/till	Längd (km)	Area (mm^2)	Maxström (A)	Från/till	Längd (km)	Area (mm^2)	Maxström (A)
A1/A2	0,353	95	240	A1/FS	0,76	95	240
A2/A3	0,363	95	240	A2/B5	0,366	25	120
A3/A4_A	0,187	95	240	A3/A4_B	0,034	150	310
A4/A5_A	0,14	95	240	A4/A5_B	0,159	150	310
A5/A6_A	0,156	95	240	A5/A6_B	0,125	150	310
A6/A7	0,451	240	400	A7/A10	1,253	95	240
A7/A8_A	0,205	95	240	A7/A8_B	0,151	240	400
A8/A9_A	0,189	25	120	A8/A9_B	0,004	95	240
B1/B2	0,311	240	400	B1/FS	0,041	240	400
B2/B3	0,305	240	400	B3/B4	0,376	240	400
B4/B5_A	0,149	25	120	B4/B5_B	0,007	95	240

3.5 Transformortyper och placering

Tabell 3.2 redovisar transformatorerna. Samma princip implementerades som för kablarna, relevant märkdata implementerades i modellen med färdiga transformatormodeller ur PowerFactory's bibliotek [17]. Fokus vid implementering var märkeffekt och spänning vid hög och lågsida.

Tabell 3.2: Transformatorer typer och placering

Placering	Namn	Märkeffekt (kVA)
A1	A1/T	500
A2	A2/T	800
A3	A3/T	800
A4	A4/T	800
A5	A5/T	800
A6	A6/T	2x800*
A7	A7/T	500
A8	A8/T	500
A9	A9/T	500
A10	A10/T	315
B1	B1/T	500
B2	B2/T	500
B3	B3/T	500
B4	B4/T	800
B5	B5/T	800

1

Varje transformator namngavs efter vilken nätstation den låg under. Vid station A6 är två transformatorer kopplade parallellt likt figur 3.1 redovisar.

3.6 Lastdata och databearbetning

Lastdata erhöles från företaget och bestod av linjelaster samt belastning på transformatorerna vid ett höglasts scenario. Linjelasterna var uppmätta i ström per timme för linje A respektive B under tidsperioden 2023-01-01 till 2026-01-01 med en mät-punkt per timme. Transformatorernas lastfördelning bestod av ström och spänning vid ett belastningsfall. För att få värden som kunde implementeras i lastprofilen konverterades ström och spänning om till skenbar effekt genom Ekvation 3.1.

$$S = \sqrt{3}IV \quad (3.1)$$

Ström och spänning var givna från lastdatan och effektfaktorn bestämdes till $\cos(\varphi) = 0,99$. Då transformatorerna inte var mätta i timme per timme utan vid ett momentant tillfälle behövde en fördelning genomföras. Vid den uppmätta tidpunkten såg belastningsfördelningen ut likt tabell 3.3.

Tabell 3.3: Fördelning av linjelast på nätstationer

Nätstation	Ström (A)	Spänning (kV)	Last (kVA)	Fördelning (%)
A1	10,1	10,95	192	7,30
A2	13,8	10,93	261	9,95
A3	12,2	10,90	230	8,78
A4	10,4	10,89	196	7,48
A5	12,8	10,88	241	9,19
A6	38,3	10,87	721	27,48
A7	12,9	10,87	243	9,25
A8	9,0	10,86	169	6,45
A9	14,2	10,86	267	10,18
A10	5,5	10,86	103	3,94
Summa linje A			2624	100,00
B1	13,3	11,01	254	22,63
B2	15,6	11,00	297	26,53
B3	8,0	11,00	152	13,60
B4	10,3	11,00	196	17,51
B5	11,6	11,00	221	19,72
Summa linje B			1120	100,00

Lasterna för respektive linje fördelades således genom att addera den totala effekten på linjen vid givet tillfälle och dela vardera transformators last med den totala effekten. Med den procentuella fördelningen och historisk lastdata kunde laster som motsvarar verklighetens flöde representeras i modellen.

3.7 Modellering av batterilager

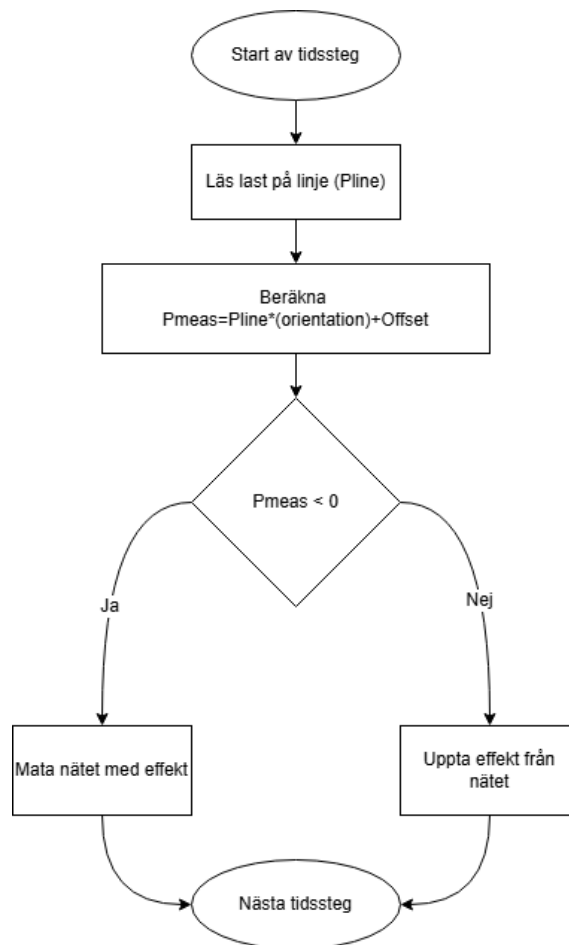
För att batterierna skulle kunna ladda och urladda vid lämpliga tillfällen modularades ett kontrollsystem som bestämde vilken effekt som skulle upptas eller tillföras till nätet. Metoden för att modulera varje batteri var följande:

Steg 1: Aktivt mäta effektflödet på en vald kabel *Pline* och välja effektflödes riktning.

Steg 2: Implementera *Pmeas* vilket är värdet från steg 1 med en lastriktning samt en offset baserat på den valda linjes medelvärde. Målet är att *Pmeas* skall kretsa kring noll och därmed möjliggöra enklare styrning då positiva värden möjliggör laddning och negativa värden möjliggör urladdning.

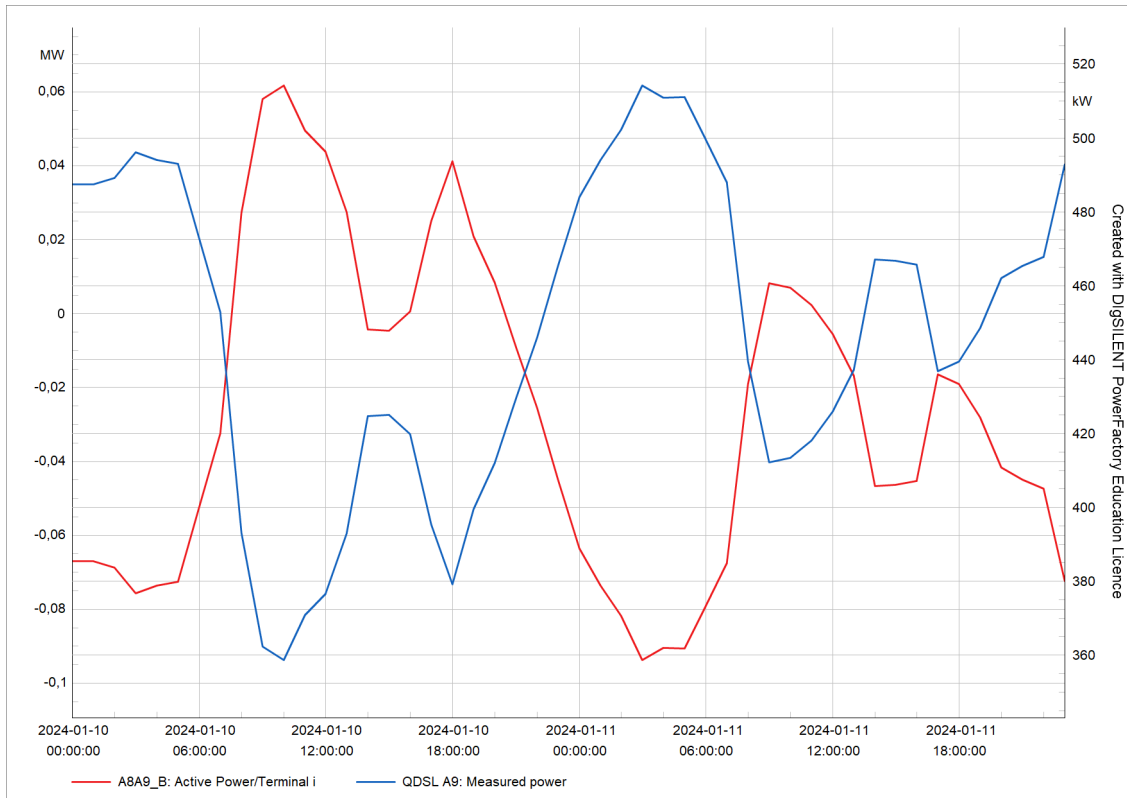
Steg 3: Beräkna laddningshastigheten baserat på aktiv feedback från steg 2 där laddningshastigheten baseras på *Pmeas*.

En förenklad version av kontrollogiken för batteriet redovisas i figur 3.2, där variablerna *Pline* och *Pmeas* är den uppmätta lasten på linjen respektive den korrigerade mätningen med offset:



Figur 3.2: Kontrollogik batteristyrning

Figur 3.3 redovisar när mätmodellen är implementerad i modellen.



Figur 3.3: Exempel på hur P_{meas} och P_{line} jämförs och fungerar

På den högra axeln redovisas kabelns belastning i kW och på den vänstra axeln det uppmätta och korrigerade värdet på P_{meas} i MW. Figuren visar tydligt hur P_{meas} är en invers av linjelasten och att amplituden är avvikelsen från linjelastens medelvärde. Modellen implementerades med 6 primära variabler för styrning av effektbidraget:

- P_{store} - Den maximala effekten batteriet kan uppta
- $P_{startstore}$ - Vid vilken effekt batteriet skall uppta effekt från linjen
- $P_{fullstore}$ - Vid vilken effekt maximal upptagning skall börja
- P_{feed} - Den maximala effekten batteriet kan avge
- $P_{startfeed}$ - Vid vilken effekt batteriet börjar avge effekt
- $P_{fullfeed}$ - Vid vilken effekt batteriet avger maximal effekt

Där följande algoritm bestämmer effektbidraget:

```
if (Pmeas < -PstartFeed) {
    setting = 1 - ((Pmeas + PfullFeed)/(-PstartFeed + PfullFeed));
    Pset = setting * Pfeed; // urladdning
}
else if (Pmeas > PstartStore) {
    setting = 1 - ((PfullStore - Pmeas)/(PfullStore - PstartStore));
    Pset = -setting * Pstore; // laddning
}
```

Principen är att start-parametrarna anger vid vilket värde på P_{meas} batteriet börjar ladda eller urladda, medan full-parametrarna anger när batteriet ska arbeta med

maximal effekt. Parametrarna P_{store} och P_{feed} anger den maximala laddnings- respektive urladdningseffekten. För varje tidssteg beräknas en skalningsfaktor (setting) baserat på P_{meas} och de andra två variablerna beroende på laddning eller urladdning. Denna faktor multipliceras sedan med den maximala effekten (P_{store} eller P_{feed}) och används för att uppdatera P_{set} vilket är batteriets börvärde. Batteriernas kapacitet bestämdes sedan genom att diskret integrera batteriets effektbidrag P_{set} över varje tidssteg enligt ekvation 3.2.

$$E_B = E(t_0) + \sum_{k=1}^n P_{set}(t_k) \Delta t \quad (3.2)$$

Tidssteget i denna simulering är alltid en timme samt P_{set} är i MW vilket leder till att kapaciteten redovisas i MWh. För att dimensionera batteriet enligt verkliga parametrar med dels verkningsgrad, (η) och dels den maximala utnyttjande graden, (DoD) detta visas i ekvation 3.3.

$$E_{BAT} = \frac{(E_B^{\max} - E_B^{\min})}{DoD \cdot \eta} \quad (3.3)$$

I simuleringen väljs $\eta = 0.95$ och $DoD = 0.8$.

3.8 Scenarion och genomförande av simuleringar

För att analysera flexibilitetsåtgärders påverkan på distributionsnätet definierades ett antal scenarier baserade på olika driftfall, belastningsnivåer och åtgärder. Samtliga simuleingar genomfördes i PowerFactory med samma nät- och batterimodell som beskrivits i tidigare avsnitt. Tabell 3.4 redovisar översiktligt vilka scenarier som har inkluderats, varaktigheten för dessa samt en kort beskrivning.

Tabell 3.4: Simulerade scenarier

Scenario	Varaktighet	Beskrivning
A	2 Veckor	Vinter höglast
B	2 Dagar	Vinter höglast
C	2 Dagar	Sommar
D	2 Dagar	40% Ökning
E	2 Dagar	Industriell verksamhet
F	2 Dagar	Kundflexibilitet
G	2 Timmar	Omlednig (FSA1)
H	2 Timmar	Omlednig (FSB1)

3.8.1 Referensscenarier

Som grund för jämförelse användes scenarier med icke modifierad lastdata. Simuleringsperioder valdes baserat på ett tidsintervall med hög respektive låg belastning för att studera skillnader mellan årstider då hög respektive låg last korrelerar med

utomhustemperatur. Utöver årstider simulerades även en kortare och en längre tidsperiod för att studera tidsupplösningens påverkan.

- Scenario A (Vinter 2 veckor): Ett höglastfall där nätet var under en extrem belastning under en lång period.
- Scenario B (Vinter 2 dagar): Ett urklipp ur scenario A där lastens amplitud varierade kraftigt över dygnet.
- Scenario C (Sommar 2 dagar): Ett scenario baserat på lastdata från en period med lägre belastning.

3.8.2 Belastningsscenarier

För att studera nyttan med flexibilitet konstruerades ett urval av modifierad lastdata. Scenario B valdes som referens och modifierades i syfte att efterlikna realistiska händelser.

- Scenario D (40% Lastökning): Ett höglastfall där lasten skalades upp till 140% av nominell nivå för att representera en utbyggnad av bostadsområden under varje nätstation.
- Scenario E (Industriell Verksamhet): Lastprofilen modifierades till att representera industriell drift genom att öka belastningen under dagtid (7-18) med ett nominellt effektsteg på 1MW.
- Scenario F (Kundflexibilitet $\pm 10\%$): Ett scenario där lasten tilläts variera $\pm 10\%$ för att representera efterfrågeflexibilitet.

3.8.3 Fel- och omkopplingsscenarier

För att studera nätets robusthet analyserades scenarier med avbrott och omkoppling:

- Scenario G (Avhjälpning av fel i FSB1): Ett fel i FSB1 modellerades och åtgärdades genom omledning via B5A2 under två timmar vid topplast
- Scenario H (Avhjälpning av fel i FSA1): Ett fel i FSA1 modellerades och åtgärdades genom omledning via B5A2 under två timmar vid topplast

3.8.4 Genomförande av simuleringar

Samtliga scenarier simulerades över definierade tidsperioder med timupplösning utifrån lastdata beskriven i kapitel 3.4. Låmpliga scenarier simulerades sedan med en anpassad batterilösning baserat på scenariet. Relevanta resultat för varje simulering extraherades i form av bild på nätmodell samt utvalda grafer på belastningsnivåer och effektflöden baserat på aktuellt scenario. I Figur 3.4 visas ett urklipp ur modellen när ett scenario simuleras.

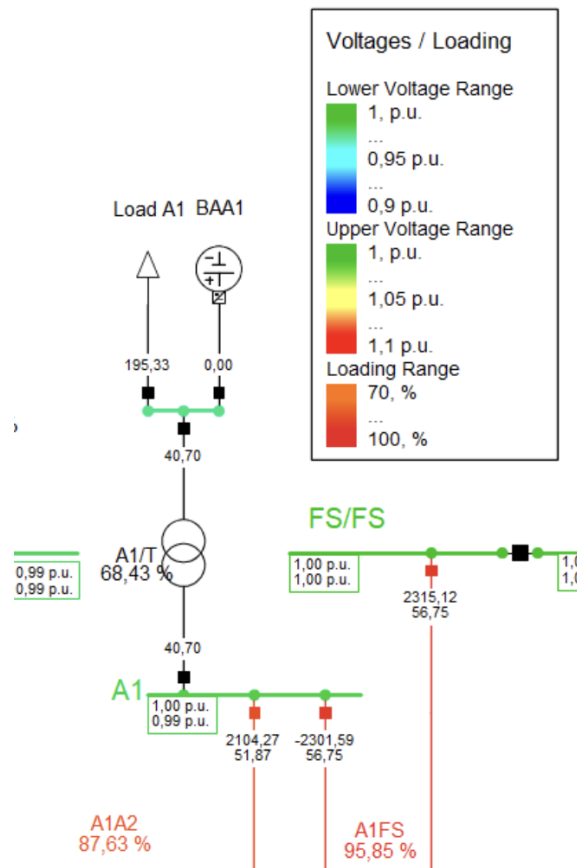
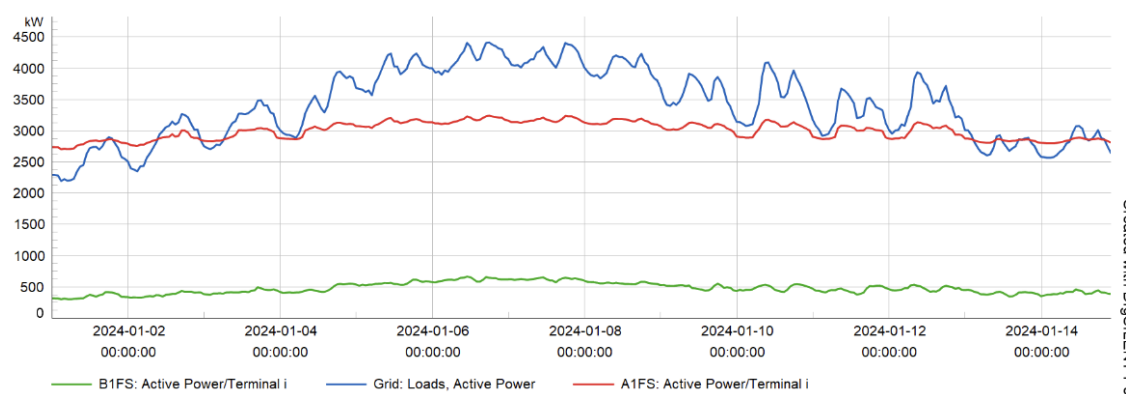


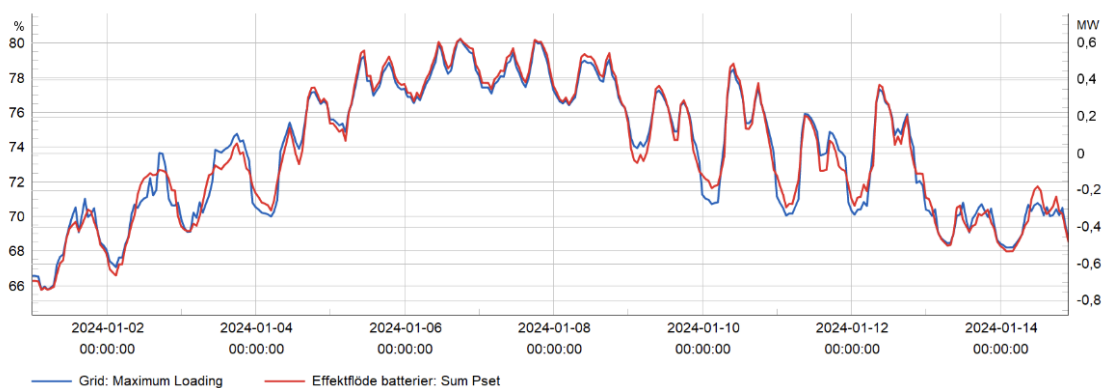
Figure 3.4: Nätet under en period med hög belastning för att illustrera belastningsvariation och färmärkning

Varje komponent i bilden har den maximala belastningen i procent under komponentens namn, exempelvis A1FS 95,85%. Utöver belastningen så visas effektflöden i kilowatt samt aktuell belastning, detta vid det sista simulerade tidssteget. Varje nätstation har spänningvärdet noterat i p.u. där det översta är maximal och understa är minimal. Denna typ av bild användes för att snabbt ge en överblicksbild i vilka komponenter som har hög belastning samt spänningsnivåer. Under studiens gång markerades komponenter med över 70% last med en röd färg av programmet för att ge en visuell förstärkning av högre belastningar. I nätbilderna indikeras spänningen i varje nod med färg. I grafen i Figur 3.5 redovisas hur laster har flödat vid ett simuleringsstillfälle.



Figur 3.5: Exempel på lastkurva

Dessa grafer användes till att studera lastflöden, speciellt när batterier skulle implementeras för att få en överblick av vilka effekter som skulle reduceras. I Figur 3.6 visas en graf på belastning och effektförbrukning från batteriet.



Figur 3.6: Exempel på belastningskurva och batterieffekt

Den vänstra axeln redovisar belastning i procent samt den högra axeln redovisar effekten batteriet upptar eller tillför i MW. Ett negativt värde på batterieffekten innebär att batteriet upptar och positivt värde innebär tillförsel av effekt. Grafen för batteriet är alltid summan av alla batteriers effekt ifall flera är utplacerade samt datan användes för att räkna ut batterikapaciteten i ekvation 3.3. Belastningen i procent avser den högsta belastningen på nätet vid varje givet tillfälle. Ur denna graf hämtades högsta och lägsta värdet ut.

4

Resultat

Detta kapitel avser att redovisa resultaten från simuleringarna. Resultat för varje scenario är sammanställt i tabeller. Dessa tabeller innehåller uppskattad batteristorlek, den högsta respektive lägsta maximala belastningen samt differensen mellan högsta- och lägsta belastning. De siffror som framställs i tabellerna är hämtade ifrån figurerna i appendix med hjälp av metoden som framställs i Kapitel 3.8.4. Samtliga scenarion återfinns i Tabell 3.4.

4.1 Referensscenarier

4.1.1 Scenario A

Figur A.1 och A.2 redovisar nätet och lastflöden utan stöd av batteri. Ur grafen i A.2 observeras att mellan datumen 4:e Januari och 12:e Januari är belastningen relativt hög. Figur A.3 och A.4 visar nätet och lastflöden med batterier under varje relevant nätstation. I nätmodellen i Figur A.3 är det möjligt att se att belastningen på kablarna och transformatorerna har minskat. Samtidigt som kurvan i A.4 har plattats ut. I Tabell 4.1 redovisas extremvärden på belastningen utan och med batteri. Utifrån tabellen går det även att se att effektavvikelsen (Δ) minskar med batteri.

Tabell 4.1: Scenario A resultat

Scenario A	Batteristorlek	Belastningsgrad		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	47,56	95,85	48,29
Med	64.50	65,55	79,71	14,16

4.1.2 Scenario B

Figur B.1 och B.2 redovisas nätet och lastflöden i referensfallet för Scenario B. Ur grafen B.2 noteras att belastningen varierar över dygnet med tydliga toppar. Figur B.3 och B.4 redovisar nätet och lastflöden med batteri. Figur B.4 är det möjligt att se att den maximala belastningen på nätet. Det går även att se att variationen i last över tiden har minskat och att kurvan har jämnats ut jämfört med B.2. I Tabell 4.2 visas min och max värden på belastning före och efter batteri.

Tabell 4.2: Scenario B resultat

Scenario B	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	62,91	90,71	27,8
Med	6,43	73,32	78,29	4,97

4.1.3 Scenario C

Figur C.1 och C.2 redovisar nätet och lastflöden under sommaren, det vill säga en period med lägre belastning. Ur grafen i C.2 observeras att belastningen är betydligt lägre jämfört med motsvarande vinterfall (Scenario B). I nätmodellen C.1 kan det observeras att samtliga komponenter har låg maximal belastning. Detta scenario använder inte något batteri. Tabell 4.3 redovisar belastningen.

Tabell 4.3: Scenario C resultat

Scenario C	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	8,63	20,10	11,47

4.2 Belastningsscenarier

4.2.1 Scenario D

Figur D.1 och D.2 visar nätet och lastflöden utan batteri vid en lastökning på 40% under en redan högbelastad tvådagarsperiod. I jämförelse med tidigare scenarier ligger belastningen på en betydande högre nivå och flertal komponenter överstiger 100%. Motsvarande fall med ett batteri går att se i Figur D.3 och D.4. I nätmodellen D.3 observeras en reducerad belastning. I grafen D.4 noteras det även att variationen i belastningen över tid har minskat. Se Tabell 4.4 för skillnad på värden med och utan batteri. Observera skillnaden i Δ .

Tabell 4.4: Scenario D resultat

Scenario D	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	85,28	126,00	40,72
Med	8,25	104,51	109,47	4,96

4.2.2 Scenario E

Figur E.1 och E.2 visar nätet och lastflöden utan batteri vid införande av industriell last. I Figur E.2 syns det ökade laststeget tydligt under dagtid varpå komponenterna i Figur E.1 blir hårt belastade. Efter batteri implementering i nätmodellen i Figur E.3 minskar belastningen markant, detta blir även tydligt i Figur E.4 där laststeget

och batteriets inverkan på nätet blir tydligt. Tabell 4.5 redovisar tydligt hur den maximala lasten sjunker med batteri samt hur skillnaden mellan maximal belastning och minimal belastning.

Tabell 4.5: Scenario E resultat

Scenario E	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	67,23	131,59	64,36
Med	6,87	78,21	95,13	16,92
Med*	6,87	66,34	85,54	19,2

*Avser last på transformator där laststeget är anslutet (T6)

4.2.3 Scenario F

I Scenario F studeras effekten av kundflexibilitet. I jämförelse med Scenario B går det att se att kurvan i figur F.2 är plattare samt att F.1 har lägre belastade komponenter. När batteri implanteras, vilket visas i figur F.3 och F.4, förändras belastningsprofilen ytterligare. Det kan observeras att variationen i belastning över tid minskar och att topparna reduceras. Se Tabell 4.6 för värden på belastning. Tabellen visar att Δ minskar i scenariot med batteri jämfört med både referensfallet och fallet med enbart kundflexibilitet.

Tabell 4.6: Scenario F resultat

Scenario F	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan*	N/A	62,91	90,71	27,8
Utan**	N/A	66,07	84,54	18,47
Med	4,01	73,46	75,77	2,31

*Avser referensfall i scenario B

**Avser kundflexibilitet implementerad

4.3 Fel- och omkopplingsscenarier

4.3.1 Scenario G

Figur G.1 redovisar nätet med fel i FSB1 med omledning via B5A2 i referensfallet utan batteri. Detta under en tvåtimmarsperiod. I nätmodellen framgår att belastningen omfördelas till andra delar av nätet till följd av omledningen. Detta resulterar i att vissa komponenter uppnår höga belastningsnivåer jämfört med normal drift. Figur G.2 visar motsvarande scenario med batterilager. I nätmodellen kan det observeras att belastningen i vissa av de mest belastade komponenterna är lägre jämfört med G.1. Se Tabell 4.7 för jämförelse i maximal belastning med och utan batteri.

Tabell 4.7: Scenario G resultat

Scenario G	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	N/A	103,82	N/A
Med	1,37	N/A	91,51	N/A

4.3.2 Scenario H

I Figur H.1 visas nätet vid ett fel i FSA1, där omledning sker via B5A2 i referensfallet utan batteri under en tvåtimmarsperiod. Till följd av omledningen sker en omfördelning av belastningen i nätet, vilket medför att vissa komponenter belastas i högre grad än vid normal drift. I Figur H.2 presenteras motsvarande scenario med batterilager. Här kan det noteras att belastningsnivåerna i vissa av de mest utsatta komponenterna är lägre jämfört med fallet i Figur H.1. En sammanställning av den maximala belastningen för respektive fall redovisas i Tabell 4.8.

Tabell 4.8: Scenario H resultat

Scenario H	Batteristorlek	Belastning		
Batteristatus	MWh	Min (%)	Max (%)	Δ
Utan	N/A	N/A	187,79	N/A
Med	5,47	N/A	94,65	N/A

4.4 Sammanställning

Tabell 4.9 redovisar en sammanställning av resultaten för samtliga scenarier. Av tabellen framgår det hur batterilager påverkar belastningsvariationerna i nätet för relevanta scenarier. För Scenario A–F kan det observeras att Δ_{MED} är lägre än Δ_{UTAN} , vilket innebär att variationen i belastning minskar i dessa fall. Kolumnen Δ_{TOPP} visar skillnaden i toppbelastning utan och med batteri. Vidare framgår att minskningen i topplast varierar mellan scenarierna och minskar mest i Scenario H. I scenarier där batteri inte används, såsom Scenario C, saknas motsvarande värden för jämförelse. För Scenario G och H redovisas endast förändringar i topplast. Kolumnen Δ_{TOPP}/MWh visar relationen mellan minskad topplast och batteristorlek för respektive scenario.

Tabell 4.9: Sammanställning av resultat

	Batteristorlek MWh	Belastningsvariation		Minskning i topplast $\Delta_{TOPP}(\%)$	Δ_{TOPP}/MWh
		$\Delta_{UTAN}(\%)$	$\Delta_{MED}(\%)$		
Scenario A	64,5	48,29	14,16	16,14	0,25
Scenario B	6,43	27,8	4,97	12,42	1,90
Scenario C	N/A	11,47	N/A	N/A	N/A
Scenario D	8,2	40,72	4,96	16,53	2,01
Scenario E	6,87	64,36	19,2*	45,46*	6,61
Scenario F	4,01	27,8	2,31	14,94	3,73
Scenario G	1,37	N/A	N/A	12,31	8,99
Scenario H	5,47	N/A	N/A	93,14	17,03

*Avser belastning vid transformator

4.5 Sekundära resultat

I samtliga nätbilder noteras ett spänningsfall som gradvis ökar baserat på distans från det matande nätet. Det högsta observerade spänningsfallet observerades i scenario Figur D.6 där spänningen sjönk till 0,943 p.u. I Figur D.5 där batteriet implementerades hade spänningsfallet minskat till 0,949. Utöver spänningsfallet noterades även en minskning i förluster. I Figur E.5 och E.6 noteras dels en amplitudskillnad men även ett sänkt medelvärde för förlusterna från 111,94kWh till 105,83 kWh.

5

Analys och diskussion

5.1 Tolkning av resultat

I detta avsnitt tolkas resultaten från simuleringarna med fokus på hur batterilager påverkar belastning och effektflöden i nätet. Resultaten jämförs mellan de olika scenarierna för att identifiera hur variationer i lastprofil, driftfall och batteristorlek påverkar nätets belastningsnivåer och kapacitetsbegränsningar. Vidare analyseras hur flexibilitetsresurser påverkar belastningsvariationer och topplast i nätet samt i vilken utsträckning dessa lösningar kan reducera belastningen i kritiska komponenter.

5.1.1 Analys av referensscenarierna

Referensscenarierna A, B och C användes för att analysera hur batterilager påverkar nätet under normala driftförhållanden samt hur variationer i årstid och tidsperioder påverkar nyttan av flexibilitet. Resultaten visar tydligt att batterilagrens effektivitet är starkt beroende av lastprofilens utformning, framförallt hur länge belastningen ligger över nätets genomsnittliga nivå.

I Scenario A observeras en långvarigt förhöjd belastning i nätet. Till skillnad från flera av de övriga scenarierna bestod belastningen inte främst av kortvariga effekttoppar utan av en flera dagar lång period med förhöjd belastning. Detta innebar att batteriet behövde leverera effekt under långa sammanhängande tidsperioder för att reducera belastningen. För att upprätthålla denna urladdning krävdes därför en mycket stor energikapacitet. Resultatet visar därmed en viktig begränsning med batterilager i distributionsnät, även om batteriet kan reducera belastningen krävs stora energimängder när nätet är högt belastat under lång tid. Detta framgår i Tabell 4.9 där scenario A hade lägst nytta i förhållande till batteristorlek. Batteriet blev i detta fall stort eftersom problemet främst utgjordes av långvarig hög belastning snarare än kortvariga effekttoppar.

I Scenario B analyserades ett kortare vinterfall över två dygn. Detta gav batteriet bättre möjligheter att ladda under perioder med lägre belastning och därefter reducera belastningen under topplasttimmarna. Jämfört med scenario A krävdes därför en betydligt mindre energikapacitet för att uppnå en liknande reduktion av topplasten. Resultatet visar att batterilager är mer effektiva i nät där belastningen varierar kraftigt över tid och där höga belastningar uppstår under kortare perioder. Scenario C, som representerar sommarförhållanden, observerades generellt lägre be-

lastning och mindre variationer i nätet jämfört med vinterfallen. Belastningen låg under större delen av simuleringen långt ifrån nätets kapacitetsgränser, vilket innebär att behovet av effekttoppsbegränsning var begränsat. Därför implementerades aldrig något batteri.

5.1.2 Analys av belastningsscenarierna

Den tydligaste påverkan observerades i scenario D där lasten ökades med 40% från referensfallet. I detta scenario blev belastningsvariationerna betydligt större och flera komponenter närmade sig sina kapacitetsgränser under topplasttimmarna. Batterilagret kunde reducera dessa toppar och därmed minska belastningen på de mest utsatta ledningarna och transformatorerna. Belastningsprofilen blev samtidigt jämnare eftersom batteriet aktivt reducerade de högsta effekterna under kortare perioder. Trots detta kvarstod en generellt hög belastningsnivå under vissa delar av simuleringen, vilket visar att batteriet främst reducerade tillfälliga effekttoppar snarare än den genomsnittligt höjda belastningen.

I Scenario E där ett laststeg som motsvarar en industri applicerats på dagtid observeras höga belastningar på vissa komponenter i referensfallet. Resultaten visar att nätet när laststeget är applicerat ligger på en kritisk belastning där systemets driftsäkerhet äventyras. När batteriet implementerats minskade den högsta belastningen dels vid berörd station och dels generellt i nätet. I Scenario E har inte batteriets optimering perfekt applicerats. Detta på grund av begränsningar i batterimodellen. Dock observeras att batteriet sänker den maximala belastningen på komponenterna i nätet och har som störst inverkan vid den hårt belastade stationen. Likt Scenario D noteras en stor förbättring i den maximala belastningen. Vidare möjliggör scenario E att kunden kan installera ett batteri. Skillnaden mellan detta och de övriga scenarios är att i detta fall blir det en punktbelastning. Alltså en belastning som bara förekommer vid en nätstation. Resultaten visar att när en last med punktliknande karaktär förekommer räcker det med att ansluta enbart ett batteri vid den ökade lasten. I ett sådant fall hade kunden dels kunnat använda batteriet för egen ekonomisk vinning genom att ladda batterilagret när elen är billig samt en potentiell ekonomisk ersättning från nätbolaget hade kunnat vara aktuell.

Scenario F, där kundflexibilitet modellerades genom variation av lasten med $\pm 10\%$, visade att även mindre förändringar i elanvändningen kunde bidra till att reducera belastningsvariationerna. I Tabell 4.6 framgår det att enbart kundflexibilitet leder till en lägre differens mellan hög- och lågbelastning i nätet. När kundflexibiliteten kombinerades med batterilager blev effekten ännu tydligare, där både topplast och belastningsvariationer reducerades ytterligare. Resultaten visar därmed att styrbara laster och energilager fungerar väl tillsammans eftersom de kompletterar varandra genom att både flytta och lagra energi över tid. Styrbara laster är fortfarande under utveckling, vilket tidigare beskrivits i Kapitel 2.2.2. I takt med att fler resurser såsom elfordon, värmepumpar och smarta hushållssystem ansluts till elnätet ökar även den potentiella flexibiliteten i distributionsnäten. Individuellt har dessa resurser relativt liten påverkan, men när många mindre laster samordnas kan den sammanlagda

effekten bli betydande. Detta innebär att framtidens lokalnät i större utsträckning kan använda efterfrågefleksibilitet för att reducera effekttoppar och därmed förbättra utnyttjandet av befintlig nätkapacitet.

5.1.3 Analys av fel- och omkopplingsscenarier

I omkopplingsscenarierna G och H observerades mycket höga belastningar under korta tidsintervall då linjerna reservmatades genom varandra. Här visade batterilagren störst relativ nytta då de kunde reducera de tillfälliga topplasterna under de kritiska timmarna. Resultaten visar att batterilager inte enbart kan användas för att reducera effekttoppar under normal drift, utan även bidra till ökad driftsäkerhet och förbättrade driftförhållanden vid fel och omkopplingar i nätet.

Ur resultatet framgår det att batteriernas verkan ökar kraftigt när belastningstopparna är korta och har hög amplitud. I den högra kolumnen i Tabell 4.9 redovisas den kapade belastningstoppen i procent delat med den totala batteristorleken. Låga värden tyder på att det krävs en hög kapacitet i förhållande till effekttopp respektive höga värden tyder på att låg kapacitet i förhållande till effekttopp. Ur tabellen observeras att där nyttan blir sämst är vid Scenario A, detta för att batteriet måste ladda ur under en längre period då lasten är över medelvärdet under en längre tid. I jämförelse med Scenario H och G är nyttan avsevärt större.

5.1.4 Analys av sekundära resultat

Likt resultatet visar uppstod ett spänningsfall på linjen. I de scenarion med ökad belastning från standardfall var fallen som högst. Då fallet var som störst i Scenario D togs utökade resultat i det fallet där bilder på spänningsgrafer redovisades. Den marginella inverkan av batteriet samt dimensioneringskraven gjorde att spänningsfall inte analyseras vidare. Det kan konstateras att spänningsfallen på linjerna ökade med avståndet från det matande nätet som hölls till en spänning på 1.0 p.u (10kV). Vidare verkar inte batterier ha haft någon markant påverkan på spänningsnivåerna.

Förutom spänningsfallet noterades under studiens gång en minskning av förluster. Scenario E valdes som analyspunkt, och i det scenariot hade förlusterna minskat med 5,4%. Detta överensstämmer med teorin, då majoriteten av förlusterna i kablar och transformatorer är värmeförluster som beräknas genom I^2R . Att minska effekttopparna och således den maximala strömmen leder alltså till att de sammantagna förlusterna i systemet minskar.

5.1.5 Analys av flexibilitet som helhet

Sammantaget visar resultaten att flexibilitetslösningar har stor potential att minska både belastningstoppar och belastningsvariationer genom batterilager och flexibel efterfrågan. Studien visar att kapacitet kan frigöras i alla studerade scenarion. Således kan både förstärkning av nätet undvikas och nya laster anslutas. Störst nytta sker när amplitudskillnaderna ökar, scenario E, G och H, mest kapad effekttopp i

förhållande till batteristorlek. Detta kan härledas till Kapitel 2.4 där förändringen i nettobelastning mellan två efterföljande tidssteg beskrivs som ett problem för dagens distributionsnät. Vidare ses en stor nytta av flexibilitet vid scenario E, förutom att batteriet avhjälper stora delar av kapacitetsproblemen så finns det också i detta scenario en möjlighet för kunden själv att installera batterier samt solceller som även dom hade minskat belastningsvariationerna på nätet.

5.1.6 Avvikelser i resultat

Avvikelser i resultaten bör vara tämligen låga då simuleringsverktyget möjliggör exportering av numeriska värden ur grafer, en funktion som användes under all datainsamling. Däremot estimerades batteristorlekar genom formeln beskriven i metod. Denna estimering tog inte hänsyn till initial laddningsnivå samt potentiella under- och överskridningar vilket leder till att batteriets laddningsnivå inte har beaktas. Således kan denna varit över 100% samt under 0%.

5.2 Diskussion

5.2.1 Tillämpning av dimensioneringsprinciper och ekonomiskaperspektiv

När simuleringarna utförts och scenariorna analyserats valdes de 3 scenarion där belastningen uppgått till högst nivåer, Scenario D, E och H. I dessa scenarion överskreds en eller flera komponenters kritiska belastningsnivå innan batterilager implementerades. Belastningen syftar till den maximala effekt en komponent kan hantera vid det givna tillfället. Kritisk nivå i dessa fall ansågs vara 70% för kablar samt 100% för transformatorer enligt dimensioneringskraven i Kapitel 3.2. När batteriet applicerats hämtades komponenter med kritisk nivå ut både före och efter implementering dessa redovisas i Tabell 5.1.

Tabell 5.1: Komponenter vid kritisk nivå

	Scenario D	Scenario E	Scenario H
Kritiska komponenter utan batteri	A1FS; A1A2; A2A3; A3A4(A/B); A4A5_A; A5A6_A; A1T; A6T; A9T	A1FS; A1A2; A2A3; A3A4(A/B); A4A5_A; A5A6_A; A6/T1; A6/T2	B4B5; A2B5; A2A3
Komponenter som inte längre behöver bytas	A3A4_B; A5A6_A; AT1; AT7; AT9	A3A4_B; A4A5_A; A5A6_A; A6/T1; A6/T2	B4B5_B

Tabell 5.1 visar att komponenterna som behöver ersättas minskar när batteriet implementeras. För att kunna ta hänsyn till den ekonomiska aspekten har relevanta komponenters priser för både material och arbete tagits fram, dessa redovisas i Tabell 5.2.

Tabell 5.2: Prislista för utbyte av komponenter

Kabel och schaktning		
Kabel PEX 3x240 12kV. T	341357	kr/km
Schakt tätort	860293	kr/km
Nätstation och transformator		
Nätstation 800kVA	370917	kr/st
Tranformator 12/0,4kV, 800kVA	223754	kr/st
Nätstation 2x1250kVA	802928	kr/st
Tranformator 12/0,4kV, 1250kVA	283371	kr/st

Vidare beräknas priserna för respektive scenario. Då behovet till utbyggnad enbart minskar med en kabel i Scenario H analyseras inte detta scenario. I Tabell 5.3 visas kostnaden, priserna är kalkylerade baserat på kablarnas längd samt vilken typ av transformator som behövde installeras. Priset för batterier antogs vara 125\$/kWh enligt [19] samt kursen för dollar hämtades 260508, och batteristorleken hämtades från respektive Scenario.

Tabell 5.3: Priser för utbyte av kritiska komponenter

	Pris utan batteri	Pris med batteri	Differens
Scenario D	4182506	11610430	7427924
Scenario E	3484792	9813703	6328910

Beloppen i tabellen redovisas i kronor. I dessa två fall är det inte lönsamt, i båda fallen är investeringskostnaderna för ett batteri i paritet till nätutbyggnad cirka 3 gånger så stora. För att ett batteri ska vara lönsamt vid nätutbyggnad krävs det 0,958km kabel som behöver bytas ut per installerad MWh. Problemet för lönsamhet i detta nät är att avstånden är för korta samt att skillnaden i toppbelastning mellan komponenter är tämligen stor. Om belastningen i normaldriftsfall hade varit jämnare mellan komponenterna, så att flera komponenter behöver bytas samtidigt vid förändrad lastprofil, hade lönsamheten ökat.

Studien visar att batterier har nättekniska fördelar både för olika driftscenarion och för att frigöra kapacitet. Samtidigt visar studien att batterilager i dagsläget är svåra att motivera ekonomiskt som en fullständig ersättning till traditionell nätutbyggnad i det studerade nätet. Detta beror främst på att flera av nätets flaskhalsar orsakas av långvarigt hög belastning snarare än kortvariga effekttoppar. För att hantera dessa driftfall krävs batterilager med stor energikapacitet, vilket leder till höga investeringskostnader. I det studerade nätet visade resultaten därför att traditionella nätförstärkningar, såsom kabelbyten och utbyte av transformatorer, i många fall fortfarande är mer ekonomiskt rimliga. Trots detta finns flera situationer där batterilager kan vara ett mer attraktivt alternativ. I nät där kapacitetsproblemen främst orsakas av kortvariga och återkommande effekttoppar kan batterilager minska belastningen tillräckligt mycket för att skjuta upp behovet av nätförstärkningar. Utöver besparingar från minskat behov av nätförstärkning kan batterier delta på marknader kring stödtjänster som skulle kunna öka lönsamheten.

5.2.2 Diskussion av sociala perspektiv

I litteratur kopplat till social hållbarhet kring framställningen av råmaterial till batterier radas otaliga risker upp [20] [21]. Länder där dessa material utvinns tenderar att vara under utveckling och länder där efterfrågan finns är rika länder. Domingues m.fl. beskriver att utvinning och framställning av material som används i batteritillverkning är förknippade med risker såsom barnarbete, orättvisa löner, bristande hälsa och säkerhet samt korruption [20, s. 13]. Vidare visar UN's rapport att Kina i nuläget innehar stora marknadsandelar för dom flesta metallerna [21, ss. 15-16]. Detta anses av flera forskare vara ett problem, enligt [22] är EU's beroende av Kina ett växande problem. Geo- och handelspolitiska oroligheter kan göra att priser svänger kraftigt och att batterilager blir en bristvara. Dessa studier tyder alltså på att det finns sociala risker med en övergång till batteriteknik både lokalt och globalt. Där både handel och människorättsfrågor ses som stora problem.

5.2.3 Diskussion av ekologiska perspektiv

Ur ett ekologiskt perspektiv finns både positiva och negativa aspekter kopplade till batterilager. Batterilager kan bidra till ökad integration av förnybar energi och minska behovet av fossil reservproduktion genom att lagra energi och jämna ut variationer i belastning [23]. Samtidigt är tillverkningen av batterilager förknippad med betydande miljöpåverkan eftersom produktionen kräver stora mängder energi och råmaterial. Utvinning av material såsom litium, kobolt och nickel kan dessutom påverka mark, vatten och ekosystem negativt [23].

Enligt Ngoy m.fl. kan förbättrade återvinningsprocesser minska batteriers miljöpåverkan. Genom att återvinna stora mängder värdefulla material såsom litium, kobolt och nickel. Det beskrivs att en process som kallas hydrometallurgi kan återvinna 80% av materialen. Effektiv återvinning kan därmed minska behovet av ny råmaterialutvinning och bidra till ett mer cirkulärt energisystem [6].

5.3 Modell- och scenarioutvärdering

I detta kapitel kommer metoden som helhet att utvärderas för att peka på brister och förbättringsmöjligheter.

5.3.1 Antaganden och förenklingar

Modellen baserades på två antaganden

1. Effektfaktor $\cos(\varphi) = 0,99$:

Detta antagande leder till att den reaktiva effekten som flödade på linjen var låg. Antagandet påverkade inte den maximala belastningen på grund av att belastningen kalkylerades, med ström och spänning, så uppnåddes fortfarande samma amplitud

på den totala skenbara effekten. Däremot kan spänningsfallet i modellen ha påverkat, då spänningsfallet i en kabel är starkt knuten till den reaktiva effekten som flödar på linjen. Detta enligt sambandet för spänningsfall:

$$\Delta V \approx \sqrt{3}(RI\cos\varphi + XI\sin\varphi) \quad (5.1)$$

Där spänningsfallet beror på effektfaktorn ($\cos(\varphi)$), strömmen i ledningen samt ledningens resistans och reaktans. Då effektfaktorn i vårt fall bestämdes till att vara nästintill enbart resistiv blir bidraget från den reaktiva komponenten lågt. För att effekten av den reaktiva delen skall vara stor krävs dock en hög $\frac{X}{R}$ kvot, i ett kraftsystem med korta kablar som ligger förlagda under jord så är ofta $\frac{X}{R}$ kvoten låg, vilket tyder på en resistiv ledning. Detta gäller även för denna modell som vars $\frac{X}{R} < 1$. Då teorin inte tydligt visar att antagandet kan ha inducerat stora märkbara fel i spänningsfall eller belastning anses antagandet inte ha påverkat resultatet.

2. Verkningsgraden för batteriet $\eta = 0,95$ och den maximala utnyttjandegraden för batteriet $DoD = 0,8$:

Parametrarna påverkade enbart storleken på batterierna som dimensionerades. Dessa värden anses dock vara realistiska och verklighetstroga. Däremot hade högre respektive lägre val lett till att batteriets storlek minskat respektive ökat. Storleken på batteriet påverkar kostnaden och därmed analysen av hur lönsamt batteriimplementering är.

Utöver dessa antaganden kan flertalet avskalningar och förenklingar i modellen påverkat resultatet. När kabeltyper valdes beaktades enbart märkspänning, märkström, tvärsnittsarea och ledarmaterial. Isoleringsegenskaper, halvledarmaterial och övriga parametrar har inte kontrollerats exakt för att korrelera med verklig data. Samma gäller transformatordata där enbart märkeffekt och spänningsnivåer beaktades. Förutom begränsad exakthet i kablar och transformatorer modulerades det externa nätet som en oändlig effektkälla vilket inducerar ytterligare en felparameter. Brytare, isolatorer och annan stöd- och säkerhetsutrustning i nätet är heller inte beaktat i modellen.

Vad dessa avskalningar och antaganden inducerat för fel i det slutgiltiga resultatet är svårt att säga. Eftersom studiens karaktär enbart beaktar belastningsnivå och lastflöde bör inflytandet från dessa felkällor vara försumbart. Målet och principen var aldrig att bestämma en exakt lösning för just detta nät, utan att studera och analysera flexibilitet och batterilösningar som alternativ till nätutbyggnad.

5.3.2 Batterimodell

Ett designproblem som har påverkat resultaten är batterimodellens begränsade komplexitet. På grund av enbart en insignal samt uniform lastprofil över alla laster var en konsekvent styrning svår att uppnå. Då lasten enbart förändrades en gång per timme kunde effektskillnaderna per steg bli stora. Upplösningen ledde till att styr-

signalen, som baserades på effektflöde på given linje, snabbt kunde förändras vilket i sin tur gör att batteriets börvärde snabbt ändras. Denna typ av förändringar skapar en icke realistisk styrning som gör modellen mindre precis. Utöver det uppstod problem när flera batterier simultant implementerades. Problemen tog form i att batterimodellen dels är lika för varje batteri samt att lasterna följer samma kurva. Detta gör att om flera batterier ska platta till lastkurvan kommer alla reagera samtidigt på samma styrsignal, detta leder till att batterierna kan överreglera. Detta problem begränsade möjligheten till att simulera batterier på olika placeringar och konsekvent kunna bestämma över styrningen.

Utöver designproblemen applicerades även batteristyrningen inkonsekvent. Batteristyrningen implementerades med syfte att minska den högsta toppbelastningen. Denna toppbelastning inföll ofta i samma kabel. Alternativet till denna implementering hade kunnat vara att rikta åtgärderna mot komponenter som hade kunnat undvika utbyte. Hade denna strategi använts hade den kommande priskalkylen kanske varit annorlunda.

5.3.3 Scenarioval och simuleringsmetodik

Under arbetets gång valdes och skapades ett urval av scenarier. Tanken med dessa var att ge en verklighetstrogen och nätanpassad inblick i huruvida batterier och flexibilitet kan användas som komplement. Då alla scenarier utom referensscenarierna (*A*, *B* och *C*) är fiktiva och lastdata för dessa fall är manipulerad introducerar detta en viss avvikelse från verkligheten. Däremot är de resultat som observeras rimliga och enkla att härleda från referensfallen vilket tyder på att de manipulerade lastkurvorna har den effekt som förväntades.

Under studien användes Quasi-Dynamisk Simulering vilken beskrevs i metod. Denna metod utför en serie mätningar baserat på ett bestämt tidsintervall. I denna studie var den enda tillgången på lastdata timme per timme där den bestämdes genom ett genomsnitt över given timme. Detta genomsnitt introducerar en potentiell avvikelse från verklig toppbelastning. Vilket påverkar möjligheten att se hur mycket topplasten kunde begränsas med batterier.

6

Slutsats

De största utmaningarna med att använda flexibilitet som alternativ till traditionell nätförstärkning är kopplade till batterilagrens energikapacitet, kostnad och styrning. Studien visar att batterilager fungerar väl vid kortvariga effekttoppar, men att mycket stora batterikapaciteter krävs när belastningen är hög under längre tidsperioder. Studien visar även att flexibilitetslösningar inte eliminerar alla typer av nätbegränsningar. I flera scenarier kvarstod flaskhalsar i specifika komponenter trots användning av batterilager, särskilt i delar av nätet där den genomsnittliga belastningen redan låg nära kritiska nivåer. Svårigheten vid applikation i svenskt klimat är att effekttopparna samt den genomsnittliga förbrukningen varierar kraftigt beroende av årstid. Detta gör lösningens verkan begränsad under stora delar av året.

De kapacitetsbegränsningar som uppstod i de studerade scenarierna var dels höga topplaster och dels kraftiga variationer i belastning. Med hjälp av batterilager och kundflexibilitet kunde lastprofilen jämnas ut och således minska behovet av nätförstärkning. Däremot kvarstod i många scenarier problem med flaskhalsbeteenden hos vissa komponenter. Om den genomsnittliga belastningen hade överstigit de kritiska nivåerna för komponenterna kunde dessa begränsningar inte adresseras. Biresultatet såsom spänningshållning och minskning av förluster gav inte ett tydligt resultat, därav kan studien inte konstatera hurvida dessa problem kan avhjälpas med batterilager. Batterilager har förluster som uppstår vid lagring och omvandling mellan spänningsformer. Dessa förluster hade troligen kunnat kompenseras emot de minskade förlusterna på nätet vid jämnare belastning. Då belastningsvariationer medför högre förluster då strömmen ökar vid högre effekter. Detta hade kunnat studeras vidare för att se hurvida förlusterna hade kunnat kompensera varandra.

Studien visar att både varierande lastprofiler-, fel- och omkopplingsscenarier kan avhjälpas med flexibilitet. I alla studerade scenarion kunde effekttopparna minskas. För att flexibilitet skall vara lönsamt behöver den genomsnittliga lasten dels inte överstiga komponenternas maximala kapacitet och dels ha ett repeterande mönster över kort tid, exempelvis ett dygn. Studien visar att batterier är dyrare, åtminstone som alternativ i detta nät, detta på grund av tydliga flaskhalsar i nätet. Däremot visar resultatet att batterilösningen frigör kapacitet vilket leder till att det sannolikt finns ett nät där flexibilitet hade varit ekonomiskt applicerbart. Lösningen anses ha stor potentiell lönsamhet i framtiden. Batterilager är en tämligen ny teknik och priskurvan pekar nedåt enligt [19]. Utöver en potentiell besparing i investeringskostnader har batterier flera andra användningsområden som inte beaktats i studien, exempelvis deltagandet i stödtjänstmarknaden.

Social och ekologisk hållbarhet är ett övergripande problem. I dagsläget utvinns råvarorna i länder med dåliga arbetsförhållanden och begränsad hänsyn till hållbarhet. För att batterier skall kunna anses som en framtidslösning behöver produktion och utvinning regleras kraftigare än idag. Samtidigt visar forskning att utvecklingen av effektivare återvinningsprocesser och återanvändning av batterimaterial kan minska behovet av ny råmaterialutvinning och därmed förbättra batteriers långsiktiga hållbarhet.

Sammanfattningsvis visar studien att flexibilitetslösningar i form av batterier och kundflexibilitet har stor potential att komplettera traditionell nätförstärkning genom att reducera effektoppar, jämma ut lastprofiler och frigöra kapacitet i elnätet. Resultaten visar dock att effektiviteten är starkt beroende av belastningsmönster och att flexibilitet inte kan eliminera alla typer av nätbegränsningar, särskilt inte när den genomsnittliga belastningen är hög. Batterilager är i dagsläget därför ett komplement snarare än en fullständig ersättning till traditionell nätutbyggnad.

Trots att batterilager i nuläget innebär höga investeringskostnader visar studien att tekniken har betydande potential, både genom förväntade kostnadsminskningar och genom möjligheten att kombinera flera nyttor, såsom stödtjänster och förbättrad nät drift. Samtidigt kräver en långsiktig hållbar utveckling att både ekologiska och sociala aspekter beaktas, särskilt kopplat till råmaterialutvinning. Med fortsatt teknikutveckling och ökade hållbarhetskrav kan flexibilitetslösningar därför bli en viktig del av framtidens elsystem och bidra till ett mer robust, kostnadseffektivt och hållbart elnät.

För att bredda kunskapen och öka nyttan med flexibilitet hade flera andra punkter kunnat undersökas. R

Referenser

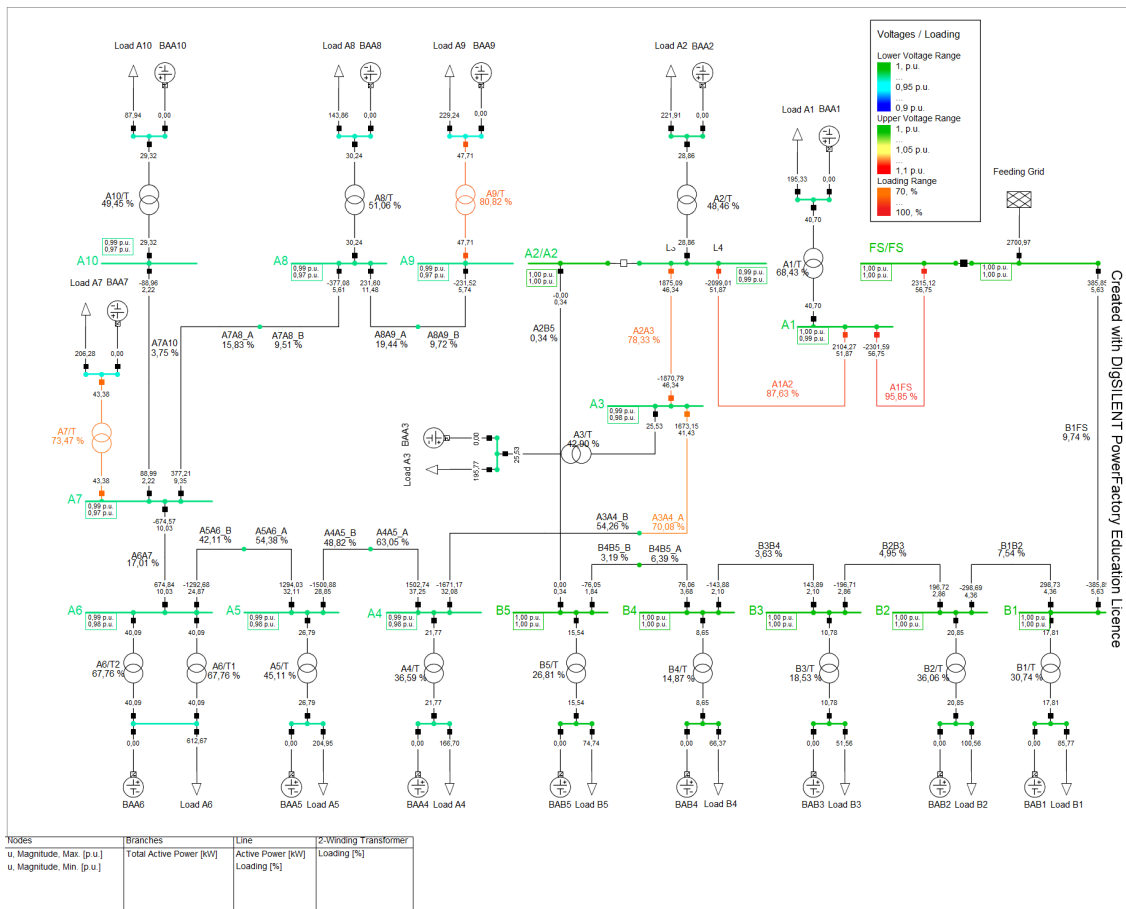
- [1] Europeiska unionen. *Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el*. Hämtad: 2026-05-17. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>.
- [2] M. Zain ul Abideen, O. Ellabban och L. Al-Fagih. "A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation". I: *Energies* 13.11 (2020), s. 2758. DOI: 10.3390/en13112758.
- [3] H. Khajeh, H. Laaksonen, A. S. Gazafrudi och M. Shafie-khah. "Towards Flexibility Trading at TSO-DSO-Customer Levels: A Review". I: *Energies* 13.1 (2020), s. 165. DOI: 10.3390/en13010165.
- [4] S. N. M. Saad och A. H. van der Weijde. "Evaluating the Potential of Hosting Capacity Enhancement Using Integrated Grid Planning Modeling Methods". I: *Energies* 12.19 (2019), s. 3610. DOI: 10.3390/en12193610.
- [5] A. K. Chen, Y. N. Velaga och P. K. Sen. "Future Electric Power Grid and Battery Storage". I: *2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*. 2019, s. 1–6. DOI: 10.1109/TPEC.2019.8662126.
- [6] K. R. Ngoy, V. T. Lukong, K. O. Yoro, J. B. Makambo, N. C. Chukwuati, C. Ibegbulam, O. Eterigho-Ikelegbe, K. Ukoba och T.-C. Jen. "Lithium-ion Batteries and the Future of Sustainable Energy: A Comprehensive Review". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 223 (2025), s. 115971. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2025.115971.
- [7] M. Di Somma, G. Graditi och P. Siano. "Optimal Bidding Strategy for a DER Aggregator in the Day-Ahead Market in the Presence of Demand Flexibility". I: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 66.2 (2019), s. 1509–1519. DOI: 10.1109/TIE.2018.2829677.
- [8] S. Ramírez-López, G. Gutiérrez-Alcaraz, M. Gough, M. S. Javadi, G. J. Osório och J. P. S. Catalão. "Bi-Level Approach for Flexibility Provision by Prosumers in Distribution Networks". I: *IEEE Transactions on Industry Applications* 60.2 (2024), s. 2491–2500. DOI: 10.1109/TIA.2023.3330683.
- [9] A. O. Olasoji, D. T. O. Oyedokun, S. O. Omogoye och C. Thron. "Review of Frequency Response Strategies in Renewable-Dominated Power System Grids: Market Adaptations and Unit Commitment Formulation". I: *Scientific African* 26 (2024), e02357. DOI: 10.1016/j.sciaf.2024.e02357.
- [10] Energimarknadsinspektionen. *Kortare ledtider för elnätsutbyggnad – Utveckla arbetssätt och parallella processer*. Ei R2023:09. Hämtad: 2026-05-17. Energimarknadsinspektionen, 2023. URL: <https://ei.se/om-oss/publikationer/>

- publikationer/rapporter-och-pm/2023/kortare-ledtider-for-elnatsutbyggnad-ei-r202309.
- [11] D. Watari, I. Taniguchi och T. Onoye. "Duck Curve Aware Dynamic Pricing and Battery Scheduling Strategy Using Reinforcement Learning". I: *IEEE Transactions on Smart Grid* 15.1 (2024), s. 457–471. DOI: 10.1109/TSG.2023.3288355.
 - [12] A. Rahimi, M. Zarghami, M. Vaziri och S. Vadhva. "A Simple and Effective Approach for Peak Load Shaving Using Battery Storage Systems". I: *2013 North American Power Symposium (NAPS)*. 2013, s. 1–5. DOI: 10.1109/NAPS.2013.6666824.
 - [13] D. Saha och S. Ganguly. "Optimal Siting, Sizing, and Scheduling of Battery Energy Storage Systems in Power Distribution Networks". I: *2023 IEEE Silchar Subsection Conference (SILCON)*. 2023. DOI: 10.1109/SILCON59133.2023.10405275.
 - [14] L. Thorbjörnsson. *Privat kommunikation*. Maj. 2026.
 - [15] DiGSILENT GmbH. *PowerFactory – Power System Analysis Software*. Hämtad: 2026-04-19. 2026. URL: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
 - [16] DiGSILENT GmbH. *How are transformer and line loading calculated?* Hämtad: 2026-05-07. 2026. URL: <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/how-are-transformer-and-line-loading-calculated.html>.
 - [17] DiGSILENT GmbH. *PowerFactory User Manual / Handbook*. Hämtad via DiGSILENT PowerFactory software. DiGSILENT GmbH. 2024.
 - [18] KTH Royal Institute of Technology. *Compendium for EG2100 Power System Analysis, HT15*. Course compendium, Hämtad: 2026-04-19. 2015. URL: https://www.kth.se/social/files/55e4840cf276544a3848e164/comp_EG2100_HT15.pdf.
 - [19] Ember. *How Cheap is Battery Storage?* Hämtad: 2026-05-17. Ember Energy Research, 2025. URL: <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/12/How-cheap-is-battery-storage.pdf>.
 - [20] A. M. Domingues, R. G. De Souza och J. V. R. Luiz. "Lifecycle social impacts of lithium-ion batteries: Consequences and future research agenda for a safe and just transition". I: *Energy Research and Social Science* 118 (dec. 2024), s. 103756. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103756.
 - [21] United Nations Environment Programme och International Resource Panel. *Financing the Responsible Supply of Energy Transition Minerals for Sustainable Development*. Hämtad: 2026-05-17. Juni 2025. URL: <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/47718>.
 - [22] Q. Xia, A. Månberger och D. Du. "Long on expectations, short on supply: Regional lithium imbalances and the effects of trade allocations by China, the EU, and the USA". I: *Cell Reports Sustainability* 2.6 (juni 2025), s. 100404. DOI: 10.1016/j.crsus.2025.100404. URL: <https://doi.org/10.1016/j.crsus.2025.100404>.
 - [23] M. A. Hannan, A. Q. Al-Shetwi, R. A. Begum, P. J. Ker, S. A. Rahman, M. Mansor, M. S. Mia, K. M. Muttaqi och Z. Y. Dong. "Impact Assessment of

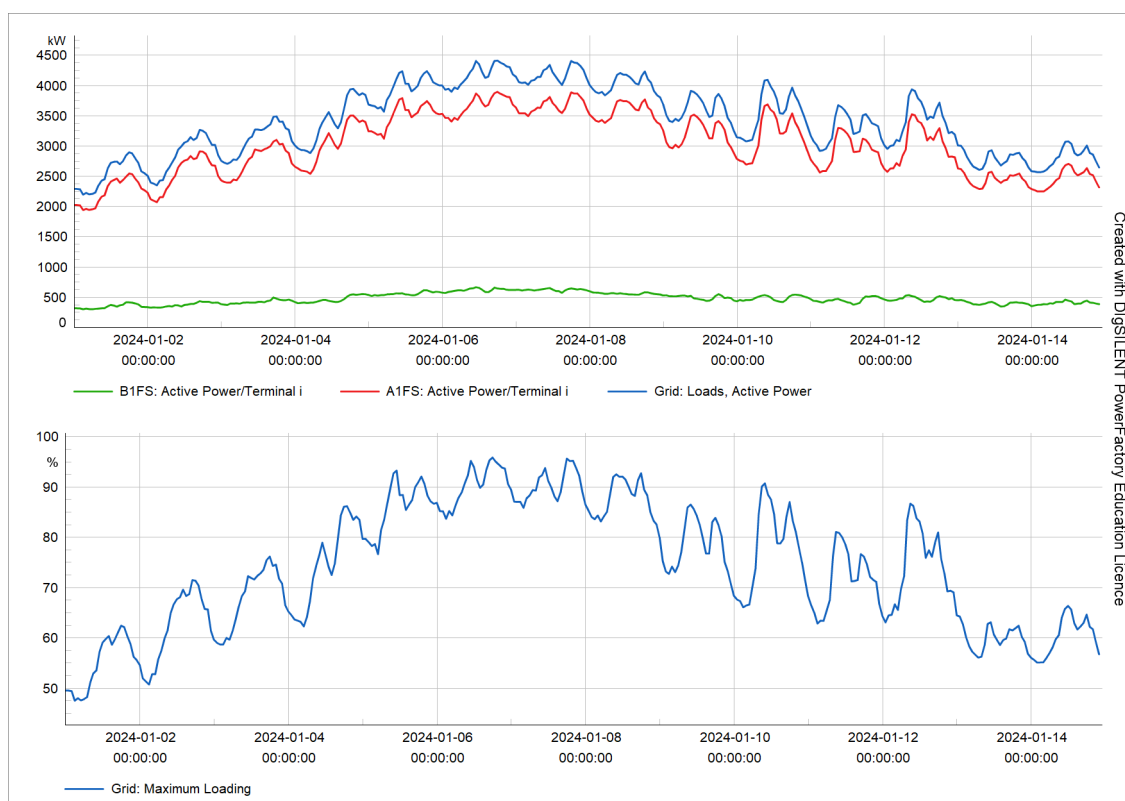
Battery Energy Storage Systems Towards Achieving Sustainable Development Goals”. I: *Journal of Energy Storage* 42 (2021), s. 103040. ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2021.103040.

A

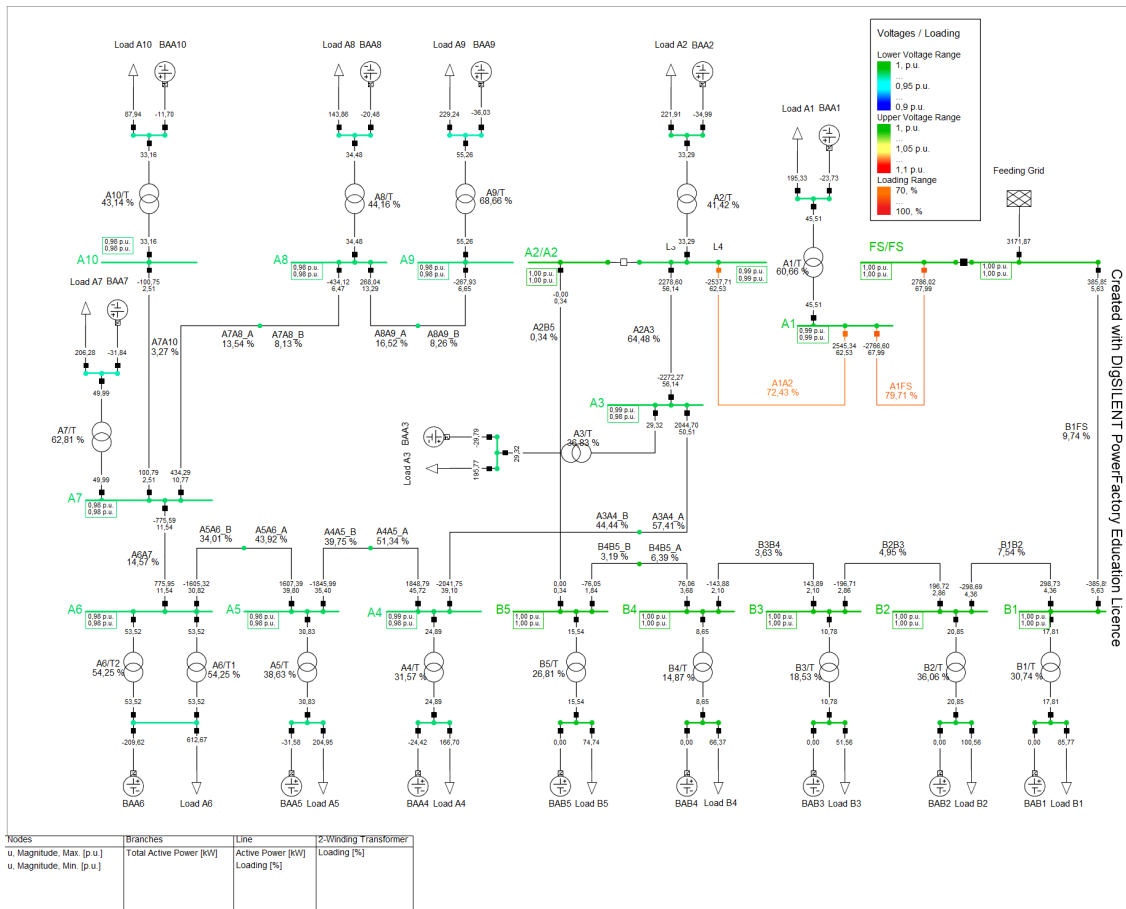
Appendix



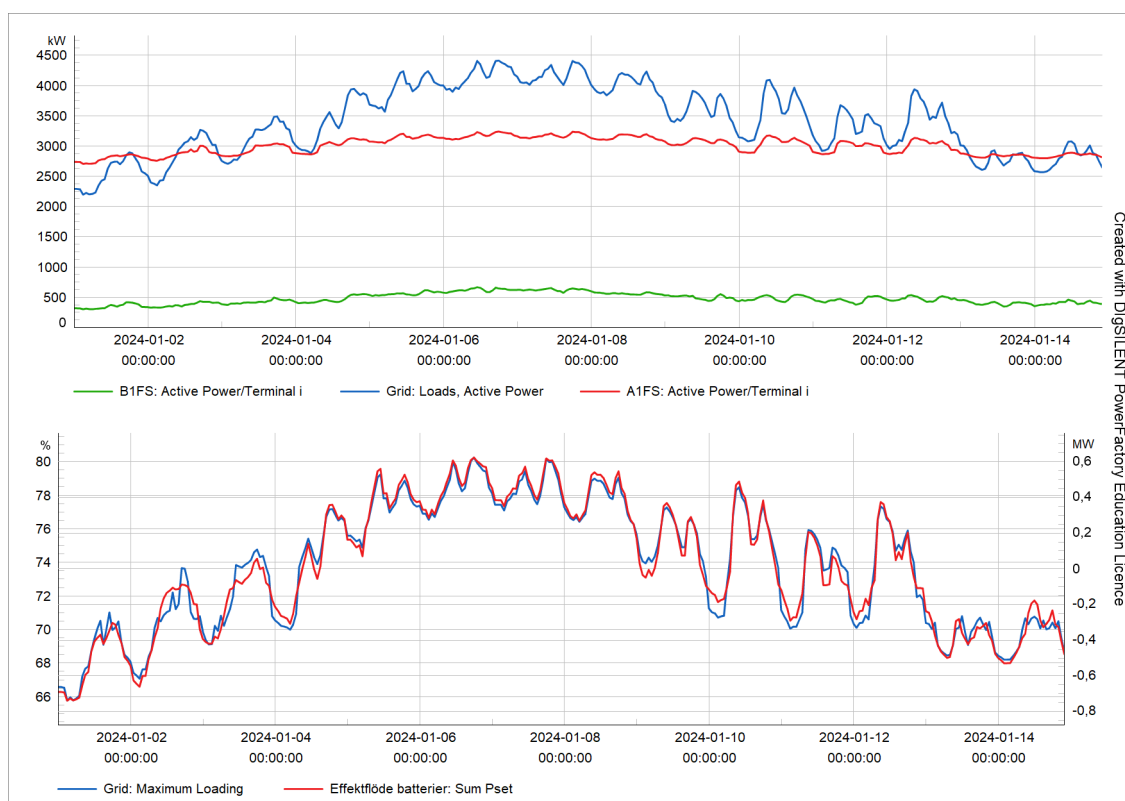
Figur A.1: Nätmodell i standardfall Scenario A



Figur A.2: Lastprofil och effektföden i standardfall Scenario A



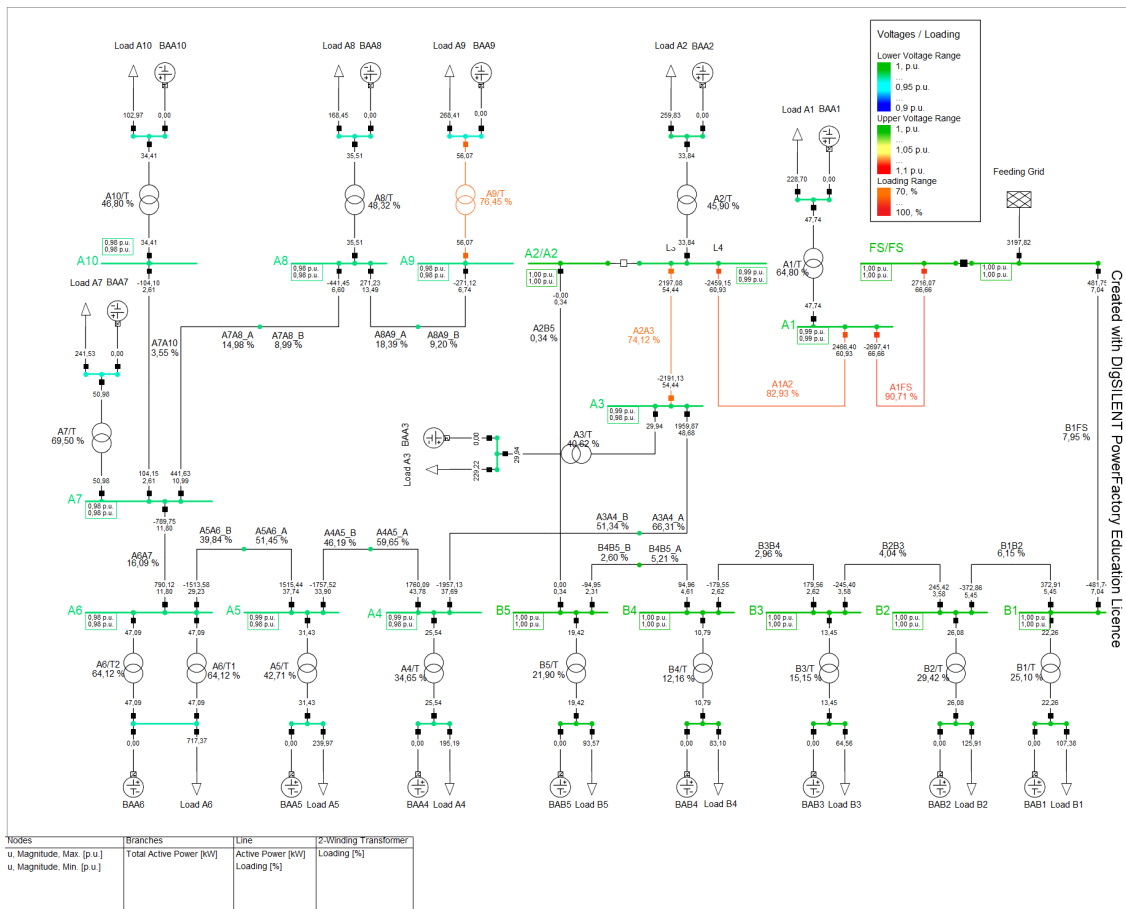
Figur A.3: Nätmodell med batteri för standardfall Scenario A



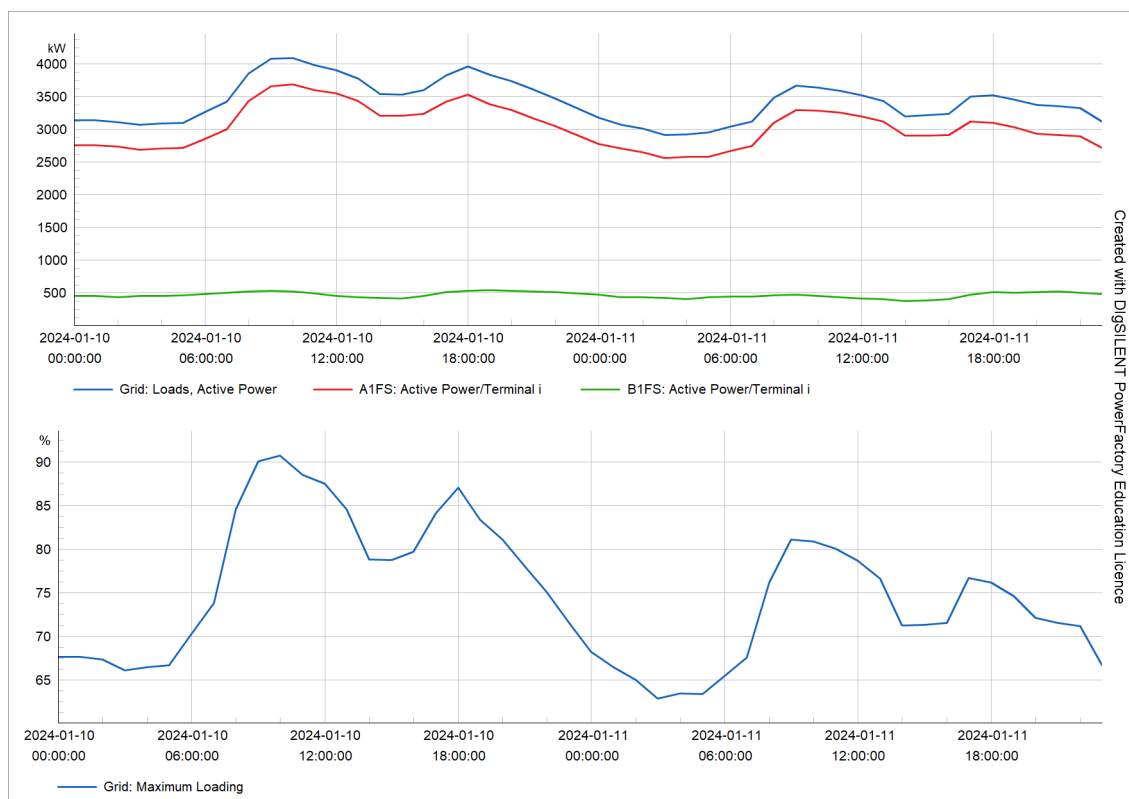
Figur A.4: Lastprofil och effektflöden med batteri Scenario A

B

Appendix

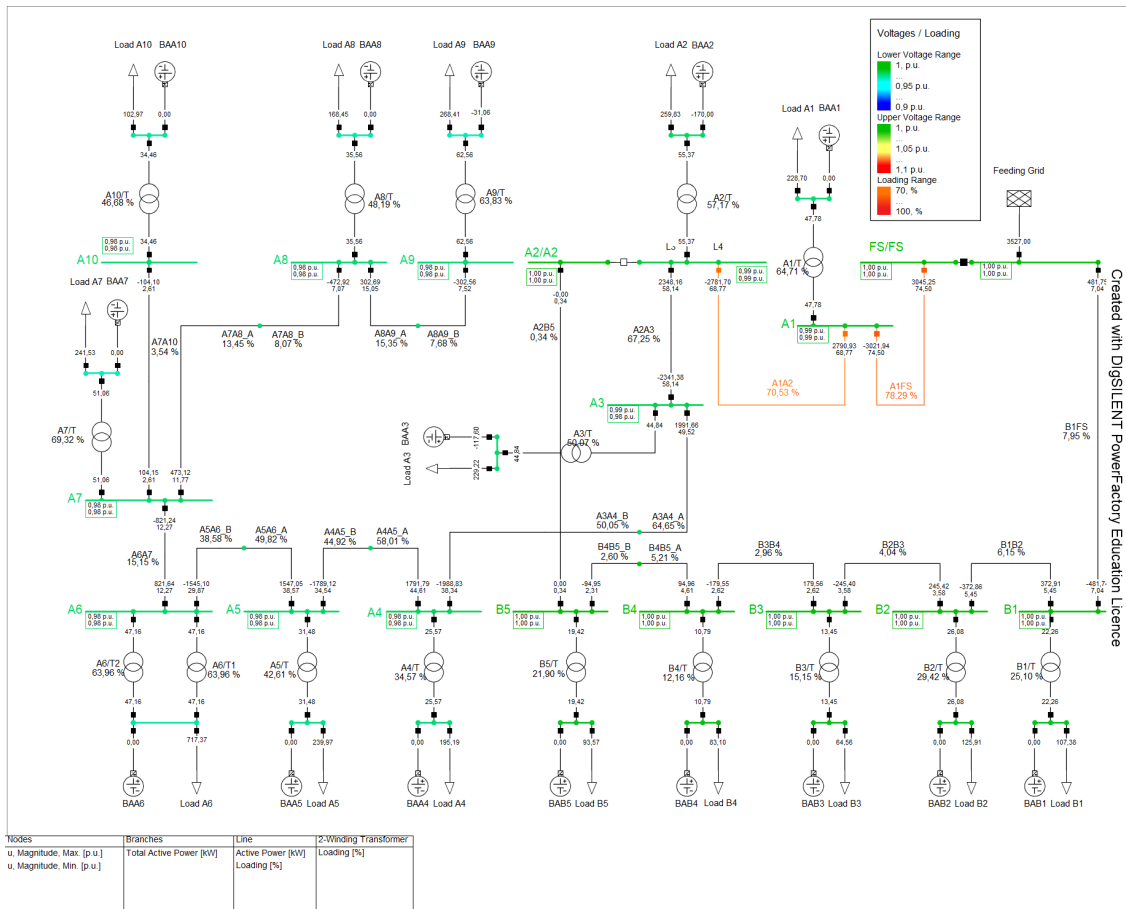


Figur B.1: Nätmodell i standardfall Scenario B

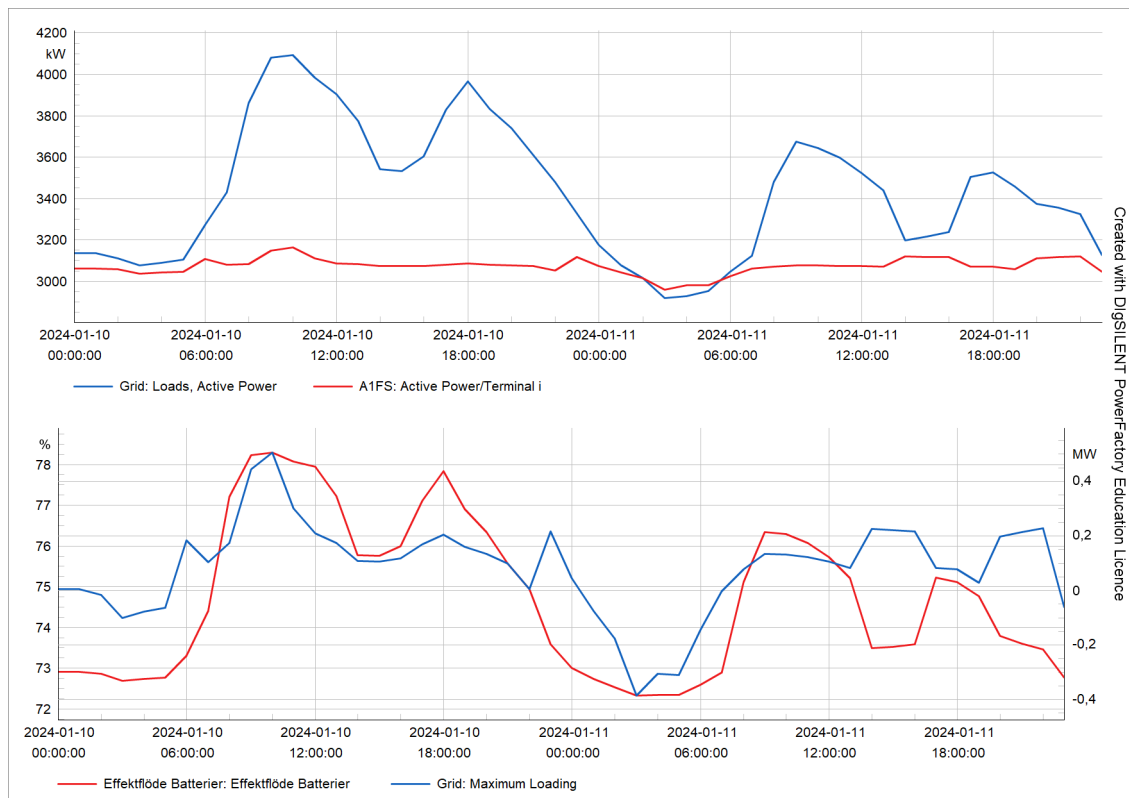


Figur B.2: Lastprofil och effektlöden i standardfall Scenario B

B. Appendix

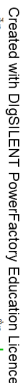


Figur B.3: Nätmodell med batteri Scenario B

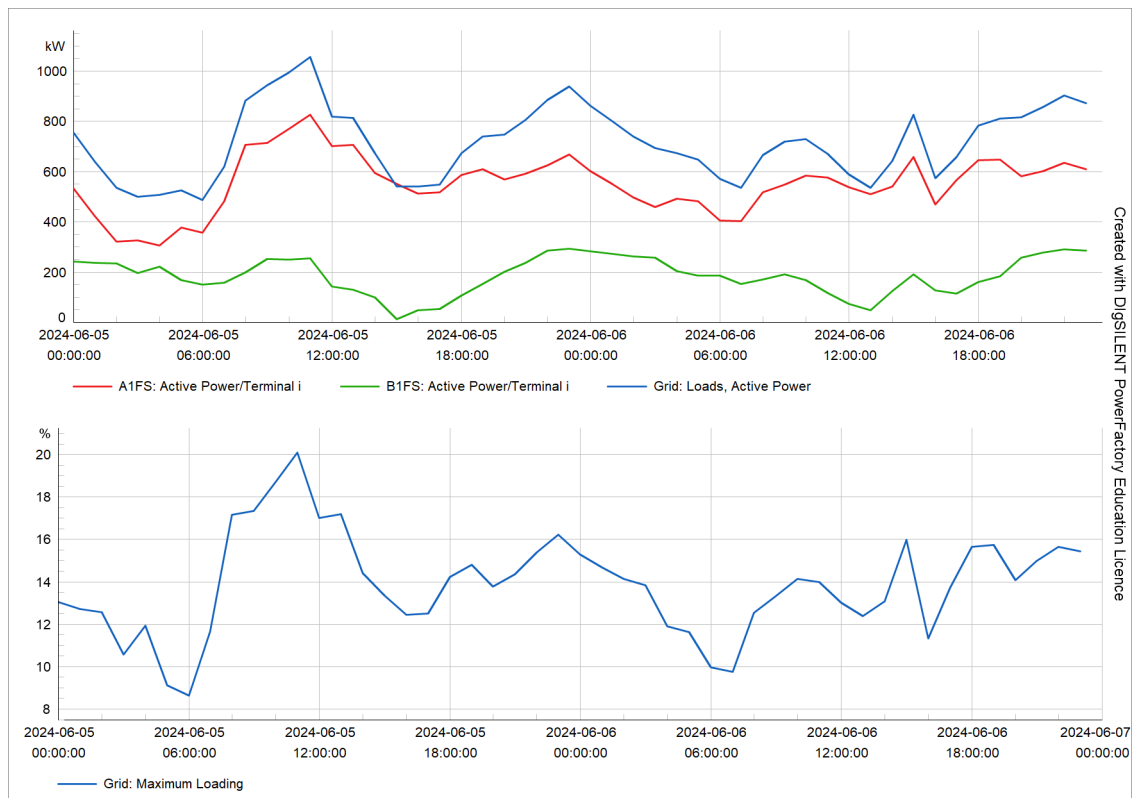


Figur B.4: Lastprofil och effektflöden med batteri Scenario B

C



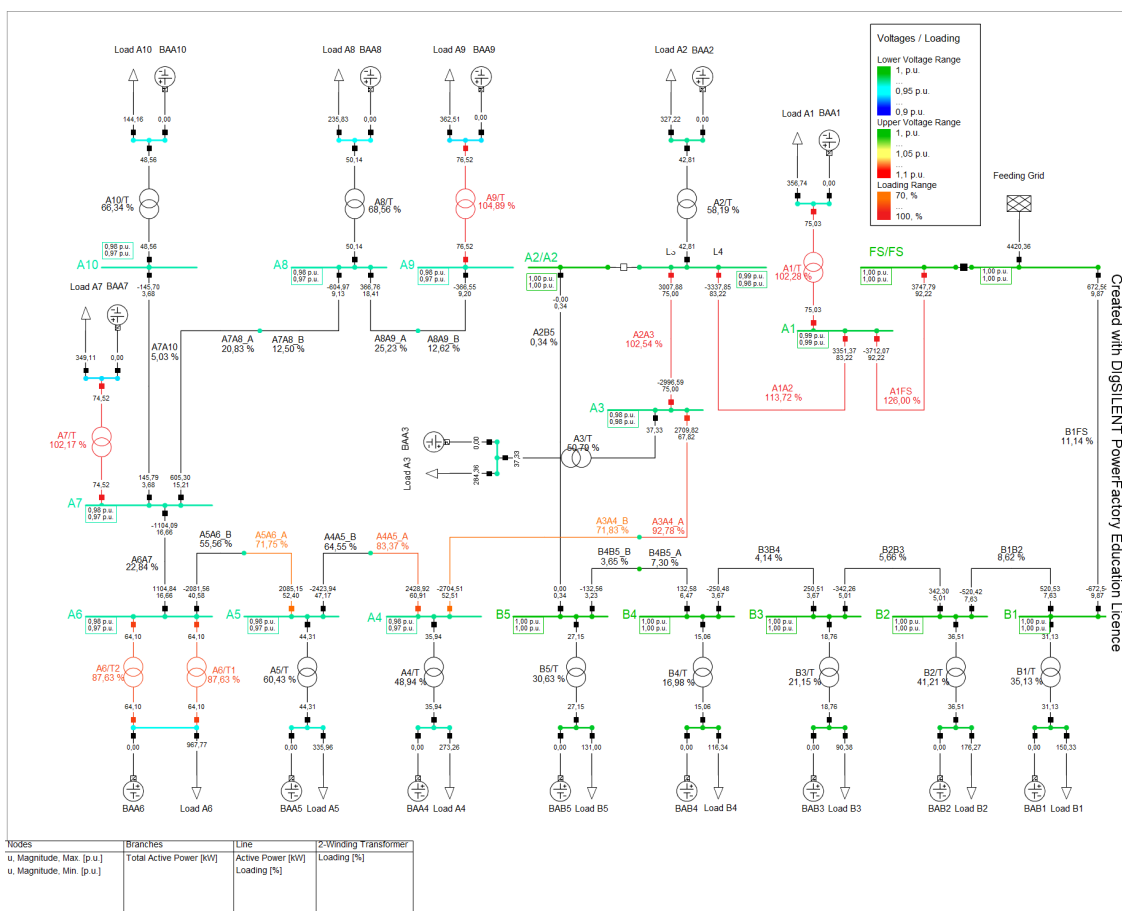
Figur C.1: Nätmodell i standardfall Scenario C



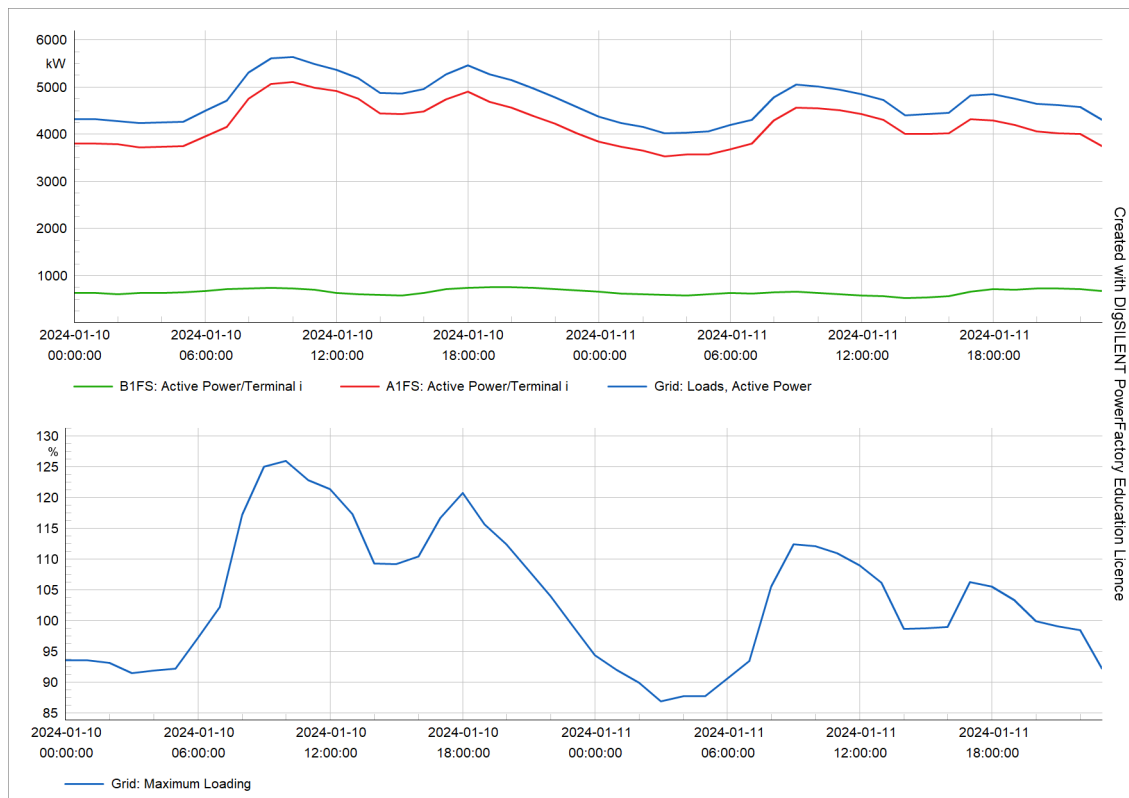
Figur C.2: Lastprofil och effektlöden i standardfall Scenario C

D

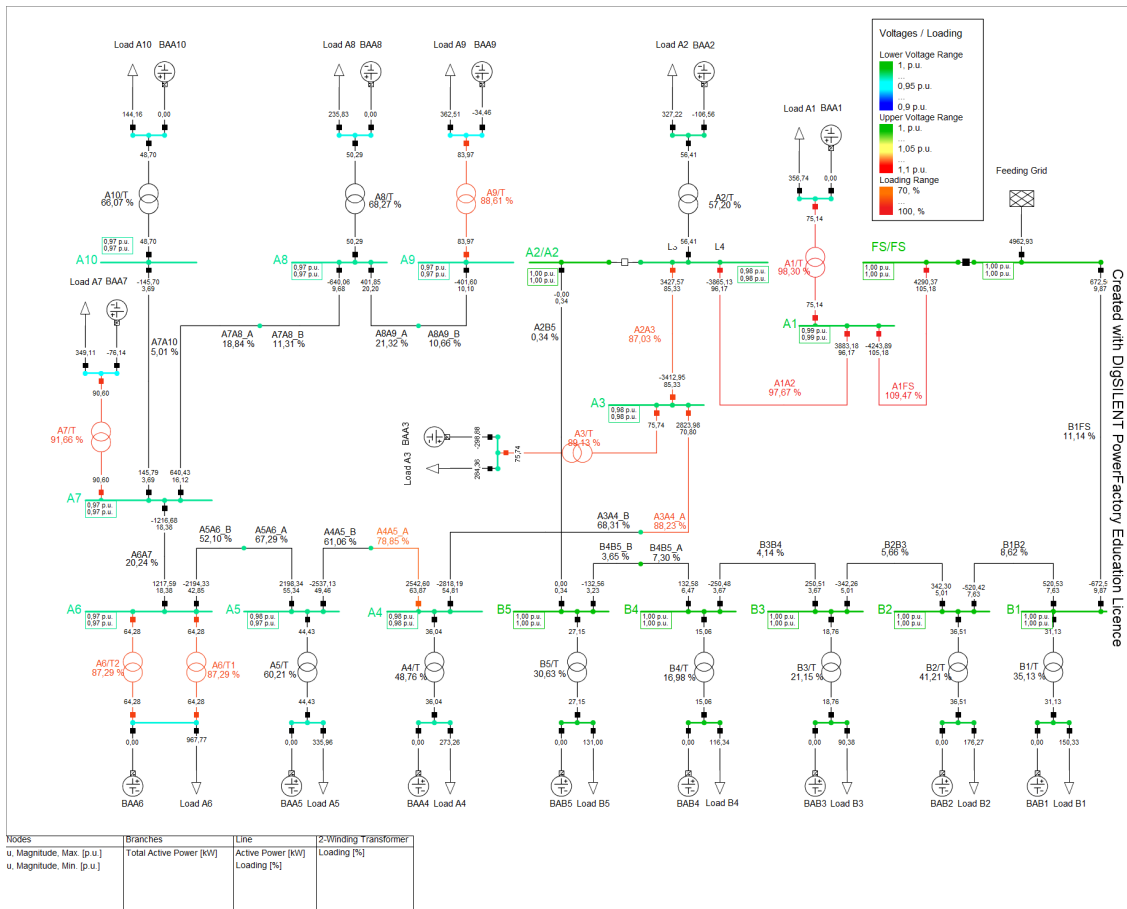
Appendix



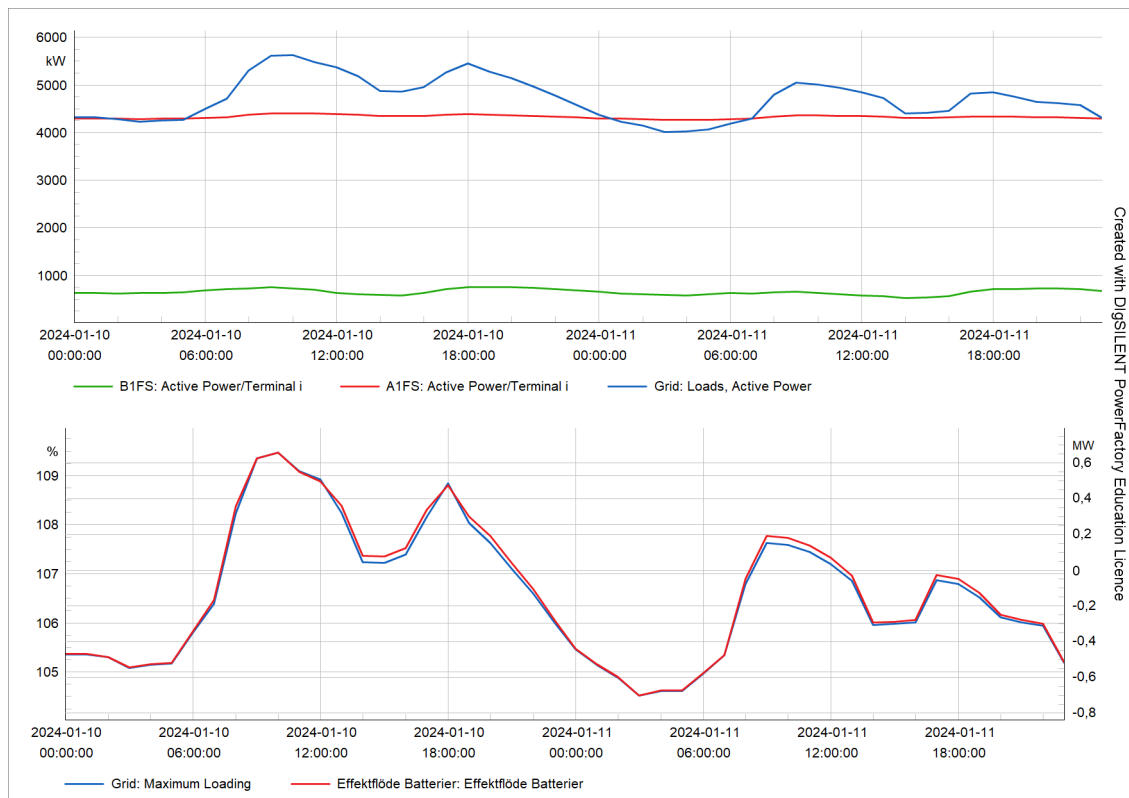
Figur D.1: Nätmodell i referensfall Scenario D



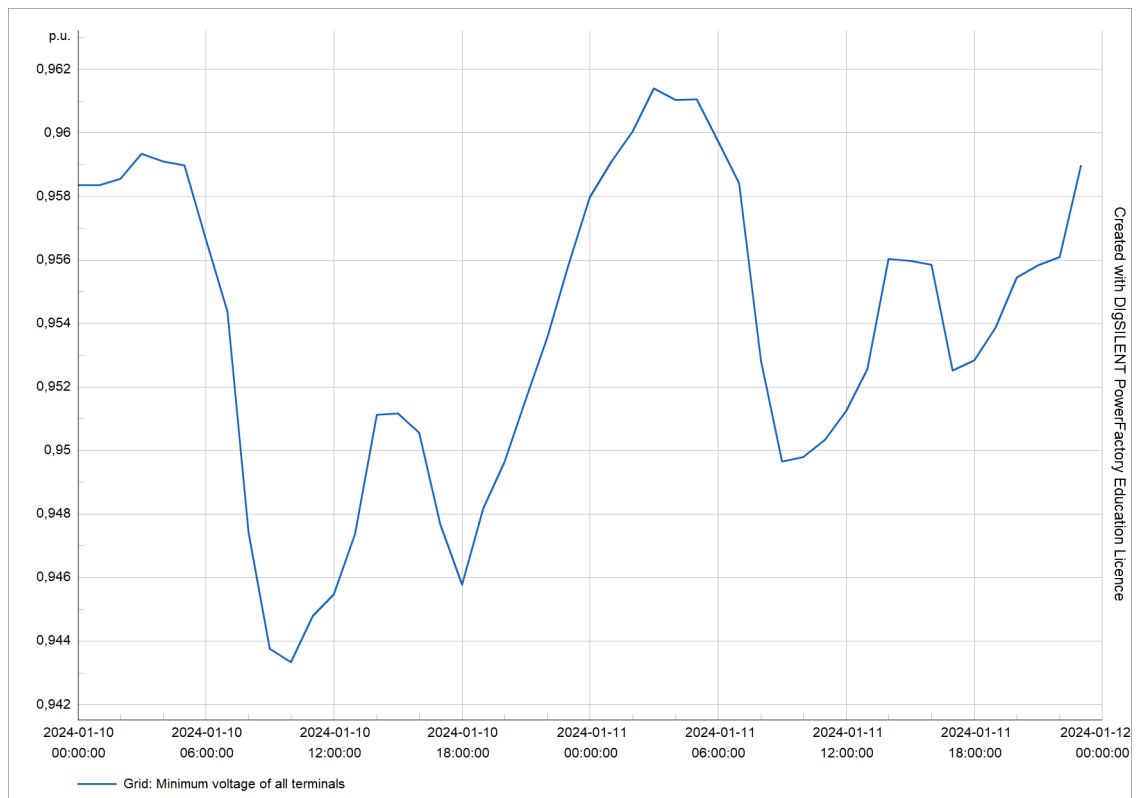
Figur D.2: Lastprofil och effektföden i referensfall Scenario D



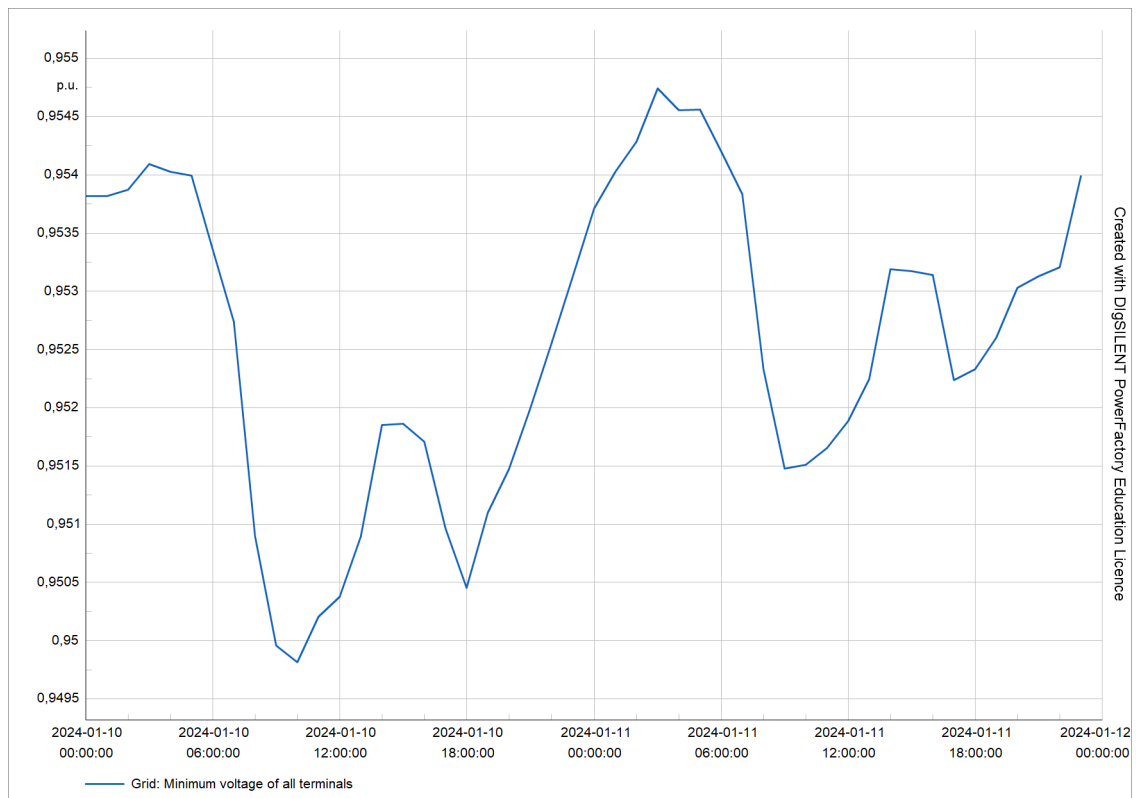
Figur D.3: Nätmodell med batteri Scenario D



Figur D.4: Lastprofil och effektflöden med batteri Scenario D



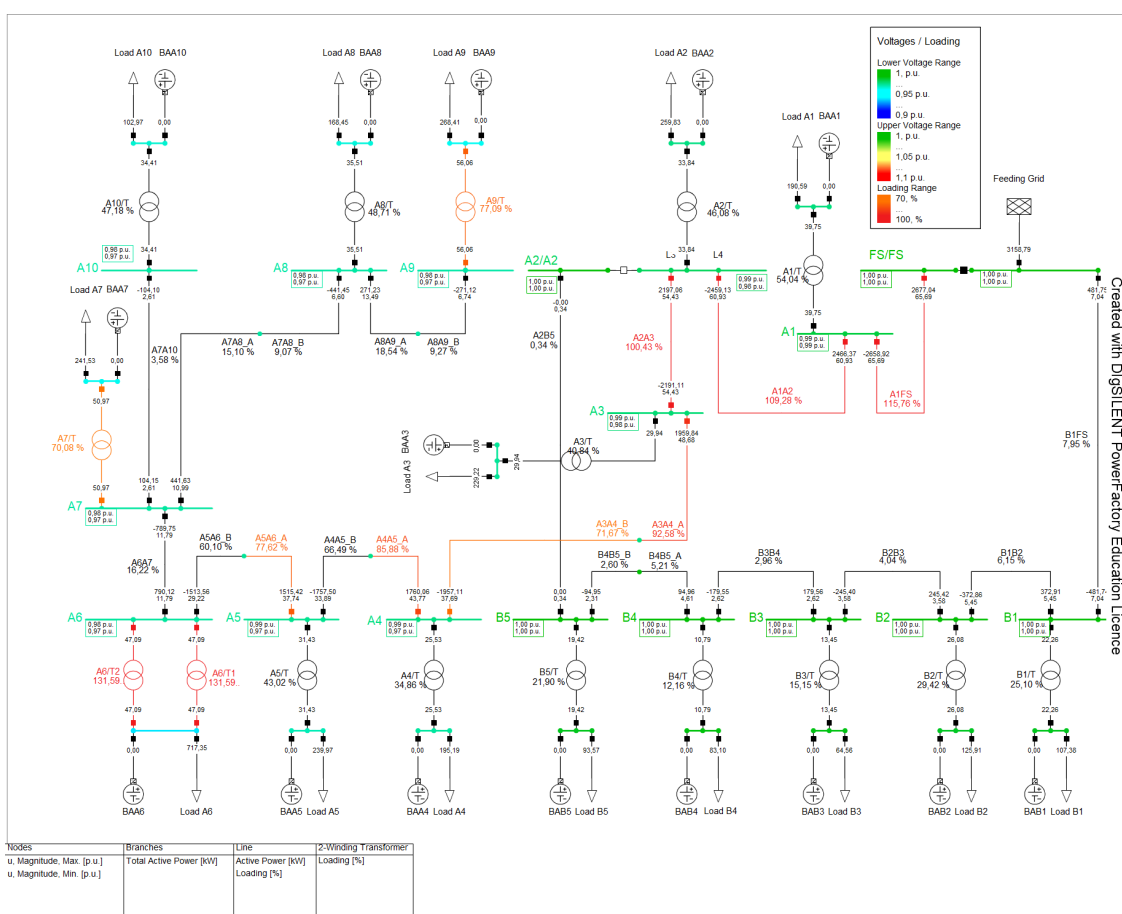
Figur D.5: Spänningsfall utan batteri Scenario D



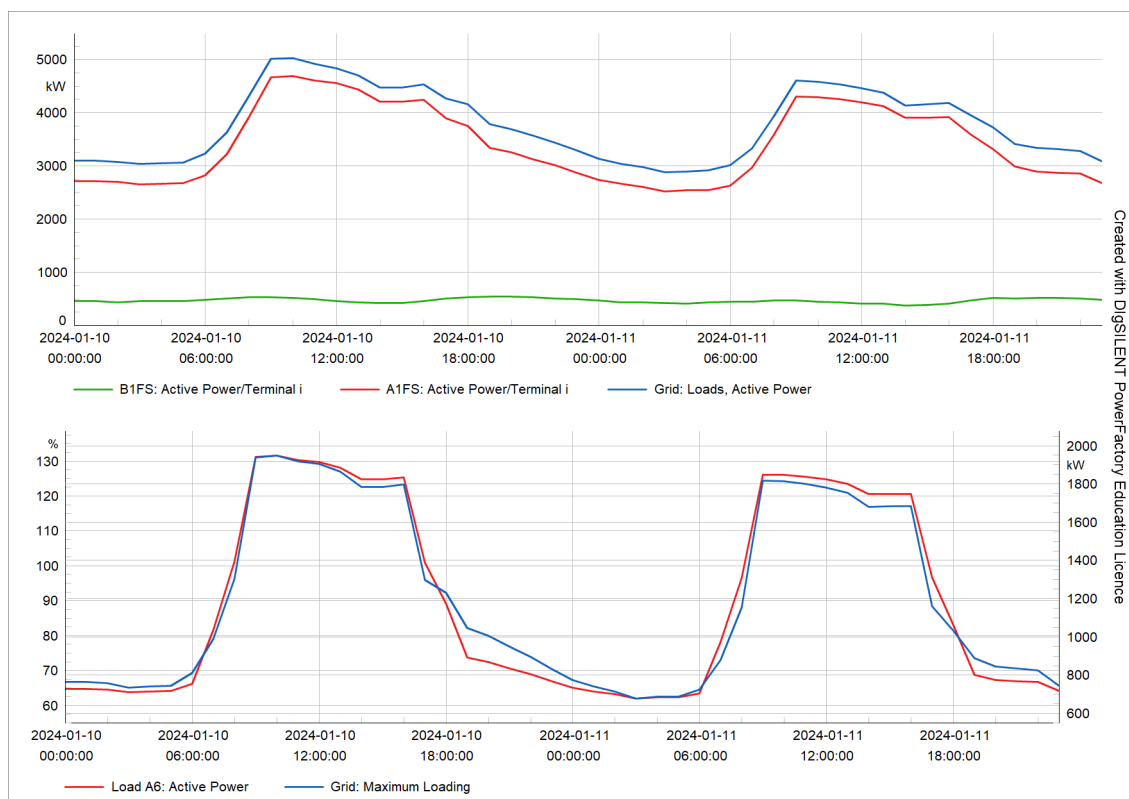
Figur D.6: Spänningsfall med batteri Scenario D

E

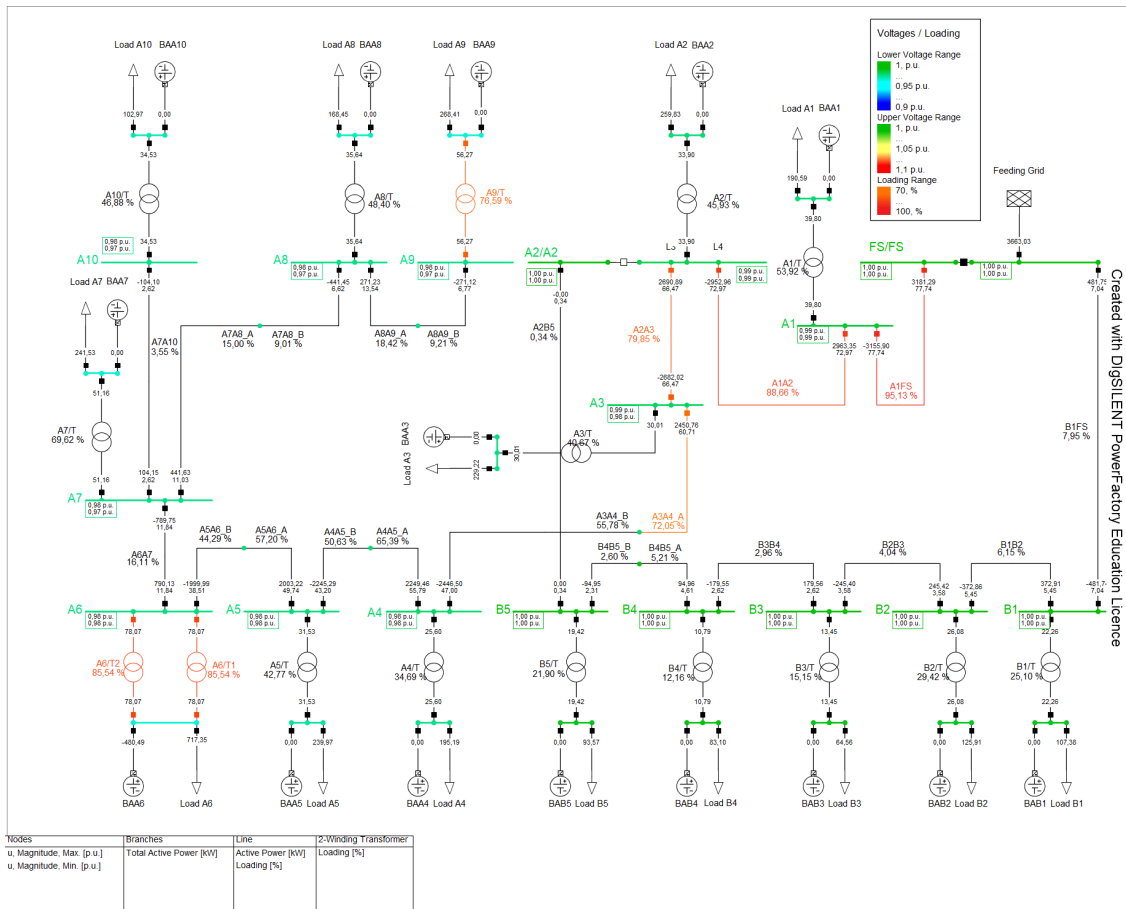
Appendix



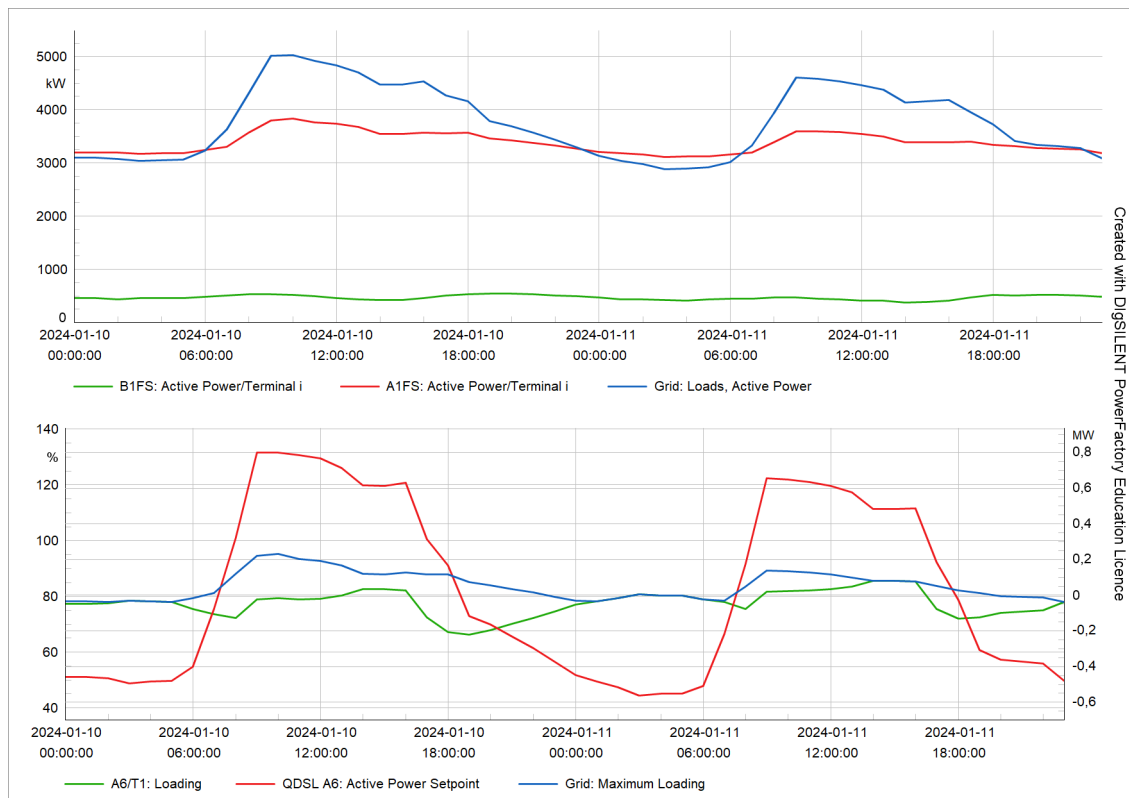
Figur E.1: Nätmodell i referensfall scenario E



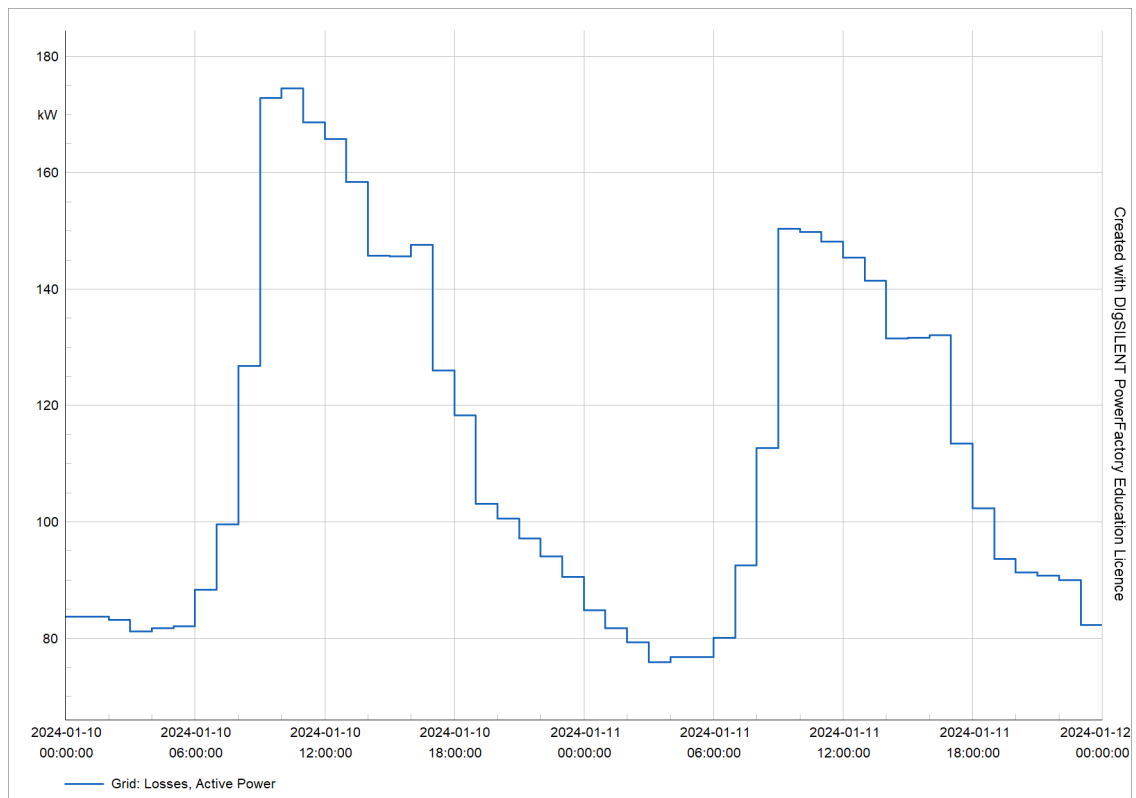
Figur E.2: Lastprofil och effektlöden i referensfall Scenario E



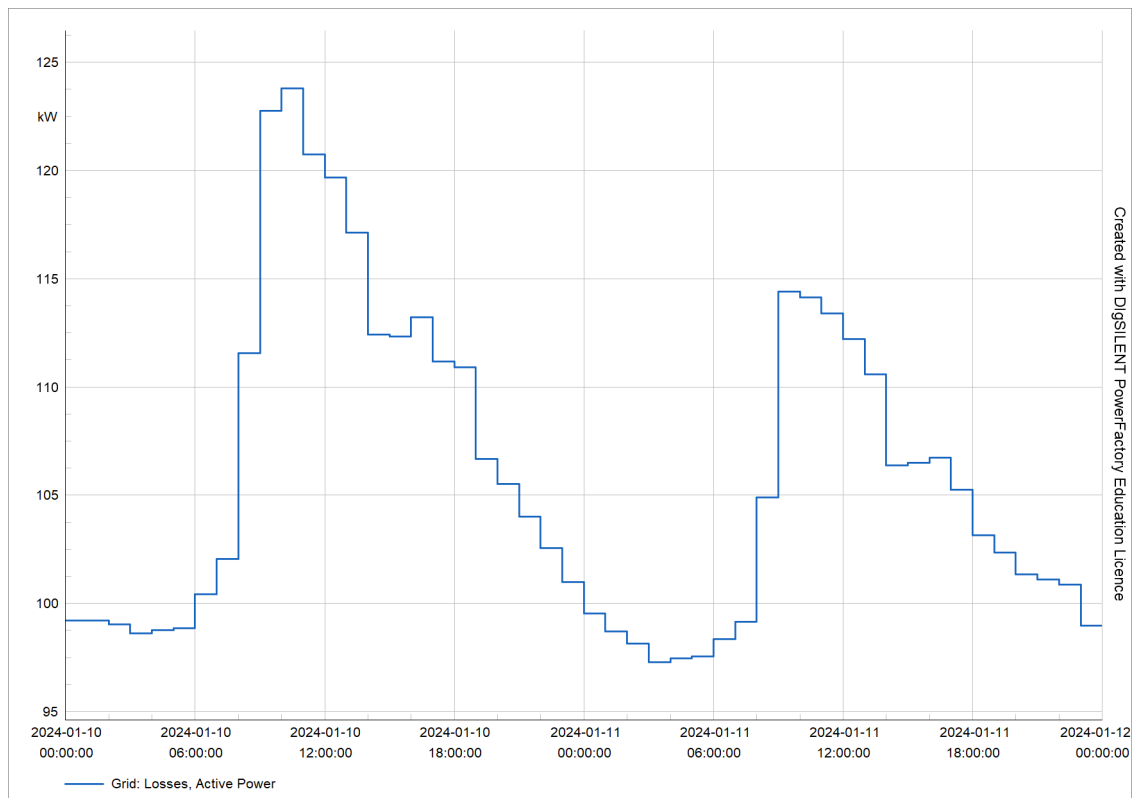
Figur E.3: Nätmodell med batteri Scenario E



Figur E.4: Lastprofil och effektlöden Scenario E



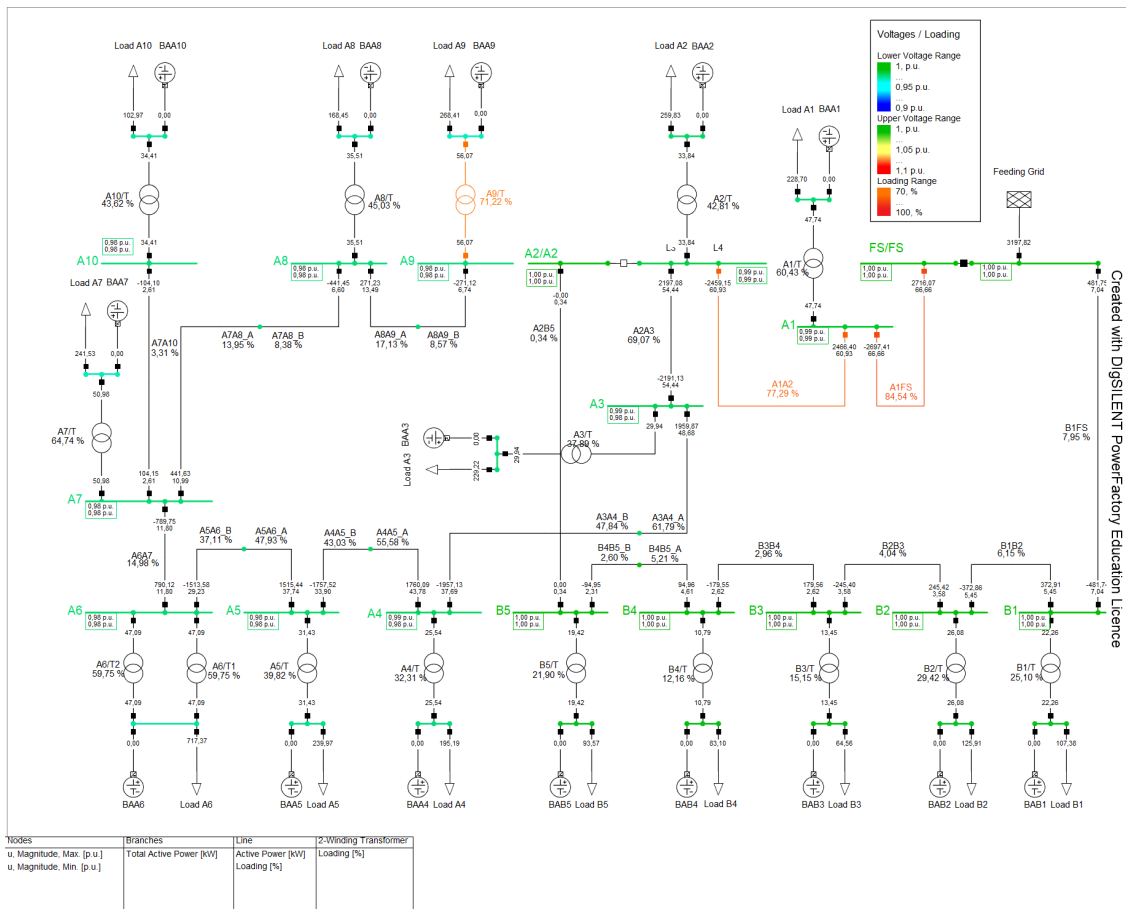
Figur E.5: Förluster utan batteri Scenario E



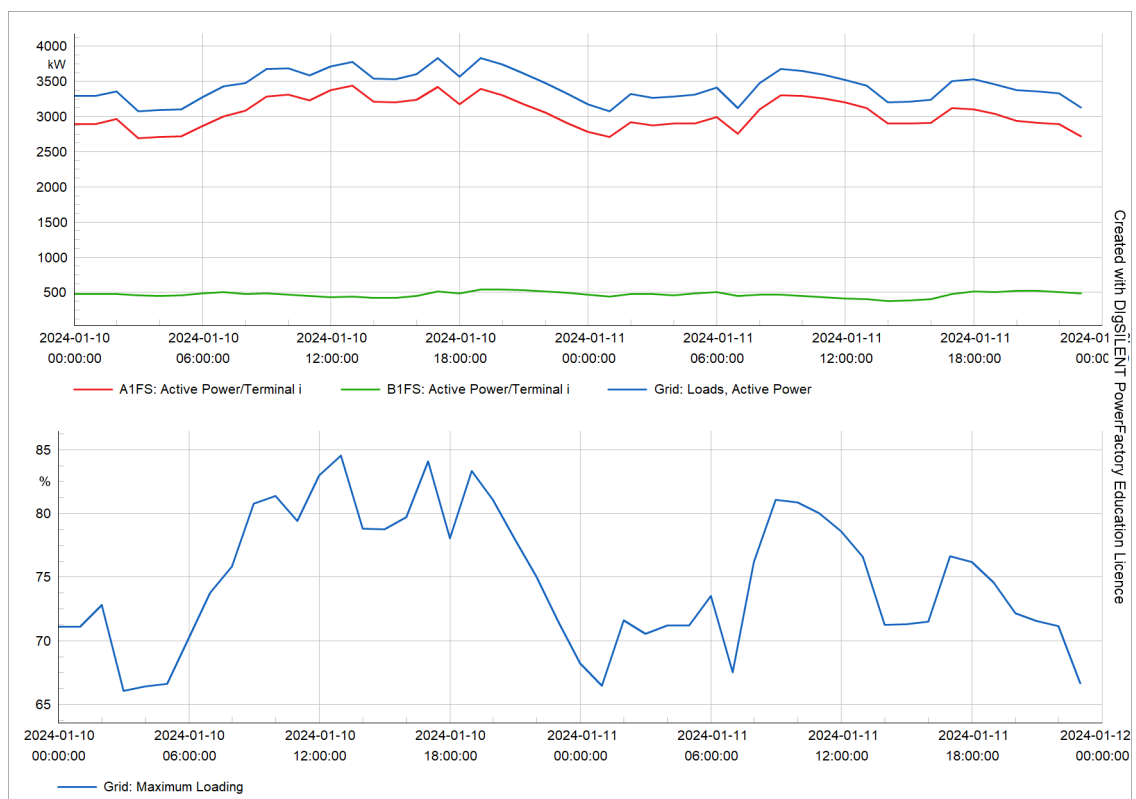
Figur E.6: Förluster med batteri Scenario E

F

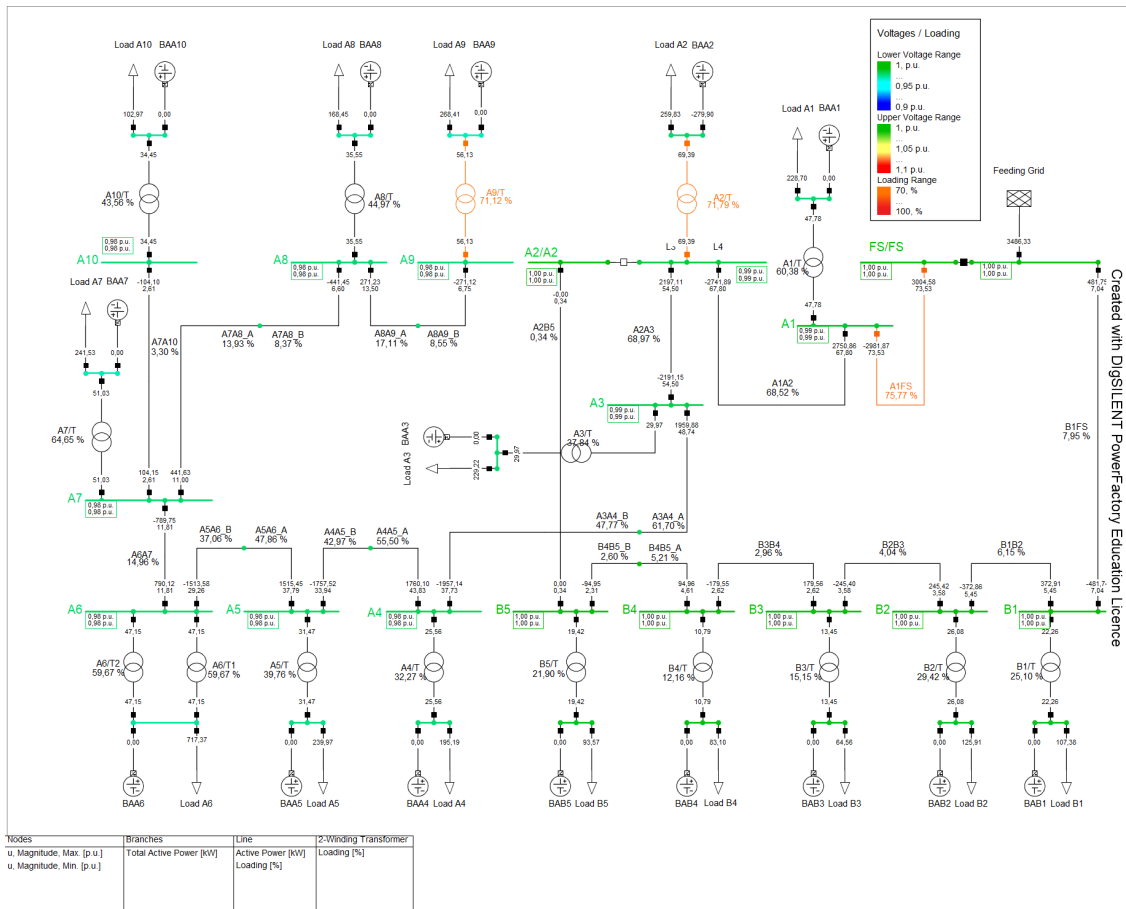
Appendix



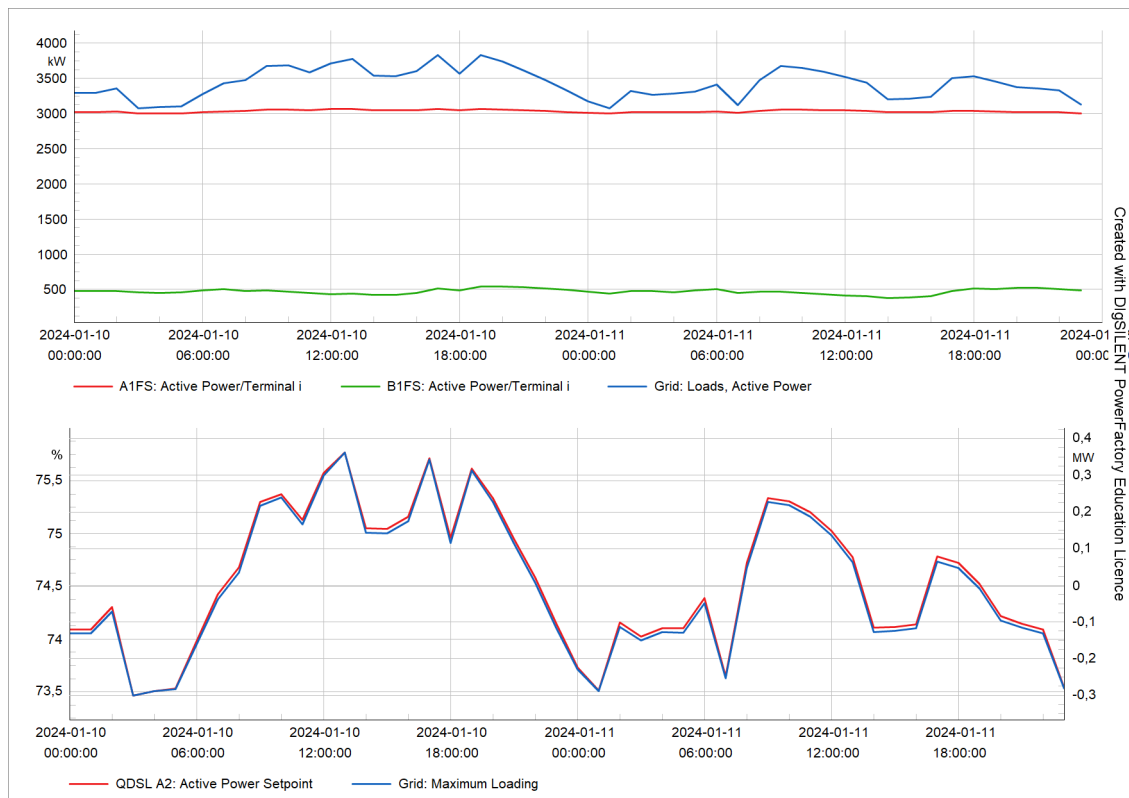
Figur F.1: Nätmodell i referensfall Scenario F



Figur F.2: Lastprofil och effektlöden i referensfall Scenario F



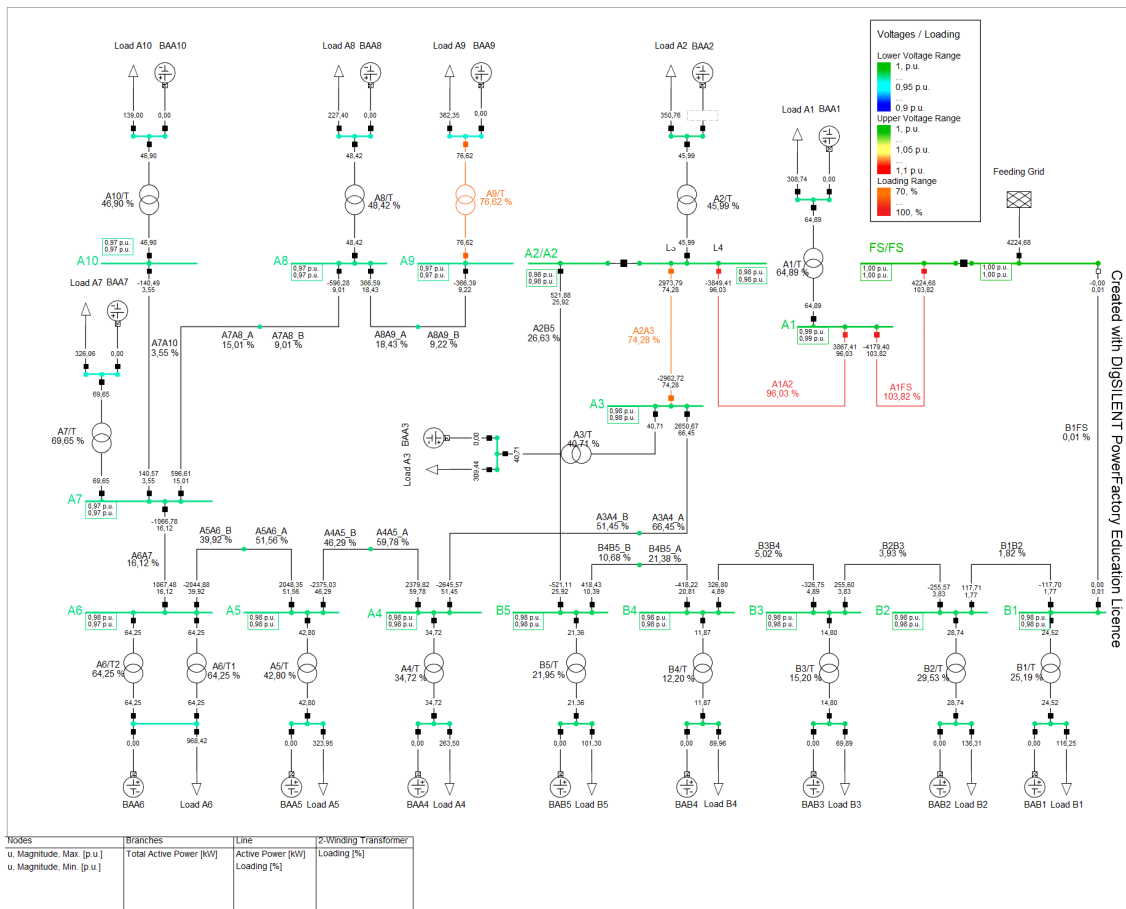
Figur F.3: Nätmodell med batteri Scenario F



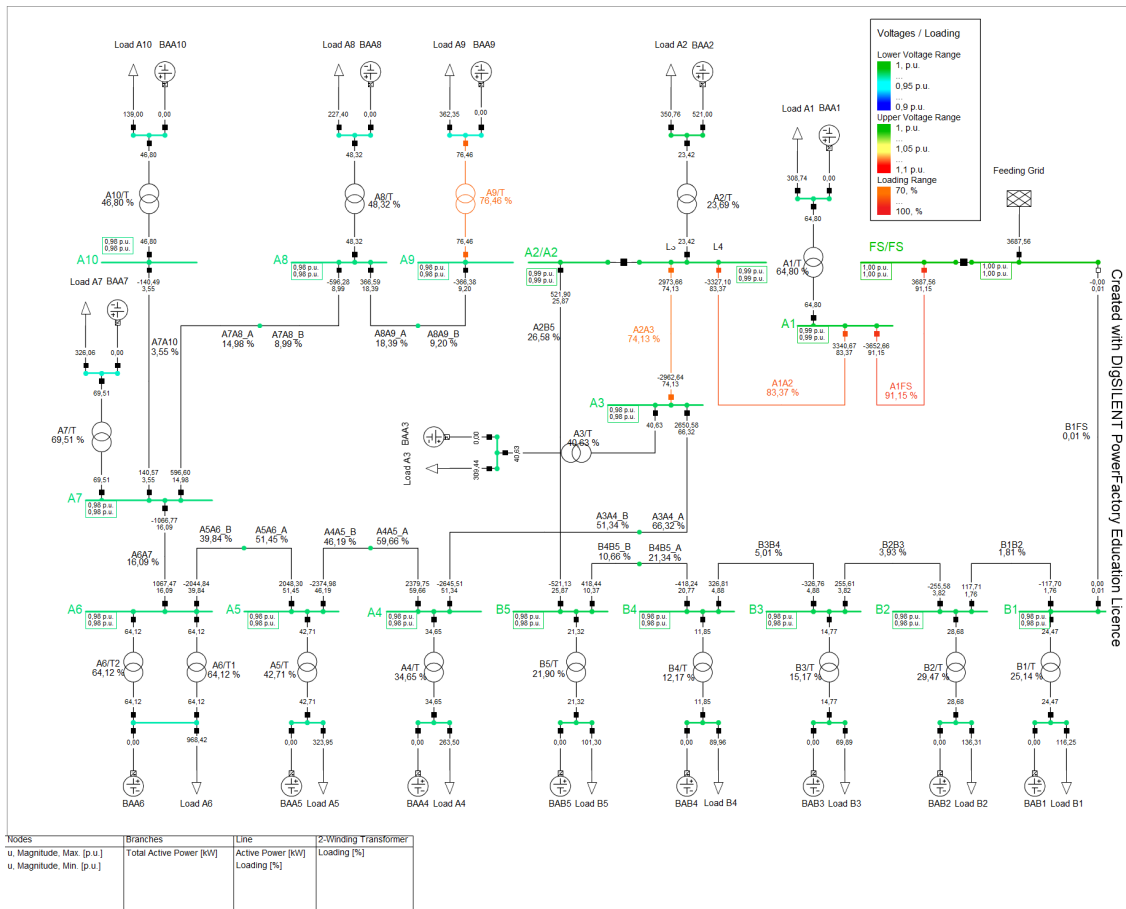
Figur F.4: Lastprofil och effektlöden med batteri Scenario F

G

Appendix



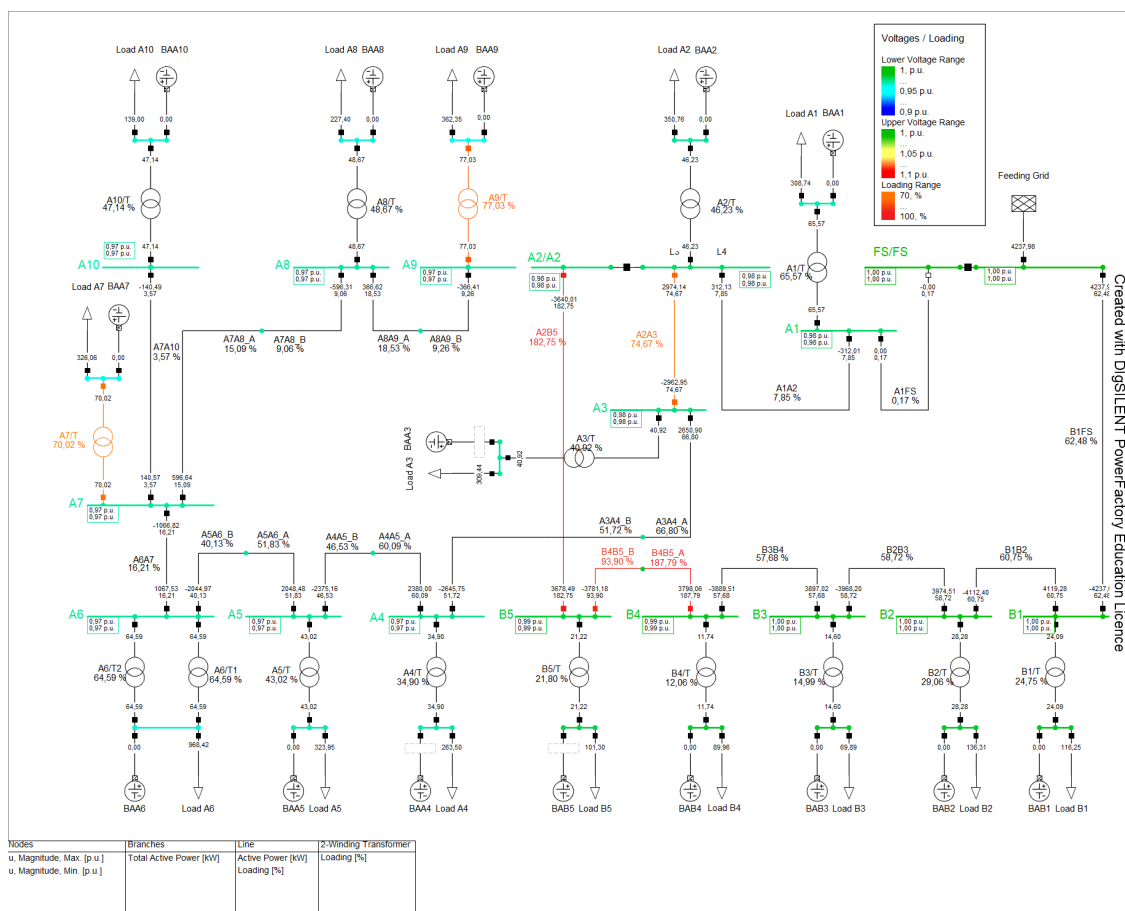
Figur G.1: Nätmodell vid omledning referensfall Scenario G



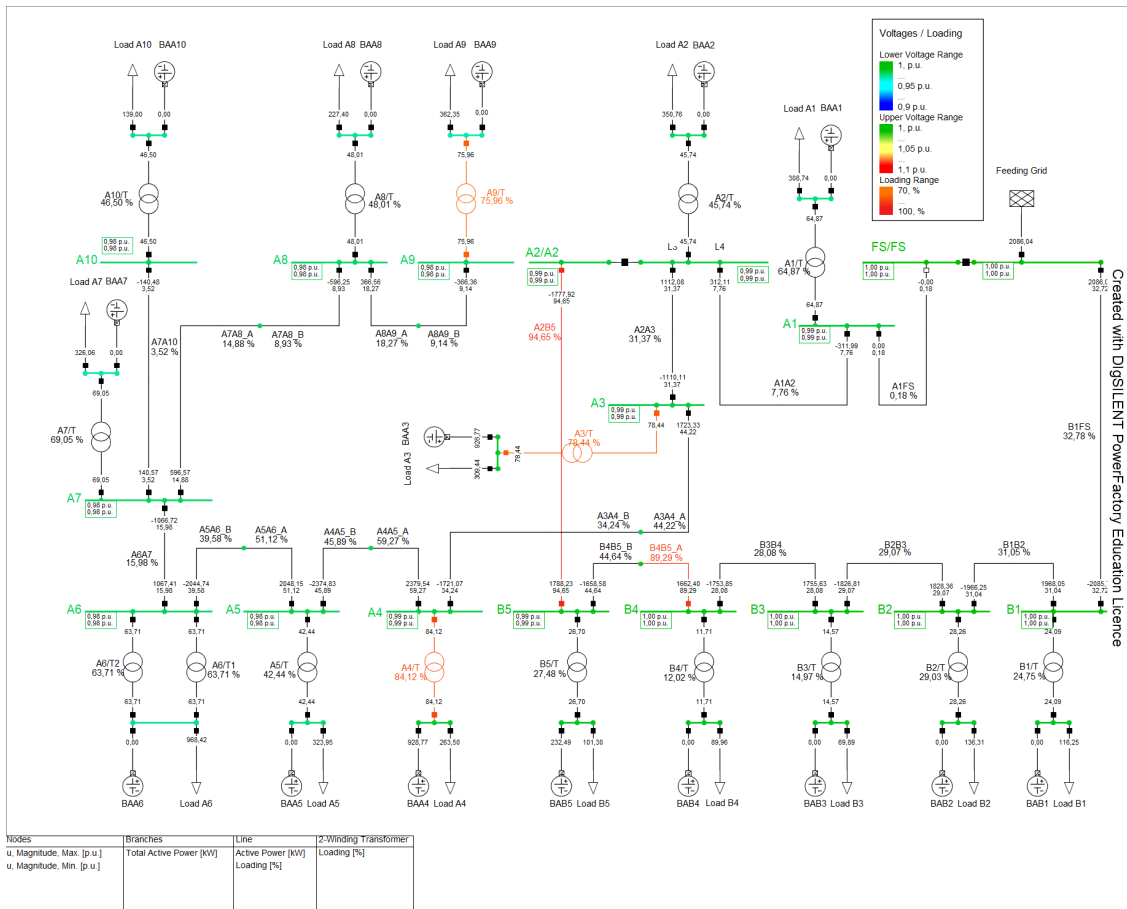
Figur G.2: Nätmodell vid omledning med batteri Scenario G

H

Appendix



Figur H.1: Nätmodell vid omledning referensfall Scenario H



Figur H.2: Nätmodell vid omledning med batteri Scenario H

INSTITUTIONEN FÖR ELEKTROTEKNIK
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige
www.chalmers.se



CHALMERS