

# **Krafftlytanalyse i distribusjonsnettet for å identifisere etterspørselsstyrings-scenario og integrasjon av solceller**

EIVIND OMDAL

VEILEDER

Mohan Lal Kolhe

**University of Agder, [2022]**

Faculty of Engineering and Science

Department of Engineering Sciences

Kraftflytanalyse i distribusjonsnettet for å identifisere  
etterspørselstyrings-scenario og integrasjon av solceller

## Abstract

Electrification, more power-intensive technological equipment, and an exponential increase in photovoltaic systems on transformer circuits lead to changes in the load patterns of end customers. The master's thesis investigates whether the new NETBAS module can increase the precision of the grid calculations, where the module makes grid calculations based on actual measured values with hourly resolution from the AMS electricity meters. The new NETBAS module makes it easier to map where there are actually deviations in the grid and how much Velander's formula deviates from measured hourly values. The benefits of the new NETBAS module are demonstrated through three transformer circuits. One of the circuits has voltage challenges related to under voltages, and two of the circuits have existing prosumers connected. The transformer circuits are simulated through different degrees of penetration of photovoltaic systems and new customers connected to the transformer.

Velander's formula over- and underestimates the load on the transformer in winter and summer compared with the hourly module, respectively. This is due to Velander's formula daily and annual variations that do not correspond to end customers' current energy consumption patterns. On the other hand, Velander's formula simulates voltage values closer to measured voltage values than the hourly module. This can be explained by MAPE, where the transformer voltage with Velander's formula and the hourly module differs by 1.58 to 3.34% and 1.16 to 3.18% compared with measured voltage values, respectively. Since Velander's formula calculates a generally higher load on the transformer circuit, which results in a higher voltage drop to the end customers and voltage values closer to measured voltage values. The hourly module shows far greater precision in the calculations where transformer circuits have existing prosumers connected. This is because photovoltaic systems do not necessarily produce the plant's installed photovoltaic power. In contrast, a 12 kW and 14 kW photovoltaic system produces 7.4 kWh and 2.75 kWh at maximum on the day with the lowest load, respectively. Therefore, the hourly module will significantly improve the voltage calculations where the transformer circuits have existing prosumers connected.

The master's thesis shows that the hourly module has the potential to simulate with greater precisions in the grid calculations and will have substantial utility values on transformer circuits with existing prosumers. Although, the hourly module has several improvement points. The module should load actual voltage values from the transformer, have an opportunity to simulate with five-minute values that increase the precision, an opportunity to export graphs to other analysis tools, and update the solar cell production graph that matches the solar conditions in Agder. The NETBAS module should be updated with some of the additional features before Agder Energi Nett makes investments in the module.





## Sammendrag

Elektrifisering, mer effektkrevende teknologisk utstyr og en eksponentiell økning av solcelleanlegg på transformatorokretser fører til endringer i belastningsmønstrene til sluttkundene. Masteroppgaven undersøker om ny NETBAS modul kan øke presisjonen i nettberegningene, der modulen gjør nettberegninger basert på faktiske måleverdier med timesopløsning fra AMS-strømmålerne. Ny NETBAS modul gjør det lettere å kartlegge hvor det faktisk er avvik i nettet, og hvor mye Velanders formel avviker fra målte timesverdier. Nytteverdien med ny NETBAS modul demonstreres gjennom tre transformatorokretser, hvor en av kretsene har spenningsutfordringer knyttet til underspenninger og to av kretsene har eksisterende plusskunder tilkoblet. Transformatorokretsene simuleres gjennom ulike penetrasjonsgrader av solcelleanlegg og nytilknytninger.

Velanders formel over- og underdimensjonerer belastningen på transformatoren om henholdsvis vinteren og sommeren sammenlignet med timesmodulen. Dette kommer av at Velanders formel døgn- og årsvariasjoner ikke samsvarer med dagens energiforbruk til sluttkundene. Samtidig simulerer Velanders formel spenningsverdier nærmere målte spenningsverdier sammenlignet med timesmodulen. Dette kan forklares med MAPE, der transformatorspenningen med Velanders formel og timesmodulen avviker med henholdsvis 1,58 til 3,34% og 1,16 til 3,18% sammenlignet med målte spenningsverdier. Velanders formel beregner en generell høyere belastning på transformatorokretsen, som medfører et større spenningsfall ut til sluttkundene og spenningsverdier nærmere målte spenningsverdier. Timesmodulen viser langt større presisjon i beregningene der transformatorokretser har eksisterende plusskunder sammenlignet med Velanders formel. Dette kommer av at solcelleanlegg nødvendigvis ikke produserer anleggets installerte solcelleeffekt, der et 12 kW og 14 kW solcelleanlegg produserer henholdsvis 7,4 kWh og 2,75 kWh under den dagen med lavest belastning. Dermed vil timesmodulen ha en betydelig forbedring på transformatorokretser med eksisterende plusskunder.

Masteroppgaven viser at timesmodulen har et potensial til å simulere en større presisjon i nettberegningene, og vil ha store nytteverdier på transformatorokretser med eksisterende plusskunder. Samtidig har timesmodulen flere forbedringspotensialer. Modulen bør innhente spenningsverdier på transformatoren, ha en mulighet for å simulere med femminuttersverdier som øker datagrunnlaget ytterligere, ha en mulighet til å eksportere grafer til andre analyseverktøy og oppdatere solcelleproduksjonsgrafene slik at den samsvarer i større grad med solforholdene i Agder. NETBAS modulen bør oppdateres med noen av tilleggsfunksjonene før Agder Energi Nett gjør investeringer i den nye NETBAS modulen.



## Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet våren 2022 ved Universitetet i Agder. Omfanget av masteroppgaven er på 30 studiepoeng og er den avsluttende oppgaven for den 2-årig masterlinjen fornybar energi.

I løpet av mine fem år på universitet har jeg fått en bred kompetanse som vil være nyttig når jeg starter min arbeidskarriere. I de fem årene har jeg fått en interesse for fornybare energikilder og hvilke utfordringer fornybare energikilder forårsaker strømmettet. Jeg håper mitt arbeid vil gi Agder Energi Nett en nytteverdi som kan hjelpe konsernet videre i viktige driftsoppgaver i fremtiden. Jeg håper også arbeidet mitt kan være til hjelp for videre læring ved ingeniør- og realfag for Universitetet i Agder.

Jeg ønsker å takke Per Oddvar Osland, avdelingsleder for Agder Energi Nett analyseavdeling, for tildeling av masteroppgaven. Jeg vil også rette en takk til Per Oddvar Osland og fagressurser fra Agder Energi Nett, Stein Olav Kjerland og Kjell Morgan Ose, for spennende diskusjoner og konstruktive tilbakemeldinger gjennom masteroppgaven.

Jeg ønsker å takke Universitetet i Agder for fem gode år og rette en ekstra takk til min veileder Mohan Lal Kolhe. Han har bistått med gode råd og anbefalinger gjennom hele masteroppgaven.

Grimstad, 18. Mai 2022



---

Eivind Omdal



## Obligatorisk Individuell/gruppe erklæring

Den enkelte student er selv ansvarlig for å sette seg inn i hva som er lovlige hjelpemidler, retningslinjer for bruk av disse og regler om kildebruk. Erklæringen skal bevisstgjøre studentene på deres ansvar og hvilke konsekvenser fusk kan medføre. Manglende erklæring fritar ikke studentene fra sitt ansvar.

1.	Jeg/vi erklærer herved at min/vår besvarelse er mitt/vårt eget arbeid, og at jeg/vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	<input checked="" type="checkbox"/>
2.	Jeg/vi erklærer videre at denne masteroppgaven: <ul style="list-style-type: none"><li>• ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/universitet/høgskole innenlands eller utenlands</li><li>• ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.</li><li>• ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.</li></ul>	<input checked="" type="checkbox"/>
3.	Jeg/vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å betrakte som fusk og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høgskoler i Norge, se Universitets- og høgskoleloven. §§4-7 og 4-8 og Forskrift om eksamen §§ 31.	<input checked="" type="checkbox"/>
4.	Jeg/vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert.	<input checked="" type="checkbox"/>
5.	Jeg/vi er kjent med at Universitetet i Agder vil behandle alle saker der det foreligger mistanke om fusk etter universitets retningslinjer for behandling av saker om fusk.	<input checked="" type="checkbox"/>
6.	Jeg/vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av kilder og referanser på biblioteket sine nettsider.	<input checked="" type="checkbox"/>



## Publiseringsavtale

Fullmakt til elektronisk publisering av masteroppgaven.

Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Dette innebærer blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten (Åndsverkloven. §2).

Alle oppgaver som fyller kriteriene vil bli registrert og publisert i Brage Aura og på UiA sine nettsider med forfatter(ne)s godkjenning.

Opgaver som er unntatt offentlighet eller konfidensielle vil ikke bli publisert.

Jeg gir herved Universitetet i Agder fri rett til å

gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering: JA NEI

Er oppgaven konfidensiell? JA NEI

(konfidensiell avtale må fylles ut og undertegnes av avdelingsleder)

- hvis ja:

Kan oppgaven publiseres når taushetspliktplassen er over? JA NEI

Er oppgaven unntatt offentliggjøring? JA NEI

(Inneholder konfidensiell informasjon. se Offl. §13/Fvl. §13)





## Innholdsfortegnelse

Abstract .....	i
Sammendrag.....	iii
Forord .....	v
Obligatorisk Individuell/gruppe erklæring .....	vii
Publiseringsavtale.....	ix
Innholdsfortegnelse.....	xi
Figurliste .....	xv
Tabelliste .....	xix
Forkortelser .....	xxi
1. Introduksjon .....	1
1.1 Bakgrunn.....	1
1.2 Problemstilling.....	3
1.3 Hovedmål.....	4
1.4 Nytteverdier .....	4
1.5 Rapportens oppbygging.....	4
2. Teori.....	5
2.1 Det norske strømnettet.....	5
2.1.1 Oppbygningen av strømnettet til Agder Energi Nett .....	6
2.2 Sluttkundens rettigheter til en stabil og god leveringskvalitet .....	7
2.2.1 Langvarige spenningsvariasjoner .....	7
2.2.2 Kortvarige spenningsvariasjoner .....	7
2.2.3 Usymmetrisk trefasesystem .....	7
2.2.4 Overharmoniske spenninger .....	9
2.3 Minste kortslutningsstrøm .....	9
2.4 Solceller .....	9
2.4.1 Solcelleanleggs påvirkninger på spenningskvalitet i lavspentnettet.....	11
2.5 Tiltak for å forbedre spenningskvaliteten .....	12
2.5.1 Reaktiv effektkontroll for spenningsregulering på solcelleanleggets inverter.....	12
2.5.2 Bruk av batterier i distribusjonsnettet .....	15
2.5.3 Automatisk trinning av transformator .....	15
2.5.4 Tradisjonelle tiltak for å øke spenningskvaliteten i nettet.....	15
2.6 Analyse .....	16

2.6.1	NETBAS .....	16
2.6.2	Sammenligningsverktøy til fremvisning av resultater .....	18
2.7	Tidligere arbeid.....	18
3.	Metode .....	21
3.1	Valgt av transformatorretser .....	21
3.1.1	Valg av transformatorretser med over- og underspenninger .....	22
3.1.2	Valg av transformatorretser med eksisterende plusskunder .....	22
3.2	Klargjøring av transformatorretsene for videre simulering .....	23
3.2.1	Simulere påvirkningen på transformatorretser ved flere solcelleanlegg .....	23
3.2.2	Simulering av nytilknytning på transformatorretser .....	24
3.3	Transformatorretser valgt for videre analyse.....	24
3.3.1	Transformatorrets NS1 .....	25
3.3.2	Transformatorrets NS2 .....	27
3.3.3	Transformatorrets NS3 .....	28
3.4	Analysere resultatet .....	29
3.4.1	Utvidet måleverdiinnsamling .....	29
3.4.2	Timesmodulen i NETBAS.....	30
4.	Resultater .....	31
4.1	Transformatorrets NS1 .....	31
4.1.1	Ukentlige simuleringer om vinteren.....	31
4.1.2	Ukentlige simuleringer om sommeren.....	34
4.1.3	Simuleringer av spenningsverdier på dagen med lavest belastning .....	39
4.2	Transformatorrets NS2 .....	46
4.2.1	Ukentlige simuleringer om vinteren.....	46
4.2.2	Ukentlige simuleringer om sommeren.....	48
4.2.3	Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning.....	50
4.2.4	Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning .....	53
4.3	Transformatorrets NS3 .....	56
4.3.1	Ukentlige simuleringer om vinteren.....	56
4.3.2	Ukentlige simuleringer om sommeren.....	58
4.3.3	Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning.....	60
4.3.4	Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning .....	63
4.4	Oppsummering av resultatet.....	66
5.	Diskusjon .....	67

5.1	Spenningsavvik fra virkelige spenningsmålinger .....	67
5.2	Solcelleproduksjon i NETBAS .....	68
5.3	Spenningsverdier gjennom belastningsscenarioene .....	68
5.4	Løsninger til spenningsutfordringene .....	69
5.4.1	Solcelle invertere med reaktiv effektkontroll.....	69
5.4.2	Installasjon av batterier i svake tilknytningspunkt .....	70
5.4.3	Trinning og automatisk trinning av transformator .....	70
5.4.4	Tradisjonell oppgradering av eksisterende nettet .....	71
5.5	Svakheter og usikkerhet .....	71
5.6	Nytteverdi med en ny NETBAS modul .....	72
6.	Konklusjon .....	73
7.	Videre arbeid og anbefaling .....	75
8.	Referanser .....	77
9.	Vedlegg .....	81
9.1	Transformatorkrets NS1 .....	81
9.1.1	Ukentlige simuleringer om vinteren.....	81
9.1.2	Ukentlige simuleringer om sommeren.....	84
9.1.3	Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning.....	92
9.2	Transformatorkrets NS2 .....	104
9.2.1	Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning.....	104
9.2.2	Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning .....	109



## Figurliste

Figur 1 Strømnettets nettstruktur i Norge [20].....	5
Figur 2 Transformator-krets med 30 tilkoblede slutt-kunder.....	6
Figur 3 En kortvarig spenningsvariasjon [25]. ....	7
Figur 4 Symmetrisk trefasesystem [25].....	8
Figur 5 Usymmetrisk trefasesystem [25].....	8
Figur 6 Et elektrisk oppsett av plusskundens solcelleanlegg.....	10
Figur 7 En økning av tilført aktiv effekt fra plusskundene reduserer effekt-faktoren i nettet [37]. ....	13
Figur 8 Konfigurasjon av en inverter med reaktiv effekt-kontroll [37].....	13
Figur 9 VSI 2-kvadrant operasjonssystem [37].....	14
Figur 10 Konfigurasjonen av en VSI-kontroller [37]. ....	14
Figur 11 firekvadrantsystem.....	16
Figur 12 Smart grid portalen. ....	22
Figur 13 Plan portalen. ....	22
Figur 14 Spenning og belastning på en vilkårlig høyspent-avgang.....	23
Figur 15 Den fiktive NETBAS distribuering av solcelleproduksjon på tilkoblede abonnenter.....	23
Figur 16 Abonnentinndelingen av transformator-krets NS1. ....	25
Figur 17 Abonnentinndelingen av transformator-krets NS2. ....	27
Figur 18 Abonnentinndelingen av transformator-krets NS3. ....	28
Figur 19 Den årlige belastningen på transformator NS1 som beregnes med timesmodulen og Velansers formel.....	31
Figur 20 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	32
Figur 21 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlige energibehovet fra 2021.....	33
Figur 22 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	34
Figur 23 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021.....	35
Figur 24 Ukentlige spenningsverdier som beregnes i NETBAS der tre abonnenter har 6 kW solcelleanlegg. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	37
Figur 25 Ukentlige spenningsverdier ved syv abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	37
Figur 26 Ukentlige spenningsverdier ved 15 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	38
Figur 27 Ukentlige spenningsverdier ved 30 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	39

Figur 28 Simulering av tre slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	40
Figur 29 Simulering av syv slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	42
Figur 30 Simulering av 15 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	43
Figur 31 Simulering av 30 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	45
Figur 32 Den årlige belastningen på transformator NS2 som beregnes med timesmodulen og Velanders formel. ....	46
Figur 33 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 17. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt. ....	47
Figur 34 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlige energiforbruket fra 2021. ....	48
Figur 35 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i løpet av 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og tilkoblet abonnenter sammen med et nummer fra abonnentinndelingen i Figur 17. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt. ....	49
Figur 36 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021. ....	50
Figur 37 Simulering av spenningsverdier med kun en plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	51
Figur 38 Simulering av spenningsverdier med en reell- og to fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	52
Figur 39 Simulering av spenningsverdier med en reell- og seks fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	53
Figur 40 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 2 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og	

sluttbruker, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	54
Figur 41 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 7 på den dagen med høyest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og sluttbruker, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	55
Figur 42 Den årlige belastningen på transformator NS3 som beregnes med timesmodulen og Velanders formel. ....	56
Figur 43 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. ....	57
Figur 44 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlig energiforbruket i løpet av 2021. ....	57
Figur 45 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i løpet av 2021 som har målt lavest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt. ....	59
Figur 46 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021. ....	59
Figur 47 Simulering av spenningsverdier med en reell- plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	61
Figur 48 Simulering av spenningsverdier med en reell- og en fiktiv plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	62
Figur 49 Simulering av spenningsverdier med en reell- og tre fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	63
Figur 50 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 1 på den dagen med høyest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	64
Figur 51 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 4 på den dagen med høyest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	65
Figur 52 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16. ....	83
Figur 53 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i 2021 som har målt lavest belastning på transformator. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16. ....	86

Figur 54 Ukentlige spenningsverdier ved syv abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	87
Figur 55 Ukentlige spenningsverdier ved 15 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	89
Figur 56 Ukentlige spenningsverdier ved 30 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.....	92
Figur 57 Simulering av tre slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	93
Figur 58 Simulering av syv slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	95
Figur 59 Simulering av 15 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	99
Figur 60 Simulering av 30 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	104
Figur 61 Simulering av spenningsverdier med kun en plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.....	105
Figur 62 Simulering av spenningsverdier med en reell- og to fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	107
Figur 63 Simulering av spenningsverdier med en reell- og seks fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	108
Figur 64 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 2 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt. ....	110
Figur 65 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 7 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt .....	111



## Tabelliste

Tabell 1 Solcellenes påvirkninger på spenningskvalitet på en transformatorkrets. ....	12
Tabell 2 Agder Energi Netts distribuering av det årlige energiforbruket til de forskjellige abonnentene tilknyttet nettet .....	24
Tabell 3 Simuleringsscenarioer av transformatorkrets NS1.....	26
Tabell 4 Simuleringsscenarioer av transformatorkrets NS2.....	28
Tabell 5 Simuleringsscenarioer av transformatorkrets NS3.....	29
Tabell 6 Sluttkunder med utvidet måleverdiinnsamling på transformatorkretsene .....	30
Tabell 7 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS1 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige måleverdier fra åtte abonnenter og transformator. .....	33
Tabell 8 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS1 den dagen med lavest belastning på transformator mot virkelige måleverdier fra syv abonnenter og transformator. 36	
Tabell 9 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS2 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra tre abonnenter og transformator. ....	48
Tabell 10 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS2 den dagen med lavest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra tre abonnenter og transformator. ....	50
Tabell 11 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS3 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra fire abonnenter og transformator. ....	58
Tabell 12 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS3 den dagen med lavest last på transformator mot virkelige spenningsverdier fra fire abonnenter og transformator. ...	60
Tabell 13 Oppsummering av alle belastningsscenarioene på de tre analyserte transformatorkretsene. .....	66



## Forkortelser

AMS	Avanserte Måle- og Styringssystemer
AEN	Agder Energi Nett
FOL	Forskrift om Leveringskvalitet
THD	Summen av de harmoniske forvrengninger
GIS	Geografisk informasjonssystem
MAPE	Gjennomsnittlige absolutte prosentvise feilen
NIS	Nett informasjonssystem
NETBAS	Agder Energi Nett sitt NIS
VSI	Spenningskildeomformer
PLL	En faselåst sløyfe



## 1. Introduksjon

Nettselskapene er helt avhengige av å øke effektiviteten i nettet og optimalisere hvordan lasten flyter i nettet for å håndtere de endringene som skjer i et mer bærekraftig samfunn. Endringene av forbruket i strømmettet er nært knyttet til elektrifisering av transportsektoren, sokkelen, petroleumsindustrien og integrering av fornybare energikilder som er svært avhengig av vær og klima. Av den grunn forårsaker disse endringene nye belastningsmønstre knyttet til energiforbruk og lokalproduksjon fra solcelleanleggene til sluttkundene. Agder Energi Nett ønsker å øke datakvaliteten på nettberegningene i distribusjonsnettet, hvor målte verdier med timesoppløsning skal erstatte Velanders formel som bruker kun det årlige energiforbruket til sluttkundene som datagrunnlag.

### 1.1 Bakgrunn

Norge har forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med minst 50% opp mot 55% innen 2030, sammenlignet med klimagassutslippene fra 1990 [1]. Mye av utslippene kommer fra bruk av fossile energikilder knyttet til transport, sokkelen og petroleumsindustrien. Elektrifiseringen i Norge går ut på å erstatte nevnte forbruk av fossilt brensel gjennom bruk av elektrisitet. Denne endringen av energiforbruket i Norge er estimert til å øke energibehovet med 23 TWh frem til 2040 [2]. Siden elektrifiseringen er nært knyttet til transportsektoren, kommer antall elbiler i norske hjem til å fortsette og stige i årene fremover, hvor det ved utgangen av 2021 var registrert 455 271 elbiler i Norge [3].

I år 1990 var Norges energiforbruk av alle husholdninger 30 299 GWh, sammenlignet med 38 073 GWh i år 2020, noe som tilsvarer en økning på 25,6% [4]. Det betyr at trenden før elektrifiseringen har vært et stigende energiforbruk. Befolkningsutvikling, økonomisk vekst, teknologisk utvikling og klimagassutslipp medfører endringer i energiforbruket til sluttkunden [5]. Større befolkning og økonomisk vekst medfører flere husholdninger, fritidsboliger og teknologisk utstyr. I dag er det også flere styringsmuligheter og mer energieffektive bygninger som reduserer det totale energiforbruket, mens overgangen fra petroleumsbiler til elbiler øker energiforbruket. Samtidig er det ventet at det totale energiforbruket fra husholdninger vil gå noe ned mot 2035, hvor den store økningen i energiforbruket omhandler hovedsakelig transport, sokkelen og petroleumsindustrien.

Norge har også en eksponentiell vekst i både vind- og solenergi, der vindenergi har økt fra 4,4 TWh i 2019 til 9,9 TWh i 2020 [6] og solenergi har økt fra 0,1 TWh i 2019 til 0,14 TWh i 2020 [7]. Dette tilsier at nettselskapene i større grad enn tidligere må kunne håndtere svingningene i tilført energi til nettet fra energikilder som er avhengige av vær og klima. Lokalproduksjon som tilføres nettet fra sluttkundene i Agder Energi Nett er henholdsvis 11,87 og 10,91 GWh i 2019 og 2020, mens produksjonen var kun på 3,82 GWh i 2018 [8]. Det er en liten reduksjon fra 2019 til 2020, men installert effekt har nok økt vesentlig, hvor sluttkunden i større grad enn tidligere har brukt den produserte energien til sitt eget energibehov. Dette viser den eksponentielle veksten av fornybare energikilder som vil fortsette å øke i årene fremover.

Det er ikke lenger tilstrekkelig å dimensjonere strømmettet etter sluttkundens årlige energibehov. Strømmettet skal også være sterkt nok til å håndtere effekttoppene som forekommer gjennom døgnet [9]. Flere husholdninger får nye og mer utfordrerne elektriske apparater som kan være varmevekslere fra vann til luft, høytrykkspyler og gjennomstrømvannvarmere. Utfordringene med disse er at de kan trekke store strømmer i kort tid eller kan slå seg av og på flere ganger i minuttet

ved bruk. I tillegg vil flere husholdninger få elbiler, noe som fører til et langt større effektbehov for hver bolig i tidsrom der elbilen lades. Dette gjør at gamle dimensjoneringsmetoder av distribusjonsnettet som baserer seg på Velanders formel, hvor årsforbruket fordeles gjennom års- og døgnvariasjoner, ikke lenger er en akseptabel metode for dimensjonering av nettet. Metoden for dimensjonering av strømmettet bør oppdateres, slik at metoden samsvarer med energiforbruk til dagens samfunn.

Det økte effektforbruket krever at strømmettet i Norge har nok kapasitet, slik at forsyningssikkerheten til de eksisterende sluttkundene opprettholdes [2]. I flere svake distribusjonsnett er det helt nødvendig å oppgradere eksisterende nett for å håndtere endringene i energiforbruket i dagens samfunn. Samtidig vil enhver investering i nettet bidra til en økt nettleie hos sluttkundene. Nettleien utgjør kostnader til utbygging, drift og vedlikehold av nettet, samt merverdiavgift, forbrukeravgift og innbetaling til energifondet [10]. Dette betyr at enhver investering vil ha en betydning på sluttkundens nettleieavgift til nettselskapene. Av den grunn bør nettselskapene begrense unødvendige oppgraderinger av eksisterende nett der nettet fortsatt har stor nok kapasitet til å håndtere dagens energiforbruk.

Et tiltak for å øke beslutningsevnen til oppgradering av eksisterende nett ble forskriftsfestet i 2011. Tiltaket er at alle nettselskapene skal sørge for at alle målepunkt i nettet skal være utstyrt med *avanserte måle- og styringssystemer* (AMS)-målepunkt [11]. Det betyr at alle sluttkunder er pålagt å installere AMS-strømmåler i alle målepunkt, og rapportere fremdrift til *Reguleringsmyndigheten for energi* (RME) frem til 1. juli 2023 [12]. Disse strømmålerne samler inn data hver time i stedet for å basere seg manuelle registreringer hver måned. AMS-strømmålerne har åpnet opp for flere muligheter når det gjelder forbruksmønstrene til sluttkundene, og nettselskapene kan oppnå følgende fordeler:

- færre feil og strømvavbrudd i overføringsnettet,
- hurtigere lokalisering og oppretting av feil,
- færre jordfeil,
- økt personsikkerhet, og
- færre spenningsavvik.

Færre spenningsavvik er gjerne knyttet til at forbruksmønstrene til sluttkunder kan dokumenteres. Dette fører til at de korrekte maksimale lastene i nettet kan undersøkes, hvor tidligere dette har vært basert på Velanders formel som er avhengig av døgn- og årsvariasjoner, som fordeler sluttkundens energiforbruk ut gjennom året. I dag er det utført 206 609 AMS-installasjoner i Agder [13], og flere AMS-strømmålere har samlet inn data over flere år. Av den grunn ønsker Agder Energi Nett å utnytte dette datagrunnlaget på best mulig måte for å optimalisere dagens nett. Dette medfører at oppgraderinger av eksisterende nett kan bli besluttet med et større beregningsgrunnlag enn tidligere.

I nær fremtid vil det være flere aktuelle virkemidler for å redusere energiforbruket til sluttkundene, for å redusere nettselskapenes behov for oppgradering av eksisterende nett [14].

Forbrukerfleksibilitet gjennom AMS-strømmålerne kan føre til endringer av dagens energibaserte nett-tariffer, ny teknologi for styring av effektforbruket og nye markedsløsninger som inngår i et fleksibilitetsmarked. Dagens samfunn har mye fokus på strømpriser, som kan være en viktig bidragsyter for at folk flest vil redusere effektforbruket sitt i tidsrom med høyt effektforbruk i

strømnettet. På kort sikt vil også lagring av energi i batterier bidra til å redusere effekttoppene, samt flytte effektkrevende utstyr som ladning av elbiler til tidspunkt der belastningen på nettet er lav. At sluttkundene skal hjelpe til med å redusere effekttoppene som forekommer i strømnettet vil imidlertid være avhengig av den økonomiske besparelsen, utforming av fremtidige effekttariffer og offentlige støtteordninger.

## 1.2 Problemstilling

Historisk sett har nettberegninger vært basert på et enkelt datagrunnlag, der maks effektuttak for sluttkunder beregnes ved Velanders formel med kun sluttkundens årsforbruk som datagrunnlag. Dette har tidligere gitt akseptable resultater, men med mer effektkrevende forbruk er ikke dette lenger en akseptabel metode. Timesverdier som registreres av sluttkundens AMS-strømmåler viser det faktiske forbruket, og vil kunne tilføre langt større presisjon i nettberegningene. Det er behov for å prøve hvor godt timesverdier som datagrunnlag fungerer i praksis, og om ønsket nytteverdi kan oppnås. Ny NETBAS-modul gjør det mulig å innhente målte verdier med timesoppløsning fra AMS-strømmålerne samt og gjøre lastflytberegninger på transformatorkretser. Dette gir følgende fordeler:

- analyser og varighet av overlast på transformatorer, linjer og kabler,
- spenningsavvik på abonnenter,
- resultatpresentasjoner knyttet til tidsserieanalyser, og
- lagring av data og beregningsresultat i databasen.

Agder Energi Nett har tidligere utført manuelle sammenligninger av AMS data og sammenlignet med beregnet verdier fra NETBAS. Dette har tidligere gitt beregningsresultater som enten høyere, tilnærmet lik eller lavere belastning på transformatoren enn hva målte AMS-data viser. Ved bruk av timesverdier er det lettere å kartlegge hvor det faktisk er spenningsutfordringer i nettet, og hvor mye Velanders formel avviker fra målte timesverdier. Denne masteroppgaven fokuserer på følgende:

- vurdering av nytteverdi ved å bruke timesverdier som datagrunnlag for nettberegninger, og
- demonstrere nytteverdien gjennom
  - plusskunder som innmater overskuddeffekt til nettet,
  - analysere transformatorkretser med over- og underspenninger,
  - nytilknytning på transformatorkrets, og
  - beregning av tap i distribusjonsnettet.

Det er totalt 8 330 transformatorkretser i Agder Energi Nett. Studiet begrenser en analyse ned til tre transformatorkretser, siden analysen er en tidkrevende prosess. Av den grunn analyseres en krets med utfordringer knyttet til underspenninger, og to kretser med eksisterende tilkoblede plusskunder. Beregning av tap i distribusjonsnettet er noe som gjøres automatisk av den nye modulen, men vil ikke bli analysert videre i studien, siden i [15], ble 50 transformatorkretser i Agder Energi Nett analysert.

### 1.3 Hovedmål

Hovedmålet med masteroppgaven er å redegjøre for fordelene med den nye NETBAS-modulen, og ta stilling til hvilke gevinster denne modulen vil gi Agder Energi Nett i utvalgte driftsoppgaver. Det er ønskelig å finne ut:

- hvor mye presisjonen øker ved spenningsberegninger i distribusjonsnettet under
  - høyeste målte last om vinteren,
  - laveste målte last om sommeren, og
- hvilke spenningsutfordringer som faktisk oppstår i distribusjonsnettet når solcelleproduksjon blir lagt oppå sluttkundens eksisterende forbruk.

Oppgaven skal utføres i tett samarbeid med fagressurser fra Agder Energi Nett. Det er en betydelig kostnad til den nye NETBAS modulen, og masteroppgaven vil komme med en anbefaling som vil være avgjørende for Agder Energi Nett om det skal gjøres investeringer i denne nye NETBAS-modulen.

### 1.4 Nytteverdier

Det vil være en nytteverdi å finne ut hvordan NETBAS avviker fra målte data, hvor det forventes at timesoppløsning på nettberegninger vil simulere med en større presisjon. Tidligere er det knyttet flere usikkerhetsmomenter på hvor mye spenningsverdieregninger avviker fra målte verdier, hvor det er forventet at ny NETBAS modul vil gi følgende:

- utføre nettberegninger ved en større presisjon,
- effektivisere beregningsprosessen, og
- oppdatere og forbedre eksisterende regelverk for dimensjonering av nett innad i Agder Energi Nett, ved en økt oversikt over avvikene i nettberegningene.

Dette kan gi Agder Energi Nett en økt oversikt over nettberegningene som utføres i distribusjonsnettet. Om nytteverdien oppnås kan beslutninger om nye tiltak knyttet til forsterkninger av eksisterende nett gjøres med færre unødvendige forsterkninger, som vil gi en økonomisk gevinst for Agder Energi Nett.

### 1.5 Rapportens oppbygging

Denne masteroppgaven deles inn i følgende kapitler unntatt introduksjon:

- Kapittel 2, gir en innføring av den teoretiske bakgrunnen som ligger til grunn for emnet. Kapitlet går gjennom oppbyggingen av strømmettet, sluttkundens rettigheter til spenningskvalitet, hvordan solcelleenergi påvirker spenningskvaliteten i nettet, hva som ligger til grunn for nettberegninger i distribusjonsnettet, og tidligere arbeid innenfor emnet.
- Kapittel 3, utredning av metoden som benyttes til å analysere transformator-kretsene.
- Kapittel 4, resultatfremvisning av nettberegningene som utføres i utvalgte transformator-kretser.
- Kapittel 5, resultatet diskuteres i lys av teorien.
- Kapittel 6, oppsummering og konkluderende bemerkninger knyttet til den nye NETBAS modulen.
- Kapittel 7, forslag til videre arbeid.



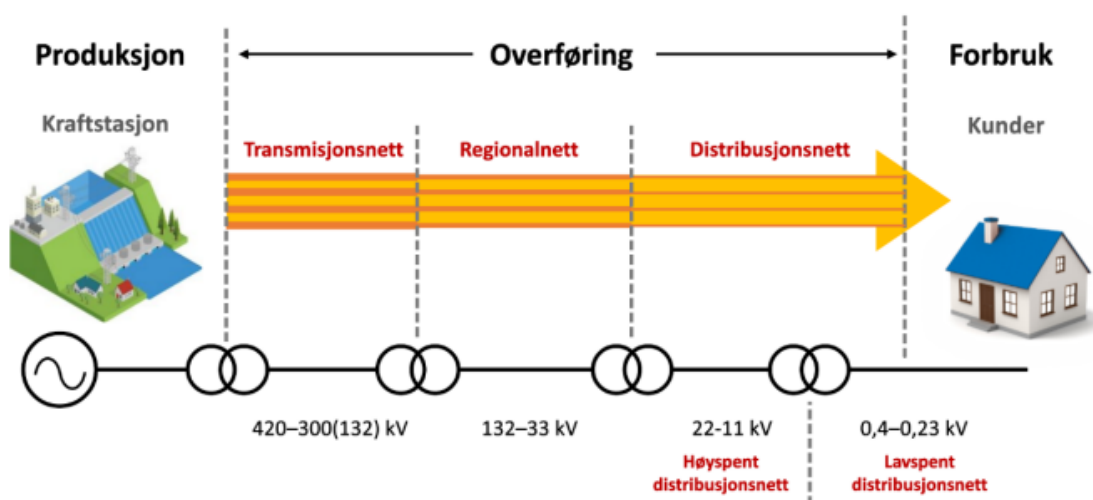
## 2. Teori

Dette kapitlet fokuserer på oppbyggingen av strømmettet i Norge og sluttkundens rettigheter til spenningskvalitet fra nettselskapene. I Agder Energi Nett er det en stor økning av antall solcelleanlegg tilknyttet nettet, hvor kapitlet går gjennom grunnleggende teori om hva et solcelleanlegg forårsaker av spenningsutfordringer. Spenningsutfordringene gjør at nettselskaper nå må dimensjonere nettet etter både høy last og produksjon om henholdsvis vinteren og sommeren. Av den grunn er det mye forskning på ny teknologi for å løse de nye spenningsutfordringene som forekommer i distribusjonsnettet, hvor kapitlet går gjennom løsninger og tidligere arbeid ved en økt penetrasjonsgrad av solcelleenergi. Kapitlet går også gjennom grunnleggende nettberegninger som gjøres i beregningsverktøyet NETBAS.

### 2.1 Det norske strømmettet

Det norske strømmettet er stort og komplekst, og strekker seg utover Norges landegrense som en del av et nordisk nettsystem [16-18]. Strømmettets funksjon er å transportere produsert energi etter behov til sluttkunden. Energi er en ferskvare, hvor den produserte energien må brukes med en gang den er produsert, som krever en balanse mellom samlet produksjon og forbruk til enhver tid. For å forsikre forsyningssikkerheten til sluttkundene må strømmettet ha stor nok kapasitet til å håndtere variasjoner i forbruk og produksjon som typisk forekommer på de kaldeste dagene om vinteren. Strømmettet skal også importere og eksportere strøm inn og ut av landegrensene i Norge etter forespørsel i energimarkedet.

Det er store avstander i Norge, samtidig som mye av energien blir produsert på store avstander fra der folk bor. Overføring av energi krever høy spenning for å redusere effekttapet som forekommer i strømmettet, og spenningen må tilpasses til enhver sluttkunde som er tilkoblet nettet [19]. Det norske strømmettet er derfor delt inn i tre deler transmisjon-, regional- og distribusjonsnettet, hvor oppbyggingen vises i Figur 1. Mellom de ulike spenningsnivåene i strømmettet benyttes det en transformator til å justere vekselspenningen opp eller ned. Dermed transformeres spenningen opp der den produseres og transformeres ned til sluttkundens spenningsnivå.



Figur 1 Strømmettets nettstruktur i Norge [20].

Transmisjonsnettet binder sammen produsenter og forbruker i et landsdekkende elektrisk system, og energien i transmisjonsnettet transporteres med høye spenningsnivåer fra 300 til 420 kV [18].

Transmisjonsnettets skal både håndtere import og eksport av energi til Norge gjennom nettets utlandsforbindelser, som gjør at nettet er en del av et nordisk nettsystem. Transmisjonsnettets i Norge eies og driftes av Statnett.

Regional- og distribusjonsnettets driftes og vedlikeholdes av de forskjellige nettselskapene i Norge. Regionalnettets har samme funksjon som transmisjonsnettets, men har lavere spenningsnivåer der regionalnettets opererer med spenningsnivåer fra 132 kV ned til 33 kV [18]. Her tilknyttes også produksjon og er koblingen mellom transmisjonsnettets og distribusjonsnettets. I Norge er alle sluttkundene tilkoblet distribusjonsnettets, utenom ti industrivirksomheter som er tilkoblet regionalnettets. Distribusjonsnettets opererer med spenningsnivåer fra 22 kV ned til 230 V.

### 2.1.1 Oppbygningen av strømmettet til Agder Energi Nett

Agder Energi Nett drifter og vedlikeholder regional- og distribusjonsnettets i Agder, og får energien fra både Statnett og generell produksjonen i Agder, hvor store deler av produksjonen i Agder er vannkraft. Kraftverk kan både være tilknyttet regional- og distribusjonsnettets, hvor småkraftverk er tilkoblet distribusjonsnettets. Til sammen har Agder Energi Nett 207 200 sluttkunder fordelt over 25 forskjellige kommuner [21]. For å fordele energien ut til sluttkundene har Agder Energi Nett til sammen 8 330 nettstasjoner med 22 100 km linjer og kabler.

En nettstasjon er den siste transformatoren som transformerer spenningen fra 22 kV ned til 400 V eller 230 V, avhengig av hvilket fordelingsystem som benyttes i lavspenningsnettets. Formålet med et fordelingsystem er at det under feilsituasjoner ikke oppstår fare for liv, helse og materielle verdier, i eller utenfor systemet [22]. Fordelingsystemene som benyttes i Norge er IT, TT og TN, hvor IT og TT har systemspenning på 230 V og TN har systemspenning på 400 V. I Figur 2 vises en vilkårlig transformator-krets i Agder Energi Nett, hvor nettstasjonen er betegnet ved en blå firkantet boks, hvor 30 tilkoblede sluttkunder betegnes ved blå hustak. Sluttkundene blir enten tilkoblet med linjer eller kabler i bakken, hvor forlegningsmetoden for linjer og kabler betegnes med henholdsvis heltrukket- og stiptet linjer.



Figur 2 Transformator-krets med 30 tilkoblede sluttkunder.

## 2.2 Sluttkundens rettigheter til en stabil og god leveringskvalitet

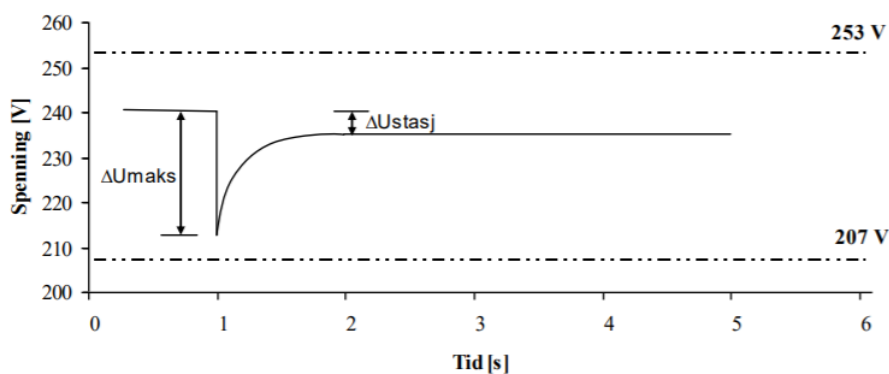
Agder Energi Nett skal gi en stabil og god leveringskvalitet av energi til sluttkundene, hvor leveringskvalitet kan deles inn i en stabil leveranse av energi og spenningskvalitet [23]. En stabil leveranse av energi innebærer at det alltid er spenning i stikkontakten til sluttkunden og fravær fra avbrudd. Spenningskvalitet setter krav til at spenningen i stikkontakten har en frekvens på 50 Hz, spenningskurven skal være en sinusformet kurveform og nominellspenning på 230 V eller 400 V avhengig av fordelingssystemet som benyttes. I 2004 ble *Forskrift om leveringskvalitet* (FOL) kunngjort, og forskriften bidrar til å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet [24]. Forskriften er laget for at nettselskaper skal gjøre tiltak for å redusere omfanget av kortvarige og langvarige spenningsvariasjoner til sluttkundene.

### 2.2.1 Langvarige spenningsvariasjoner

En langvarig spenningsvariasjon forekommer vanligvis med belastningsendringer gjennom året, hvor spenning kan bli lav og høy under henholdsvis vinteren med store belastninger og sommeren med lave belastninger. FOL setter begrensninger at Agder Energi Nett skal til enhver tid levere en spenningsverdi innen intervallet  $\pm 10\%$  av nominellspenningen på 230 V, målt som et gjennomsnitt over ett minutt [24]. Det vil si at spenningen i tilknytningspunktet til sluttkunden skal holdes innen intervallet fra 207 til 253 V i et IT- og TT-fordelingsnett, og 360 til 440 V i et TN-fordelingsnett.

### 2.2.2 Kortvarige spenningsvariasjoner

FOL setter begrensninger til kortvarige spenningsvariasjoner, som sørger for at Agder Energi Nett ikke har spenningsendringer som overstiger 3% stasjonært eller maksimalt 5% mer enn 24 ganger i løpet av et døgn [24]. Både den stasjonære og maksimale tillate spenningsendringen vises i Figur 3 [25]. Store spenningshopp forårsakes av store laster som blir tilkoblet inn eller ut i nettet. Inn- og utkoblinger av store motorer, eller mer effektkrevende utstyr som høytrykkspyler og induksjonsovner kan skape en kortvarig spenningsvariasjon. Kortvarige spenningsvariasjoner betegnes fra 10 millisekunder til 60 sekunder.

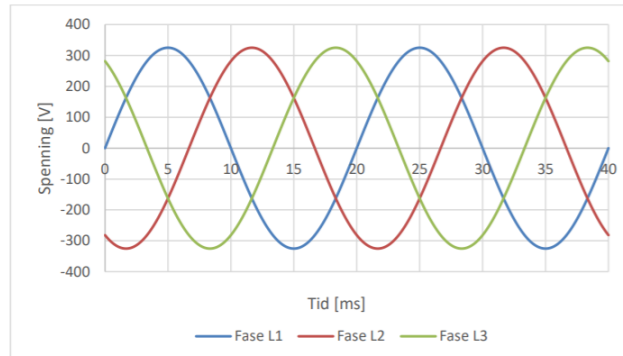


Figur 3 En kortvarig spenningsvariasjon [25].

### 2.2.3 Usymmetrisk trefasesystem

Kurveformen hos sluttkundene er en variabel som endres med tid i forhold til hvor mye belastning det er på transformatorkretsen og hvilket utstyr som er tilkoblet. «Nettselskapene skal sørge for at usymmetrisk spenning ikke skal overstige 2% i tilknytningspunkter, målt som gjennomsnitt over 10 minutter»-lovdatab§3-6 [24]. Det er derfor viktig for nettselskapet å planlegge nettet ut ifra de lokale

forutsetningene. I et symmetrisk trefasesystem er alle fasene forskjøvet 120° fra hverandre, og har samme effektverdi og amplitude. En symmetrisk trefasesystem vises i Figur 4 [25].



Figur 4 Symmetrisk trefasesystem [25].

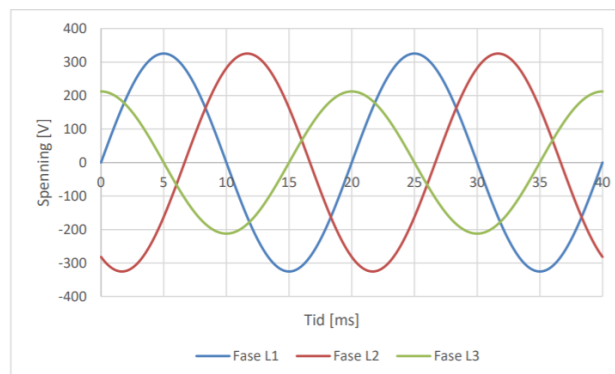
Hvis de tre fasene ikke lenger har samme sinuskurve og samme faseforskyvning er det spenningsusymmetri i trefasesystemet, som oppstår hvis de tre fasene belastes ulikt [25]. Spenningsusymmetri kan oppstå hvis det er en stor last mellom to faser i IT- og TT-fordelingsnett, eller på en fase i TN-fordelingsnett [25]. I et trefasesystem kan graden av spenningsusymmetri beregnes ved forholdet mellom negativ og positiv sekvensspenning, og graden av spenningsusymmetri kan uttrykkes ved

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

hvor  $U_-$  og  $U_+$  er henholdsvis den negative og positive sekvensspenningen, og

$$\beta = \frac{U_{1,2}^4 + U_{2,3}^4 + U_{3,1}^4}{(U_{1,2}^2 + U_{2,3}^2 + U_{3,1}^2)^2} \quad (2)$$

der  $U_{i,j}$  representerer linjespenningens grunnharmoniske komponent mellom de ulike fasene [25]. Spenningsusymmetri kan føre til et høyere spenningsfall i den eller de fasene som har en høyere strøm enn hvis belastningen hadde vært likt fordelt [25]. Det kan også føre til at motorer og generatorer har et økt effekttap, temperaturstigning, nedsatt ytelse, nedsatt levetid og havari. Kraftelektronikk kan få redusert kvalitet på grunn av spenningsusymmetri. Spenningsusymmetri vises i Figur 5, der L3 har en større belastning sammenlignet med de andre fasene [25]. For å unngå spenningsusymmetri på fasene i distribusjonsnettet, må enfase belastninger fordeles bedre, eller at trefase slutt kunder fordeler lasten bedre i eget elektriske anlegg.



Figur 5 Usymmetrisk trefasesystem [25].

#### 2.2.4 Overharmoniske spenninger

Harmoniske forvrenginger kommer fra alle ikke lineære laster som elektronikk, brytere som går av og på, høy dataprosessutstyr og høyeffektive lys [26]. *Summen av de harmoniske forvrengninger* (THD) benyttes for å måle hvor mye av spenningskurven avviker fra den virkelige spenningskurven. Det er viktig å ta hensyn til harmoniske forvrenginger, siden de kan redusere kapasiteten, tilkoblet utstyr kan få større varmgang og generelt mer effekttap i nettet [27]. THD i et nett skal ikke overstige 8% og 5%, målt som gjennomsnitt over henholdsvis ti minutter og en uke.

### 2.3 Minste kortslutningsstrøm

Et sterkt nett vil klare å håndtere svingninger i lastflyt bedre enn et svakt nett. Minste kortslutningsstrøm i et nett er ikke et mål på hvordan spenningskvaliteten er, men en høy minste kortslutningsstrøm er en indikasjon på at kapasiteten i nettet er stor [23]. Minste kostslutningsstrøm kan uttrykkes ved

$$I_{k2,min} = \frac{cU_n}{2(Z_+ + Z_-)} \quad (3)$$

hvor  $c$  er en faktor på 1 i lavspentnettet,  $U_n$  er nominellspenningen, og  $Z_+$  og  $Z_-$  er impedansen i kabelen eller linjen henholdsvis referert til pluss- og minussystemet [28]. I tillegg simulerer NETBAS minste kortslutningsstrømmer med en temperaturkorreksjon på ledningene fra 20 til 90 °C, som øker resistansen med 28%. Det er viktig å undersøke lengre kabel- og linjenett som overskrider 300 m til 400 m fra transformator, hvor dette kan skape lave minste kortslutningsstrømmer. Lave minste kortslutningsstrømmer øker risikoen for at spenningen går under 207 V og slutt kunder kan ha store spenningsvariasjoner med varierende last. I slike tilfeller kan et større kabeltversnitt deler av linjen redusere resistansen, som øker minste kortslutningsstrømmen [29, 30].

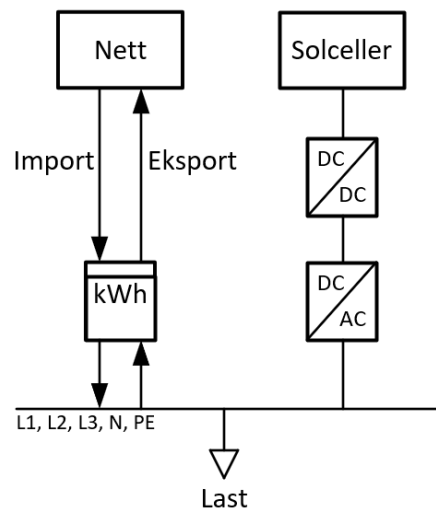
Komponenter ute i distribusjonsnettet har termiske begrensninger, som begrenser hvor stor belastningsgrad transformator, kabler og linjer kan utsettes for under driften av strømmettet. Transformatorer vil kunne utsettes for en kort maksimal belastningsgrad på 120%, men kabler og linjer skal ikke overskride belastningsgrader på 100% [9]. Under nye tilknytninger av slutt kunder til nettet, har Agder Energi Nett satt begrensninger på maksimal effekt for å ikke overskride de termiske belastningene på komponentene. Disse dimensjoneringsbegrensningene er en maksimal belastning på transformator til 95% belastningsgrad, og at kabler og linjer ikke overskrider 80% belastningsgrad.

### 2.4 Solceller

I dag finnes det flere abonnenter som både bruker og produserer energi, som gjør at abonnenter med avtale fra kraftleverandør kan tilføre energi til nettet når produksjonen er høyere enn forbruket [31]. En slutt kunde som både forbraker og produserer energi er kategorisert som en plusskunde [32], hvor det i Agder Energi Nett er registrert 1107 plusskunder [8]. Agder Energi Nett har en betydelig økning av solcelleanlegg på takene hos abonnentene i distribusjonsnettet, som medfører flere plusskunder, hvor enhver tilførsel av aktiv effekt vil øke spenningen i nettet. Plusskunder vil i første omgang produsere energi til eget forbruk, men i perioder ved lav last kan plusskunden tilføre produsert energi til nettet, og spenningen kan overskride spenningsgrensene i FOL. Av den grunn vil dimensjoneringen av strømmettet nå gjøres for både vinter- og sommerlast, hvor nettet før var kun dimensjonert for maksimal last om vinteren.

Nettselskapet er ansvarlig for at slutt kunder tilknytter solceller etter tilknytningsplikten [31]. Dette plikter nettselskapet for eksisterende slutt kunder, å tillate sluttkunden å benytte

overbelastningsvernets størrelse til innmating av produksjon. Solcelleanlegg i distribusjonsnettet kan bidra til å redusere effekttapene som forekommer i nettet med høye strømmer i enkelte overføringslinjer, der solceller kan tilføre energi mer lokalt på kortere avstander fra produksjonssted til forbruk [33]. Samtidig vil en stor økning av produsert energi fra solceller i svake distribusjonsnett skape spenningsutfordringer, hvor spenningen ikke skal overskride spenningsgrensene i FOL. Et elektrisk oppsett av plusskundens solcelleanlegg vises i Figur 6 [34 s. 171-174].



Figur 6 Et elektrisk oppsett av plusskundens solcelleanlegg.

En solcellemodul produserer strøm når den utsettes for sollys. Solcellemodulene testes hos produsent under standard testforhold, der disse forholdene er følgende:

- solinnstråling på  $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ ,
- solcellemodulen har en temperatur på  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , og
- et standard 1,5 AM lysspektrum, som betyr at sollyset passerer gjennom atmosfæren 1,5 ganger lengre enn den vertikale distansen [34, s. 15].

Det betyr at merkeeffekten på anlegget hos en sluttkunde oppnås når et solcelleanlegg opereres under disse testforholdene, hvor disse forholdene i virkeligheten endres over tid. Solforhold som avviker fra  $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$  gjør at solcelleanlegget produserer enten mer eller mindre enn installert solcelleeffekt. Samtidig vil en høyere temperatur gjøre at strømproduksjonen har en liten økning, men spenningen synker drastisk som fører til en reduksjon i aktiv effekt [34, s. 147-148]. I tillegg til innstråling og temperatur på lokasjonen, har solcelleanleggene en orientering og helning mot sola, hvor produksjon er høyest når solcellemodulene står vinkelrett mot sola [34, s. 38-40]. Forskjellige orienteringer, enten vest, sør eller øst mot solcellemodulene, fører til at hvert solcelleanlegg kan ha forskjellige tidspunkter når anleggene produserer dens maksimale installerte effekt. Dette fører til at solcelleanlegg mot både øst og vest vil få en ganske jevn produksjon, hvor solcelleanlegg kun mot en retning vil få en stor effekttopp. Dette gjør at både solforholdene geografisk og orienteringen på solcelleanleggene til sluttkundene vil være forskjellige. Derfor kan et solcelleanlegg med samme installert effekt ikke nødvendigvis produserer like mye eller har samme tidspunkt når effekttoppen oppnås. Andre faktorer som reduserer hvor mye et solcelleanlegg produserer er:

- generelt tap i anlegget,
- møkk og snø på solcellemodulene,



- solcellemodulene skyggelegges av trær og annen bebyggelse, og
- degradering knyttet til aldring av modulene.

Solcelleanlegg kan også skape kortvarige spenningsutfordringer der solcellemodulene skyggelegges i korte perioder, eller at solcellemodulene får relativt høy solinnstråling på overskyet dager. Dette kan medføre at spenningen på transformator kretser kan fluktuere hvis endringen skjer fort. Dette gjør at solcelleanlegg i distribusjonsnettet kan skape spenningsutfordringer, og overskride spenningsgrensene i FOL.

#### 2.4.1 Solcelleanleggs påvirkninger på spenningskvalitet i lavspenningsnett

Nettselskaper er avhengige av å ha et sterkt nok nett til å håndtere både spenningsutfordringene under høy last og produksjon om henholdsvis vinteren og sommeren [35, 36]. Spenningsendringen mellom et hus og tilknytningspunktet kan beskrives ved

$$\Delta U = \frac{R_n P_{G_n} + X_n Q_{G_n}}{|U_{G_{n-1}}|} + j \frac{X_n P_{G_n} - R_n Q_{G_n}}{|U_{G_{n-1}}|} \quad (4)$$

og siden resistansen er mye større enn reaktansen i lavspenningsnett kan formelen forenkles ved

$$|U_{G_n}| \approx |U_{G_{n-1}}| + \frac{R_n P_{G_n} + X_n Q_{G_n}}{|U_{G_{n-1}}|} \quad (5)$$

hvor  $U$  er spenningen,  $R$  er resistansen,  $X$  er reaktansen,  $P$  er aktiv effekt og  $Q$  er reaktive effekt. I tillegg er  $n$  før linjen og  $n-1$  er etter linjen. Uttrykket viser årsaken til hvorfor det er en endring i spenning, avhengig av produksjon og forbruk fra sluttkundene [35, 36]. Samtidig vil endringen ikke kun være avhengig av aktive- og reaktive effekten, men også impedansen i kabelen. Impedansen i kabelen eller linjen er også en av grunnene til en lavere minste kortslutningsstrøm ute hos sluttkundene, og hvis det antas å være en konstant spenning på 230 V, hvor lavspenningsnettet er resistivt, kan formel (3) og (5) kombineres, og en forenklet spenningsstigning fra et solcelleanlegg i et enfase IT og TT fordelingsystem beskrives ved

$$\Delta U = \frac{P_r}{I_{k2,min}} \quad (6)$$

og for enfase TN fordelingsystem

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}P_r}{I_{k2,min}} \quad (7)$$

hvor  $P_r$  er installert solcelleeffekt og  $I_{k2,min}$  er minste kortslutningsstrøm [31]. Den trefase spenningsendringen for IT og TT fordelingsystem kan beregnes ved

$$\Delta U = \frac{P_r}{2I_{k2,min}} \quad (8)$$

og for trefase TN fordelingsystem

$$\Delta U = \frac{P_r}{2\sqrt{3}I_{k2,min}} \quad (9)$$

Ut ifra spenningsvariasjon i de ulike fordelingsnettene vil et større solcelleanlegg gi større spenningsstigning. Derimot vil sluttkunden med enten et trefaseanlegg i stedet for enfaseanlegg, eller har en stor minste kortslutningsstrøm redusere spenningsstigningen ved solcelleproduksjon. Beregninger og målinger knyttet til minste kortslutningsstrømmene som forekommer i lavspenningsnettet kan gi en rask indikasjon om hvor stor spenningsstigningen kommer til å være med

ulike størrelser på solcelleanleggene. I Tabell 1 oppsummeres påvirkningene på spenningskvaliteten av solcelleproduksjon på transformator-kretser i distribusjonsnettet.

*Tabell 1 Solcellenes påvirkninger på spenningskvalitet på en transformator-krets.*

<b>Langvarige spenningsvariasjoner</b>	Spenningen skal holdes innenfor FOL, som er en spenning fra 207 til 253 V. Spenningsstigningen vil være større i svake nett, hvor minste kortslutningsstrøm er lav.
<b>Kortvarige spenningsvariasjoner</b>	For at et solcelleanlegg skal få en spenningsendring over 3%, vil i mange tilfeller høye overspenninger som utløser vern være årsaken til dette, eller at anlegget blir påført en rask spenningsendring knyttet til tunge laster som er tilkoblet nettet [31].
<b>Usymmetrisk trefasesystem</b>	Usymmetri skal ikke overstige 2%, hvor produksjonen fra enfase solcelleanlegg i svake distribusjonsnett vil skape usymmetri med mye tilført aktiv effekt. Det bør derfor ikke gi tillatelse på tilførsel av solcelleenergi over 20A, som gir en maksimal tilført aktiv effekt på 4,6 kW, for å unngå skjevhet i nettet [31].
<b>THD</b>	Solcelleanlegg, sammen med annet kraftelektronikk og lineære laster kan skape harmoniske spenninger i nettet, hvor harmoniske spenningene blir større i et svakt nett [31]. Det er krav om CE-merket utstyr, som skal overholde en del av kravene til THD, men er variasjoner på tilknyttet utstyr.

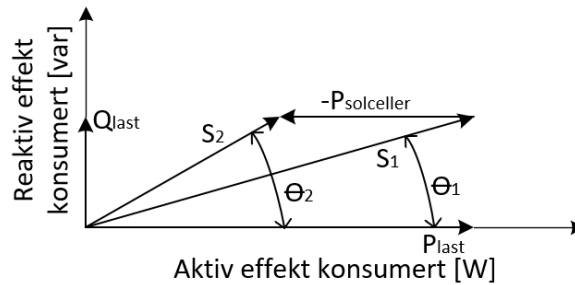
## 2.5 Tiltak for å forbedre spenningskvaliteten

I enkelte transformator-kretser er det nødvendig å gjøre tiltak for å øke spenningskvaliteten til sluttkundene. Det finnes flere tiltak for å øke spenningskvaliteten som å ha reaktiv effektkontroll på solcelleanleggets inverter, introdusere batterier i nettet eller i sluttkundens eget anlegg, og trinning og automatisk trinning av transformator. Siste utvei, vil være å forsterke eksisterende nett.

### 2.5.1 Reaktiv effektkontroll for spenningsregulering på solcelleanleggets inverter

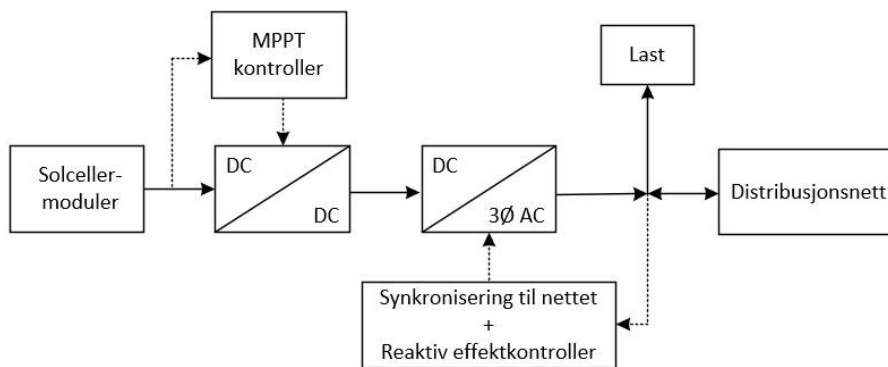
I dag er det ikke krav for at solcelleanlegg skal tilføre reaktive effekt i lavspenningsnettet, og vanligvis tilfører solcelleinvertere i lavspenningsnettet kun aktiv effekt, som vil øke spenningen. Solcelleanlegg som kun tilfører aktiv effekt til strømmettet vil redusere effekt faktoren i et strømmnett som har en faseforskyvning som henger etter [37]. Denne virkningen vises i Figur 7, hvor  $\phi$  blir større avhengig av mengden på den tilførte aktive effekten til nettet. Denne virkningen kan reduseres om solcelleinvertere tilfører reaktiv effekt til strømmettet. Det vil være en økonomisk gevinst for nettselskapene om spenningskvaliteten kan opprettholdes innenfor FOL, uten nevneverdige investeringskostnader.





Figur 7 En økning av tilført aktiv effekt fra plusskundene reduserer effekt faktoren i nettet [37].

En konfigurasjon av en inverter med reaktiv effektkontroll vises i Figur 8. De heltrukne linjene viser strømretningen, og de stiplede linjene viser signalretningen. Hovedoppgaven til DC-DC boost omformeren i et solcelleanlegg er å kontrollere uttaksspenningen på solcellemodulene, og øke spenningsnivået fra solcellemodulene til hva DC-AC spenningskildeomformeren (VSI) trenger. VSI konverterer likespenningen om til vekselstrøm med samme spenningsnivå og frekvens som tilkoblede strømnett.

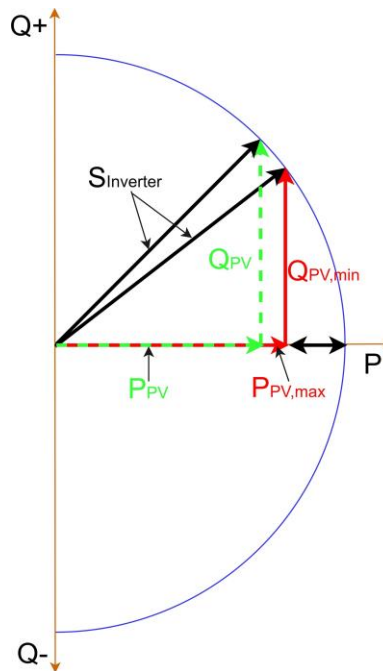


Figur 8 Konfigurasjon av en inverter med reaktiv effektkontroll [37].

En VSI opererer med et 2-kvadrantsystem, hvor den reaktive effekten som produseres er avhengig av forholdet mellom aktive- og tilsynelatende effekten som vises i Figur 9. Ut ifra figuren kan andelen av reaktiv effekt som produseres uttrykkes ved

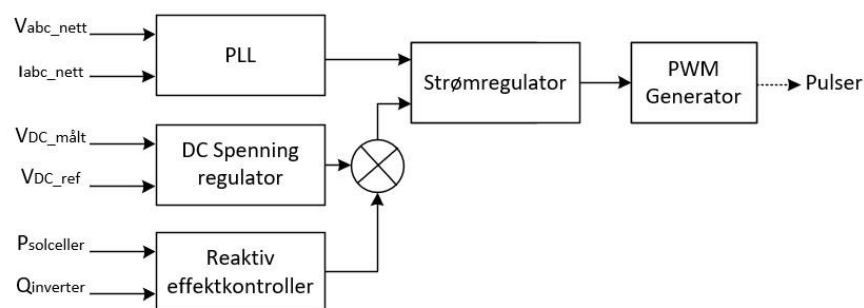
$$Q = \begin{cases} S \cdot \sin(\cos^{-1}(\frac{P}{S})) \\ \sqrt{S^2 - P^2} \end{cases} \quad (10)$$

hvor  $S$  er inverterens kapasitet og  $P$  er den aktive effekten som produseres av solcellemodulene.



Figur 9 VSI 2-kvadrant operasjonssystem [37].

Konfigurasjonen av en VSI-kontroller vises i Figur 10, og har fem ulike blokker som PLL, DC spenningsregulator, Reaktiv effektcontroller, strømregulator og PWM generator [37, 38]. En faselåst sløyfe (PLL) konverterer målte AC signaler fra strømnettet om til DC komponenter med Clark&Park transformasjon, hvor  $[V_d, V_q]$  er DC-spenningskomponenter og  $[I_d, I_q]$  er DC-strømkomponenter. I tillegg måler PLL fasevinkelen til strømnettet, som benyttes til å synkronisere vekselspenningen til nettet. DC spenningsregulatoren regulerer spenningen fra DC-DC omformerer ved å genere et  $I_d$  referanse signal. Dette referansesignalet bestemmer hvor mye aktive effekt som produseres til enhver tid fra solcellemodulene. Reaktiv effektcontrolleren genererer et  $I_q$  referansesignal, som gjør at spenningen holdes innenfor et gitt intervall ved å genere en reaktiv effekt. Referansesignalene  $[I_d, I_q]$  og målte DC komponenter  $[V_d, V_q, I_d, I_q]$ , føres inn i strømregulatoren som genererer et  $V_d$  og  $V_q$  signal, hvor disse kan benyttes sammen med målt fasevinkel i en PWM generator. PWM generatoren genererer signaler som kan kontrollere IGBT- eller tyristor-brytere. Dette gjør at en solcelleinverter kan kontrollere spenningen ut på nettet ved å generere et  $I_q$  referansesignal til strømregulatoren i en VSI. Disse signalene måles kontinuerlig og det mest optimale  $I_q$  referansesignal genereres til enhver tid ut ifra målinger fra nettet.



Figur 10 Konfigurasjonen av en VSI-kontroller [37].

Hovedutfordringen ved reaktiv effektkompensering er hvor mye hver og hvilke inverttere som skal produsere reaktive effekt [33]. Målet er å regulere spenningen slik at den ikke overskrider

spenningsgrensene i FOL. I distribusjonsnett med flere tilkoblede invertere med uorganisert tilførsel av reaktiv effekt kan skape mer tap, samtidig som at enkelte invertere ikke skal bli overbelastet eller overgår sin egen  $\cos \phi$ . Dette medfører at i distribusjonsnett med flere tilkoblede invertere vil være avhengig av robuste kontrollsystemer for hvilke og hvor mye reaktiv effekt hver inverter skal tilføre nettet.

#### 2.5.2 Bruk av batterier i distribusjonsnettet

Nettselskaper har mulighet til å installere batterier i svake distribusjonsnett, hvor flere nettselskaper har pågående FoU-prosjekter og IDE-prosjekt om å øke spenningskvaliteten ved å bruke batterier [39, 40]. Batterier kan øke spenningskvaliteten ved å lade og utlade batteriet med henholdsvis høy og lav spenning. Batterier kan i enkelte tilfeller være et godt alternativ for å øke spenningskvaliteten i distribusjonsnettet, men har ikke slått helt ut enda, siden fordelene og den økonomiske gevinsten ikke er helt klare [41]. Batterier tilknyttet distribusjonsnettet vil øke spenningskvaliteten, hvor et batteri kan gi følgende fordeler:

- eksportere eller importere energi, når det er kortvarige spenningsvariasjoner,
- batterier er tilkoblet nettet gjennom en inverter, hvor inverteren kan hjelpe til med å tilføre reaktiv effekt for å kontrollere spenningen, og
- flytte last, for å redusere effekttoppene som forekommer i nettet [41].

Dette medfører at et batteri kan støtte flere spenningsutfordringer som forekommer i svake distribusjonsnettet.

#### 2.5.3 Automatisk trinning av transformator

Transformatorer med automatisk trinning benyttes flere steder i nettet, men hovedsakelig høyere spenningsnivåer som transmisjons- og regionalnettet [42]. Fordelingstransformator med automatisk trinning kan være et alternativ for å øke tilknytningskapasiteten i nett, hvor spenningsvariasjonen ut fra transformator er høy. Dette gjør at spenningskvaliteten i mindre grad er avhengig av fluktuasjonene som foregår i overliggende nett. En transformator med automatisk trinning kan redusere utgangsspenningen av transformatoren om sommeren når spenningsnivåene er høye med lav last og solcelleproduksjon, og øke spenningen om vinteren når spenningen blir lav på grunn av høy last.

#### 2.5.4 Tradisjonelle tiltak for å øke spenningskvaliteten i nettet

Spenningsendringen i et distribusjonsnett kan beskrives med (4), hvor spenningsendringen er avhengig av resistansen i kablen eller linjen. Resistansen i kabler eller linjer øker ved en større lengde, men reduseres ved et høyere tverrsnitt [29, 30]. Samtidig har kobber bedre ledningsevne enn aluminium, som medfører at å bytte ledningsmaterialet også vil redusere den totale resistansen i kablen eller linjen. Ved å bytte ut deler av nettet med større kabeltverrsnitt kan spenningskvaliteten økes i distribusjonsnettet, men er en kostbar metode dersom det enda er lang levetid igjen på kablene eller linjen.

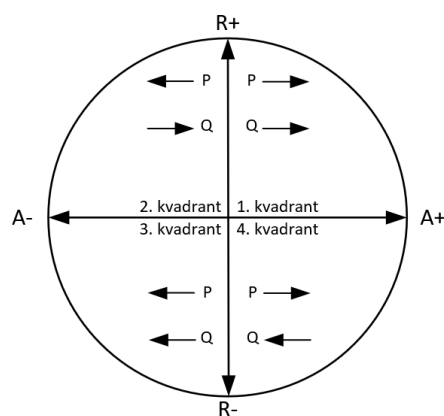
Ujevn last i distribusjonsnettet kan medføre dårlig spenningskvalitet i distribusjonsnettet og høyere strømmer i enkelte faser fører til høyere spenningsfall. I tilfeller med mange enfase sluttkunder kan en kostnadseffektiv metode være å fordele lasten bedre over de tre fasene ved å kaste om på faser.

Kondensatorbatterier eller shuntobjekter kan bistå som et effektivt virkemiddel i distribusjonsnettet med svake effektfaktorer, ved å produsere reaktiv effekt i motsatt retning [43, 44]. Dette kan være et

effektivt virkemiddel i nett der det produseres mye reaktiv effekt, men vil være begrenset effekt der det ikke er stor andel reaktiv effekt. Reaktiv effekt dannes i transformatorer, og andre maskiner og motorer tilknyttet nettet. I tillegg med mer integrasjon av solceller, kan dette også redusere effekt faktoren der inverteren ikke produserer reaktiv effekt. Av den grunn kan Shuntobjekter tilkoblet distribusjonsnettet tilføre reaktiv effekt for å øke effekt faktoren og spenningskvaliteten.

## 2.6 Analyse

AMS-strømmåleren opererer med et firekvadrantsystem som vises i Figur 11, hvor et firekvadrantsystem betyr at måleren kan registrere både aktiv- og reaktive effekt inn og ut av måleren, uavhengig om sluttkunden forbruker eller produserer aktiv- og reaktiv effekt [45]. Målingene akkumuleres opp i løpet av en time, og et gjennomsnitt av forbruk (A+) og produksjon (A-) registreres i måleren. AMS-strømmålerne bruker vektorsummasjon for å beregne forbruket og produksjonen gjennom en time. Dette betyr at alle bidragene av solcelleeffekt blir først trukket av forbruket, og deretter blir det resterende registrert hvert sjette sekund i AMS-strømmåleren. Enkelte tidspunkt er forbruk og produksjon tilnærmet lik null på plusskunder i løpet av en time. Dette betyr ikke nødvendigvis at sluttkunden ikke bruker energi, men at sluttkundens produksjon dekker eget energibehov i løpet av timen.



Figur 11 firekvadrantsystem.

### 2.6.1 NETBAS

Det finnes flere analyseverktøy til å simulere ulike belastningsscenarioer i nettet, og Agder Energi Nett benytter NETBAS som er Agder Energi Nett sitt *Nett informasjonssystem* (NIS). NETBAS er et *geografisk informasjonssystem* (GIS) som gir anleggsdokumentasjon hos nettselskapene, og har modulene, nettutvikling, vedlikehold, analyse og avbruddsrapportering som kan støtte med både analyser og planlegging av strømmettet [46]. De fire modulene brukes av forskjellige formål, og i denne masteroppgaven er analyse-modulen brukt. Hvis endringer skal gjøres på en transformator krets benyttes nettutvikling-modulen. I NETBAS er alle komponentene i nettet registrert som enten abonnenter, linjer, kabler, transformatorer, generatorer og kondensatorbatterier. Dette gjør det mulig å simulere lastflyten i strømmettet, og ved innhenting av timesverdier fra AMS-strømmålerne kan flere ulike scenarier simuleres.

Siden 2005 har Agder Energi Nett hatt et eget definert «krav til elektrisk dimensjonering av høyspenning- og lavspenningsnett» [9]. Tanken ved å benytte kriteriene i dokumentet er at nettet skal være dimensjonert for å innfri kravene innenfor FOL fra 20 til 30 år frem i tid. Beregningskriteriene baserer seg på Velanders formel, hvor den maksimale belastningen i nettet kan

simuleres ved hjelp av to Velanders konstanter og det årlige energiforbruket fra sluttkundene. Velanders konstantene kan være forskjellige etter hvilke typer sluttkunder som er tilkoblet nettet, hvor sluttkunden enten blir kategorisert som en enebolig, industri, hytter eller annen næringsvirksomhet. Velanders formel går som følger

$$P_{Max} = K_1W + K_2\sqrt{W} \quad (11)$$

hvor  $P_{max}$  er maksimal effekt i året,  $W$  er det årlige energiforbruket, og  $k_1$  og  $k_2$  er Velanders konstanter som er satt for ulike belastningskategorier, som fastlegges ved hjelp av målinger [28]. Agder Energi Nett benytter 22 og 14 ulike døgn- og årsvariasjoner av Velanders formel for å beregne hvordan lastflyten på tilkoblet abonnent fordeler seg ut gjennom året. Den reaktive effekten beregnes ved hjelp av  $\cos \phi$  og kan uttrykkes som

$$Q = P \cdot \tan(\phi) \quad (12)$$

der  $\phi$  er satt som 0.98 på alle abonnenter som standard i distribusjonsnett. Denne prognosen er veldig repetitiv og tar ikke hensyn til høyere belastninger ved høytider, og forskjellige belastningsmønstre til sluttkunden. I tillegg bruker Velanders formel *brukstid* for fritidsboliger, som fordeler det årlige energiforbruket ut over færre timer. Brukstid kan uttrykkes ved

$$P_{max} = \frac{W}{T} \quad (13)$$

der  $T$  er brukstiden til fritidsboligen. Her beregner NETBAS ved hjelp av brukstid langt større effektbehov i helgene ut ifra brukstiden til fritidsboligen.

I dag må strømmettet dimensjoneres for både høy last om vinteren og solcelleproduksjon om sommeren. NETBAS har introdusert en lasttilordning som brukes til å velge om NETBAS skal gjøre en simulering med maksimal- eller minimal belastning på transformatoren [28]. Denne funksjonen benytter to begreper der tunglast og lettlast er henholdsvis timen i året med høyest og lavest belastning på transformator, hvor belastningen hentes fra beregningsmetoden Velanders formel. Solceller produserer mest energi om sommeren, hvor det er generelt lite forbruk på en transformator. Dermed benyttes de to begrepene under forskjellige formål, der dimensjoneringen av distribusjonsnett bruker tunglast om vinteren og lettlast om sommeren.

NETBAS' utetemperatur er døgnets middeltemperatur for det aktuelle døgnet og gjelder for alle lastpunkter. Denne antakelsen kan være grov hvis det foretas beregninger på et geografisk stort nett. I tillegg blir NETBAS' ledningstemperatur i ledningsnett satt til 20 °C under simuleringer, og benyttes for både kabler og linjer [28]. Denne beregningstemperaturen er på et fast nivå, uavhengig av ytre påvirkninger. Det er kun minste kortslutningsstrømmer som temperatur korrigeres i NETBAS, hvor ledningstemperaturen under simulering kan ha mye å si på ledningsresistansen i kablen.

Den nye NETBAS modulen innhenter data fra AMS-strømmålerne, og bruker dermed belastningen til sluttkunden som beregningsgrunnlag i stedet for å beregne et forbruk med Velanders formel. Den reaktive effekten til sluttkunden blir estimert ut fra målte timesverdier med (12). Under beregninger med timesverdier som beregningsgrunnlag vil det fortsatt ligge antagelser til grunn for beregningen. Antagelsene er en konstant  $\cos \phi$  på 0,98 for alle abonnenter med en ledningstemperatur på 20 °C.

### 2.6.2 Sammenligningsverktøy til fremvisning av resultater

Evaluering av prognoser og simuleringer er viktig for å forstå hvor treffsikker en metode er i forhold til andre metoder og for resultatfremvisning [47, 48]. Den *Gjennomsnittlige absolutte prosentvise feilen* (MAPE) er et mål på hvor treffsikker en prediksjon er, og brukes mye i kraftindustrien. MAPE kan uttrykkes ved

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{(y_i - y'_i)}{y_i} \quad (14)$$

hvor  $n$  er antall målinger,  $y'_i$  er simuleringsverdien og  $y_i$  er den målte verdien. MAPE brukes mye i kraftindustrien, siden den største svakheten med metoden er håndteringen av lave- og nullverdier. Spenningsverdier i distribusjonsnett og generell lastflytanalyser er sjeldent nede mot lave- og nullverdier, og av den grunn brukes metoden mye i kraftindustrien.

## 2.7 Tidligere arbeid

Flere husstander får solceller på takene i distribusjonsnett, og et nullenergihus fra Skarpnes i Agder ble analysert i [49]. Et nullenergihus er en bolig som produserer sitt årlige energiforbruk.

Nullenergihuset fra Skarpnes i Agder ble analysert over et tidsaspekter over fem år, hvor huset har en installert solcellekapasitet på 7,36 kW. Dette tilsvarer et areal av solceller på 39,9 m<sup>2</sup>, som gir en årlig produksjon på 7 MWh. Produksjonen gjennom et år varierer fra 0 til 6,5 kWh, hvor produksjonen er relativ lav i desember- og januar måned, siden månedene har korte dager og snø. Derimot om sommeren er produksjonen større enn forbruket, hvor overskuddsproduksjonen tilføres enten til nettet eller lagres i batterier. Dette medfører at et nullenergihus i Agder uten energilagring er helt avhengig av å importere og eksportere energi om henholdsvis vinteren og sommeren. Produksjonen i et slikt hus vil være varierende med forskjellige lokasjoner, samtidig at forbruksmønstrene kan være forskjellige fra person til person. Dette gjør at et slikt hus ikke nødvendigvis er en løsning til en bedre spenningskvalitet i lavspenningsnett, og Agder Energi Nett må dimensjonere nettet for både forbruk og lokal produksjon fra plusskunder i kommende fremtid.

For å redusere effekttoppene i nettet ble energilagringmetoder i [50] analysert, hvor simuleringen benyttet et batteri på 1 MWh og solcelleanlegg på 800 kW. Et slikt anlegg reduserte effekttoppene med 33%, hvor energietterspørselen var 1746 MWh. Dette viser at integrasjon av solceller med energilagring kan redusere effekttoppene som forekommer ved svake tilknytningspunkt i distribusjonsnett. En reduksjon av effekttoppene kan føre til at enkelte transformator-kretser ikke trenger nye investeringer. Dette kan også gi en reduksjon av belastning i linjene, og at spenningen i enkelte tilfeller ikke over- og underskrider spenningsgrensene satt i FOL.

I [51], ble det undersøkt om forbrukerfleksibilitet kan løse dagens spenningsproblemer i lavspenningsnett. Trinning av transformator kan være et godt virkemiddel der lavspenningskretsene har korte avstander, men har ingen god effekt der kunden er lengre enn 700 m borte fra transformator. Det dyreste hjelpemiddelet er å oppgradere eksisterende nett, og eventuell oppgradering må være fremtidsrettet, slik at transformator-kretsen kan håndtere fremtidige belastningsendringer. Forbrukerfleksibilitet kan være et godt virkemiddel, dersom naboene i nærheten av problemområde reduserer sitt effektforbruk. Derimot vil naboer lengre unna eller på annen avgang fra transformatoren ikke ha store innvirkning på spenningskvaliteten.

I [52], ble både bruken av nettbatteri og automatisk trinnkobler på transformatoren analysert for å forbedre spenningskvaliteten i et svakt lavspenningsnett. Dette gjøres for å unngå ytterligere

investeringer i linjer og kabler for å holde spenningen innenfor spenningsgrensene i FOL. Analysen ble gjort med virkelige data fra AMS-strømmålere i både NETBAS og DIGSILENT Power Factory, hvor dagen 27 februar 2020 ble brukt. Det ble vist at både nettbatteri og automatisk trinning av transformator er gode bidragsyttere for å øke spenningskvaliteten i lavspenningsnettet. Plasseringen av batteriet bør plasseres nærme nettstasjon og automatisk trinning av transformator bør reguleres etter en referansespenning midt på den ene avgangen fra transformatoren. Referansepunkt midt på kretsen gjøres for at nærmeste sluttkunde ikke skal ha for høy spenning eller at sluttkunden på enden av kretsen får for lav spenning.

I [53], ble flere lavspenningskretser simulert i NETBAS, hvor styrken til nettet begrenset hvor mye solceller lavspenningsnettet kunne håndtere. Simuleringene ble gjort basert på lettlastberegninger, hvor penetrasjonsgraden av 8 kW plusskunder varierte. De største påvirkningsfaktorene til redusert penetrasjonsgrad av plusskunder er knyttet til minste kortslutningsstrømmen hos sluttkunden og merkeeffekten på transformatoren. Dette betyr at transformatorer i grisgrendte strøk er mest utsatt for dårlige spenningskvalitet, hvor merkeeffekten på transformatoren kan være lav med lange kabelstrekk til sluttkundene.

I [54], ble fire forskjellige lavspenningsnett simulert i MATLAB Simulink, hvor det ble simulert grisgrendte, forstadsområde, rekkehusområde og lett industri. Rapporten baserer seg ikke på AMS-data, men lasten er fordelt ut ifra sikringsstørrelsene hos sluttkundene. Det er også antatt spenningsvariasjoner og størrelse på transformator. Analysen viser at grisgrendte strøk har begrenset tilknytningskapasitet på grunn av spenningsgrensene i FOL, men mer bynære og industri transformatorer er begrenset av termiske begrensninger på transformatoren, kabler og linjer. Større solcelleanlegg på gårder kan skape spenningsutfordringer i enkelte scenarioer, men hvis en begrensning på innmating av solcelleeffekt blir satt kan dette løses. Rapporten viser til at tilknytningskapasiteten i grisgrendte strøk er mellom 0,4-4 kW, forstadsområde 5-10 kW og industriabonnenter kan ha en høy tilknytningskapasitet.

Fra tidligere arbeid har flere rapporter undersøkt spenningskvalitet i lavspenningsnettet, og enkelte rapporter har undersøkt hvordan spenningskvaliteten endrer seg med forskjellige penetrasjonsgrader av solceller. Tidligere arbeid har også kartlagt flere metoder for å begrense spenningsutfordringen i lavspenningsnettet, som å installere batteri, automatisk trinning av transformator, forbrukerfleksibilitet, kapasitansbank og oppgradering av eksisterende nett. Derimot har datakvaliteten hvert begrenset i de fleste rapporter, hvor denne nye NETBAS-modulen faktisk kan ta sluttkundens forbruk også med i betraktning. Det vil fortsatt være begrensninger i masteroppgaven hvor spenningen på transformatoren kommer til å bli låst på et fast spenningsnivå, og forbruk og produksjon fortsatt varierer mye innen en time. Dette gjør at timesverdier ikke vil beregne om transformatorer har spenningsutfordringer knyttet til kortvarige spenningsutfordringer og THD. Selv om det er begrensninger knyttet til bruken av timesverdier, vil lavspenningskretser bli simulert ved en større presisjon enn tidligere.





### 3. Metode

Historisk har nettberegninger vært basert på Velanders formel, hvor kun det årlige energiforbruket fra sluttkundene ble tilført nettberegningene. Dette medfører usikkerhetsmomenter til hvor treffsikker Velanders formel er for dimensjonering av strømnettet, og om strømnettet enten blir under- eller overdimensjonert. Målet med studien er å utføre nettberegninger som baseres på verdier med timesoppløsning, innsamlet av AMS-strømmålerne ute hos sluttkundene. Dette gjøres for å avdekke om spenningskvalitet kan økes i en spenningsanalyse med faktiske målte AMS-data som datagrunnlag. Den eksponentielle veksten av plusskunder i Agder Energi Netts distribusjonsnett kan simuleres med den nye NETBAS modulen, der produksjonsdata kan lastes inn fra plusskundens AMS-strømmåler. Dette medfører at påvirkningene av en økt tilført energi fra lokal produksjon på transformatorretser kan simuleres med virkelige målte AMS-data.

Agder Energi Nett har 8 330 nettstasjoner i distribusjonsnettet, som gir et bredt utvalg av forskjellige transformatorretser å simulere i Agder. En simulering er en tidkrevende prosess, og av den grunn gjør studien en analyse av en transformatorrets som har hatt underspenning i løpet av 2021 og to transformatorretser som inneholder eksisterende plusskunder. Analysen gjøres i NETBAS, hvor alle nettkomponentene til Agder Energi Nett er registrert. Datagrunnlaget fra transformatorretsen som velges for videre analyse lastes inn i NETBAS, og NETBAS kjører en simulering for hver innlastet timesverdi.

#### 3.1 Valgt av transformatorretser

Valg av transformatorretser gjøres ved hjelp av datavisualiseringsverktøyet Power BI og nettinformasjonssystemet Smart grid portalen og Plan portalen. Plan portalen har en tydelig oversikt over alle plusskundene tilkoblet Agder Energi Nett, og smart grid portalen gir en øyeblikkelig status om nettet har transformatorretser med enten under- eller overspenninger. Transformatorretsen som velges for videre analyse kan sjekkes videre i Power BI som gir en rask indikasjon på hvilke typer sluttkunder som er tilkoblet, og informasjon om sluttkundens forbruk og produksjon. Hvis en transformatorrets velges for videre analyse, har kretsen følgende kriterier:

- AMS-strømmåler på samtlige abonnenter,
- har færre enn 66 tilknyttet abonnenter på transformatorretsen, og
- har hatt enten under- eller overspenning i løpet av 2021, eller
- minimum en eksisterende plusskunde på transformatorretsen.

Enkelte transformatorretser har ikke AMS-strømmåler på samtlige tilkoblede abonnenter som reduserer datakvaliteten. Hvis en transformatorrets har en eller to fiktive strømmålere, hvor det ligger et estimert forbruk på de fiktive strømmålerne, må dette estimerte forbruket sammenlignes med belastningen på transformatoren. Det betyr hvis forbruket på de fiktive strømmålerne er større enn 1% av merkeytelsen på transformatoren, er det ikke hensiktsmessig å gjøre videre analyse på gjeldene transformatorrets, siden datakvaliteten er svekket. Den nye timesmodulen i NETBAS har en intern begrensning i Agder Energi Nett på å hente inn 578 160 datapunkter, som gjør at en årlig simulering på en vilkårlig transformatorrets er begrenset til 66 tilkoblede abonnenter. Av den grunn er det satt en begrensning på 66 tilkoblede abonnenter på en transformatorrets for videre analyse.

### 3.1.1 Valg av transformatorretter med over- og underspenninger

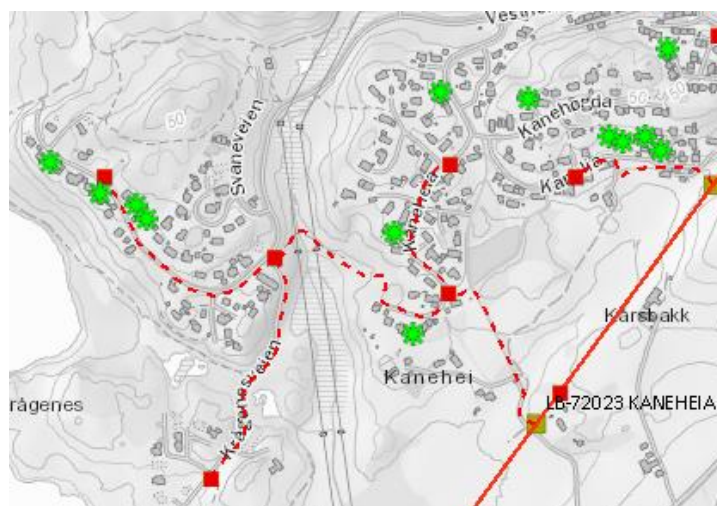
Smart grid portalen vises i Figur 12, som gir en øyeblikkelig status om transformatorretter har under- og overspenninger, hvor figuren er hentet fra 26. februar 2022. De gule og røde trekantene er transformatorretter som har henholdsvis under- og overspenninger i løpet av en dag. En transformatorrett fra smart grid portalen med underspenning blir valgt for videre analyse.



Figur 12 Smart grid portalen.

### 3.1.2 Valg av transformatorretter med eksisterende plusskunder

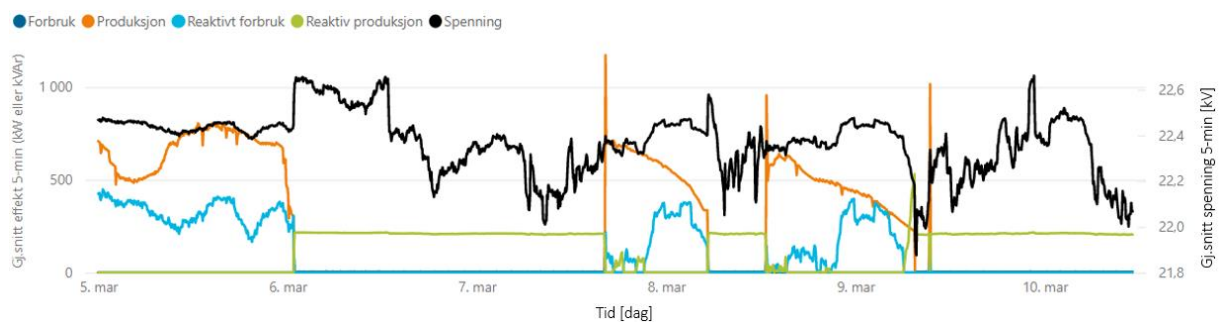
Plan portalen vises i Figur 13, der de grønne solene og røde firkantene er henholdsvis plusskunder og nettstasjoner. Her illustreres også naboeffekten av solcelleanlegg, hvor flere plusskunder er samlet på transformatorrettene. Dette medfører at enkelte transformatorretter ikke har plusskunder, hvor andre kretser har flere tilkoblede plusskunder. To transformatorretter som inneholder plusskunder i plan portalen, blir valgt for videre analyse.



Figur 13 Plan portalen.

### 3.2 Klargjøring av transformatornetsene for videre simulering

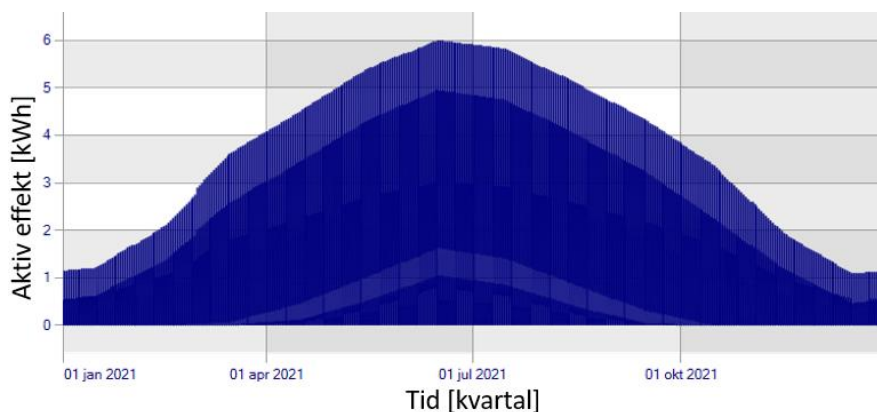
Alle transformatornettsene simuleres med en systemspenning på 238 V på transformatoren for IT- og TT-fordelingssystem, og 414 V for TN-fordelingssystem. Disse spenningene er standarder Agder Energi Nett benytter til prosjektering av nye tilkoblinger i distribusjonsnettet [9]. Spenningen innstilles på riktig analysespenning, som medfører at NETBAS låser spenningen på høyspentsiden av transformatoren. Dette gjør at spenningen på lavspentsiden varierer avhengig av lasten i lavspenningsnettet. I en virkelig situasjon vil også høyspentspenningen variere over tid, og at spenningen låses på høyspentsiden i NETBAS er en begrensning i metoden. Spenningen på en transformatoravgang vises i Figur 14, hvor spenningen varierer med 1,6% over seks dager. Variasjonen i spenningen på høyspenningsnettet er knyttet til trinnkoblerregulatoren som regulerer spenningen i regionalnettet og spenningsfallet over distribusjonsnettet [54]. Den samlede variasjonen i spenning på en høyspentavgang kan vanligvis variere fra 2 til 8%.



Figur 14 Spenning og belastning på en vilkårlig høyspentavgang.

#### 3.2.1 Simulere påvirkningen på transformatornettsene ved flere solcelleanlegg

NETBAS gjør det mulig å endre produksjonen på hver abonnent manuelt, som gjør det mulig å analysere påvirkningene av solcelleanlegg på transformatornettsene. Den fiktive distribusjonen av solcelleproduksjon vises i Figur 15, hvor NETBAS distribuerer produksjonene likt for alle abonnenter. Dette gjøres uavhengig om det vil være forskjellige solforhold og orienteringer på solcelleanleggene for abonnentene. I tillegg vil produksjonen oppnå maksimal produksjon den 23 juni, og gradvis avta utover året. Den fiktive produksjonen er heller ikke væravhengig, noe som betyr at den maksimale effekten alltid vil oppnås og spenningskvalitet kan simuleres. Hver transformatornetts blir analysert uten og med abonnenter med 6 kW solcelleanlegg, hvor nettsene blir simulert gjennom flere scenarier med ulike penetrasjonsgrader av solcelleanlegg. Simuleringen baserer seg på uten energilagring, noe som betyr at enten eksporterer eller importerer sluttkundene energi fra nettet.



Figur 15 Den fiktive NETBAS distribusjon av solcelleproduksjon på tilkoblede abonnenter.

### 3.2.2 Simulering av nytilknytning på transformatorokretser

Nytilknytning simuleres ved hjelp av Velanders formel, hvor energiforbruket estimeres utover året ved hjelp av års- og døgnvariasjon som bestemmes i NETBAS. Det finnes forskjellige abonnenttyper tilkoblet distribusjonsnettet, hvor Agder Energi Nett har forskjellige årlig energiforbruk for de forskjellige abonnenttypene, som er listet i Tabell 2 [9]. Dette er standarder Agder Energi Nett benytter til nytilknytninger i distribusjonsnettet. Hvis det er kapasitet til en ny abonnent på en transformatorokrets, vil påvirkningene av en ny abonnent bli lagt på de forskjellige avgangene fra nettstasjonen. Dette gjøres for å analysere påvirkningene av en større last på de forskjellige avgangene, og analysere om forskjellige avganger er mer sensitive for ny last.

*Tabell 2 Agder Energi Netts distribuering av det årlige energiforbruket til de forskjellige abonnentene tilknyttet nettet*

Type abonnent [-]	Årlig energiforbruk [kWh]
Rekkehus	19 500
Enebolig	24 000
Enebolig med hybel	30 000
Sommerhytte	8 000
Vinterhytte, liten	16 250
Vinterhytte, stor	20 000

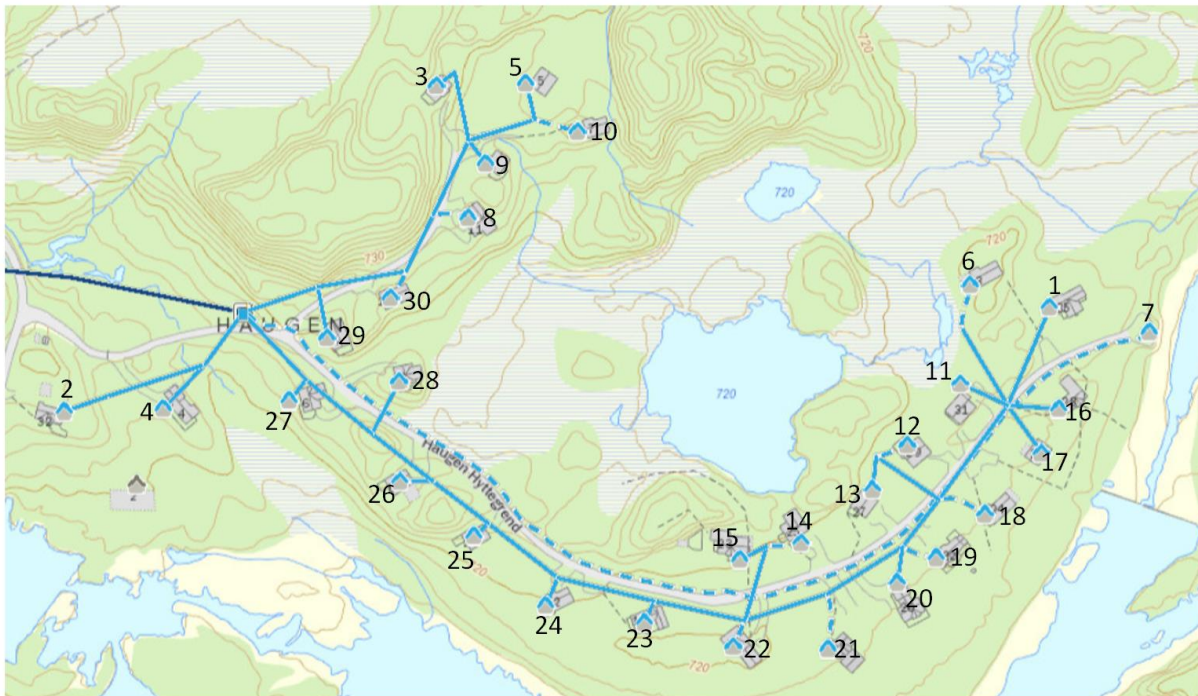
### 3.3 Transformatorokretser valgt for videre analyse

Det er valgt tre transformatorokretser for videre analyse, navngitt henholdsvis som NS1, NS2 og NS3. Transformatorokrets NS1 har hatt underspenninger i løpet av 2021, og kretser NS2 og NS3 har eksisterende plusskunder tilkoblet, hvor NS3 har hatt spenningsutfordringer knyttet til innmating av solcelleproduksjon. I timesmodulen velges tidsrommet som ønskes å simulere og gjeldene data lastes inn i NETBAS. Først simuleres transformatorokretsene ved en årlig simulering, hvor belastningen på transformatoren simuleres med både Velanders formel og timesmodulen. Differansen mellom metodene visualiseres i samme figur. Videre simuleres vinter- og sommeruken der belastningen på transformatoren er høyest og lavest gjennom året 2021. Den ukentlige simuleringen gjøres tre dager før og etter den dagen med lavest og høyest belastning på transformatoren. Dette gir indikasjoner om spenningsvariasjonen er et enkelt tilfelle, eller om disse spenningsutfordringene er en langvarig spenningsutfordring. I tillegg vil høyest og lavest spenningsnivå med Velanders formel og timesmodulen sammenlignes med MAPE mot virkelige målte spenningsverdier fra slutt kunder som har utvidet måleverdiinnsamling aktivert. Til slutt vil forskjellige belastningssenarioer simuleres, hvor den dagen med lavest og høyest belastning på transformatoren simuleres med henholdsvis ulike penetrasjonsgrader av solceller og nytilknytning. Plotting av grafer gjøres i NETBAS, siden nåværende versjon av timesmodulen ikke har mulighet til å eksportere fullstendige beregningsresultatfiler til andre analyseverktøy.



### 3.3.1 Transformatorrets NS1

Transformatorrets NS1 har 30 tilkoblede sluttbrukere, hvor kretsen ble utsatt for underspenninger i løpet av 2021. Transformatorretten har en merkebetegnelse på 100 kVA, hvor det er målt en maksimal belastningsgrad på 115% i løpet av 2021. I Figur 16 vises transformatorretten, hvor sluttbrukerne er nummerert etter tall for å identifisere hvor på kretsen spenningsprofilen vises. Dette er en krets med lange kabelstrekker, hvor tre av fire kurser er linjennett som forsyner 29 hyttebrukere. Den resterende sluttbrukeren er ikke en hyttebruker, og har egen forsyningskabel som ligger i bakken. Flere sluttbrukere har lave minste kortslutningsstrømverdier, hvor minste kortslutningsstrøm er beregnet i NETBAS på abonnent 1, 2, 7 og 10 til henholdsvis 354, 1374, 915 og 508 A.



Figur 16 Abbonnentinndelingen av transformatorrets NS1.

I Tabell 3 vises de forskjellige simuleringsscenariene av transformatorrets NS1. Fem forskjellige penetrasjonsgrader av solcelleanlegg analyseres i NETBAS, hvor hyttekretsen har henholdsvis 0, 3, 7, 15 og 30 sluttbrukere med 6 kW solcelleanlegg. Transformatorretten har målt en maksimal belastning på 115%, og av den grunn simuleres ingen nytilknytninger på denne kretsen.

Tabell 3 Simuleringsscenarioer av transformatornets NS1.

Sluttkunde [Na]	Installert solcelleeffekt [kW]				
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
1	0	6	6	6	6
2	0	6	6	6	6
3	0	6	6	6	6
4	0	0	6	6	6
5	0	0	6	6	6
6	0	0	6	6	6
7	0	0	6	6	6
8	0	0	0	6	6
9	0	0	0	6	6
10	0	0	0	6	6
11	0	0	0	6	6
12	0	0	0	6	6
13	0	0	0	6	6
14	0	0	0	6	6
15	0	0	0	6	6
16	0	0	0	0	6
17	0	0	0	0	6
18	0	0	0	0	6
19	0	0	0	0	6
20	0	0	0	0	6
21	0	0	0	0	6
22	0	0	0	0	6
23	0	0	0	0	6
24	0	0	0	0	6
25	0	0	0	0	6
26	0	0	0	0	6
27	0	0	0	0	6
28	0	0	0	0	6
29	0	0	0	0	6
30	0	0	0	0	6

### 3.3.2 Transformatornets NS2

Transformatornets NS2 har fem husholdninger og to fritidsboliger tilknyttet kretsen.

Transformatoren har en merkeytelse på 100 kVA, hvor den målte maksimale belastningsgraden er på 32% i løpet av 2021. I Figur 17 vises transformatornettet, hvor sluttkundene er nummerert etter tall for å identifisere hvor på kretsen sluttkundene er lokalisert. Imellom husnummer 1 og 4, finnes det en fiktiv abonnent som er et veilyk med et estimert forbruk på 0,5 kWh. Dette tilsvarer mindre enn 1% av merkeytelsen på transformatoren som ikke påvirker resultatet i stor grad. Sluttkundennummer 1 er en plusskunde, hvor solcelleanlegget har en installert solcelleeffekt på 14 kW. Nettet består hovedsakelig av linjer, utenom abonnentnummer 5 som har forsyningskabel i bakken fra nærmeste stolpe. Transformatornettet har en lav minste kortslutningsstrøm, hvor den minste kortslutningsstrømmen er beregnet i NETBAS på abonnent 2 og 7 til henholdsvis 421 og 195 A.



Figur 17 Abbonentinnndelingen av transformatornets NS2.

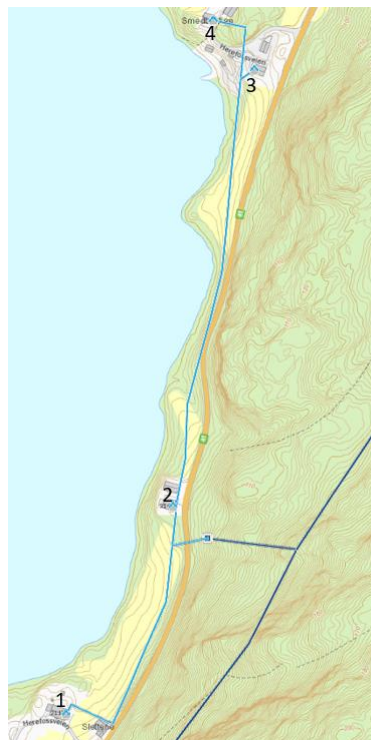
I Tabell 4, vises de forskjellige simuleringsscenarioene av transformatornets NS2. Tre forskjellige penetrasjonsgrader av solceller analyseres i NETBAS, hvor kretsen simuleres med plusskunden, og deretter 2 og 6 ytterligere 6 kW solcelleanlegg. Dette er en transformatornets med kapasitet til en ny abonnent. Av den grunn simuleres det to scenarioer med en ny enebolig ved abonnentnummer 2 og 7, som har et årlig energiforbruk på 24 000 kWh.

Tabell 4 Simuleringsscenarioer av transformatornets NS2.

Sluttkunde [Na]	Installert solcelleeffekt [kW]			Nytilknytning [kWh]	
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
1	Plusskunde	Plusskunde	Plusskunde	0	0
2	0	6	6	24 000	0
3	0	6	6	0	0
4	0	0	6	0	0
5	0	0	6	0	0
6	0	0	6	0	0
7	0	0	6	0	24 000

### 3.3.3 Transformatornets NS3

Transformatornets NS3 har fire husholdningsabonnenter tilkoblet kretsen. Transformatoren har en merkeytelse på 50 kVA, hvor det er målt en maksimal belastningsgrad på 60% i løpet av 2021. I Figur 18 vises transformatornets, hvor sluttkundene er nummerert etter tall for å identifisere hvor på kretsen sluttkundene er lokalisert. Sluttkunde nummer 1 er en plusskunde, hvor solcelleanlegget har en installert solcelleeffekt på 12 kW. Dette er en krets med lange linjestrekk, som gjør at både sluttkunde 1, 3 og 4 har lave minste kortslutningsstrømmer. NETBAS beregner minste kortslutningsstrømmer på abonnent 1 og 4 til henholdsvis 368 og 205 A.



Figur 18 Abonnementinndelingen av transformatornets NS3.

I Tabell 5, vises de forskjellige simuleringsscenarioene av transformatornets NS3. Tre forskjellige penetrasjonsgrader av solceller analyseres i NETBAS, hvor kretsen simuleres med plusskunden, og deretter 1 og 3 ytterligere 6 kW solcelleanlegg. Dette er en transformatornets med kapasitet til en ny abonnent. Av den grunn simuleres det to scenarioer med en ny enebolig ved abonnentnummer 1 og 4, som har et årlig energiforbruk på 24 000 kWh.



Tabell 5 Simuleringsscenarioer av transformatornets NS3

Sluttkunde [Na]	Installert solcelleeffekt [kW]			Nytilknytning [kWh]	
	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 5
1	Plusskunde	Plusskunde	Plusskunde	24 000	0
2	0	6	6	0	0
3	0	0	6	0	0
4	0	0	6	0	24 000

### 3.4 Analysere resultatet

Før måtte nettselskapene kun ta hensyn til den største belastningen på transformatornettet, hvor nettselskapene i dag må både håndtere spennings- og effektvariasjoner om sommeren og vinteren. En transformatornett er betegnet som ferdig utbygd om matekabler og transformator har en belastningsgrad som overskrider 60% [9]. Kabler og linjer skal ikke ha belastningsgrader som overskrider 80%. Det settes også krav til spenningsverdier og minste kortslutningsstrømmer, hvor spennings- og minste kortslutningsverdier skal ikke underskride henholdsvis 207 V og 370 A for IT- og TT-fordelingsnett, og 360 V og 540 A for TN-fordelingsnett. For å analysere om transformatornettet har ledig kapasitet til både nytilknytning og solcelleanlegg må både belastningsgrader og spenningsverdier sjekkes. Følgende punkter må gjennomgås:

- kontrollere belastningsgraden på transformatoren, linjer og kabler,
- kontrollere om spenningsverdiene ikke under- eller overskrider spenningsgrensene i FOL om vinteren og sommeren til henholdsvis høy last og innmating av solcelleeffekt,
- kontrollere om resultatet kan forklares ved henhold til teorien som ligger til grunn, eller
- kan avviket forklares ved feil innlesing av AMS-data og feilregistrering av komponenter i NETBAS.

Spenningsutfordringer i enkelte transformatornetter kan være forskjellige og enkelte spenningsutfordringene kan løses ved reaktiv effektkontroll i solcelleinvertere, batterier eller trinning av transformator. Hvis disse metodene ikke kan løse dagens spenningsutfordringer vil en oppgradering av eksisterende nett være nødvendig.

#### 3.4.1 Utvidet måleverdiinnsamling

Flere slutt kunder i distribusjonsnettet har aktivert utvidet måleverdiinnsamling. Utvidet måleverdiinnsamling er at spenningsverdier på gjeldene slutt kunder registreres hvert femte minutt. Antall slutt kunder som har denne funksjonen aktivert er listet i Tabell 6. Dermed kan treffsikkerheten på metoden analyseres igjennom MAPE mot de slutt kundene med utvidet måleverdiinnsamling. Til sammenligning, brukes en gjennomsnittsverdi fra femminuttersmålinger gjennom den timen i timesverdimodulen som har høyest og lavest belastning på transformatoren. NETBAS simulerer også ved en balansert last, hvor alle fasene har lik verdi. Dette er ikke tilfellet med femminutters målte spenningsverdier som måler spenningen på alle tre fasene. Av den grunn gjøres det et gjennomsnitt mellom de tre fasespenningene.

Tabell 6 Slutt kunder med utvidet måleverdiinnsamling på transformator kretsene

<i>Transformator krets [Na]</i>	<i>Antall kunder [Na]</i>	<i>Kunder med utvidet måleverdiinnsamling [Na]</i>	<i>Andel kunder med Utvidet måleverdiinnsamling [%]</i>
<i>NS1</i>	<i>30</i>	<i>8</i>	<i>26,7</i>
<i>NS2</i>	<i>7</i>	<i>3</i>	<i>42,9</i>
<i>NS3</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>100,0</i>

#### 3.4.2 Timesmodulen i NETBAS

Timesmodulen innhenter timesverdier som gjør at transformator kretser kan simuleres over flere år, måneder, uker, dager eller en spesifikk time, hvor data fra alle tilkoblede abonnenter hentes inn fra databasen til Agder Energi Nett. Her i timesmodulen kan påvirkningene av solcelleproduksjon og nytilknytninger simuleres, og om tiltak må gjøres for å øke spenningskvaliteten.

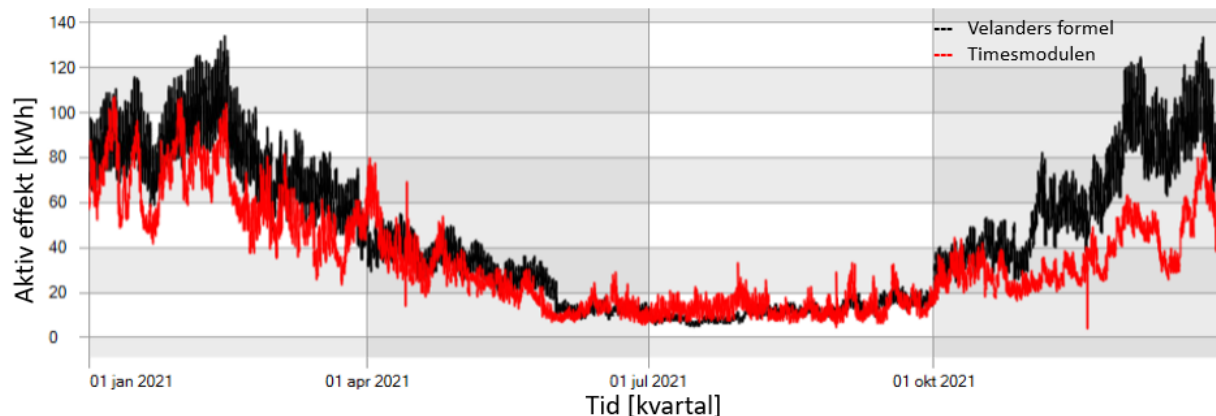
Timesmodulen vil gi langt større presisjon enn tidligere, men timesmodulen har noen begrensninger. Ved å benytte timesverdier i stedet for eventuelt femminuttersverdier vil de endringene som forekommer gjennom en time knyttet til forbruk ikke bli tatt med i betraktning. Det betyr at spenningsutfordringer knyttet til kortvarige spenningsvariasjoner og THD må fortsatt ut i felt for å plassere ut utstyr som kan måle disse spenningsutfordringene. NETBAS simulerer også med balansert last, noe som gjør at usymmetri ikke kan beregnes, hvor med femminuttersverdier fra AMS-strømmålerne viser disse skjevhetene i nettet. Av den grunn vil forbedringene knyttet til timesmodulen kun gi de langvarige spenningsvariasjonene som forekommer i nettet knyttet til solcelleproduksjon og nytilknytninger.

## 4. Resultater

Dette kapittelet viser spennings- og belastningsprofiler av tre forskjellige transformatorretser, hvor kretsene simuleres gjennom ulike belastningsscenarioer. Dette gjøres for å utforske nytteverdien av timesmodulen i NETBAS. Nytteverdien vil være om vurderingsgrunnlaget for spenningsutfordringene på transformatorretser kan økes med et bedre datagrunnlag, der ny NETBAS modul bruker virkelige målte forbruk- og produksjons AMS-data. Resultatet vil være avgjørende om Agder Energi Nett skal gjøre investeringer i den nye NETBAS modulen fra VOLUE.

### 4.1 Transformatorrets NS1

Transformatorrets NS1 har 30 tilkoblede hytteabonnenter, hvor kretsen simuleres gjennom fem ulike belastningsscenarioer med penetrasjonsgrader av solcelleanlegg. I Figur 19 vises den generelle lasten på transformatoren uten tilførsel av produksjon fra solcelleanleggene, hvor den røde og svarte grafen er belastningen på transformatoren beregnet med henholdsvis timesverdier og Velanders formel. Det er betydelig forskjeller mellom metodene, hvor trenden er at NETBAS med kun det årlige energiforbruket som beregningsgrunnlag, beregner en lavere last om sommeren og høyere last om vinteren enn hva timesmodulen beregner med timesverdier som datagrunnlag. NETBAS beregner forskjellige bunn- og toppunkt med metodene på ulike dager og verdier. Timesmodulen beregner en maksimal belastning på transformatoren til 106,9 kWh lørdag den 09.01.2021 fra 09.00 til 10.00, hvor den tilsynelatende effekten er 120,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 120,5%. Til sammenligning beregner Velanders formel ved kun det årlige energiforbruket som datagrunnlag en maksimal belastning på 133,9 kWh. Metodene beregner også lavest belastning på transformatorretsen i sommermånedene, hvor laveste belastning forekommer den 2. juli til 6,33 kWh for timesmodulen og 5,67 kWh for Velanders formel.

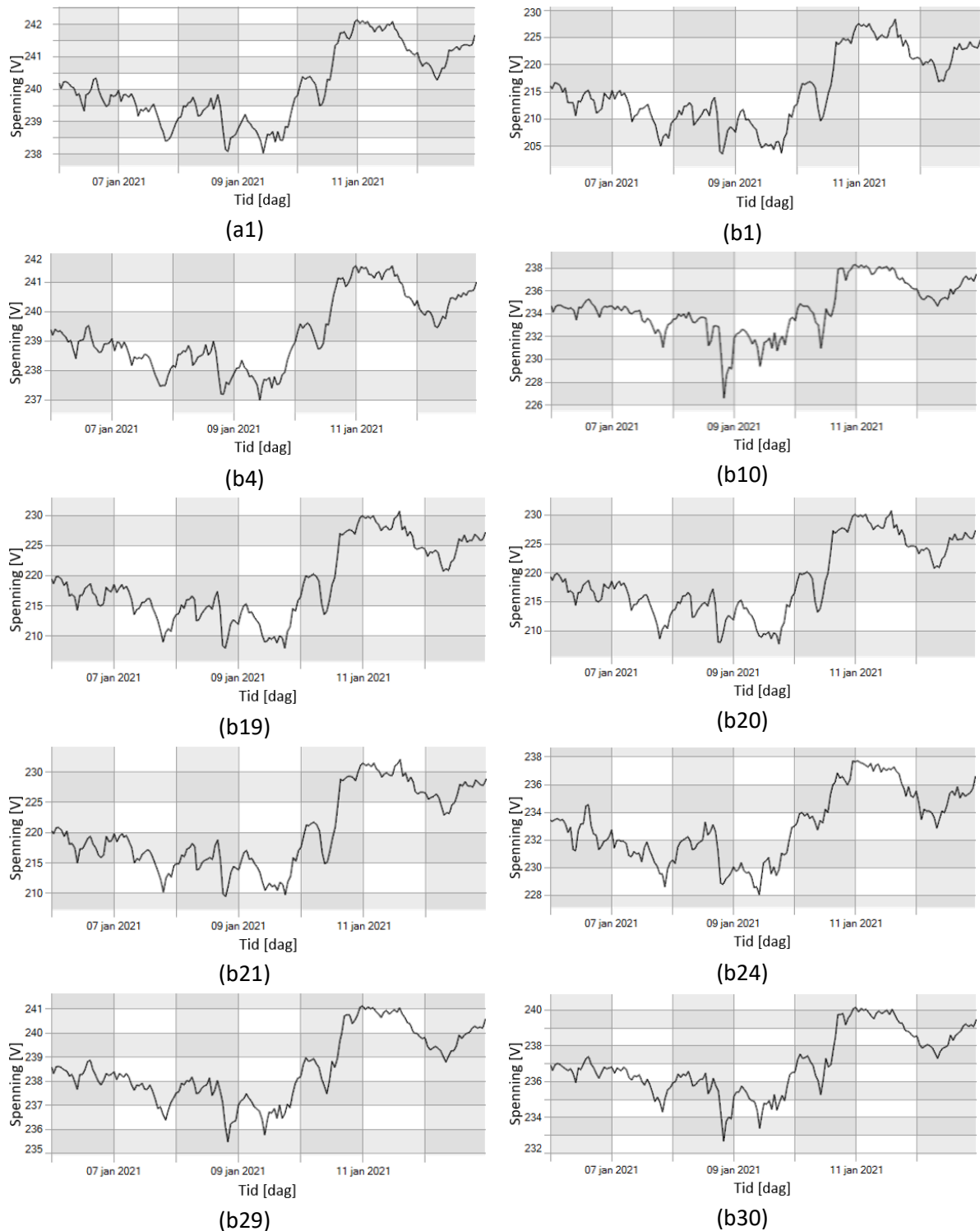


Figur 19 Den årlige belastningen på transformator NS1 som beregnes med timesmodulen og Velanders formel.

#### 4.1.1 Ukentlige simuleringer om vinteren

Figur 20 viser hvordan spenningen varierer gjennom en uke i januar, hvor **a** og **b** refererer til henholdsvis transformatoren og abonnenter. Tallet representerer abonnentinnvidningen i Figur 16. Dette er en hyttekrets som medfører at energiforbruket forventes å øke inn mot en helg. Deretter avtar energiforbruket når sluttkundene reiser hjem. Denne trenden vises i **a1**, ved at spenningen reduseres fredag 8. januar, og øker drastisk søndag 10. januar. Timesmodulen beregner den laveste spenningen på abonnent **b1** til 204,7 V. Timesmodulen beregner flere abonnenter med lave spenningsverdier, hvor fem abonnenter 1, 6, 11, 16 og 17 har spenningsverdier som underskrider FOL ved 207 V. Transformatorspenningen varierer avhengig av belastningen på kretsen, og

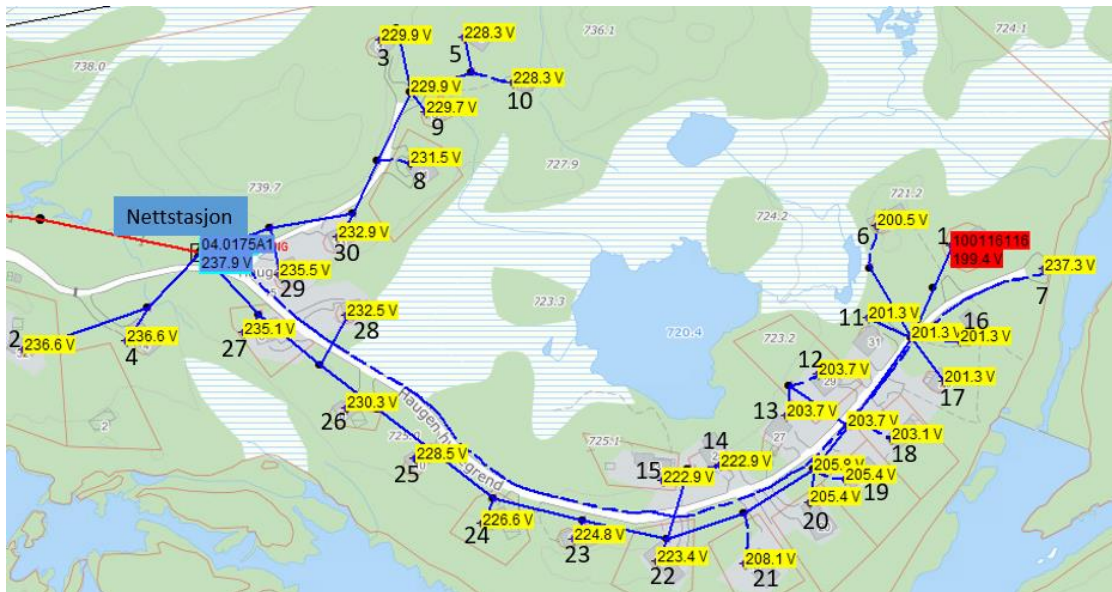
spenningen vil variere fra 238 til 242,1 V gjennom den simulerte uken. Fullstendig simulering av de ukentlige spenningsverdiene på sluttkundene vises i Figur 52 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 20 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 16.

I Figur 21 vises spenningen som simuleres med Velanders formel, som benytter kun det årlige energiforbruket som datagrunnlag. Denne metoden beregner en spenningsreduksjon på abonnent 1 fra 204,7 V ved bruk av timesmodulen ned til 199,4 V. Det er også en økning fra fem til ti abonnenter

sammenlignet med timesverdmodulen der abonnentene underskriver spenningsgrensene i FOL ved 207 V.



Figur 21 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlige energibehovet fra 2021.

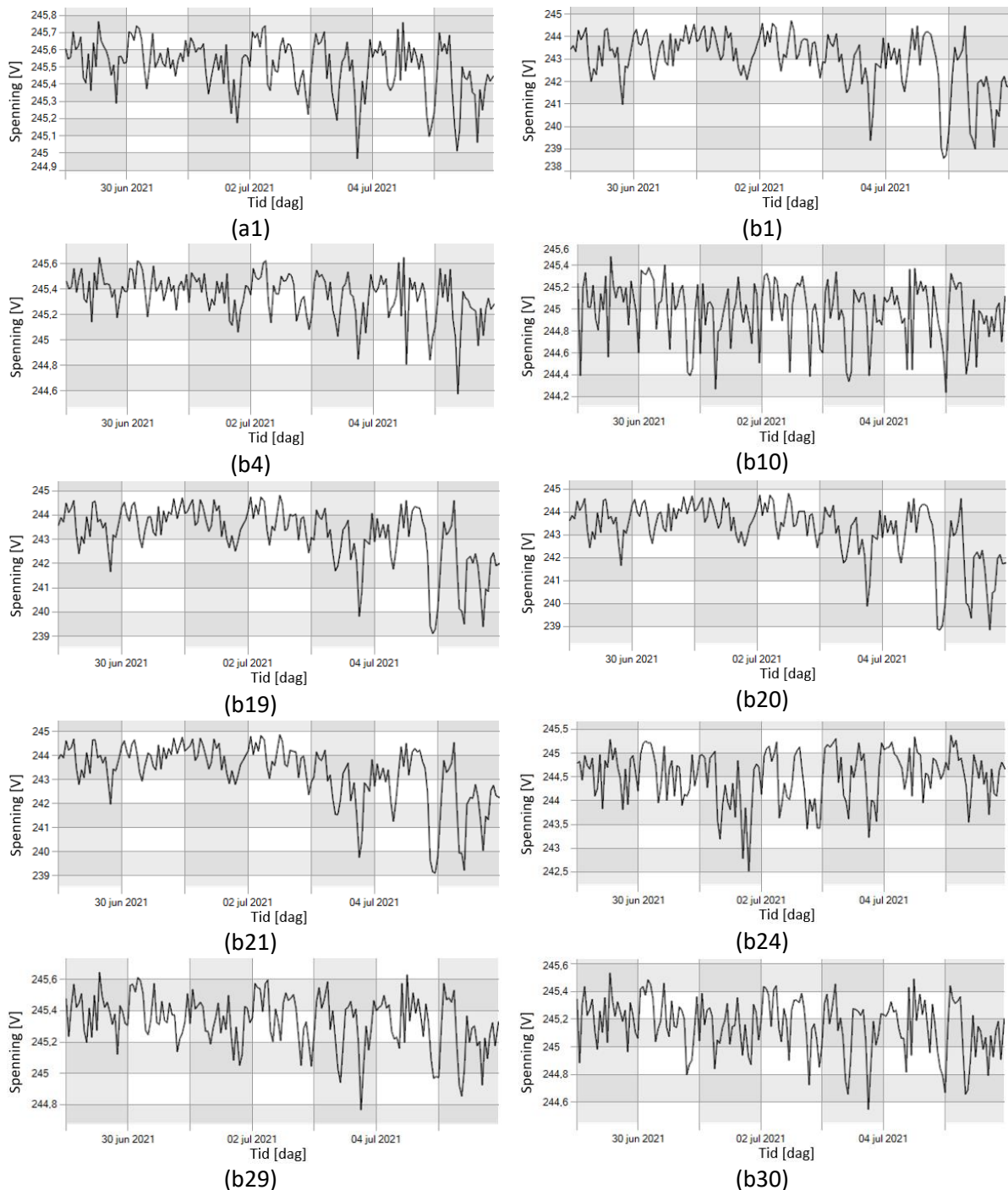
Transformatorkrets NS1 har åtte abonnenter 4, 10, 19, 20, 21, 24, 29 og 30 som har utvidet måleverdiinnsamling aktivert, og beregnet spenningsverdier og måleverdier listes i Tabell 7. Dermed sammenlignes målte spenningsverdier mot både Velanders formel og timesmodulen. MAPE viser at spenningsverdiene avviker 1,56% og 2,08% for henholdsvis Velanders formel og timesmodulen fra målte verdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 0,55 til 2,63% og timesmodulen fra 1,17 til 2,81%, som tilsvarer et intervall på henholdsvis 2,08% og 1,64%. Dette viser at det er en større spredning på spenningsavviket på transformatorkretsen som baserer seg på Velanders formel, men har et resultat som er nærmere de målte spenningsverdiene hentet fra utvidet måleverdiinnsamling.

Tabell 7 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS1 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige måleverdier fra åtte abonnenter og transformator.

Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminuttersverdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Velanders formel [%]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Timesverdier [%]
Transformator	238,0	238,0	232,2	2,50	2,50
4	236,6	237,0	230,5	2,63	2,81
10	228,3	229,4	225,1	1,43	1,92
19	205,4	209,1	206,5	0,55	1,25
20	205,4	209,0	206,6	0,57	1,17
21	208,1	210,5	206,6	0,72	1,88
24	226,6	228,1	221,9	2,11	2,79
29	235,5	235,8	229,8	2,47	2,60
30	232,9	233,4	228,3	2,02	2,24
MAPE [%]				1,56	2,08

#### 4.1.2 Ukentlige simuleringer om sommeren

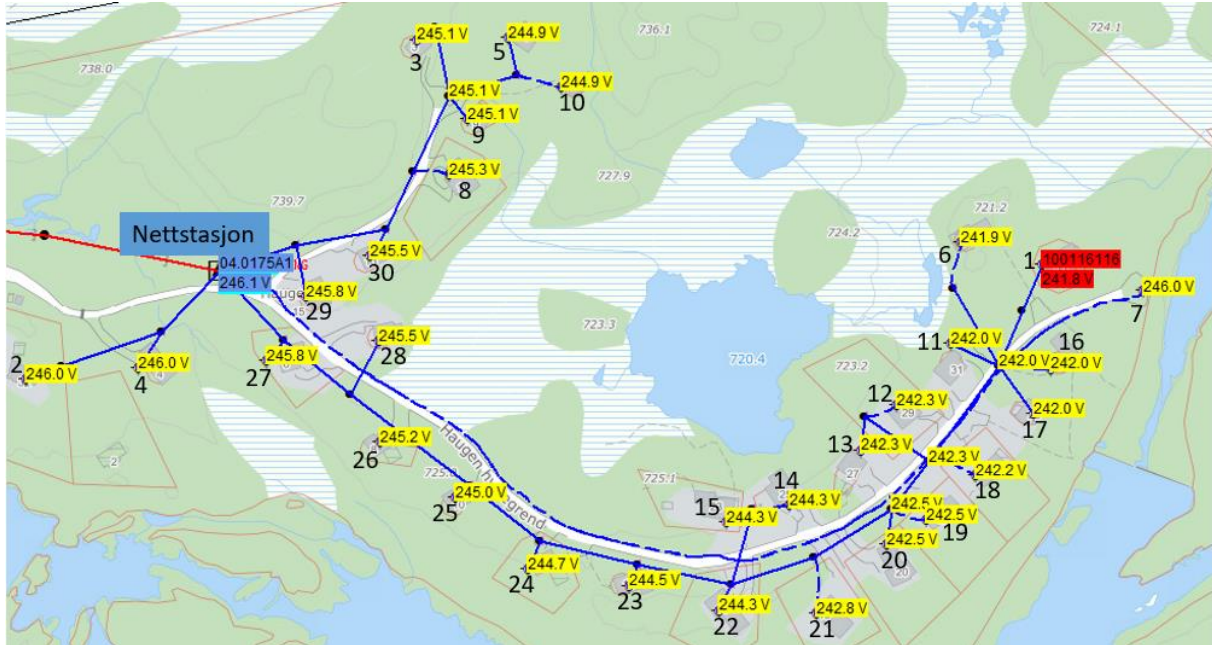
Figur 22 viser hvordan spenningen varierer gjennom en uke i juli, hvor den laveste belastningen på transformatoren var målt til 6,33 kWh den 2. juli. Transformator-kretsen simuleres fra tirsdag 29. juni til mandag 5. juli, og spenningsverdiene på transformator og abonnentene er innenfor spenningsgrensene i FOL. Uten solcelleproduksjon vil den maksimale spenningen være på transformatoren i spenningsprofil **a1**, som beregnes til 245,8 V. Transformatorspenningen varierer fra 245,1 til 245,8 V gjennom den simulerte uken. Fullstendig simulering av de ukentlige spenningsverdiene på sluttkundene vises i Figur 53 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 22 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnstillingen i Figur 16.



I Figur 23 vises spenningen som simuleres med Velanders formel. Spenningsverdiene er fra den timen hvor Velanders formel beregner lavest belastning i løpet av 2021. Den maksimale spenningen beregnes på transformatoren til 246,1 V. Her er både spenningen på transformatoren og alle tilkoblede abonnenter innenfor spenningsgrensene i FOL.



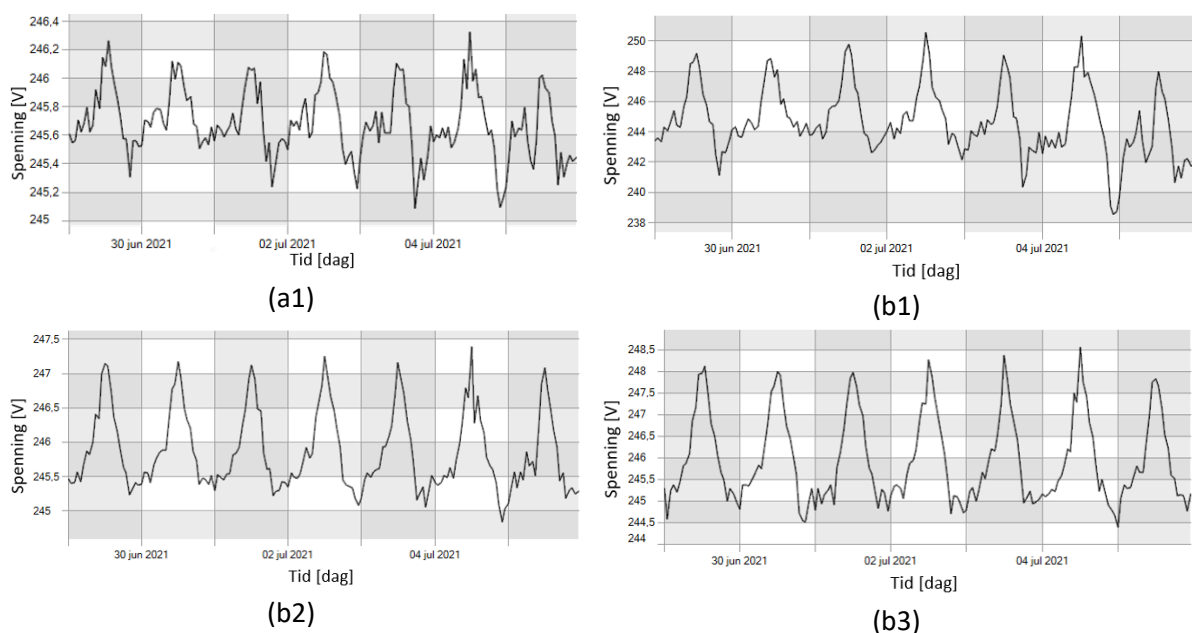
Figur 23 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021.

Transformatornets NS1 har syv abonnenter 4, 10, 19, 20, 21, 24 og 30 som har utvidet måleverdiinnsamling aktivert. Det er en abonnent mindre med utvidet måleverdiinnsamling under den dagen med lavest belastning på transformatoren, siden utvidet måleverdiinnsamling ikke var aktivert i gjeldene tidspunkt. I Tabell 8 sammenlignes spenningsverdier med både Velanders formel og timesmodulen mot virkelige spenningsverdier. Ved bruk av MAPE, avviker spenningsverdiene 2,50% og 2,91% for henholdsvis Velanders formel og timesmodulen fra målte spenningsverdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 1,91 til 3,20% og timesmodulen fra 2,73 til 3,16%, og dette tilsvarer et intervall på henholdsvis 1,29% og 0,43%. Dette viser at det er større spredning på spenningsavviket på kretsen som har kun det årlige energiforbruket som datagrunnlag, men har spenningsverdier nærmere de virkelige spenningsverdiene.

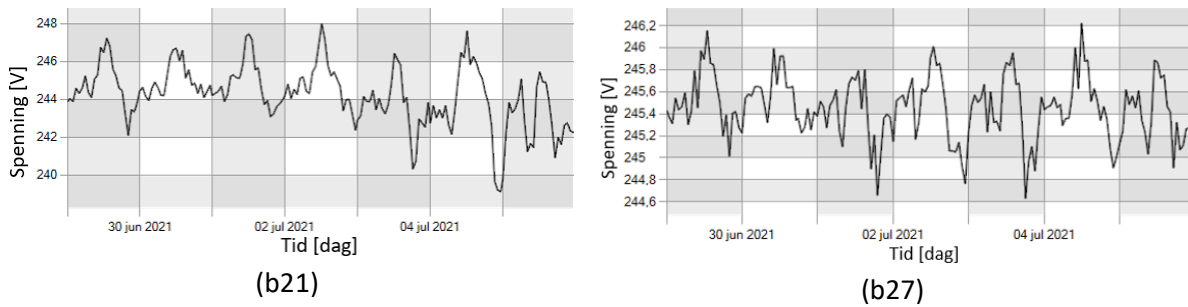
Tabell 8 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorrets NS1 den dagen med lavest belastning på transformator mot virkelige måleverdier fra syv abonnenter og transformator.

Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminuttersverdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Velanders formel [%]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Timesverdier [%]
Transformator	246,1	245,7	238,1	3,34	3,18
4	246,0	245,6	238,7	3,06	2,89
10	244,9	245,3	238,1	2,85	3,01
19	242,5	244,8	237,9	1,91	2,86
20	242,5	244,8	237,8	1,97	2,92
21	242,8	244,8	238,3	1,91	2,77
24	244,7	245,0	238,5	2,61	2,73
30	245,5	245,4	237,9	3,20	3,16
MAPE [%]				2,50	2,91

I Figur 24 vises ukentlige spenningsprofiler på tre abonnenter med 6 kW solcelleanlegg, som beregnes med timesmodulen i NETBAS. I tillegg vises spenningsprofilene på transformatorer og to abonnenter, hvor den ene befinner seg midt på transformatorkretsen og den andre nærmest transformatoren. Ved å benytte timesverdier som datagrunnlag for nettberegningene vil toppunktet for spenning være varierende gjennom en uke. Den maksimale spenningen forekommer på **b1** ved et spenningsnivå på 250,2 V, som tilsvarer en økning på 5,4 V fra 244,8 til 250,2 V. Den største spenningsendringen gjennom en dag forekommer to dager etter den maksimale spenningen på **b1**, hvor spenningen varierer fra 238,5 til 250,1 V. Transformatorspenningen varierer fra 245,1 til 246,3 V, hvor transformatoren får en spenningsøkning som tilsvarer 0,5 V sammenlignet med uten solcelleproduksjon på kretsen i Figur 22 **a1**. Tre solcelleanlegg med 6 kW installert solcelleeffekt på forskjellige avganger fra nettstasjonen vil ikke medføre spenninger som overskrider spenningsgrensene i FOL.

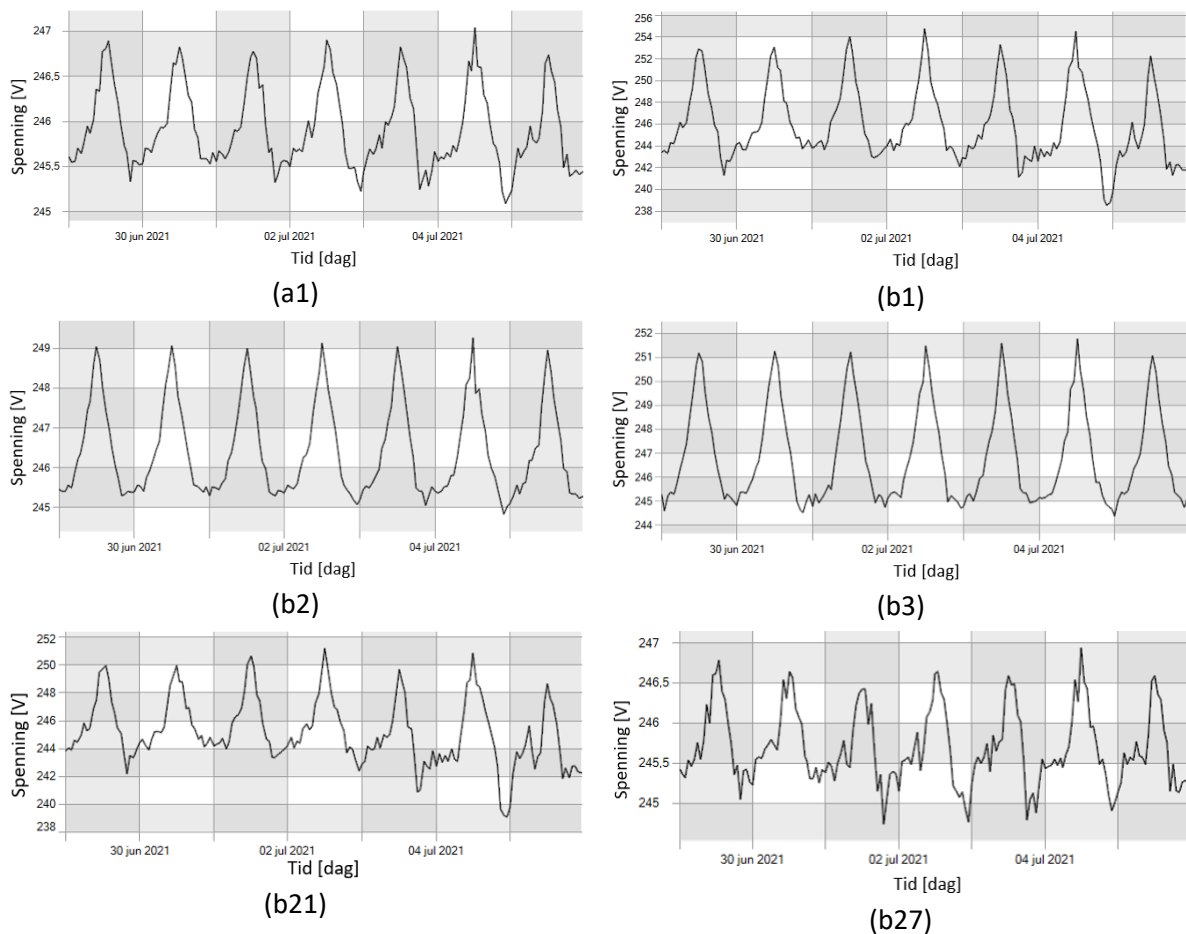






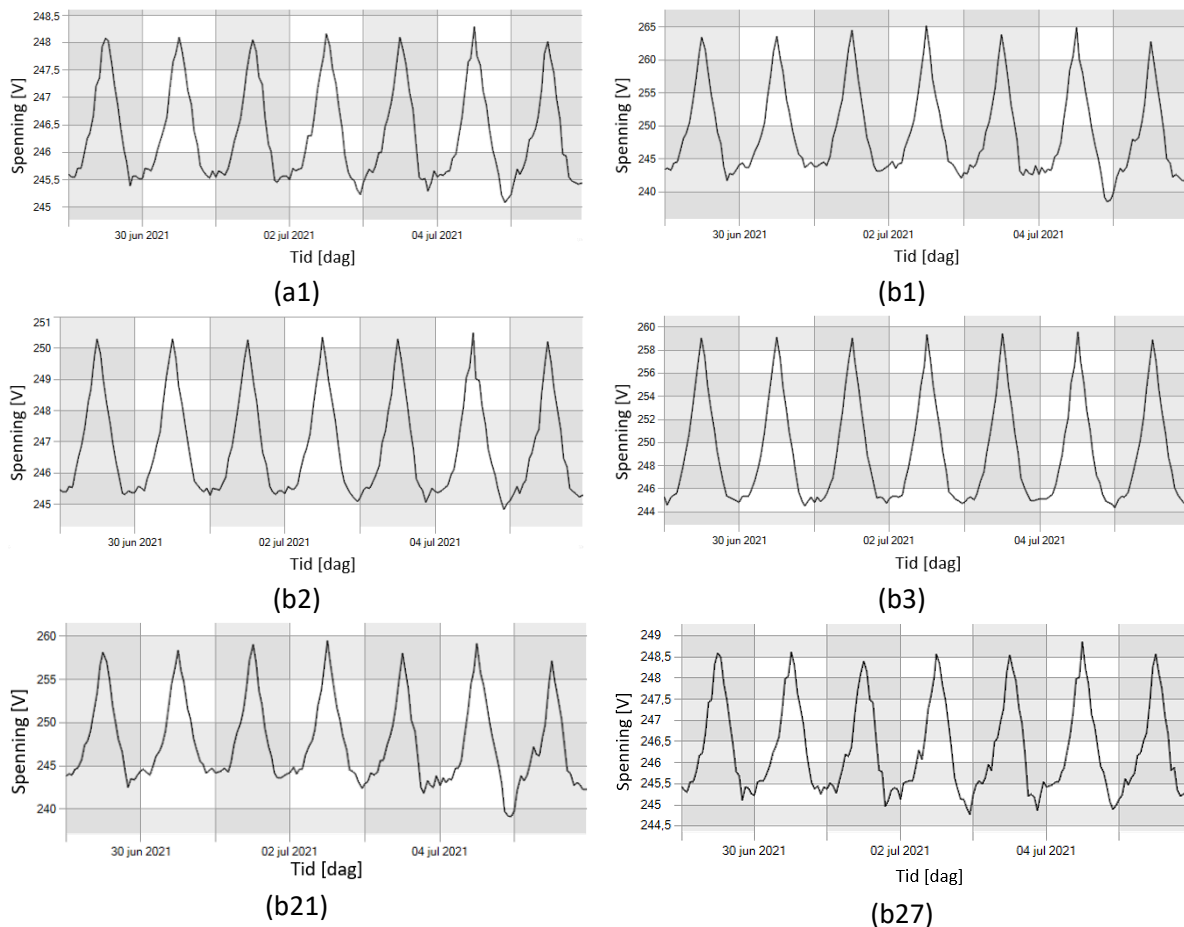
Figur 24 Ukentlige spenningsverdier som beregnes i NETBAS der tre abonnenter har 6 kW solcelleanlegg. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.

I Figur 25 viser ukentlige spenningsprofiler som beregnes med timesmodulen i NETBAS, hvor syv abonnenter har 6 kW solcelleanlegg. I tillegg vises spenningsprofilen på transformatoren og to abonnenter, hvor en befinner seg midt på transformator-kretsen og den andre nærmest transformatoren. Ved syv solcelleanlegg på 6 kW vil spenningen overskride FOL, hvor timesmodulen beregner den maksimale spenningen på **b1** til 254,7 V. Den maksimale spenningsendringen gjennom en dag forekommer på **b1**, hvor spenningen varierer fra 238,5 til 254,5 V. Transformatorspenningen varierer fra 245,1 til 247 V, som tilsvarer en spenningsstigning på 1,2 V, sammenlignet med uten solcelleproduksjon på transformator-kretsen. Fullstendig simulering av de ukentlige spenningsverdiene på sluttkundene vises i Figur 54 som ligger vedlagt i vedlegg.



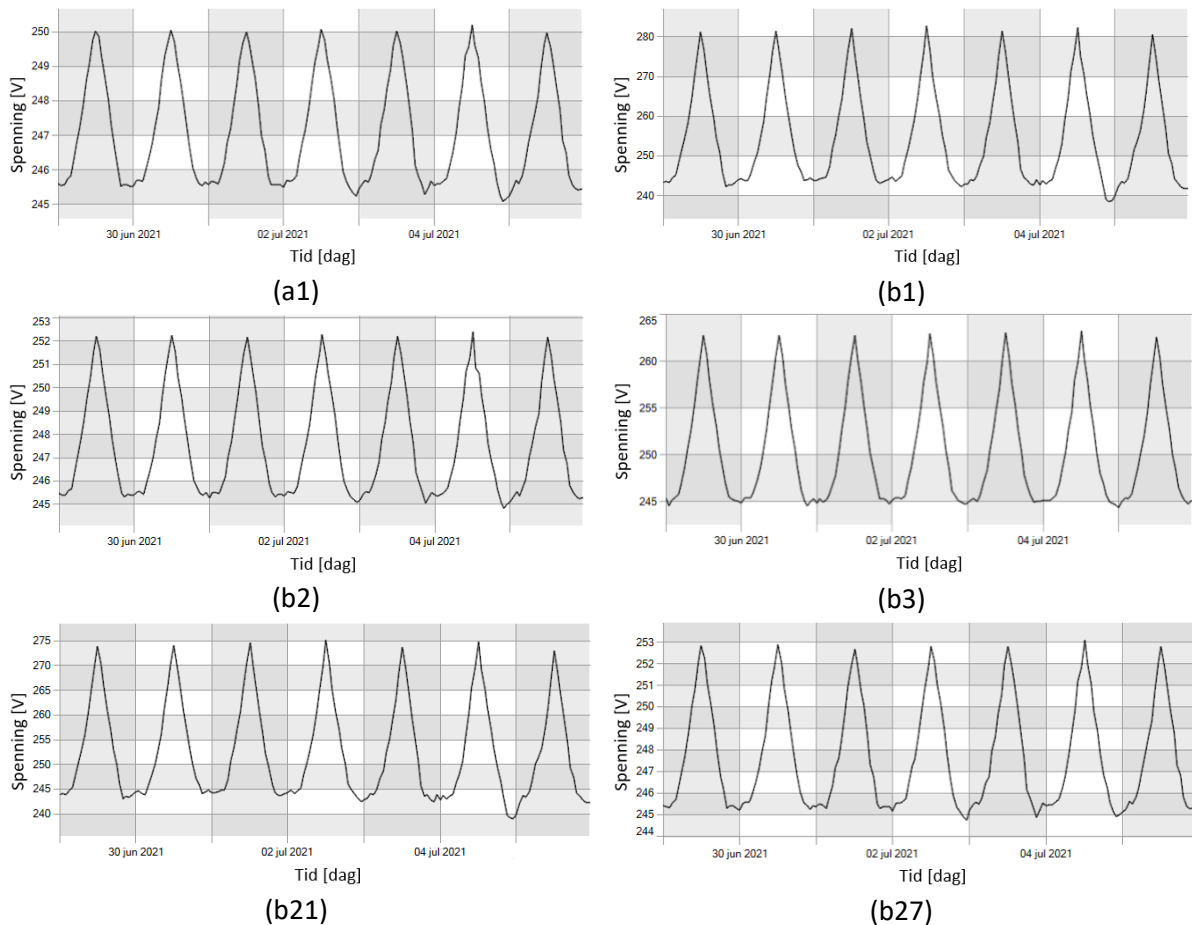
Figur 25 Ukentlige spenningsverdier ved syv abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.

I Figur 26 vises ukentlige spenningsprofiler som er beregnet med timesmodulen i NETBAS, hvor 15 abonnenter har 6 kW solcelleanlegg. I tillegg vises spenningsprofilen på transformatoren og to abonnenter, hvor en befinner seg midt på kretsen og den andre nærmest transformatoren. Den maksimale spenningen vil være på abonnentene lengst ute på kretsen, hvor spenningsnivået på **b1** beregnes til 265 V. I tillegg har **b1** en spenningsvariasjon gjennom en dag fra 238,5 til 265 V. Abonnent **b27** er en sluttkunde nærme transformatoren og vil ikke i stor grad bli påvirket av den høye penetrasjonen av solcelleanlegg, og vil ha relativt lik spenning som transformatoren. Spenningsvariasjonen på transformatoren varierer fra 245,1 til 248,3 V, som tilsvarer en spenningsstigning på 2,5 V fra uten solcelleproduksjon. Fullstendig simulering av de ukentlige spenningsverdiene på sluttkundene vises i Figur 55 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 26 Ukentlige spenningsverdier ved 15 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnvidlingen i Figur 16.

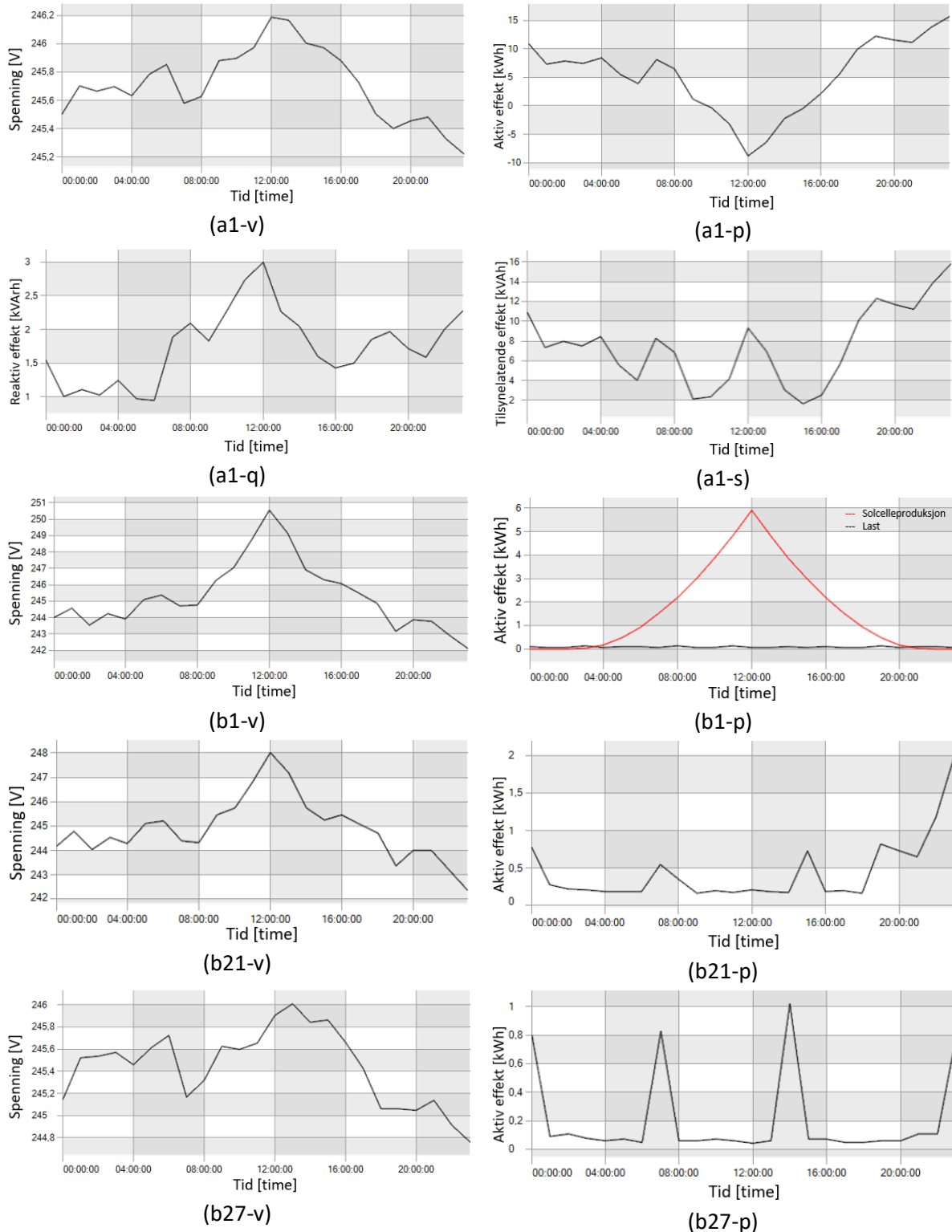
I Figur 27 vises ukentlige spenningsprofiler som er beregnet med timesmodulen i NETBAS, der alle abonnentene har 6 kW solcelleanlegg. Ved 30 solcelleanlegg på 6 kW vil spenningen overskride FOL i flere abonnenter, hvor kun **b2**, **b4**, **b7** og **b27** har spenningsverdier innenfor FOL. Den maksimale spenningen forekommer på **b1** til en spenning på 282,6 V, og den største spenningsendringen varierer fra 238,5 til 282,6 V. Transformatorspenningen vil variere fra 245,1 til 250,1 V under en penetrasjon av 180 kW solcelleproduksjon, som tilsvarer en spenningsstigning på 4,3 V fra uten solcelleproduksjon. Fullstendig simulering av de ukentlige spenningsverdiene på sluttkundene vises i Figur 56 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 27 Ukentlige spenningsverdier ved 30 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 16.

#### 4.1.3 Simuleringer av spenningsverdier på dagen med lavest belastning

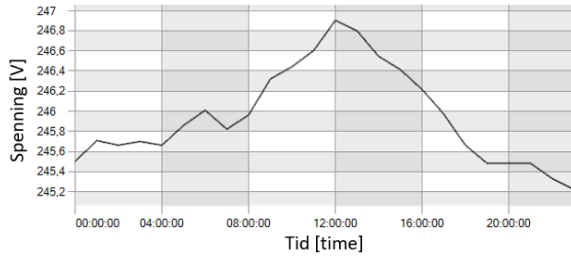
I Figur 28 vises hvordan spenningen påvirkes av effektflyten i transformatoren, der tre slutt kunder har 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning beregnet med timesmodulen. I tillegg vises spenningen på en sluttkunde midt på transformatorkretsen og en sluttkunde nærme transformatoren. Solcelleproduksjonen øker gradvis fra 04.00 om morgenen til maksimal solcelleeffekt til 5,9 kWh klokka 12.00, som deretter avtar til null produksjon klokka 20.00. Transformatoren tilfører energi til nettet om dagen, men maksimal belastning på transformatoren forekommer ved midnatt. Transformatoren eksporterer maksimalt 8,8 kWh til høyspentnettet og har en belastning ved midnatt til 15,8 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 15,8%. Spenningsstigningen blir påvirket av solcelleproduksjonen i stor grad der **b1** har en spenningskurve med samme kurveform som effektflyten. En reduksjon og økning i henholdsvis aktiv- og reaktiv effekt øker spenningen, der transformatorspenningen varierer fra 245,2 til 246,2 V. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten fra sluttkundene vises i Figur 57 som ligger vedlagt i vedlegg.



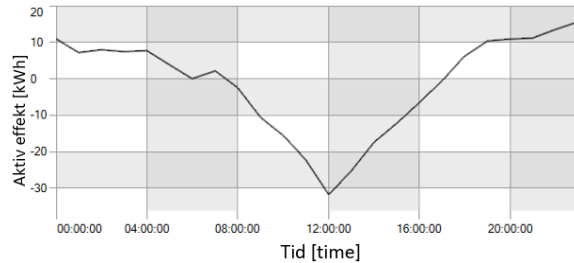
Figur 28 Simulering av tre sluttkunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 29 vises beregningene av spenningsverdiene med timesmodulen, og hvordan spenningen påvirkes av effektflyten i transformatoren og to sluttkunder, hvor syv sluttkunder har 6 kW solcelleanlegg. I tillegg vises spenningen og lastflyten på sluttkunden midt på den ene avgangen og en sluttkunde nærmest transformatoren. Transformator-kretsen eksporterer 31,7 kWh til

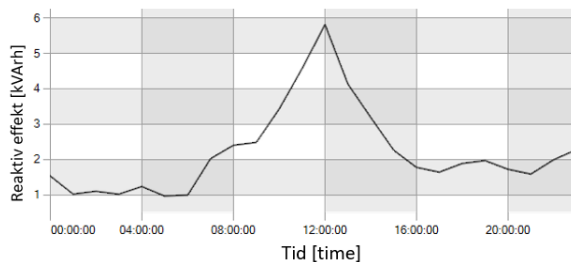
høyspentnettet og belastningen på transformatoren er 32,2 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 32,2%. Ved 48 kW installert solcelleeffekt på transformator-kretsen vil spenningsverdien få et større toppunkt når solcelleproduksjonen er høy. Fullstendig simulering av spenningsverdiene knyttet til lastflyten fra sluttkundene vises i Figur 58 som ligger vedlagt i vedlegg.



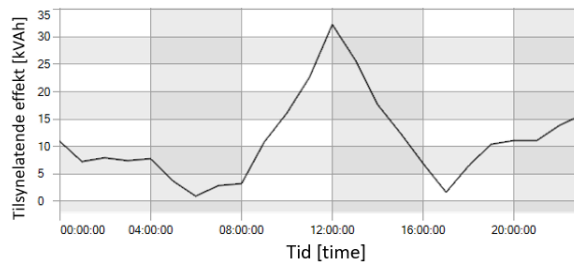
(a1-v)



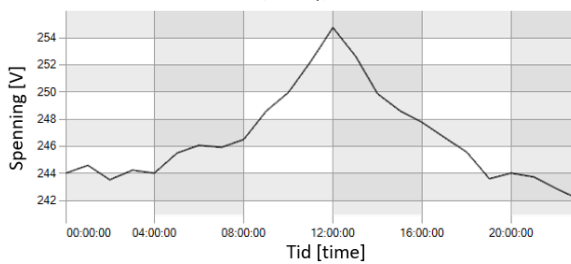
(a1-p)



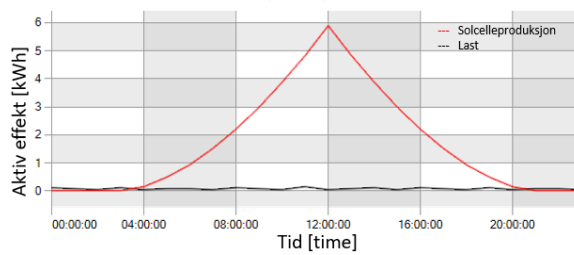
(a1-q)



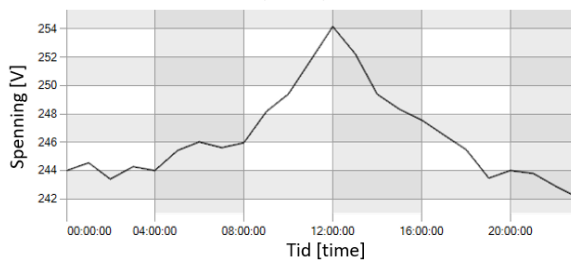
(a1-s)



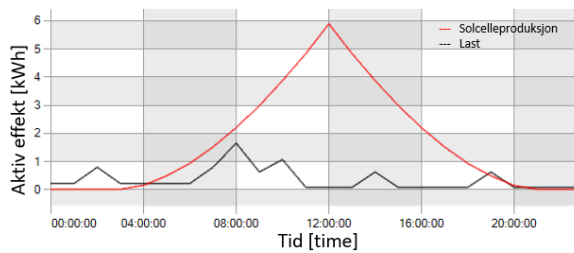
(b1-v)



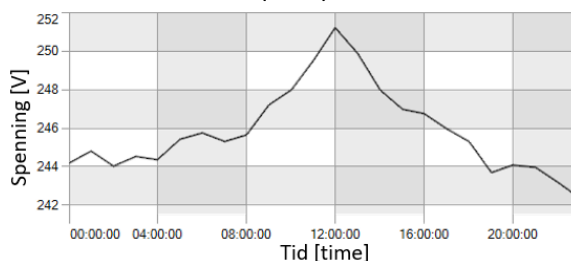
(b1-p)



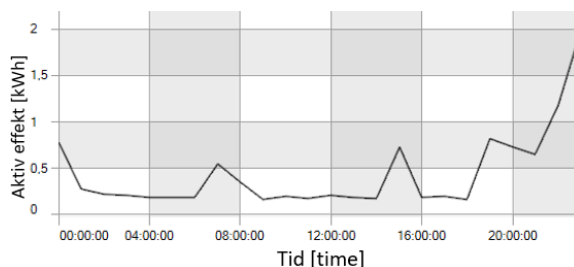
(b6-v)



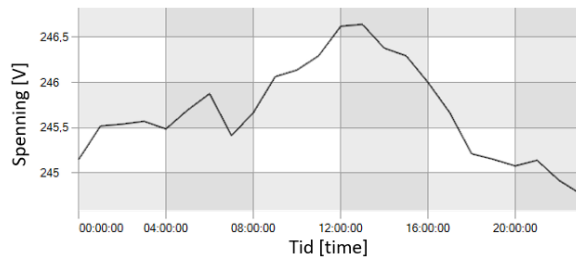
(b6-p)



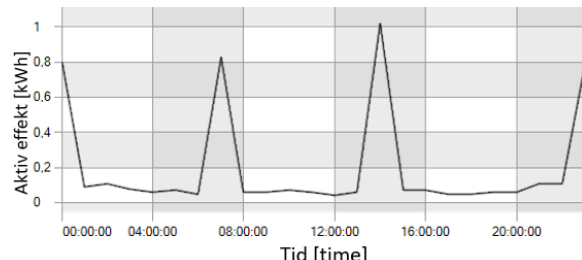
(b21-v)



(b21-p)



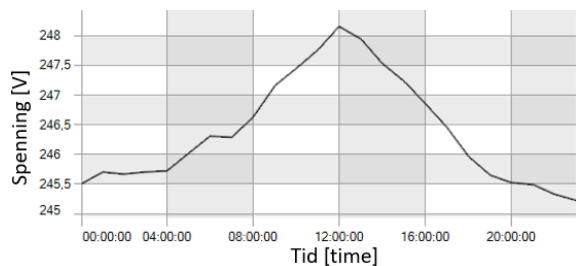
(b27-v)



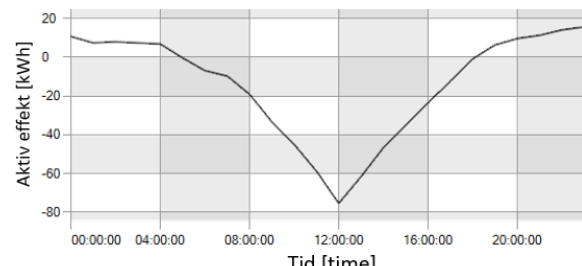
(b27-p)

Figur 29 Simulering av syv slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

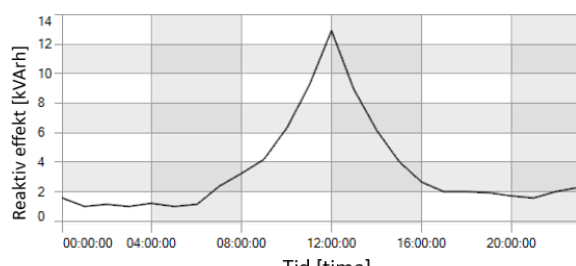
I Figur 30 vises beregningene av spenningsverdiene med timesmodulen og hvordan spenningen påvirkes av effektflyten i transformatoren og tre slutt kunder, hvor 15 slutt kunder har 6 kW solcelleanlegg. I tillegg vises spenningen og lastflyten på sluttkunden midt på den ene avgangen og en sluttkunde nærmest transformatoren. Transformator kretsen med 15 solcelleanlegg, som tilsvarer en installert solcelleeffekt 90 kW, eksporterer 75,5 kWh til høyspentnettet. Belastningen på transformatoren er 76,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 76,5%. Under maksimal eksport av aktiv effekt til høyspenningsnettet vil transformatorspenningen **a1** variere fra 245,2 til 248,2 V. Det varierende effektforbruket til **b14** vil medføre høye spenningsverdier om dagen og en spenningsreduksjon om kvelden. Fullstendig simulering av spenningsverdiene knyttet til lastflyten fra sluttkundene vises i Figur 58 som ligger vedlagt i vedlegg.



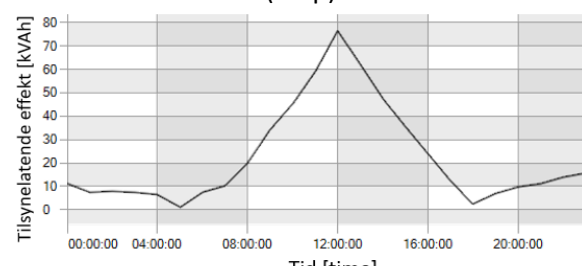
(a1-v)



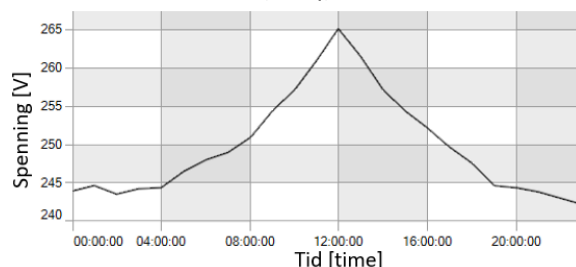
(a1-p)



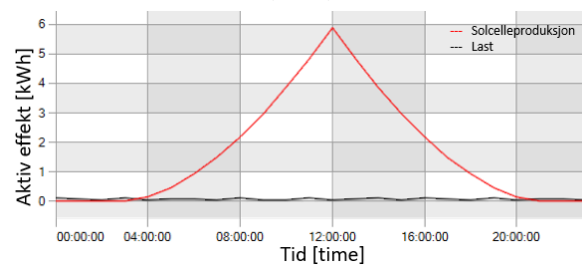
(a1-q)



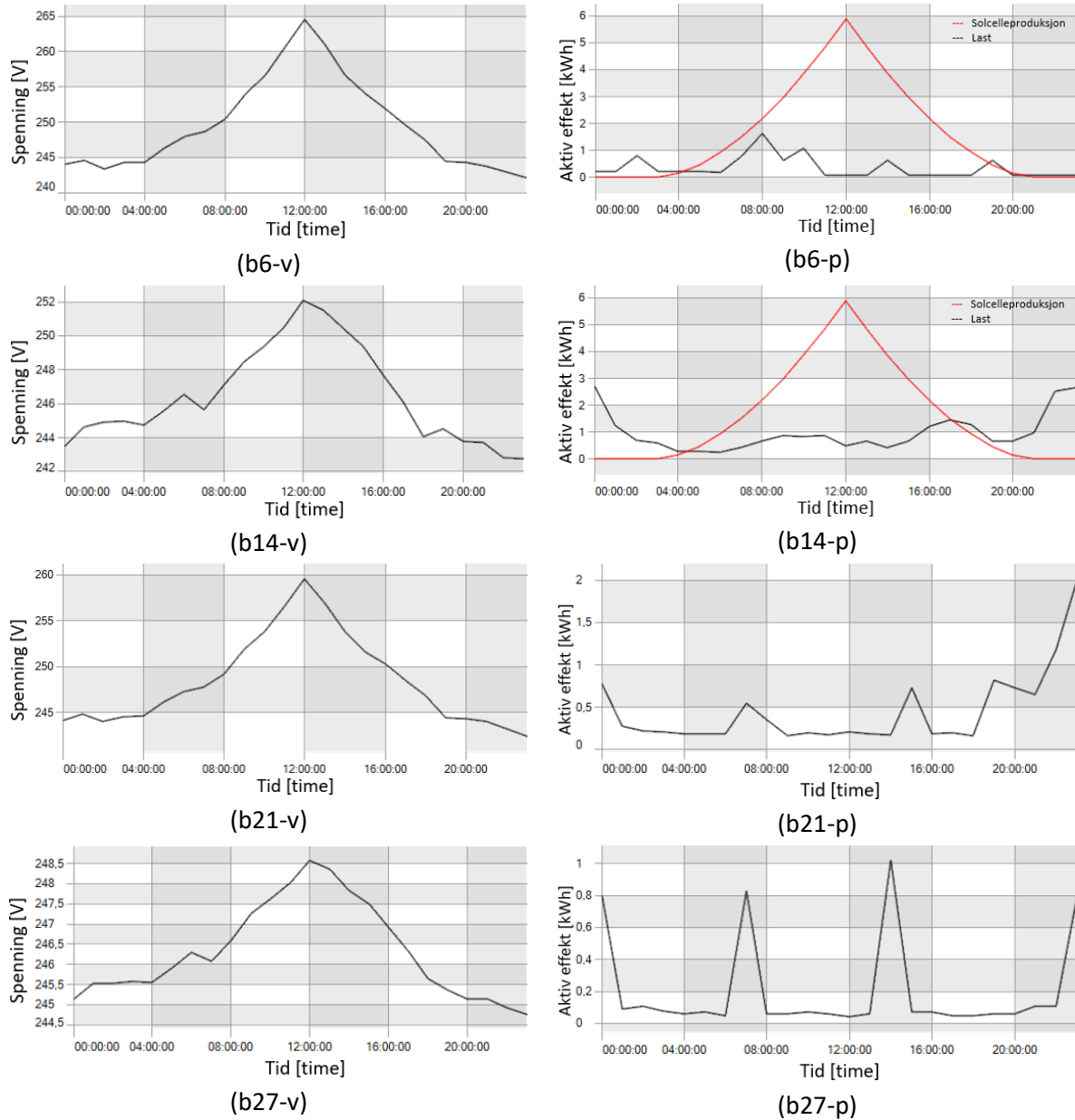
(a1-s)



(b1-v)



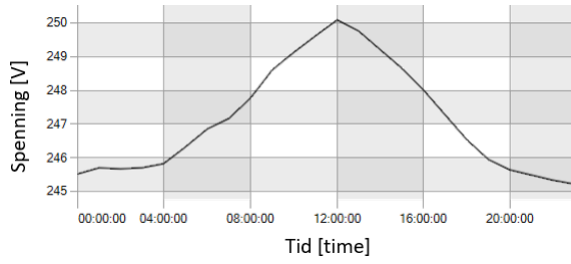
(b1-p)



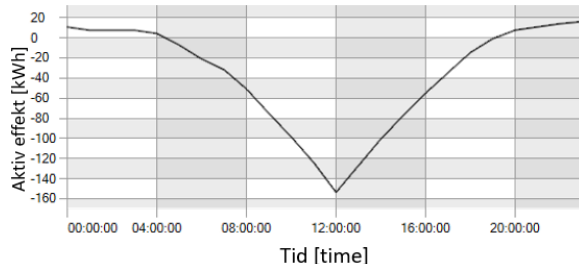
Figur 30 Simulering av 15 sluttkunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 31 vises beregningene av spenningsverdiene med timesmodulen og hvordan spenningen påvirkes av effektflyten i transformatoren og seks sluttkunder, hvor alle sluttkundene har 6 kW solcelleanlegg. Transformatoren eksporterer 153,3 kWh til nettet og belastningen er 156,6 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 156,4%. Under maksimal eksport av aktiv effekt til høyspenningsnettet vil transformatorspenningen **a1** variere fra 245,2 til 250 V. Dette belastningsscenarioet vil medføre at både transformatoren har overbelastning samt at spenningsverdier på sluttkundene overskrider spenningsgrensene i FOL. Fullstendig simulering av spenningsverdiene knyttet til lastflyten fra sluttkundene vises i Figur 60 som ligger vedlagt i vedlegg.

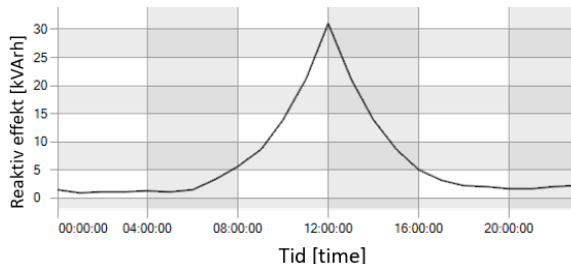




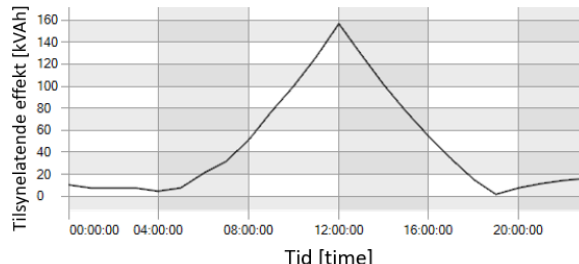
(a1-v)



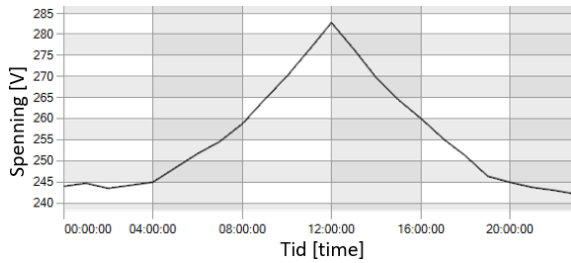
(a1-p)



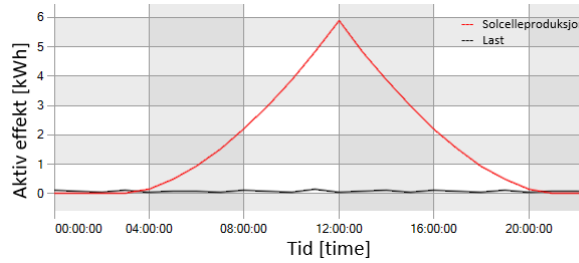
(a1-q)



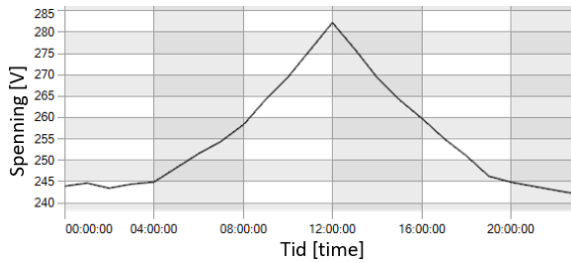
(a1-s)



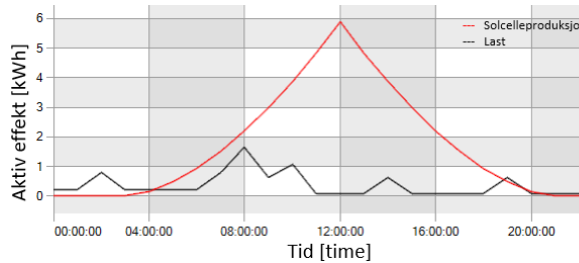
(b1-v)



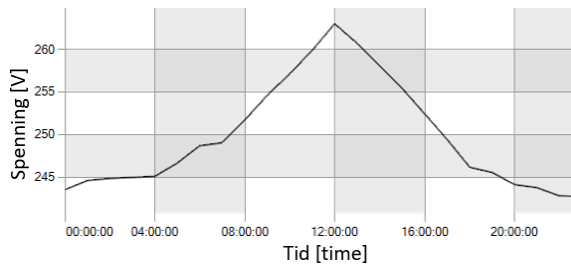
(b1-p)



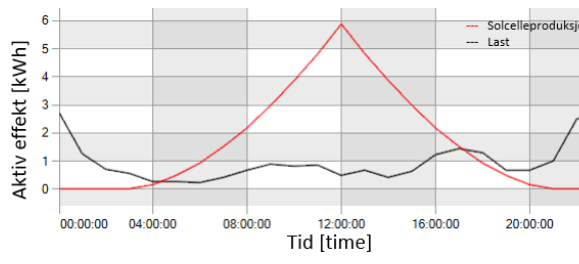
(b6-v)



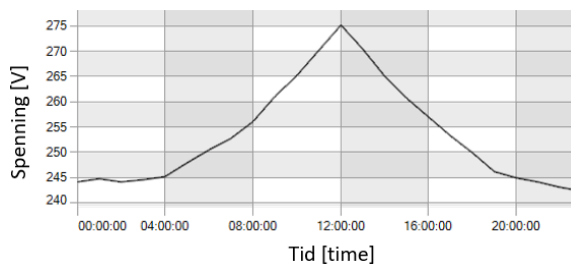
(b6-p)



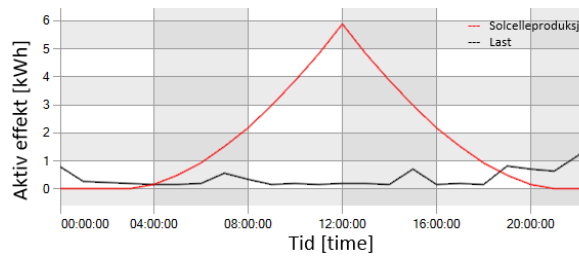
(b14-v)



(b14-p)

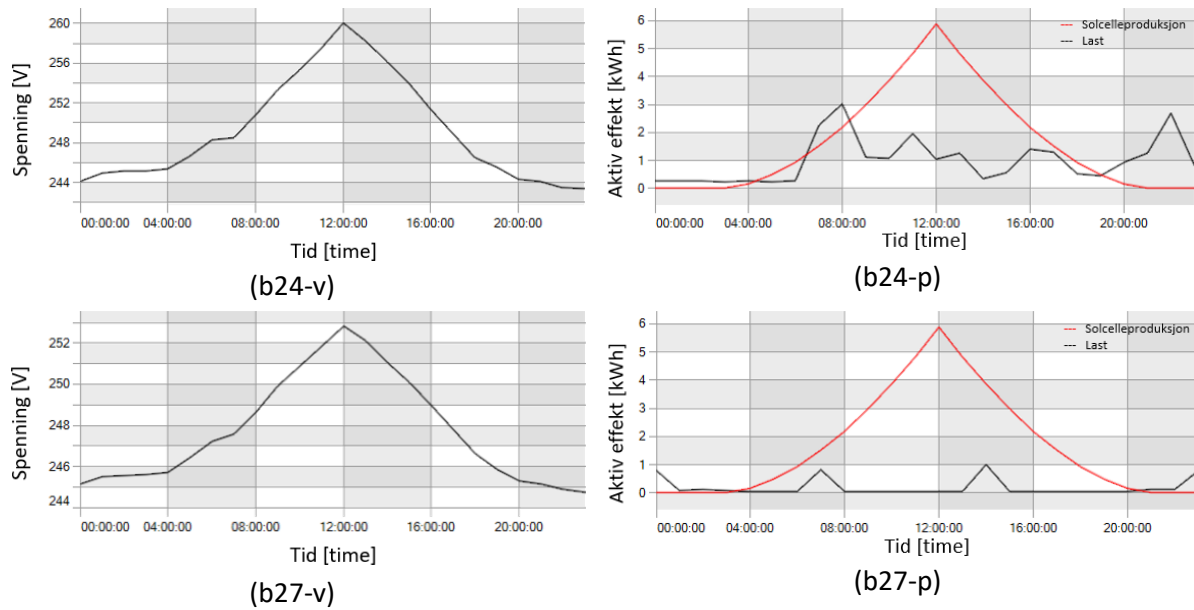


(b21-v)



(b21-p)

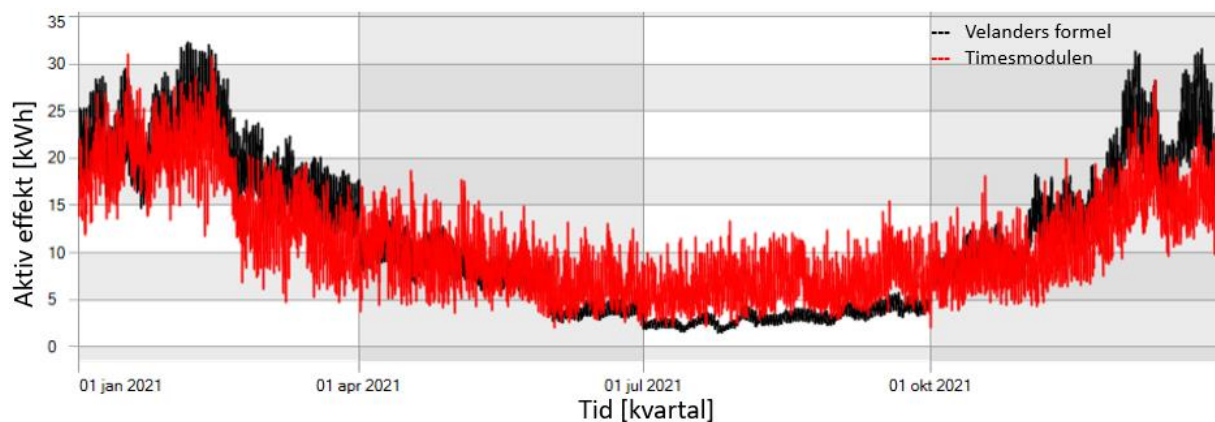




Figur 31 Simulering av 30 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

## 4.2 Transformatornets NS2

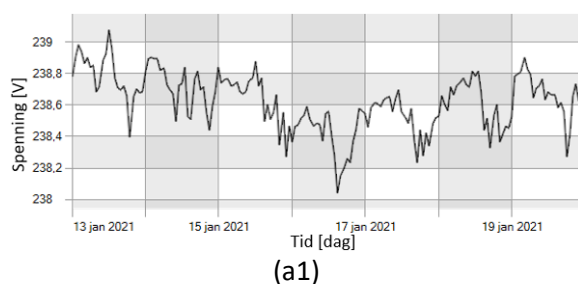
Transformatornets NS2 har fem bolighus og to hytter, hvor kretsen simuleres gjennom fem ulike belastningsscenarioer. Dette er en transformatornets med en eksisterende plusskunde tilkoblet, som har en installert solcelleeffekt på 14 kW. I Figur 32 vises lastflyten på transformatornets som beregnes med timesmodulen og Velanders formel, hvor den røde og svarte grafen er henholdsvis timesmodulen og Velanders formel. Velanders formel beregner en høyere last om vinteren og lavere last om sommeren sammenlignet med timesmodulen i NETBAS. Timesmodulen simulerer en maksimal belastning 31,09 kWh den 16. januar fra klokka 15.00 til 16.00, hvor den tilsynelatende effekten er 33,1 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 33,1%. Til sammenligning beregner Velanders formel en maksimal effekt på 32,4 kWh. Metodene beregner den laveste belastningen på transformatornetsen i sommermånedene, hvor lavest belastning forekommer 5. juli til 2,69 kWh med timesmodulen og 1,53 kWh med Velanders formel.



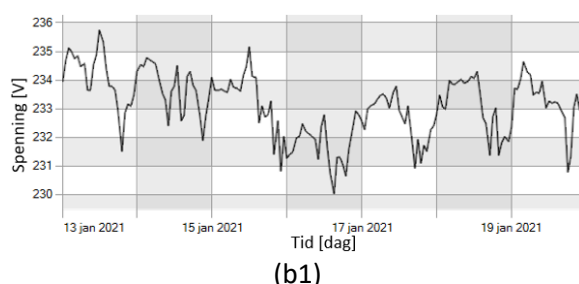
Figur 32 Den årlige belastningen på transformator NS2 som beregnes med timesmodulen og Velanders formel.

### 4.2.1 Ukentlige simuleringer om vinteren

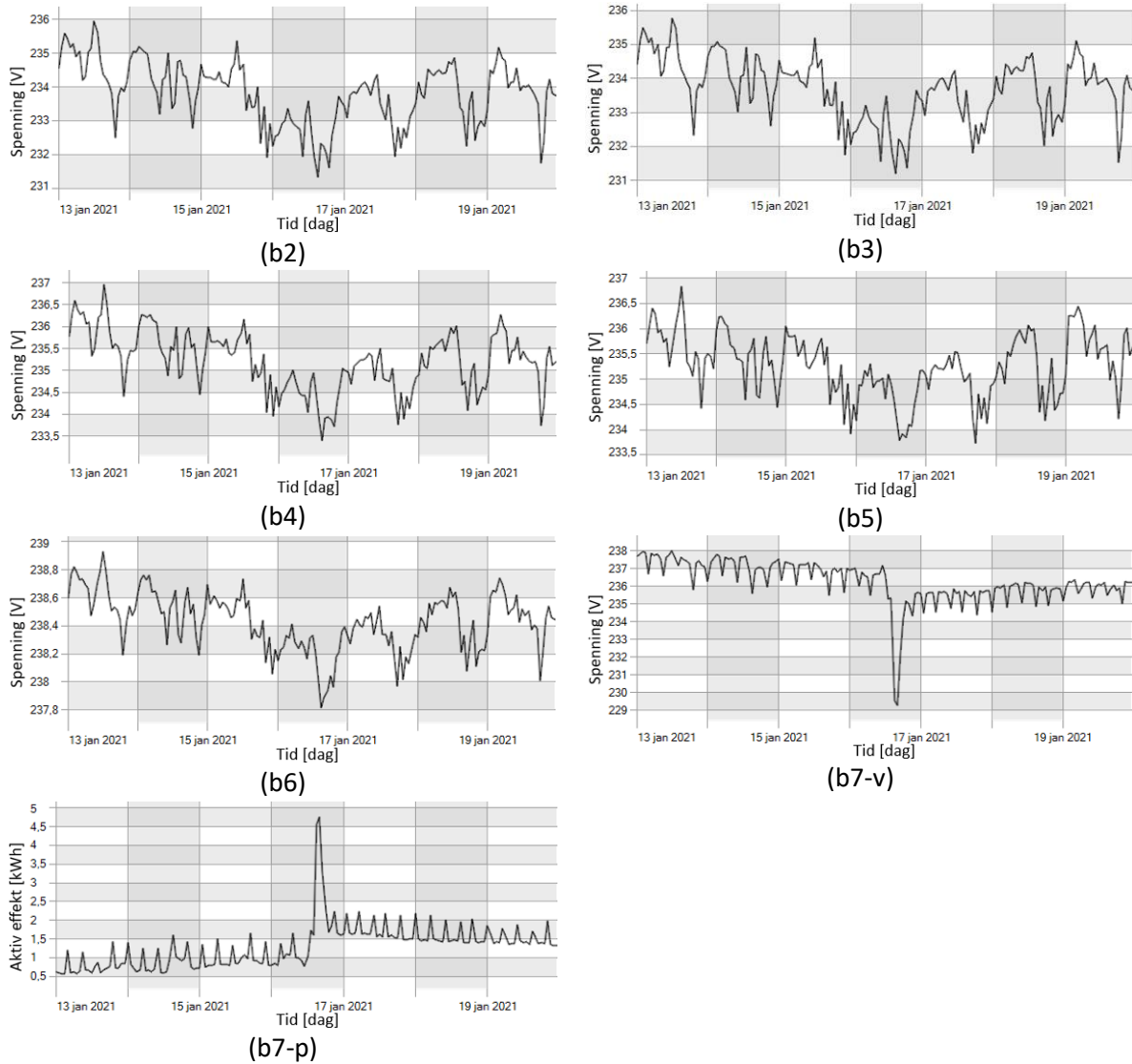
I Figur 33 vises hvordan spenningen varierer gjennom en uke i januar, hvor **a** og **b** refererer til henholdsvis transformatornets og abonnenter. Tallet representerer abonnentinnelingen i Figur 17. Denne kretsen har høye spenningsverdier på alle abonnenter som er godt innenfor FOL. Timesmodulen simulerer den laveste spenning på abonnent **b7-v** til 229 V. Denne spenningsdippen skyldes av det plutselige store effektforbruket som vises i **b7-p**. Den maksimale spenningen simuleres på transformatornets til en spenning til 239,1 V, og spenningsendringen gjennom uken på transformatornets varierer fra 238 til 239,1 V.



(a1)



(b1)



Figur 33 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 17. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt.

I Figur 34 vises spenningen som simuleres med Velanders formel under tunglast som er den timen Velanders formel beregner høyest belastning på transformatoren. Lavest spenning beregnes på abonnent 3 til 230,4 V, og under denne belastningen simuleres alle spenningsverdier innenfor spenningsgrensene i FOL.



Figur 34 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlige energiforbruket fra 2021.

Transformator krets NS2 har tre av syv abonnenter med utvidet måleverdiinnsamling aktivert, hvor abonnent 1, 3 og 5 har aktivert denne funksjonen. I Tabell 9 sammenlignes den timen som hadde høyest målt belastning med timesmodulen og Velanders formel mot målte spenningsverdier. MAPE viser at spenningsverdiene avviker 1,67% og 1,89% med henholdsvis Velanders formel og timesmodulen fra målte spenningsverdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 1,23 til 1,99% og timesmodulen fra 1,58 til 2,34%, og dette tilsvarer et intervall på 0,76% for begge metodene. Her har begge metodene samme spredning på spenningsverdiene, men Velanders formel simulerer en spenningsverdi nærmere de målte verdiene hentet fra utvidet måleverdiinnsamling.

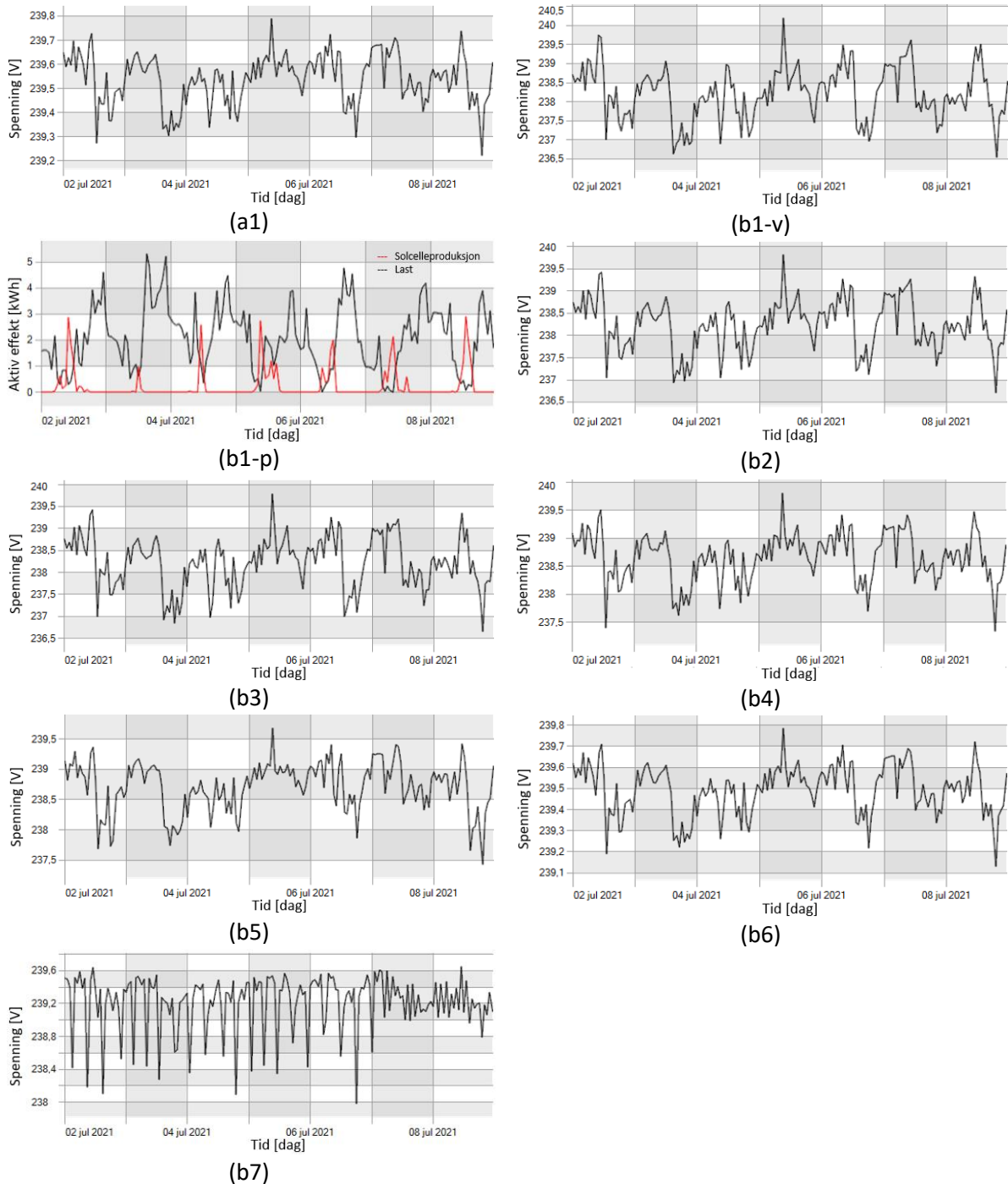
Tabell 9 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformator krets NS2 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra tre abonnenter og transformator.

Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminuttersverdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i }{ y_i } \cdot 100$ Velanders formel [%]	$\frac{ y_i - y'_i }{ y_i } \cdot 100$ Timesverdier [%]
Transformator	238,0	238,0	233,3	2,01	2,01
1	230,1	230,0	226,0	1,80	1,76
3	230,4	231,2	227,6	1,23	1,58
5	233,0	233,8	228,4	1,99	2,34
MAPE [%]				1,67	1,89

#### 4.2.2 Ukentlige simuleringer om sommeren

I Figur 35 vises hvordan spenningen varierer gjennom en uke i juli, hvor **a** og **b** refererer til henholdsvis transformatoren og abonnenter. Tallet representerer abonnentindelingen i Figur 17. Dette er en transformator krets med en eksisterende plusskunde tilkoblet, hvor effektflyten til plusskunden vises i **b1-p**. Produksjonen fra denne plusskunden medfører at den maksimale

spenningen er på **b1-s** til 240,2 V. Spenningsendringen på transformatoren varierer fra 239,2 til 239,8 V gjennom lastflytanalysen. Transformator-kretsen har alle spenningsverdier innenfor spenningsgrensene i FOL.



Figur 35 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i løpet av 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og tilkoblet abonnenter sammen med et nummer fra abonnentinndelingen i Figur 17. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt.

I Figur 36 vises spenningen som simuleres med Velanders formel under lettlast. Effektflyten på plusskunden endres manuelt som gjør at plusskunden tilfører 14 kW til nettet. Velanders formel beregner alle spenningsverdier innenfor spenningsgrensene i FOL, hvor den maksimale spenningen er på abonnent 1 til 245,1 V.



Figur 36 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021.

Transformatorkrets NS2 har tre av syv abonnenter med utvidet måleverdiinnsamling aktivert, hvor abonnent 1, 3 og 5 har aktivert denne funksjonen. I Tabell 10 sammenlignes den timen som har lavest målt belastning med timesmodulen og Velanders formel mot målte spenningsverdier. MAPE viser at spenningsverdiene avviker 3,76% og 2,23% med henholdsvis Velanders formel og timesmodulen fra målte spenningsverdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 3,10 til 4,25% og timesmodulen fra 2,16 til 2,29%, og dette tilsvarer et intervall på henholdsvis 1,15% og 0,13%. Timesmodulen beregner større presisjon mot målte spenningsverdier enn Velanders formel.

Tabell 10 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS2 den dagen med lavest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra tre abonnenter og transformator.

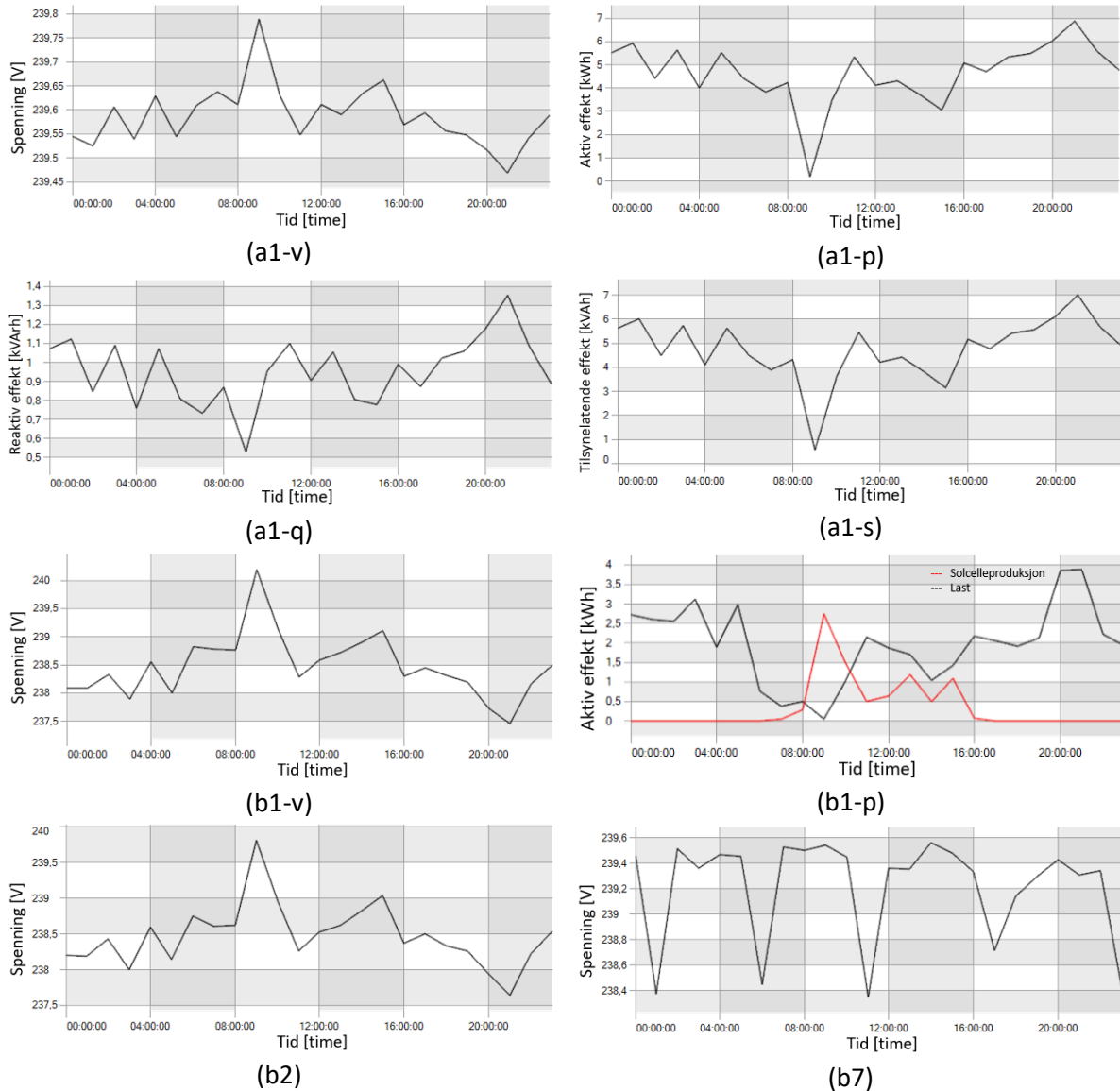
Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminuttersverdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i }{ y_i } \cdot 100$ Velanders formel [%]	$\frac{ y_i - y''_i }{ y_i } \cdot 100$ Timesverdier [%]
Transformator	240,5	239,8	234,4	2,62	2,32
1	245,1	240,2	235,1	4,25	2,16
3	243,8	239,8	234,6	3,94	2,24
5	241,6	239,7	234,3	3,10	2,29
MAPE [%]				3,76	2,23

#### 4.2.3 Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning

I Figur 37 vises hvordan spenningen påvirkes av effektflyten med timesmodulen på dagen med lavest belastning på transformator, der plusskunden har 14 kW installert solcelleeffekt. Lastflyten til plusskunden vises i **b1-p** der plusskunden tilfører maksimalt 2,75 kWh til nettet. Her påvirkes abonnentene av tilført aktiv effekt fra **b1-p**, hvor abonnentene får en spenningstopp klokka ni om morgenen. Samtidig påvirkes **b7** i langt mindre grad, hvor spenningsgrafene er relativt likt spenningsnivået til transformatoren. Den maksimale spenningen er på abonnent **b1-v** til 240,1 V.

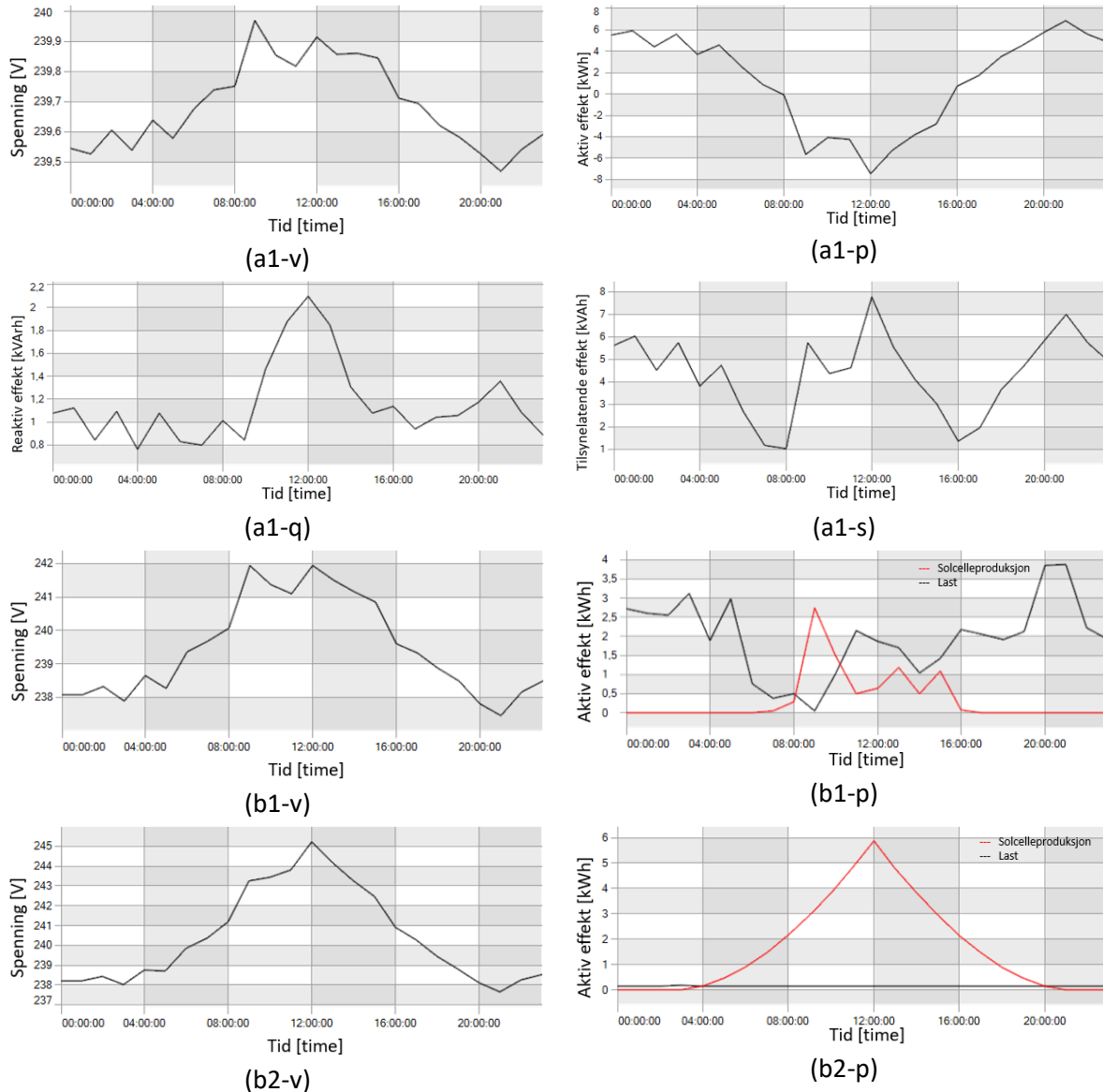


Transformatoren under dette belastningsscenarioet har en maksimal belastning på 7 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 7%, og har en spenningsendring som varierer fra 239,47 til 239,78 V. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten på sluttkundene vises i Figur 61 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 37 Simulering av spenningsverdier med kun en plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

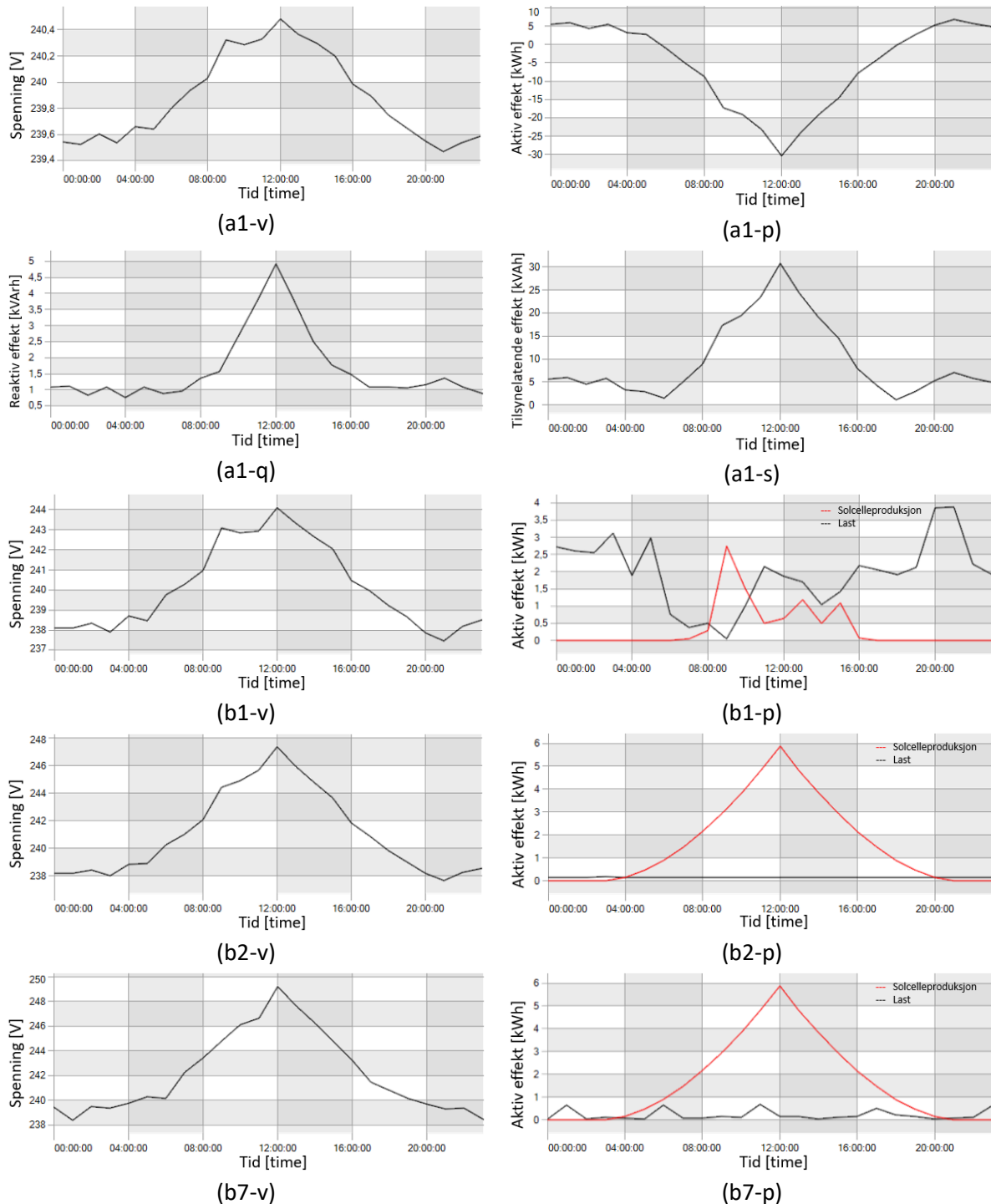
I Figur 38 vises spenningsberegningen med timesmodulen på dagen med lavest belastning på transformatoren, og hvordan spenningen endres med lastflyten. Belastningsscenariot tilsvarer en plusskunde og to fiktive solcelleanlegg med henholdsvis 14 kW og 6 kW installert solcelleeffekt. Her påvirkes abonnentene **b1** og **b2** av tilført solcelleeffekt i stor grad, og den maksimale spenningen er på abonnent **b2-v** til 245 V. Spenningsendringen på transformatoren **a1-v** varierer fra 239,47 til 239,98 V. Under dette belastningsscenariot tilfører transformatoren maksimalt 7,7 kWh til overliggende nett. Transformatoren har en maksimal belastning på 7,8 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 7,8%. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten på sluttkundene vises i Figur 62 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 38 Simulering av spenningsverdier med en reell- og to fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 39 viser spenningsberegningen med timesmodulen på dagen med lavest belastningen på transformatoren, og hvordan spenningen påvirkes av effektflyten. Belastningsscenarioet tilsvarer en plusskunde og seks fiktive solcelleanlegg med henholdsvis 14 kW og 6 kW installert solcelleeffekt. Abonentene påvirkes av en høy spenning klokka tolv, hvor **b7-v** har den maksimale spenningen på 249 V. Spenningsendringen på transformatoren **a1-v** varierer fra 239,47 til 240,45 V. Under dette belastningsscenarioet tilfører transformatoren maksimalt 30 kWh til overliggende nett. Transformatoren har en maksimal belastning på 30,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 30,5%. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten på sluttkundene vises i Figur 63 som ligger vedlagt i vedlegg, og alle spenningsverdiene på sluttkundene holdes innenfor spenningsgrensene i FOL.



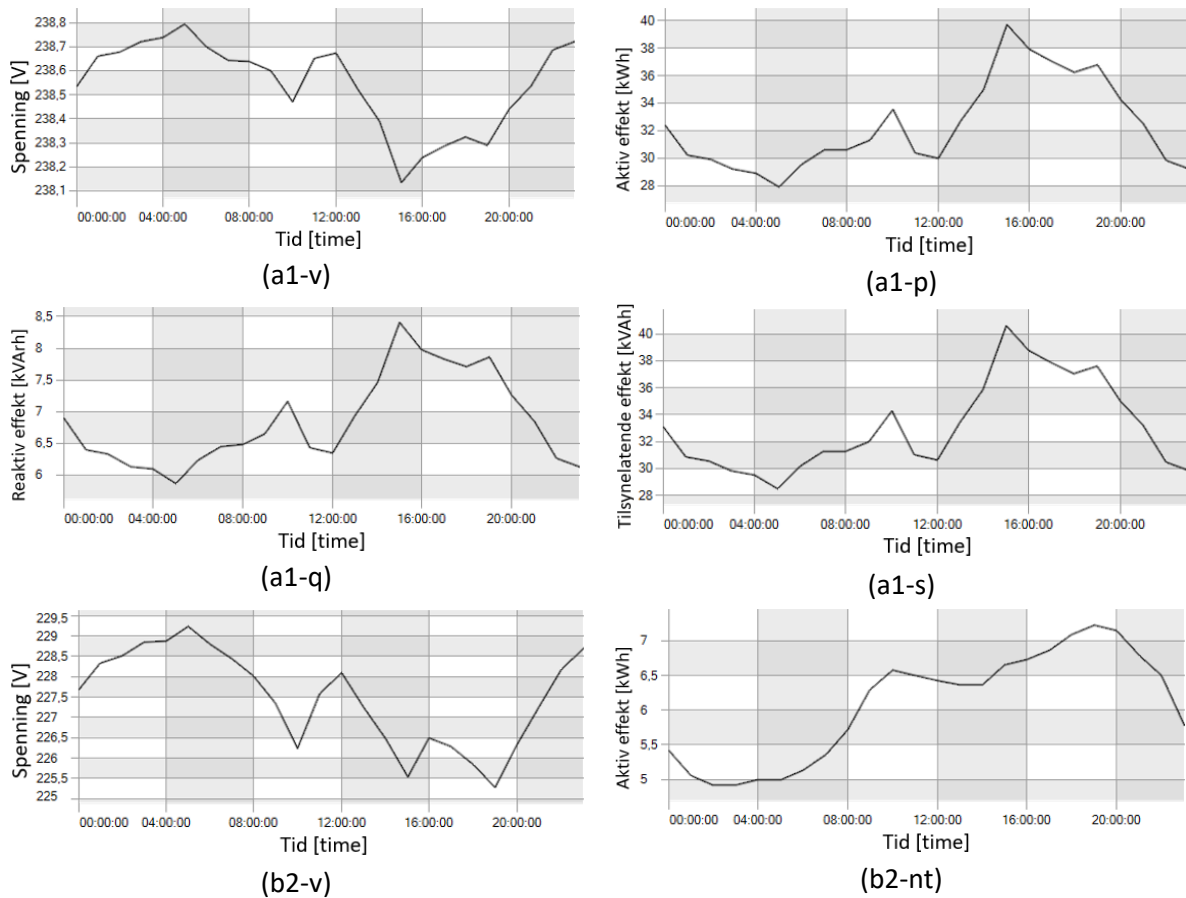


Figur 39 Simulering av spenningsverdier med en reell- og seks fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunde, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

#### 4.2.4 Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning

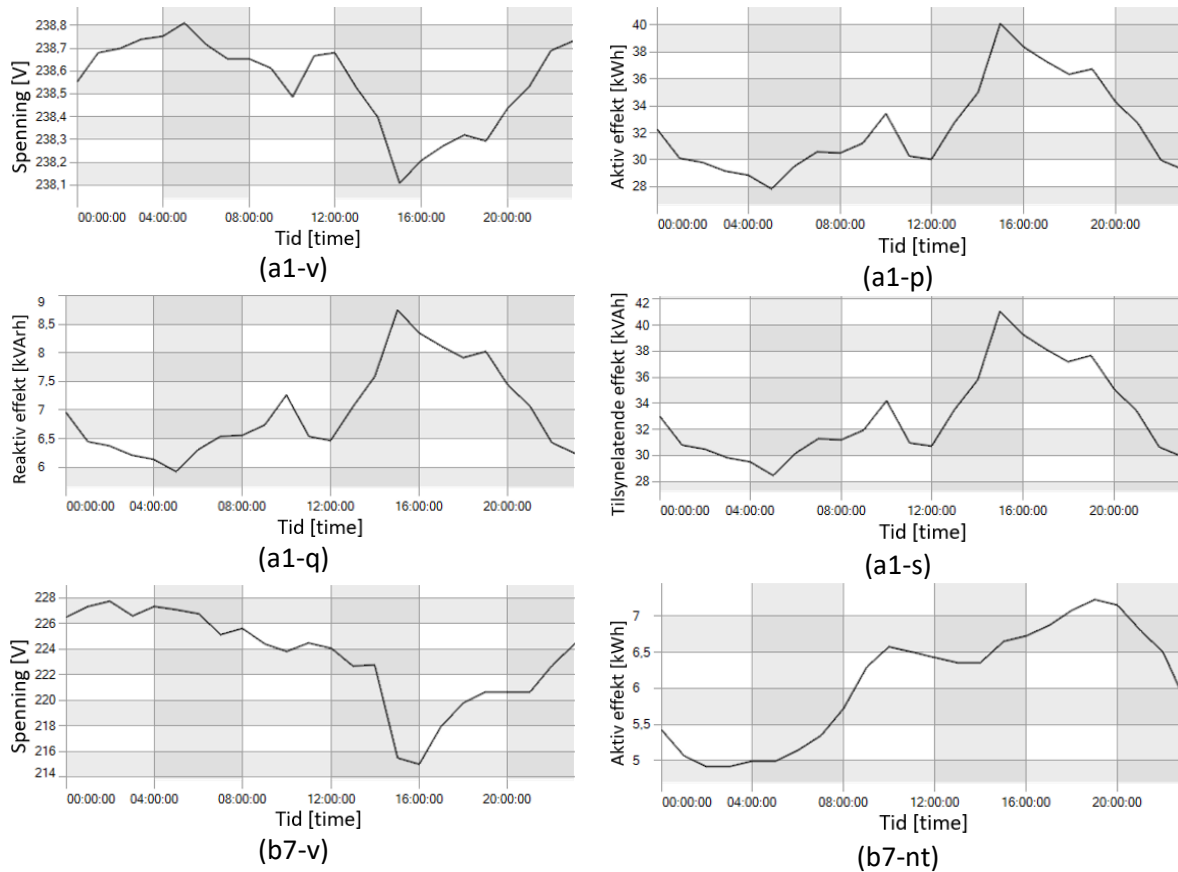
I Figur 40 vises spenningsverdiene under en nytilknytning ved abonnent 2, som er abonnenten lengst ute på den ene avgangen fra nettstasjonen. Lastflyten fra den nye abonnenten vises i **b2-nt**. Grafen baseres på Velanders formel for enebolig, hvor en enebolig simulerer med et årlig energiforbruk på 24 000 kWh i Agder Energi Nett. Under nytilknytning ved abonnent 2 beregnes den laveste spenningen på **b2-v** til 225,3 V, og alle spenningsverdier er ventet å være innenfor FOL.

Transformatoren har en spenningsendring som varierer fra 238,15 til 238,8 V med en maksimal belastning på 40,2 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 40,2%. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten på sluttkundene vises i Figur 64 som ligger vedlagt i vedlegg.



Figur 40 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 2 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

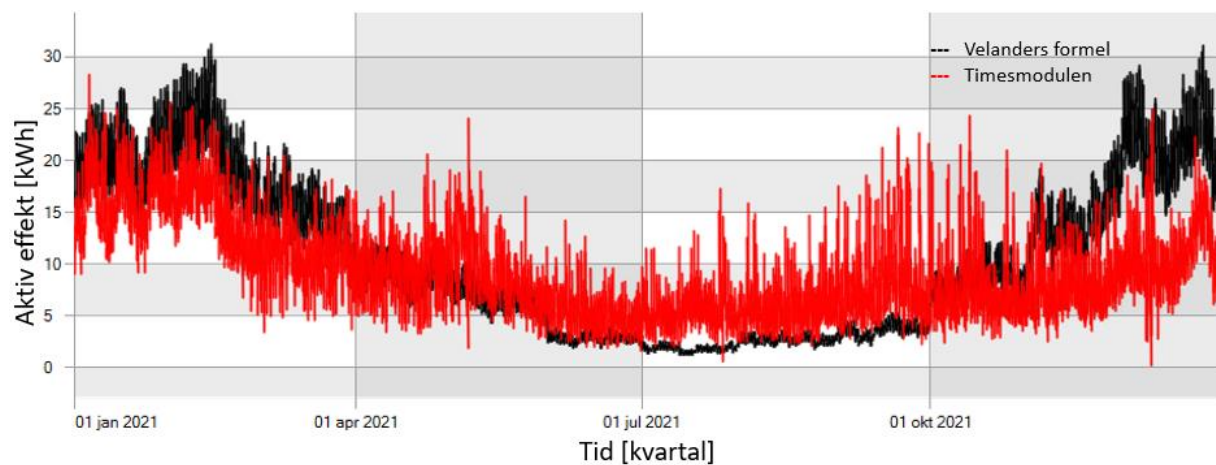
I Figur 41 vises spenningsverdiene under en nytilknytning ved abonnent 7, som er lengst ute på den ene avgangen fra nettstasjonen. Lastflyten fra den nye abonnenten vises i **b7-nt**. Grafen baseres på Velanders formel for enebolig, hvor en enebolig simuleres med et årlig energiforbruk på 24 000 kWh i Agder Energi Nett. Den laveste spenningen beregnes på abonnent **b7-v** til 215 V. Transformatoren har en spenningsendring som varierer fra 238,1 til 238,8 V med en maksimal belastning på 41 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 41%. Fullstendig simulering av spenningsendringen knyttet til lastflyten på sluttkundene vises i Figur 65 som ligger vedlagt i vedlegg, og alle spenningsverdiene er ventet å være innenfor FOL.



Figur 41 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 7 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunde, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

### 4.3 Transformatorkrets NS3

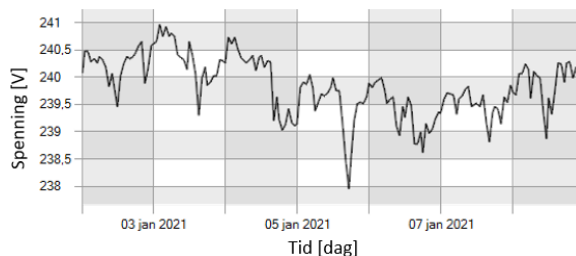
Transformatorkrets NS3 har fire bolighus, hvor kretsen simuleres gjennom fem ulike scenarioer. Dette er en transformatorkrets med en tilkoblet plusskunde, som har en installert solcelleeffekt på 12 kW. I Figur 42 vises den generelle lasten med timesmodulen og Velanders formel, hvor den røde og svarte grafen er henholdsvis timesmodulen og Velanders formel. Velanders formel beregner en høyere last om vinteren og lavere last om sommeren sammenlignet med timesmodulen i NETBAS. Timesmodulen simulerer den høyeste belastningen på transformatoren til 28,4 kWh den 5. januar fra klokka 16.00 til 17.00. Dette gir en maksimal belastning på 31,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 63%. Til sammenligning beregner Velanders formel den høyeste belastningen på transformatoren til 31,3 kWh. Metodene beregner den lavest belastningen om sommermånedene, hvor lavest belastning beregnes 3. juli til 2,6 kWh og 1,3 kWh for henholdsvis timesmodulen og Velanders formel.



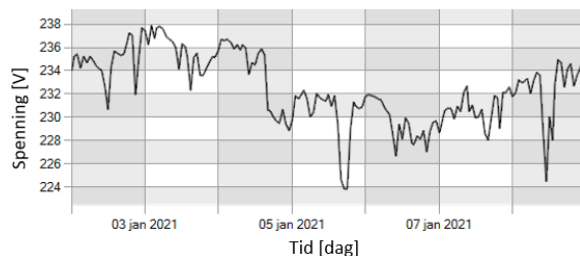
Figur 42 Den årlige belastningen på transformator NS3 som beregnes med timesmodulen og Velanders formel.

#### 4.3.1 Ukentlige simuleringer om vinteren

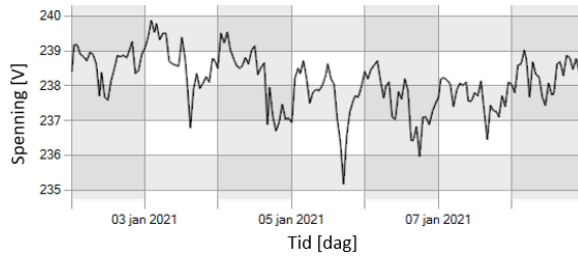
I Figur 43 vises hvordan spenningen endrer seg gjennom en uke i januar, hvor **a** og **b** refererer til henholdsvis transformator og abonnenter. Tallet representerer abonnentinnvidningen i Figur 18. Timesmodulen beregner den laveste spenningen på **b4** til 220.3 V. Den maksimale spenningen beregnes på transformatoren til en spenning på 241 V, og transformatorspenningen varierer gjennom uken fra 238 til 241 V. Denne transformatorkretsen har høye spenningsverdier på alle abonnenter som er godt innenfor spenningsgrensene FOL.



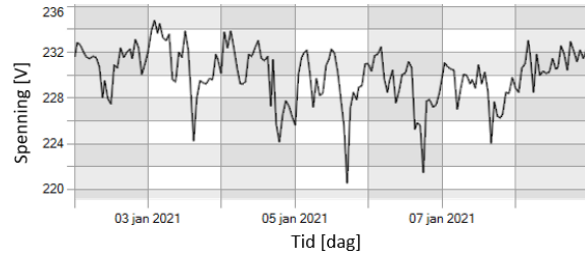
(a1)



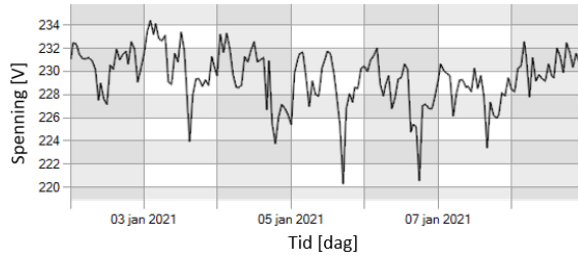
(b1)



(b2)



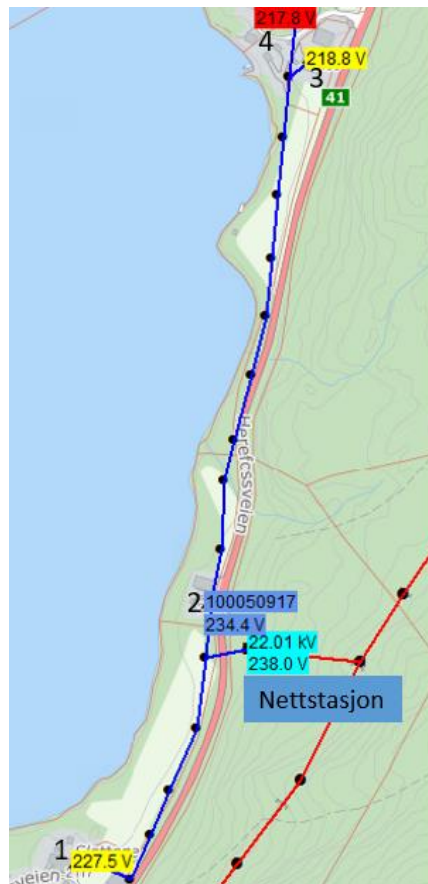
(b3)



(b4)

Figur 43 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 18.

I Figur 44 vises spenningen som simuleres med Velanders formel. Den maksimale spenningen beregnes på transformatoren til 238 V, og den lavest spenningen beregnes på abonnent 4 til 217,8 V. Spenningsverdiene til sluttkundene er innenfor spenningsgrensene i FOL.



Figur 44 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under tunglast ved det årlige energiforbruket i løpet av 2021.

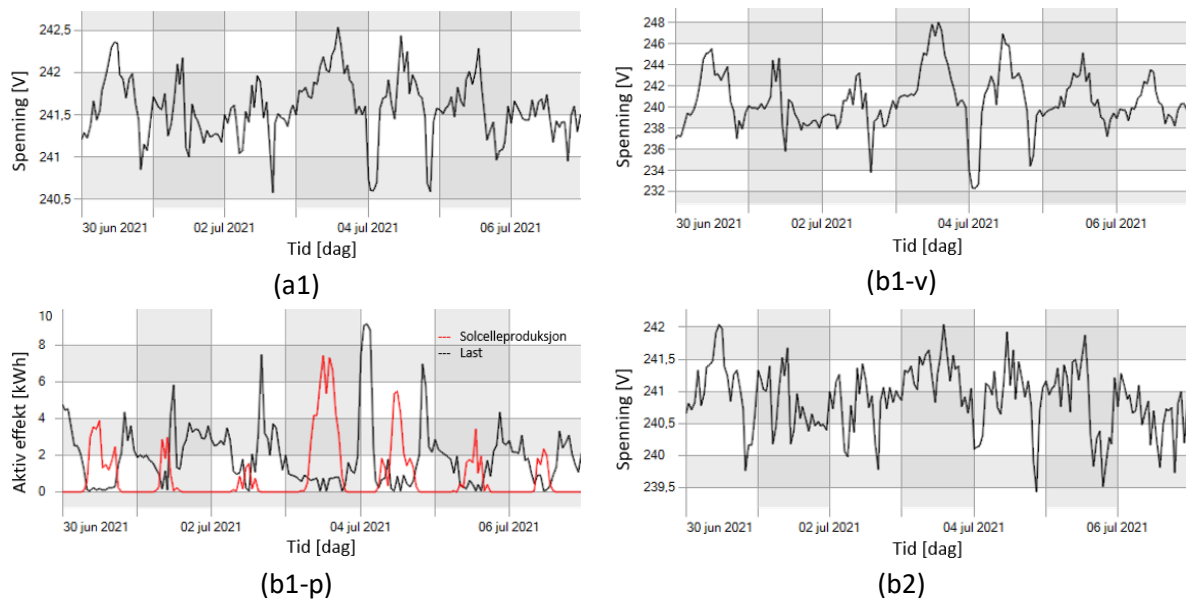
Transformatorkrets NS3 har utvidet måleverdiinnsamling aktivert på alle tilkoblede abonnenter. I Tabell 11 sammenlignes den timen som har høyest målt belastning i timesmodulen og Velanders formel mot målte spenningsverdier. MAPE viser at spenningsverdiene avviker 1,49% og 1,64% med henholdsvis Velanders formel og timesmodulen fra målte verdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 0,15 til 3,43% og timesmodulen fra 1,30 til 2,06%, og dette tilsvarer et intervall på henholdsvis 3,28% og 0,76%. Velanders formel beregner en adskillig høyere spredning på spenningsverdiene, men har spenningsverdier nærmere de målte spenningsverdiene enn hva timesmodulen beregner av spenningsverdier.

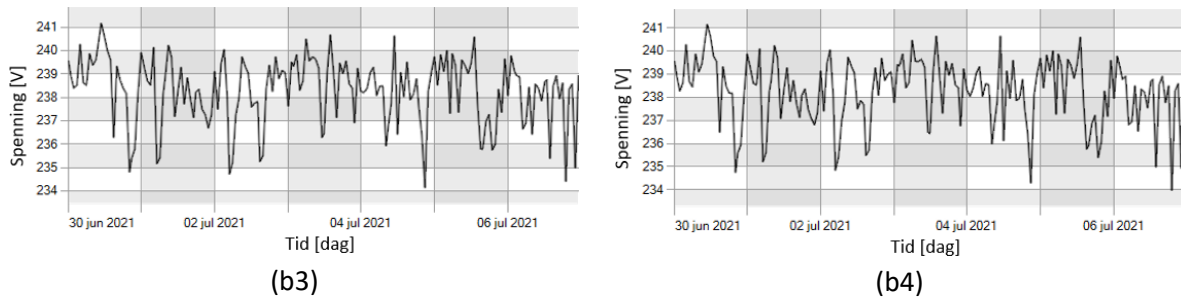
Tabell 11 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatorkrets NS3 den dagen med høyest belastning på transformator mot virkelige spenningsverdier fra fire abonnenter og transformator.

Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminutters-verdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$
				Velanders formel [%]	Timesverdier [%]
Transformator	238,0	238,0	232,6	2,30	2,30
1	227,5	223,8	219,9	3,43	1,75
2	234,4	235,2	230,4	1,72	2,06
3	218,8	220,5	217,4	0,65	1,43
4	217,8	220,3	217,5	0,15	1,30
MAPE [%]				1,49	1,64

#### 4.3.2 Ukentlige simuleringer om sommeren

I Figur 45 vises hvordan spenningen varierer gjennom en uke i juli. Dette er en transformatorkrets med en plusskunde, hvor effektflyten i plusskunden vises i **b1-p**. Produksjonen fra denne plusskunden medfører at den maksimale spenning beregnes på **b1-v** til 248 V. Spenningsendringen på transformatoren **a1** varierer fra 240,6 til 242,5 V gjennom lastflytanalysen, og spenningsverdiene på abonnentene er innenfor spenningsgrensene i FOL.





Figur 45 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i løpet av 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnstillingen i Figur 18. I tillegg står v og p for henholdsvis spenning og aktiv effekt.

I Figur 46 vises spenningen som simuleres med Velanders formel. Metoden endrer manuelt at abonnent 1 tilfører 12 kW til nettet som er plusskundens installerte solcelleeffekt. Den maksimale spenningen beregnes på abonnent 1 til 253,5 V, og transformatoren har en spenning på 243,5 V. Spenningsverdiene på abonnent 1 overskrider spenningsgrensene i FOL.



Figur 46 Beregnet spenningsverdier med Velanders formel under lettlast ved det årlige energiforbruket fra 2021.

Transformatorrets NS3 har utvidet måleverdiinnsamling aktivert på alle tilkoblede abonnenter. I Tabell 12 sammenlignes den timen som har lavest målt belastning i timesmodulen og Velanders formel mot målte spenningsverdier. MAPE viser at spenningsverdiene avviker 2,40% og 1,64% med henholdsvis Velanders formel og timesmodulen mot målte spenningsverdier. Avviket fra Velanders formel varierer fra 1,86 til 3,38% og timesmodulen fra 1,13 til 2,04%, og dette tilsvarer et intervall på henholdsvis 1,52% og 0,91%. Timesmodulen simulerer en lavere spredning og spenningsverdier nærmere de virkelige målte spenningsverdiene sammenlignet med Velanders formel.

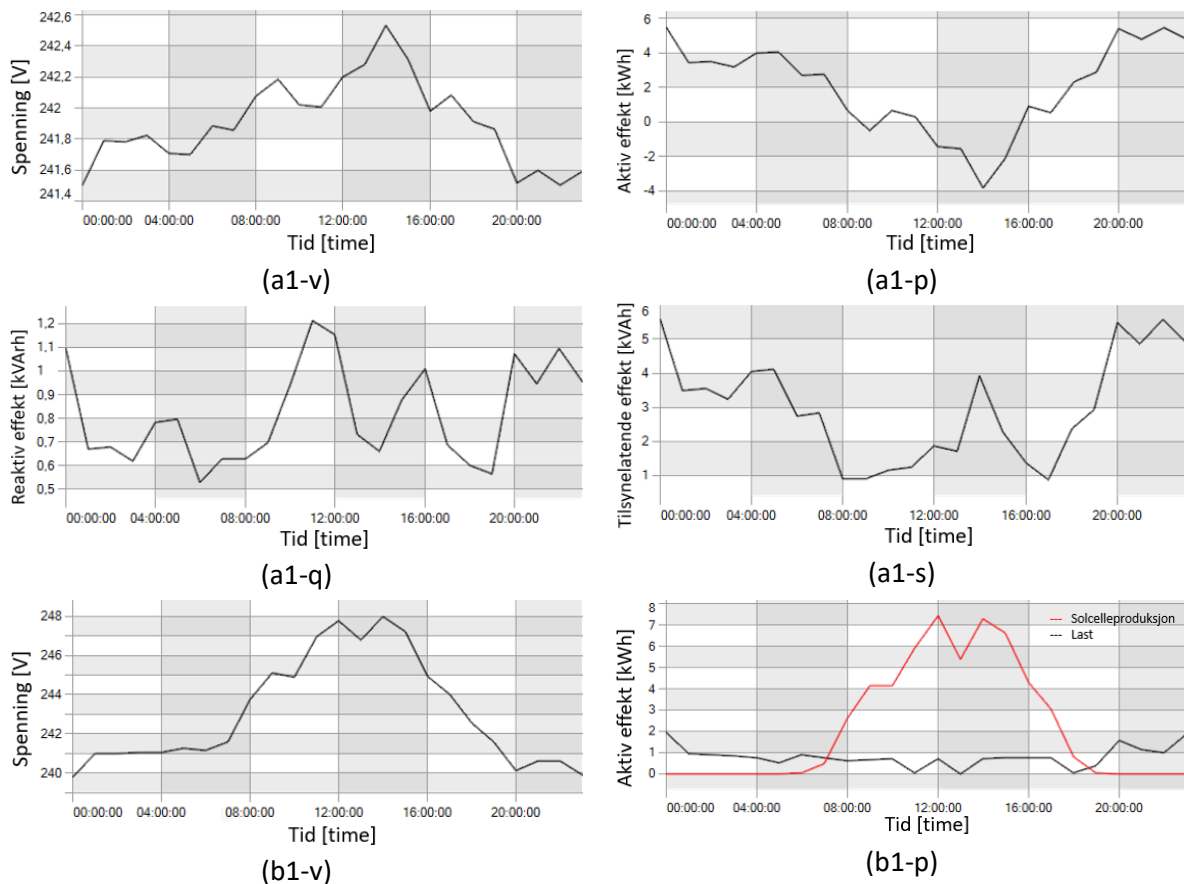


Tabell 12 Sammenligning av beregnet spenningsverdier på transformatornets NS3 den dagen med lavest last på transformator mot virkelige spenningsverdier fra fire abonnenter og transformator.

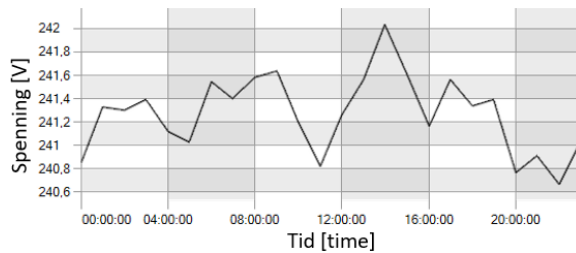
Hyttenummer med utvidet måling [Na]	Spenning ved bruk av Velanders formel [V]	Spenning ved bruk av timesverdier [V]	Gjennomsnitt av målte femminuttersverdier [V]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Velanders formel [%]	$\frac{ y_i - y'_i  \cdot 100}{ y_i }$ Timesverdier [%]
Transformator	243,5	242,5	239,7	1,58	1,16
1	253,5	248,0	245,2	3,38	1,13
2	243,1	242,0	238,7	1,86	1,40
3	241,2	240,7	236,0	2,20	1,99
4	241,0	240,7	235,9	2,22	2,04
MAPE [%]				2,40	1,64

#### 4.3.3 Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning

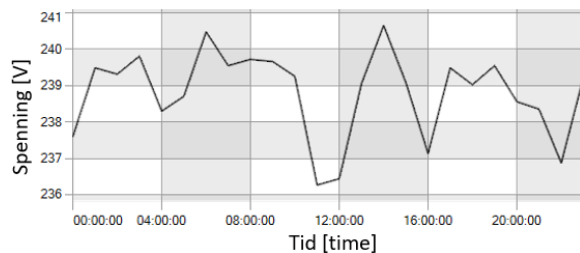
I Figur 47 vises hvordan spenningen påvirkes av effektflyten med timesmodulen på den dagen med laveste belastningen på transformatoren. Abonnement **b1** er en plusskunde med 12 kW installert solcelleeffekt, som tilfører 7,4 kWh til nettet som vises i **b1-p**. Abonnement **b1** påvirkes i stor grad av solcelleproduksjonen, og abonnenten har en maksimal spenningsverdi på 248 V. Alle abonnentene har spenningsverdier innenfor spenningsgrensene i FOL. Transformatorens spenningsendring **a1-v** varierer fra 241,5 til 242,5 V, og tilfører maksimalt 4 kWh til overliggende nett. Transformatoren har en maksimal belastning på 5,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 11%.



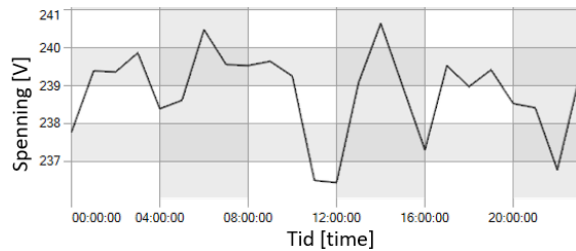




(b2)



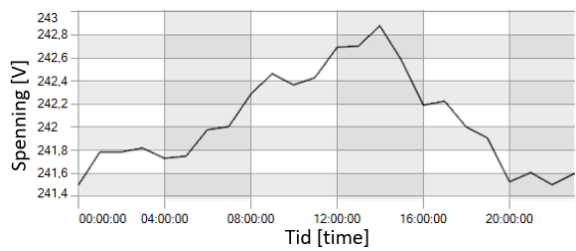
(b3)



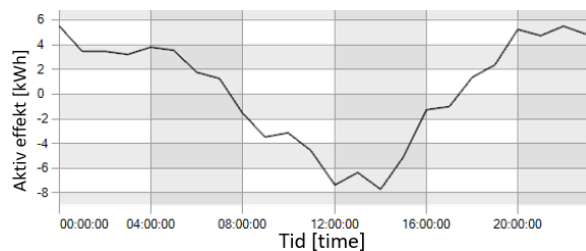
(b4)

Figur 47 Simulering av spenningsverdier med en reell- plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

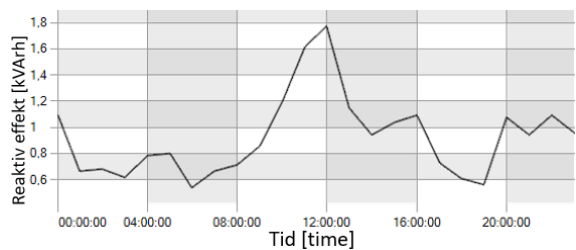
I Figur 48 vises hvordan spenningen påvirkes av effektflyten med timesmodulen på dagen med lavest belastning på transformator. Belastningsscenariot tilsvarende en plusskunde og sluttkunde med henholdsvis 12 kW og 6 kW installert solcelleeffekt. Den maksimale spenningen beregnes på **b1-v** til 248 V, som er innenfor spenningsgrensene i FOL. Spenningsendringen på transformatoren **a1-v** varierer fra 241,5 til 242,8 V, og tilfører maksimalt 7,9 kWh til overliggende nett. Transformatoren under dette belastningsscenariot har en maksimal belastning på 7,9 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 15,8%.



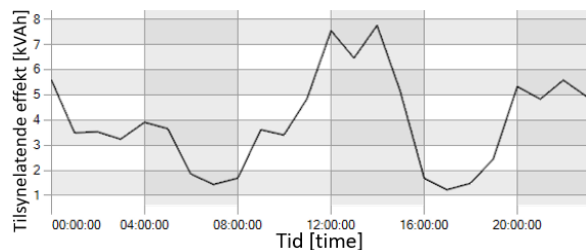
(a1-v)



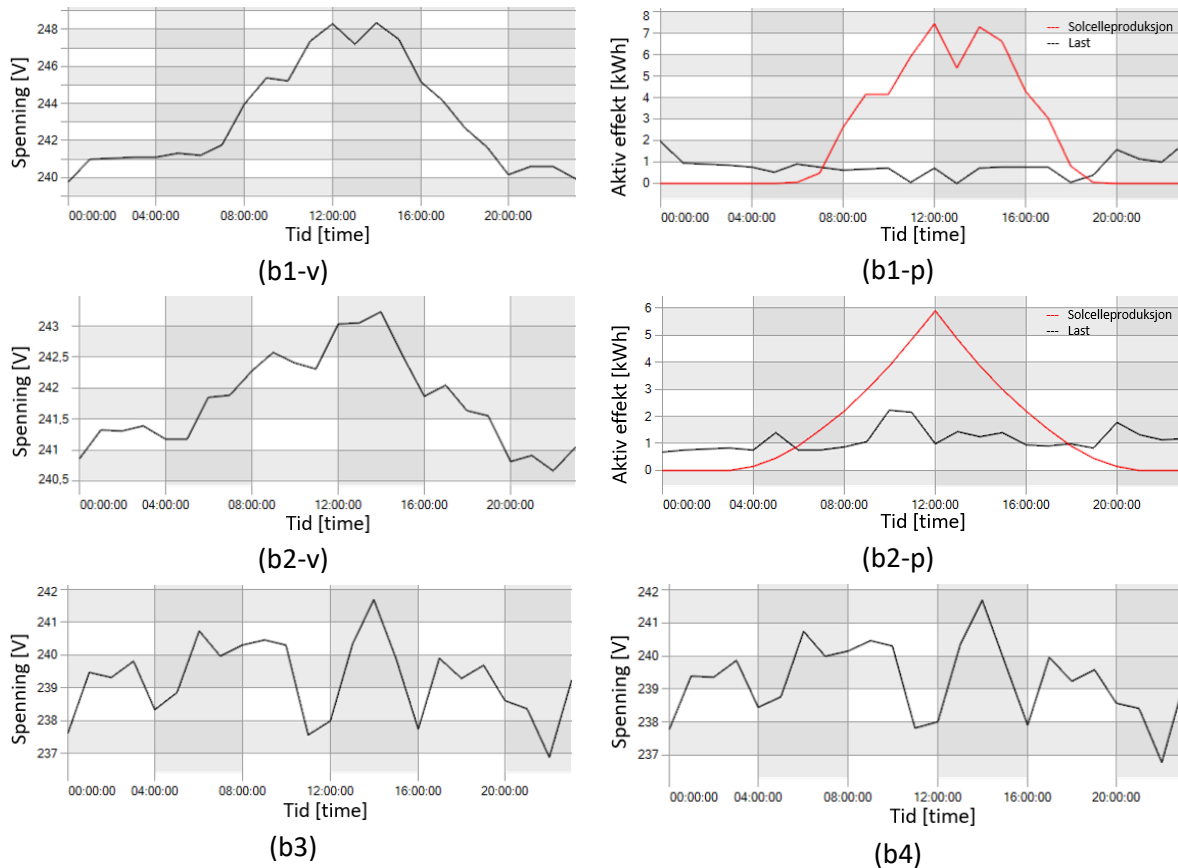
(a1-p)



(a1-q)

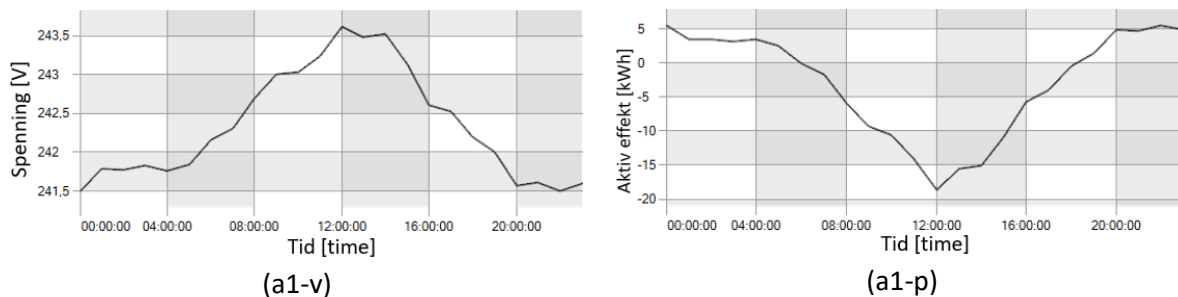


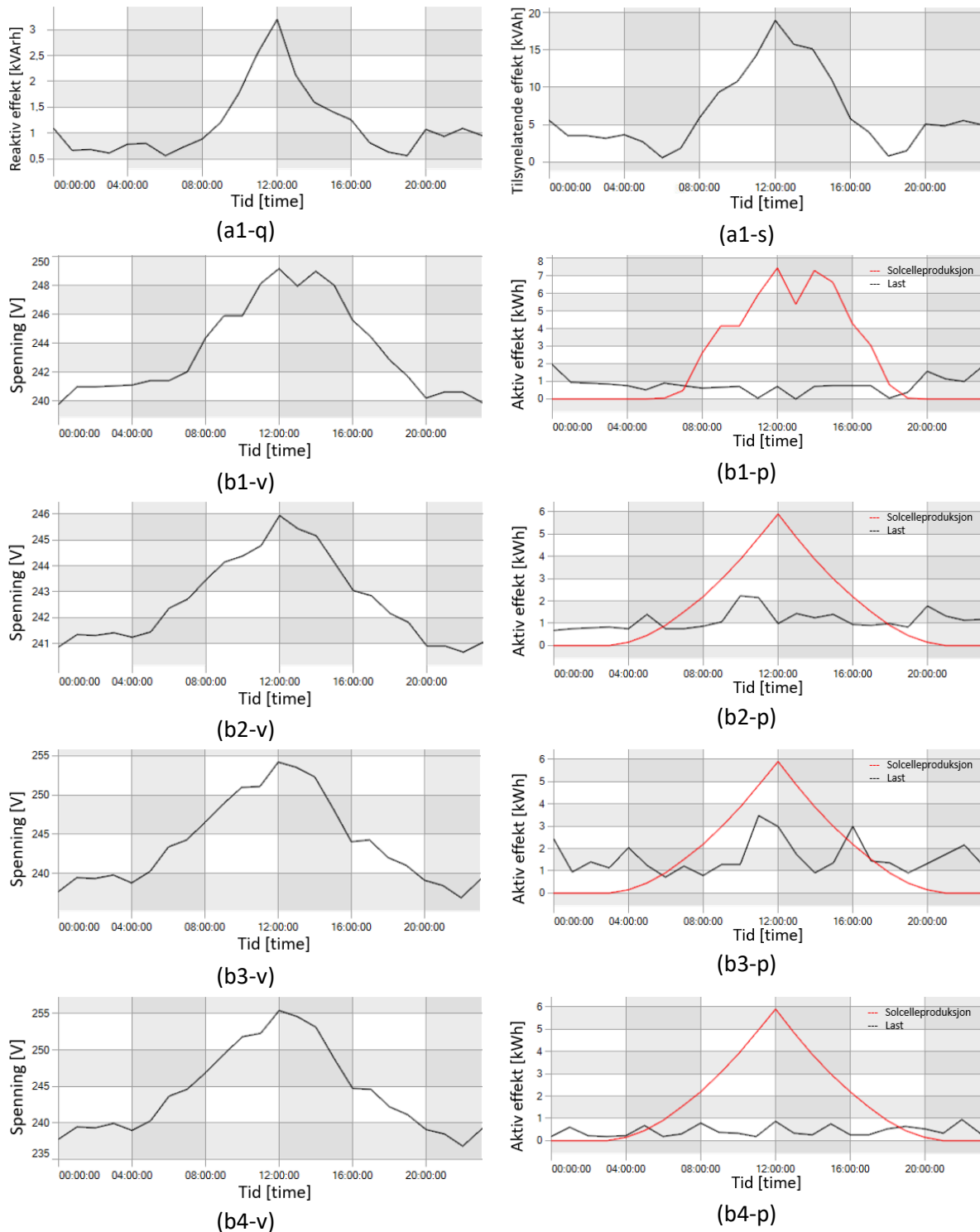
(a1-s)



Figur 48 Simulering av spenningsverdier med en reell- og en fiktiv plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 49 vises hvordan spenningen påvirkes av effektflyten med timesmodulen på dagen med lavest belastning på transformator. Belastningsscenarioet tilsvarer en eksisterende- og tre fiktive plusskunder med henholdsvis 12 kW og 6 kW installert solcelleeffekt. Den maksimale spenningen er på abonnent **b4** til 255 V. Både abonnent **b3** og **b4** har spenningsverdier som overskrider spenningsgrensene i FOL. Transformatorens spenningsendring **a1-v** varierer fra 241,5 til 243,6 V, og tilfører maksimalt 18,2 kWh til overliggende nett. Transformatoren under dette belastningssenarioet har en maksimal belastning på 18,6 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 37,2%.



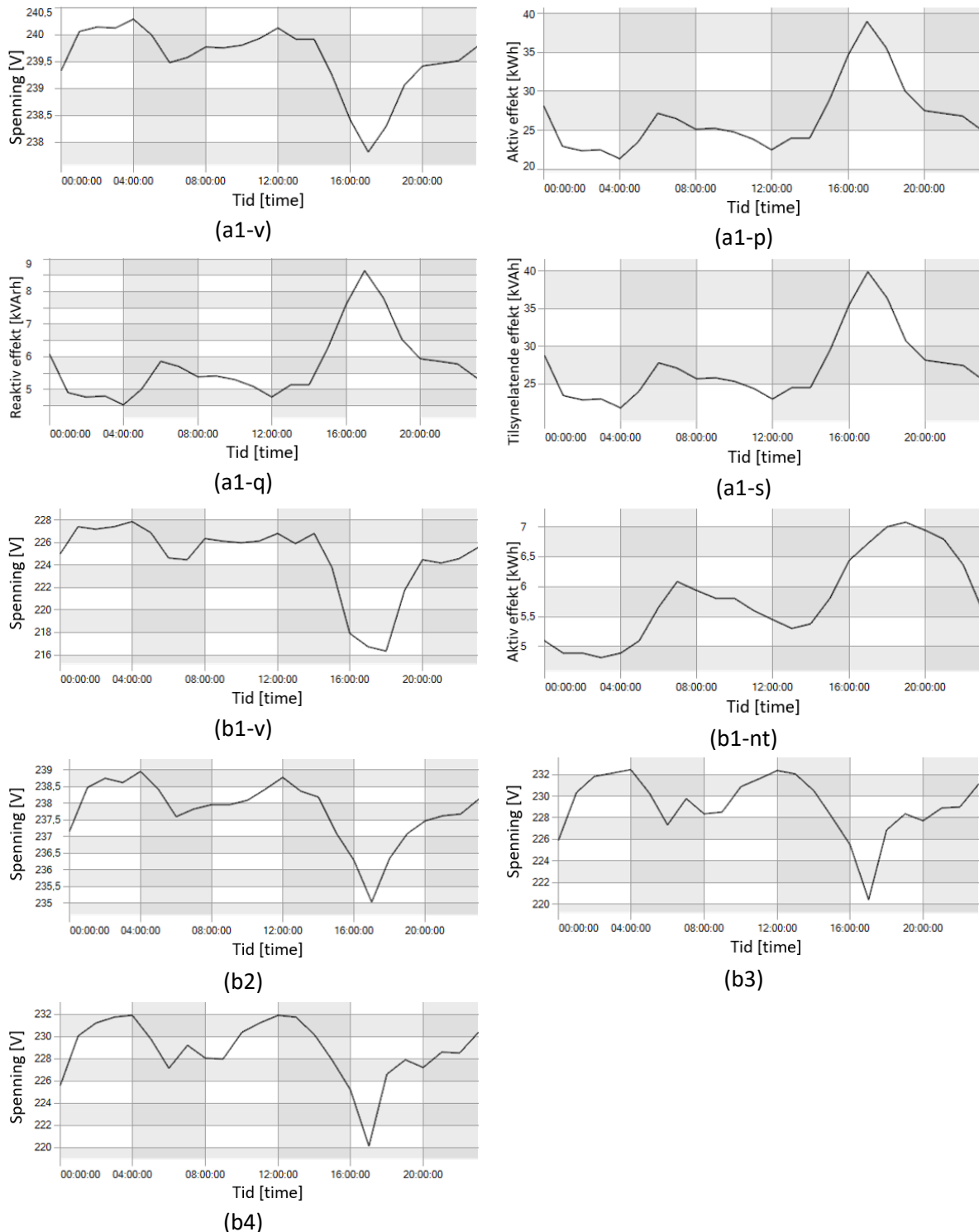


Figur 49 Simulering av spenningsverdier med en reell- og tre fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

#### 4.3.4 Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning

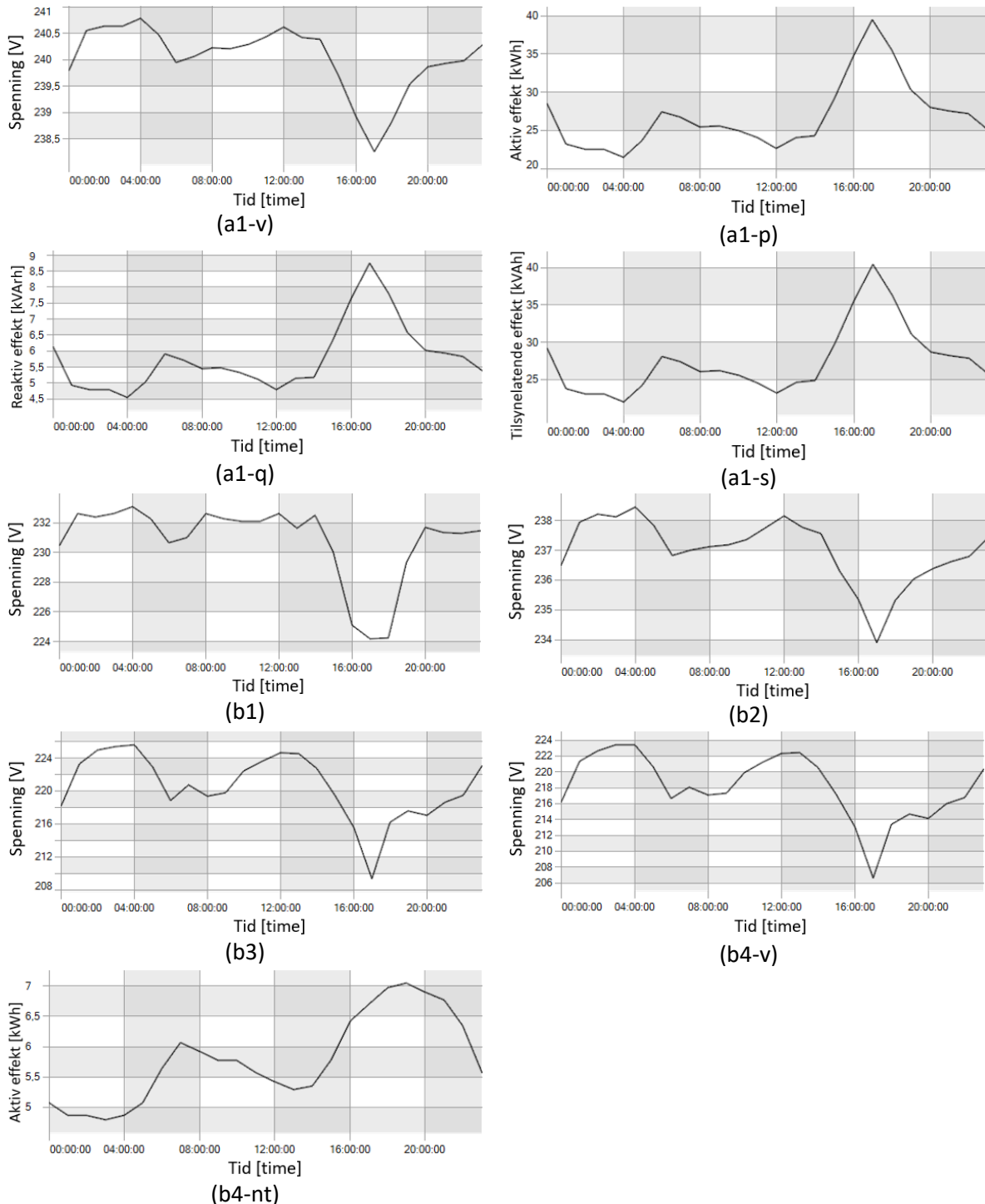
I Figur 50 vises spenningsverdiene under en nytilknytning ved abonnent 1, som er lengst ute på den ene avgangen fra nettstasjonen. Lastflyten fra det nye abonnenten vises i **b1-nt**, hvor Velanders formel for enebolig benyttes som datagrunnlag. Abonnent **b1-v** får spenningsverdier ned mot 216 V,

men har fortsatt alle spenningsverdiene innenfor spenningsgrensene i FOL. Transformatorens spenningsendring **a1-v** varierer fra 237,9 til 240,3 V med en maksimal belastning på 40 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 80%.



Figur 50 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 1 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 51 vises spenningsverdiene under en nytilknytning ved abonnent 4, som er lengst ute på den ene avgangen fra nettstasjonen. Lastflyten fra det nye abonnenten vises i **b1-nt**, hvor Velanders formel for enebolig benyttes som datagrunnlag. Under belastningsscenarioet får både **b3** og **b4** lave spenningsverdier, hvor **b4-v** får spenningsverdier ned mot 206,5 V som underskrider spenningsgrensene i FOL. Transformatorens spenningsendring **a1-v** varierer fra 237,8 til 240,8 V med en maksimal belastning på 40,5 kVAh, som tilsvarer en belastningsgrad på 81%.



Figur 51 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 4 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnvidlingen i Figur 18. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

#### 4.4 Oppsummering av resultatet

I Tabell 13 vises en oppsummeringstabell av belastninger og spenningsvariasjoner på transformator, og den minimale og maksimale spenningsverdien på de tre transformatorkretsene ved forskjellige belastningsscenarioer. Scenario 1 og under nytilknytning vises verdiene fra vinteren, men scenarioene med økt penetrasjonsgrad av solcelleeffekt vises under sommermånedene.

Tabell 13 Oppsummering av alle belastningsscenarioene på de tre analyserte transformatorkretsene.

Transformatorkrets [Na]	Scenario [Na]	Maksimal belastning [kVAh]	Spenningsvariasjon transformator [V]	Minimale spenningen [V]	Maksimale Spenningen [V]
NS1	1	120,5	238,0 – 242,1	204,7	242,1
	2	15,9	245,1 – 246,3	238,5	250,1
	3	32,5	245,1 – 247,0	238,5	254,1
	4	76,6	245,1 – 248,3	238,5	265,0
	5	156,0	245,1 – 250,1	238,5	282,6
NS2	1	33,1	238,0 – 239,1	229,0	239,1
	2	7,7	239,5 – 240,0	237,5	245,0
	3	30,7	239,5 – 240,5	237,5	249,0
	4	39,7	238,2 – 238,8	225,3	238,8
	5	41,0	238,1 – 238,8	215,0	238,8
NS3	1	31,5	238,0 – 241,0	220,3	241,0
	2	7,9	241,5 – 242,8	236,9	248,0
	3	18,6	241,5 – 243,6	236,9	255,0
	4	40,0	237,9 – 240,3	216,3	240,3
	5	40,5	237,8 – 240,8	206,5	240,8

## 5. Diskusjon

I prosessen av å velge transformatorretter har Agder Energi Nett 8 330 transformatorretter, som kan velges for videre analyse [21]. Nytteverdien av timesmodulen i NETBAS ble demonstrert gjennom tre tilfeldige transformatorretter, hvor en krets har registrert underspenning og to retter med eksisterende plusskunder, hvorav den ene kretsen har høye spenningsverdier knyttet til innføring av solcelleproduksjon i løpet av 2021.

### 5.1 Spenningsavvik fra virkelige spenningsmålinger

Metoden baseres på å låse høyspenningsnivået på transformatoren. Dette medfører at dagen med høyest belastningen på transformatoren simulerer en lavspenningsnivå på 238 V for IT- og TT-fordelingssystem, og 414 V for TN-fordelingssystem. Dette medfører en overdimensjonering av spenningsnivået på transformatoren, hvor timesmodulen sammenlignes mot målte spenningsverdier med MAPE, som varierer fra 1,16 til 3,18% på transformatoren. Nytteverdien av timesmodulen kan økes hvis modulen også innhenter spenningsverdier på transformatoren over den analyserte perioden, slik at det generelle avviket i MAPE reduseres. Velanders formel vil ha en spenningsvariasjon fra den reelle transformatorspenningen med MAPE fra 1,58 til 3,34%. Begge metodene vil simulere med samme spenningsnivå om vinteren på transformatoren, men avhengig av belastningen på transformatoren om sommeren medfører dette forskjellige spenningsavvik mot virkelige spenningsverdier.

Spenningsnivåene mellom Velanders formel og timesmodulen mot reelle spenningsverdier viser at Velanders formel er nærmere de reelle spenningsverdiene, men har større spredning på beregningene. Spredningen på resultatene fra Velanders formel forekommer at enten metoden under- eller overdimensjonerer belastningen på abonnentene i den analyserte toppplasttiden. Velanders formel beregner også en høyere last på transformatorretten om vinteren, som gir et generelt større spenningsfall i kabler og linjer. Det økte spenningsfallet vil være en av grunnene til at Velanders formel har nærmere spenningsverdier på sluttkundene om vinteren enn timesmodulen, siden spenningsnivået på transformatoren er lavere i virkeligheten.

På sommerstid beregner Velanders formel en lavere belastning enn timesmodulen. Dette kan forklare hvorfor transformatorspenningen er høyere med Velanders formel enn timesmodulen. Derimot, under sammenligning med MAPE er Velanders formel nærmere de reelle spenningsverdiene på de syv abonnentene med utvidet måleverdiinnsamling aktivert. Dette kommer av at spenningsfallet er avhengig av lasten til sluttkundene, og hvis timesmodulen har høyere last på abonnentene nærme transformatoren vil dette føre til et redusert spenningsfall i kretsen.

På transformatorretter som har eksisterende plusskunder gir timesmodulen ut mye mer presisjon på spenningsverdiene til abonnentene. Dette kommer av at solcelleanlegg på 12 og 14 kW ikke nødvendigvis tilfører den mengden til nettet, hvor disse plusskundene tilfører nettet henholdsvis 7,4 kWh og 2,75 kWh under den simulerte dagen. I kapittel 2.4 vises det flere faktorer som begrenser hva hvert enkelt solcelleanlegg produserer, og avvik fra standard testforhold vil gi en endring av produksjon. Plusskunden bruker også den produserte solenergien til sitt eget energibehov før overskuddsenergien tilføres strømmettet. I tillegg kan sluttkunden plassere solcelleanleggene på flere takflater, i forskjellige orienteringer mot sola samt at begrensninger i sluttkundens inverter kan gjøre at solcelleanlegget aldri vil oppnå den installerte solcelleeffekten som er registrert i systemene til Agder Energi Nett. Velanders formel setter produksjonen til plusskundene slik at de tilfører nettet



dens installerte solcelleeffekt, som da vil være høyere enn hva som er målt i virkeligheten. Dette vil øke spenningsnivåene i større grad på alle abonnentene på samme avgang fra nettstasjonen, og medføre at Velanders formel beregner langt større spenningsavvik enn timesmodulen sammenlignet med reelle spenningsverdier.

Naboene til plusskundene bruker produsert energi fra plusskundene, dette gjør at spenningsstigningen ikke blir like stor som først antatt med (8). Formelen er en forenkling, hvor belastningen er tenkt å gå helt tilbake til transformatoren, og ikke til andre slutt kunder, som medfører generelt lavere effektflyt i linjene. Dette kan forklare hvorfor spenningsstigningen er så stor på **b7-v** i Figur 39, hvor ingen av naboene tar imot noe av den produserte energien.

## 5.2 Solcelleproduksjon i NETBAS

NETBAS' solcelleproduksjonsgraf er nesten lineær. Solcelleproduksjonsgrafen stiger gradvis fra fire om morgenen til maksimal effekt klokka tolv, og deretter avtar til null produksjon klokka åtte. En faktisk solcelleproduksjon følger ikke en slik trekantet kurveform. Av den grunn bør solcelleproduksjonsgrafen i NETBAS oppdateres til en mer tilnærmet lik sinusbølget kurveform, som i større grad tilsvarer med målte solforhold [34 s. 41]. En oppdatering av solcelleproduksjonsgrafen kan gi flere timer med generell høy produksjon i stedet for kun én time. Breddegraden til slutt kundene vil også variere, og plasseringen av slutt kundene er registrert i NETBAS. Ulike breddegrader vil gi ulike tidspunkt når det maksimale produksjonstoppunktet oppnås [34 s. 32-34]. Omfanget av solcelleproduksjon knyttet til spenningsutfordringer kan være større enn først simulert og spenningsutfordringen kan bli forskjøvet ut ifra forskjellige breddegrader på slutt kundene.

I dag får nye plusskunder gode støtteordninger fra ENOVA for installasjon av nye solcelleanlegg, hvor kunden får 7 500 kroner for installasjon av solcelleanlegget og 2 000 kroner for hver installerte kW, opptil en total økonomisk støtte på 47 500 kroner [55]. I tillegg er det stadig en større reduksjonen i pris på et solcelleanlegg, der merkostnaden for å installere større solcelleanlegg er lav [54]. Med gode støtteordninger og en lav merkostnad på større anlegg kan dette medføre at søknader om solcelleanlegg i kommende fremtid vil begrenses etter takarealet til slutt kundene. Dette kan medføre at slutt kunder installerer større solcelleanlegg enn 6 kW, som vil øke spenningsutfordringene ytterligere. Samtidig vil fortsatt en fiktiv installasjon av 6 kW solcelleanlegg i NETBAS gi en indikasjon på hvilke påvirkninger en økt solcelleproduksjon vil gjøre med spenningskvalitet i distribusjonsnettet.

## 5.3 Spenningsverdier gjennom belastningsscenarioene

Transformatorkrets NS1 er en hyttekrets som har målt underspenninger i smart grid portalen den 26. februar 2022. Ved simuleringer med data fra 2021 på dagen med høyest belastning er også dette tilfellet, hvor fem abonnenter får lave spenningsverdier som underskrider spenningsgrensene i FOL. Det er ikke nødvendigvis den høyeste belastningen på transformatoren når kretsen har lavest spenning på abonnentene. Den laveste spenningen forekommer gjennom en ukes simulering, hvor **b1** får lavest spenning på 204,7 V dagen før høyest belastning. Av den grunn forekommer lavest spenning når den ene avgangen har høyest belastning, hvor spenningen på transformatoren ikke endres i stor grad ut ifra forskjellige belastninger.

Transformatorkrets NS1 vil tillate noe solcelleproduksjon. I scenario 1, ved tre slutt kunder med 6 kW installert solcelleeffekt på tre forskjellige avganger fra nettstasjon, simulerer spenningsverdiene på slutt kundene innenfor FOL. Derimot, ved syv slutt kunder med 6 kW solcelleproduksjon vil slutt kunder oppnå spenningsverdier utenfor FOL. Den store spenningsstigningen er knyttet til lav



belastning på sluttkundene, og lange linjestrekk som medfører lave minste kortslutningsstrømmer. Av den grunn går store deler av den produserte energien tilbake til transformatoren som medfører høye spenningsverdier. Spenningsverdiene stiger på abonnent **b1** under Scenario 2 mot 3 med henholdsvis 5,8 V og 9,8 V sammenligning med scenario 1. Dette viser i stor grad hvor mye naboer påvirker hverandre med solcelleanlegg, men stigningen vil ikke være like stor som å ha solcelleanlegg på eget anlegg. Transformator-kretsen har en begrensning på hvor mye installert solcelleeffekt, siden spenninger overskrider FOL før eventuelle transformatorer og linjer blir overbelastet. Om det er ventet at alle vil få solceller i nærmeste fremtid vil sluttkunden lengst ute på kretsen få spenninger opp mot 282,6 V, og transformatoren på 100 kVA ville fått en belastning på 156,4%. Det er nødvendig å gjøre tiltak om vinteren knyttet til lave spenningsverdier, og om sluttkunde begynner å installere solcelleanlegg.

Transformator-krets NS2 har syv sluttkunder, hvor den maksimale belastningen på transformatoren var målt til 32% belastningsgrad. Timesmodulen simulerer en spenningsverdi under maksimal belastning til 229 V, og ved å installere 6 kW solcelle på alle abonnentene er den maksimale spenningen 249 V. Abonnentene har spenningsverdier innenfor FOL, men abonnent **b7** har spenningsverdier på 249 V og 215 V under henholdsvis 6 kW solcelleproduksjon på alle abonnenter og nytilknytning. Dette viser at endringer på den ene avgangen vil påvirke spenningsverdiene i langt større grad siden det er lange linjestrekk, som medfører en reduksjon i minste kortslutningsstrøm. Denne kretsen har et sterkt nett og trenger ikke ytterligere oppgraderinger for å håndtere dagens energibehov, men tilknytning av enten solceller eller ny sluttkunde ved abonnent **b7** vil være begrenset til rundt 6 kW solceller og en ny enebolig.

Transformator-krets NS3 har fire tilkoblede sluttkunder, hvor maksimal effekt på transformatoren var målt til 63% belastningsgrad. Transformator-kretsen simuleres med spenningsverdier på 220 V og 248 V om henholdsvis vinteren og sommeren, hvor spenningsverdiene er godt innenfor FOL. Ved 6 kW solcelleproduksjon på sluttkunden nærmest transformatoren vil ikke spenningsverdiene økes i stor grad, hvor sluttkunde 3 og 4 får 1 V spenningsøkning. Derimot, ved solcelleproduksjon på abonnent 3 og 4 vil spenningsverdiene stige til henholdsvis 254 V og 255 V, som overskrider spenningsgrensene i FOL. Om abonnent 2 ikke hadde solcelleproduksjon ville spenningsverdiene vært henholdsvis 253 V og 254 V, som fortsatt er utenfor spenningsgrensene i FOL. Nytilknytninger på abonnent 1 og 4 beregner spenningsverdier til henholdsvis 216 V og 206,5 V. Dette er simuleringer med nytilknytning lengst ute på avgangene, hvor en avgang får spenningsverdier innenfor FOL og den andre får spenningsverdier utenfor FOL. Dette viser at lengst ute på den ene avgangen vil ikke flere abonnenter kunne tilknyttes uten oppgradering av eksisterende nett, men nytilknytning nærmere transformatoren på samme avgang kan fortsatt gi spenningsverdier innenfor FOL.

#### 5.4 Løsninger til spenningsutfordringene

Både transformator-krets NS1 og NS3 kan få spenningsutfordringer med økt penetrasjon av solceller, men NS2 trenger ikke noen ytterligere oppgraderinger for å håndtere dagens effektbehov. Det finnes flere metoder for å løse spenningsutfordringene som å avtale med sluttkunden om reaktiv effektkontroll på solcelleinvertere, integrasjon av batterier, trinning og automatisk trinning av transformator, og tradisjonelle metoder som å oppgradere eksisterende nett.

##### 5.4.1 Solcelle invertere med reaktiv effektkontroll

Transformator-kretser med høy spenningsstigning vil reaktiv effektkontroll være en effektiv metode for å kontrollere spenningen. Dette kan redusere spenningsutfordringer på enkelte avganger ved å

tilføre mindre aktiv effekt, hvor inverteren produserer og absorberer reaktiv effekt for å øke effekt faktoren under både lav og høy penetrasjonsgrader av solcelleenergi. Dette kan være en god løsning på transformator krets NS3, hvor to abonnenter får spenningsverdier opp mot 254 V og 255 V med henholdsvis 6 kW solcelleproduksjon på tre abonnenter uten reaktiv effektkontroll. Reaktiv effektkontroll kan løse spenningsutfordringer i distribusjonsnettet, men hvor stor effekt slike kontrollsystemer har på spenningskvalitet må undersøkes videre.

#### 5.4.2 Installasjon av batterier i svake tilknytningspunkt

Enkelte transformatorekretser får høye og lave spenninger under henholdsvis lav og høy last. Dette kan i enkelte tilfeller være høye effekttopper eller høy solcelleproduksjon som skaper spenningsutfordringer. Et batteri kan lades under forhold med høy spenning og utlades under lavere spenninger for å øke forsyningsikkerheten og spenningskvaliteten. Ved transformator krets NS1 ble transformatoren overbelastet med 115% i løpet av 2021, hvor det med hjelp fra et batteri kunne ha avhjulpet transformatorbelastningen til under 100% belastningsgrad. Dette kan gjøres for å øke både levetiden på transformatoren og spenningsverdiene under høy last. Tilsvarende om sommeren, hvor kretser med høy solcelleproduksjon kan lade et batteri i stedet for å tilføre denne energien til nettet. Samtidig, om sluttkunden hadde hatt eget batteri kunne sluttkunden i større grad enn tidligere være mindre avhengig av strømmettet.

#### 5.4.3 Trinning og automatisk trinning av transformator

En kostnadseffektiv løsning vil være å trinne transformator, hvor spenningen på transformator vil øke med 5 til 6 V per trinn [56]. Avhengig av antall trinn på transformatoren, hvor den ECOTAP VPS fra Reinhausen leveres med opptil 9 trinn [42]. Dette gjør at spenningsnivået på sekundærsiden av transformatoren kan endres, hvor konfigurasjonen på antall trinn ned og opp kan tilpasses av leverandør under bestilling av transformator.

Transformator krets NS1 har spenningsverdier under FOL, hvor spenningen må økes for å være innenfor kravene. På kort sikt om vinteren vil dette føre til at spenningen på **b1** med 204,7 V får en spenning over spenningsgrensene i FOL. Ved trinning av transformator er det også viktig å ta hensyn til nærmeste abonnent som har en spenning på 243 V. Denne abonnenten kan i verstefall få en spenning på 249 V, som kun er 4 V fra de øvre grensene i FOL. Trinning av transformator kan også løse spenningsutfordringene knyttet til solcelleproduksjon ved å trinne enten 1 eller 2 trinn ned. Dette tilsvarer henholdsvis endring fra 5 til 6 V eller 10 til 12 V. Det vil også være høyspenningsendringer gjennom en dag, hvor abonnenter kan få spenninger som overskrider spenningsgrensene i FOL. Av den grunn kan mest gunstigste metode være en automatisk trinning av transformator, for å eliminere høyspenningsvariasjonene gjennom en dag. Ved bruk av automatisk trinning av transformator under vekslende sollys må det stilles krav til at transformatoren ikke kontinuerlig stiller spenningen opp og ned flere ganger i løpet av en kort periode for å holde spenningen på ønsket spenningsnivå. Dette kan medføre større fluktuasjoner i spenningskvaliteten og raskere havari på transformator.

Transformator krets NS2 behøver ikke noen oppgradering etter de simulerte scenarioene, mens transformatorekrets NS3 behøver oppgraderinger om scenario 3 og 5 blir en realitet. Trinning av transformator vil gi akseptable resultater, og automatisk trinning av transformator kan være en god løsning når levetiden på nåværende transformator er utgått.

#### 5.4.4 Tradisjonell oppgradering av eksisterende nettet

Den store spenningsstigningen er knyttet til lave minste kortslutningsstrømmer i nettet, hvor høyere tverrsnitt på linjene ut til sluttkundene vil redusere resistansen i linjen, som gir lavere spenningsfall. Å oppgradere en linje ut er en kostbar metode hvis linjene fortsatt har lang levetid igjen, men er en metode som vil løse spenningsutfordringene som forekommer i nettet. Uansett om automatisk trinning av transformator på transformator-krets NS1 kan løse spenningsutfordringene er det store spenningsvariasjoner knyttet til lange linjestrekk. Det betyr om enkelte av abonnentene øker lasten sin ytterligere, vil forskjellene i spenningsvariasjon bli enda større og automatisk trinning av transformator vil ikke lenger gi akseptable resultater. Dette betyr at linjen ut til første abonnent bør byttes ut til et større tverrsnitt for å øke spenningsverdiene, for å håndtere dagens og fremtidig belastningsmønstre.

### 5.5 Svakheter og usikkerhet

Timesmodulen i NETBAS baserer seg på en gjennomsnittlig forbruk gjennom en time og simuleringer i NETBAS konverterer målingene om til balansert trefaselast. Dette gjør at endringene som forekommer gjennom en time ikke blir tatt med i betraktning, og at enkelte faser kan underskride FOL med skjevhet i lastflyten mellom fasene. Raske endringer i forbruk og produksjon fra sluttkunder blir ikke fanget opp med timesberegninger, hvor endringer i effektflyt kan gi økt tap og spenningsutfordringer. Av den grunn bør datagrunnlaget økes ytterligere, hvor NETBAS innhenter femminuttersverdier i stedet for timesverdier. Beregninger av skjevlast i NETBAS er ikke nødvendigvis en gjennomførbar metode, der komponentkoblingene i NETBAS ikke er dokumentert, som gjør det utfordrerne med reelle lastflytberegning i de forskjellige ledningene.

Under sammenligning av MAPE finnes det en spredning i resultatene under timesverdiene mellom NETBAS og målte verdier. I NETBAS blir alle komponentene til Agder Energi Nett registrert, her kan feilregistreringer av lengder og tverrsnitt på kabler gi forskjellige spenningsfall ut ifra belastningen som forkommer i nettet. Sammen med at endringer og beregning med balansert trefaselast vil også gi utslag på dette resultatet. NETBAS gjør heller ingen temperaturkorrigering, der alle kabler og linjer simuleres ved en ledningstemperatur på 20 °C. Dette er en feilkilde som vil variere ute i felt under forskjellige belastninger og utetemperaturer. Forskjellige resistanser på linjene vil påvirke spenningsfallet ut til sluttkundene. NETBAS temperatur korrigerer kun minste kortslutningsstrømberegninger, der temperaturen korrigeres til 90 °C, som gir en 28% økning i resistansen i linjen eller kabelen.

Ved nytilknytninger av abonnenter til en transformator-krets er det et usikkermoment knyttet til hvordan den nye sluttkundens energiforbruk kommer til å variere gjennom året. Av den grunn ble Velanders formel benyttet for nytilknytning sammen med timesverdier fra de andre sluttkundene. Agder Energi Nett benytter verdiene i Tabell 2 til dimensjonering av ny sluttkunde, men med stadig endringer i energiforbruket til sluttkundene kan det være at disse endringene må tilpasses bedre dagens nye boliger. I tillegg benytter Agder Energi Nett 22 og 14 forskjellige døgn- og årsvariasjoner som standarder til å kategorisere hvordan belastningen til sluttkunden fordeler seg gjennom året. Disse standarder fordeles under prosjektering av ny sluttkunde [28]. Dette betyr at under prosjektering av en ny abonnent vil den mest forventede belastningskategorien tildeles sluttkunden, og dette kan være en feil antagelse på hva sluttkunden faktisk har som energiforbruk. Disse standardene er heller ikke oppdatert siden 1998, der forskjellen mellom Velanders formel og timesmodulen vises i Figur 19, Figur 32 og Figur 42. Velanders formel beregner et lavere og høyere

effektforbruk om henholdsvis sommeren og vinteren. Dette kommer av at sluttkunden kan ha blitt tildelt feil belastningskategori, at flere husstander har varmepumper og mer isolerte hus der effektbehovet reduseres om vinteren samt kjøling om sommeren vil øke energiforbruket. Om beregninger skal gjøres videre med Velanders formel er det nødvendig å oppdatere disse døgn- og årsvariasjonene for at beregningene av energiforbruket skal samsvare i større grad med dagens energiforbruk til sluttkundene.

Det er en usikkerhet til hvor mye energi sluttkundens solcelleanlegg kommer til å produsere gjennom året. En god løsning for nettselskapene er om sluttkunden tilknyttes etter vilkår i svake distribusjonsnett, hvor sluttkunden begrenses til å tilføre maksimalt ut en prosentandel av installert solcelleeffekt til nettet. En slik løsning kan gjøre det lettere for Agder Energi Nett å simulere påvirkningene av solcelleanlegget og øke beslutningsgraden om det må gjøres oppgraderinger i eksisterende nett. Om en slik avtale gjøres bør måleren eller inverteren registrere hvor mye tapte kostnader sluttkunden har, slik at sluttkunden kan få betalt for tapt produksjon.

En annen svakhet med NETBAS modulen er at resultater fra spenningssimuleringer ikke kan ekstraheres og analyseres videre i andre analyseverktøy. Dette er en svakhet knyttet til videre arbeid av beregningsresultatene i NETBAS. Det vil være nødvendig for Agder Energi Nett at den nye NETBAS modulen oppdateres med en funksjon som kan ekstrahere beregningsresultat for å øke nytteverdien.

### 5.6 Nytteverdi med en ny NETBAS modul

Nytteverdien med den nye NETBAS modulen er å øke oversikten over lastflyten i transformatorretter, og i større grad ha oversikt over de faktiske belastningene som forekommer på transformatoren. Dette kan medføre på lang sikt at enkelte transformatorer ikke blir unødvendig oppgradert siden beslutningen tas med en økt presisjon i beregningene. På transformatorrets NS1 beregner NETBAS med Velanders formel og timesmodulen henholdsvis en belastning på 133% og 120%, hvor den reelle belastning ble målt til 115%. Her overdimensjonerer begge metodene belastningen på transformatoren, men timesmodulen har langt større presisjon enn Velanders formel. I tillegg kan timesmodulen analysere hvor mange timer transformatoren blir overbelastet, og dermed kan omfanget av overlasten i større grad bli analysert enn tidligere. Beregninger av effekttap i distribusjonsnettet gjøres automatisk med ny NETBAS modul, som er forskjellen mellom hva som blir sendt ut av nettstasjonen og forbruket hos sluttkundene. I dette tilfellet beregner NETBAS 5% mer tap enn hva som var målt fra AMS-målerne.

I transformatorretter med flere tilkoblede plusskunder vil den nye NETBAS modulen ha en stor forbedring, der den virkelige produksjonen som tilføres nettet fra plusskundene lastes inn som beregningsgrunnlag. Det ble vist i denne studien at to plusskunder med installert solcelleeffekt på 12 kW og 14 kW tilførte nettet henholdsvis 7,4 kWh og 2,75 kWh. Med stadig flere søknader om solcelleanlegg fra sluttkundene vil det være lettere å ta en beslutning om det faktisk må gjøres tiltak for at ny sluttkunde kan installere solcelleanlegg.

Velanders formel beregner et større og lavere belastning på transformatoren om henholdsvis vinteren og sommeren. NETBAS modulen kan brukes til å oppdatere regelverk innad i Agder Energi Nett. En oppdatering av Velanders formel døgn- og årsvariasjoner kan gi et energiforbruk på abonnentene som er langt nærmere det reelle forbruket som er i dag, som kan benyttes til nytilknytninger.

## 6. Konklusjon

Målet med studiet var å avdekke om nettberegninger med timesverdier ville gi større presisjon i beregningene enn Velanders formel. Timesverdier som beregningsgrunnlag vil i større grad enn tidligere fange opp belastningsmønstrene som sluttkunden har, hvor det er knyttet en usikkerhet til hvordan Velanders formel opptrer i forhold til virkelige måleverdier. Nytteverdien av ny NETBAS modul ble demonstrert igjennom simuleringer av:

- en hyttetransformatorkrets ved 30 tilkoblede sluttkunder, hvor sluttkunder har fått underspenning i løpet av 2021, og
- to transformatorkretser som inneholder plusskunder, hvor en krets har hatt høye spenningsverdier.

Transformatorkretsene ble simulert gjennom ulike scenarioer, hvor ulike penetrasjonsgrader av solceller og nytilknytning på de forskjellige avgangene ble simulert. Hyttekretsen ble ikke simulert videre med nytilknytninger, siden transformatoren allerede var overbelastet etter dagens energiforbruk.

Studien sammenligner beregnet belastninger på tre forskjellige transformatorer mellom timesmodulen og Velanders formel. Velanders formel beregner en større og mindre belastning på transformatoren om henholdsvis vinteren og sommeren enn hva timesmodulen beregner av belastning. Velanders formel baserer seg på døgn- og årsvariasjoner, der disse variasjonene må oppdateres for å samsvare med dagens energiforbruk fra sluttkundene om Agder Energi Nett skal benytte denne metoden videre i nettberegningene.

Under simulering beregner Velanders formel nærmere målte verdier om vinteren enn timesmodulen. Dette kommer av at transformatorspenningen låses på 238 V, hvor transformatoren i virkeligheten har en lavere spenning. Dette vises ved å sammenligne spenningsverdien på transformatoren mellom timesmodulen og målt spenning med MAPE, der spenningsavviket varierer fra 1,16 til 3,18%. Av den grunn vil Velanders formel beregne spenningsverdier nærmere målte spenningsverdier siden formelen beregner en større belastning på sluttkundene, noe som medfører et større spenningsfall i kretsen. Om Agder Energi Nett investerer i timesmodulen er det derfor nødvendig med en oppdatering som korrigerer spenningsnivået på transformatoren, slik at spenningsverdiene beregnes mot et virkelig scenario.

På transformatorkretser med eksisterende plusskunder beregner timesmodulen en langt større presisjon i beregningene av spenningskvalitet enn Velanders formel. Dette kommer av at et solcelleanlegg nødvendigvis ikke produserer anleggets installerte solcelleeffekt, der et 12 kW og 14 kW solcelleanlegg produserte henholdsvis 7,4 kWh og 2,75 kWh under den dagen med lavest belastning. Avviket fra installert solcelleeffekt skyldes av at forholdene ikke er lik standard testforhold, sluttkunden bruker den produserte energien til eget forbruk, generelle begrensninger på inverteren eller at anlegget er på flere takflater. Dette gjør at produksjonen ikke er lik den installerte solcelleeffekten. Dermed vil timesmodulen ha en betydelig forbedring på transformatorkretser med eksisterende plusskunder, der beslutninger må tas om det faktisk må gjøres tiltak om å forsterke eksisterende krets.

Timesmodulen har et potensial til å simulere en større presisjon i nettberegningene, men modulen vil fortsatt ikke ta hånd om endringene av effektflyt som kan forekommer i løpet av en time. Av den

grunn kan det være nødvendig å øke datagrunnlaget ytterligere for å ta med effektoppene som forekommer i nettet. Agder Energi Nett har tilganger på femminuttersintervaller som vil øke datagrunnlaget, og ny NETBAS modul bør integreres med en funksjon som kan gjøre femminuttersberegninger etter forespørsel der analyser med økt datakvalitet er nødvendig.

Det er spenningsutfordringer knyttet til høy og lav spenning under henholdsvis høy penetrasjonsgrad av solceller og under Nytilknytning. Spenningsutfordringene kommer av svake distribusjonsnett der transformatornetsene har lange linjestrekk som medfører lave minste kortslutningsstrømmer. Det finnes flere metoder for å håndtere dagens og fremtidige effektbehov, hvor:

- sluttkunden kan aktivere reaktiv effektkontroll på inverteren,
- tilknytte batterier i svake punkter i nettet eller i sluttkundens eget anlegg, og
- trinning og automatisk trinning av transformator.

Disse metodene kan hjelpe til med spenningsutfordringene i nettet, og kombinasjon av flere metoder gir en større sjanse for å redusere tiltakene om å forsterke eksisterende nett. Et eksempel er hyttekretsens store spenningsforskjeller mellom høyest og laveste spenning på transformatoren, hvor trinning av transformatoren kan løse dagens effektbehov. Samtidig om abonnentene endrer belastningsmønstrene vil ikke dette lengre være en gjennomførbar metode. Av den grunn må det gjøres videre arbeid om reaktiv effektkontroll og batterier kan bidra til å redusere store spenningsvariasjonen som forekommer i svake distribusjonsnett.

I denne masteroppgaven er ny NETBAS modul tatt i bruk for å analysere om Agder Energi Nett kan øke presisjonen i nettberegningene. Det er en betydelig kostnad ved å investere i den nye NETBAS modulen. Agder Energi Nett vil få flere fordeler i ulike driftsoppgaver med ny NETBAS modul, men modulen bør oppdateres ytterligere for at modulen kan gi Agder Energi Nett en større nytteverdi. NETBAS modulen bør oppdateres med følgende:

- laste in reelle spenningsverdier på transformatoren,
- bør ha mulighet til å simulere med femminutters måleverdier,
- eksportere beregningsresultatene, og
- oppdatere solcelleproduksjonsgrafene i NETBAS som samsvarer med solforholdene i Agder.

Ny NETBAS modul vil gi klare fordeler ved å analysere påvirkninger av eksisterende plusskunder, og analysere hvor mange timer en transformator går i overlast. Derimot uten ytterligere oppgraderinger av ny NETBAS modul, vil modulen beregne mer upresise spenningsverdier om vinteren, ikke kunne analysere effektoppene som forekommer innen en time og ikke kunne eksportere resultatfiler slik at beregningsresultatet kan analyseres videre i andre analyseverktøy. Derfor bør den nye NETBAS modulen oppdateres med noen av tilleggsfunksjonene før Agder Energi Nett gjør investeringer i modulen.



## 7. Videre arbeid og anbefaling

Det finnes to løsninger for Agder Energi Nett, der Agder Energi Nett enten må:

- investere i ny NETBAS modul, eller
- bruke nåværende metode for dimensjonering av distribusjonsnettet, hvor
  - oppdatering av Velanders formel er nødvendig.

For at Agder Energi Nett skal foreta investeringer i den nye NETBAS modulen vil det være nødvendig for VOLUE å gjøre flere forbedringer i modulen. VOLUE bør forbedre følgende:

- innhente virkelige spenningsverdier på transformatoren,
- mulighet til å simulere nettberegninger med femminutters måleverdier,
- eksportere beregningsresultatene, og
- oppdatere solcelleproduksjonsgrafene i NETBAS som tilsvarer solforholdene i Agder.

Disse forbedringene kan øke nytteverdien av den nye NETBAS modulen, noe som gjør at modulen kan brukes i flere driftsoppgaver i Agder Energi Nett. Det vil også være nødvendig for Agder Energi Nett å oppdatere dagens Velanders formel som benyttes til dimensjonering av nye slutt kunder. Formelen estimerer et effektforbruk som ikke samsvarer med dagens effektforbruk. Det bør også ses på om reaktiv effektkontroll, batterier og automatisk trinning av transformator kan løse flere av spenningsutfordringene i distribusjonsnettet for å redusere behovet for oppgraderinger av eksisterende nett.

Videre arbeid er å lage et kontrollsystem som kan benyttes i flere transformator kretser med høy penetrasjon av solceller. Kontrollsystemet må gjøre at enkelte invertere ikke gjør hele spenningsreguleringen, slik at enkelte invertere overgår  $\cos \phi$ . Slutt kundene må også få økonomiske gevinster på tapt tilført aktiv effekt til nettet, hvor dette kan medføre at flere slutt kunder vil hjelpe til med spenningsregulering i distribusjonsnettet. Det må også kartlegges hvor mye nettselskaper kan forvente av spenningsreduksjon av invertere med reaktiv effektkontroll, slik at nettselskapene kan planlegge nettet ut ifra forutsetningene.

Batterier og automatisk trinning av transformator er noe som analyseres gjennom FoU-prosjekter og IDE-prosjekt av nettselskapene i Norge [39, 40]. Videre arbeid vil være å kartlegge hvor stor effekt batterier vil ha på transformator kretser knyttet til spenningskvalitet og andre driftsoppgaver der batteriet både har import og eksport av energi. I tillegg må spesifikasjonene til batteriet estimeres, og et kontrollsystem må designes for gjeldene transformatorekrets eller slutt kunde. Batterier er også tilknyttet nettet gjennom en inverter, som kan øke effekt faktoren gjennom reaktiv effektkontroll. Automatisk trinning av transformator kan også være en løsning der det er mye spenningsvariasjoner, både i høyspent- og lavspentnettet. Her må videre arbeid konstruere et kontrollsystem, slik at transformatoren ikke gjør flere koblinger innen en time, som fører til at levetiden på transformator blir raskt redusert.





## 8. Referanser

- [1] Regjeringen. (2021, 09.02.2022). *Klimaendringer og norsk klimapolitikk* [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>
- [2] I. E. Haukeli *et al.*, "Elektrifiseringstiltak I Norge," Norges vassdrags- og energidirektorat, Tech rep. 36/2020, 10.2020, 2020, Available: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020\\_36.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_36.pdf), Accessed on: 01.02.2022.
- [3] Norsk elbilforening. (2022, 02.02.2022). *Statistikk elbil - Elbilbestand og markedsandel* [Online]. Available: <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>
- [4] Statistisk Sentralbyrå. (2020, 13.01.2022). *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap* [Online]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/table/11563/>
- [5] D. Spilde, S. K. Lien, T. B. Ericson, and I. H. Magnussen, "Strømforbruk i Norge mot 2035: fremskrivning av strømforbruk i Fastlands-Norge," Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, Tech rep. 43-2018, 04.2018, 2018, Available: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_43.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf), Accessed on: 18.03.2022.
- [6] Statistisk Sentralbyrå. (2021, 17.01.2022). *Vindkraften fortsetter å stige* [Online]. Available: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vindkraften-fortsetter-a-stige>
- [7] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021, 17.01.2022). *Solkraft* [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/>
- [8] Agder Energi Nett, "Plusskunder," 01.05.2022, 2022.
- [9] Agder Energi Nett, "Krav til elektrisk dimensjonering av høyspenning og lavspenningsnettet," 01.02.2022, 2020.
- [10] Agder Energi Nett. (2022, 01.05.2022). *Om nettleien* [Online]. Available: <https://www.aenett.no/nettleie/nettleie2/>
- [11] Plikt til å installere AMS. (2020). *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netttjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.* [Online]. Available: <https://lovdata.no/forskrift/1999-03-11-301/§4-1>
- [12] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021, 12.01.22). *Smarte strømmålere (AMS)* [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/strom/stromkunde/smart-e-strommalere-ams/>
- [13] Agder Energi Nett, "Gjenstående AMS-montasjer," 02.02.2022, 2022.
- [14] Agder Energi Nett. (2020, 15.02.2022). *Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020 - 2039* [Online]. Available: <https://www.aenett.no/globalassets/publikasjoner/regional-kraftsystemutredning-for-agder-2020---2039---hovedrapport.pdf>
- [15] E. Stokke, E. Omdal, and T. B. Lien, "Effekttap i distribusjonsnettet," Bachelor's thesis, Fakultet for teknologi og realfag, Universitetet i Agder, upublisert, 2020.
- [16] Olje- og Energidepartement. (2012, 01.02.2022). *Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet* [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/19472ee2fcc54a0eaae169972fd61c98/no/pdfs/stm201120120014000dddpdfs.pdf>

- [17] Energifakta Norge. (2019, 01.02.2022). *Strømnettet* [Online]. Available: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>
- [18] J. Bjørndalen, I. B. Løken, C. L. Berntsen, R. B. Bjørkli, I. Gimmedstad, and K. Sletten, "Fra brettet til det smarte nettet – Ansvar for driftskoordinering i kraftsystemet," Reguleringsmyndigheten for energi, Tech rep. 07.05.2020, 2020, Available: <https://www.nve.no/media/9901/fra-brettet-til-det-smarte-nettet.pdf>, Accessed on: 31.01.2022.
- [19] S. Riibe and H. Weyergang-Nielsen, "Kraftoverføringens kulturminner," Norges vassdrags- og energidirektorat, Tech rep. 17-2010, 2010, Available: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2010/rapport2010\\_17.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2010/rapport2010_17.pdf), Accessed on: 10.02.2022.
- [20] I. Birkeland, I. Fløtre, L. A. Bergland, and O. Skeie. (2020, 09.02.2022). *Batterier i distribusjonsnettet* [Online]. Available: <https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnettet.pdf>
- [21] Agder Energi Nett. (2022, 01.02.2022). *Vår virksomhet* [Online]. Available: <https://www.aenett.no/virksomhet/om-ae-nett/var-virksomhet/>
- [22] Jordingsystem. (2006). *Forskrift om elektriske forsyningsanlegg* [Online]. Available: <https://lovdata.no/forskrift/2005-12-20-1626/§4-11>
- [23] Sweco Norge AS, "Vurdering av behov for å sette grenseverdi for minimum kortslutningsytelse i lavspenningsnettet Konsulentrapport," Norges vassdrags- og energidirektorat, Tech Rep. 113-2015, 03.11.2015, 2015, Available: [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_113.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_113.pdf), Accessed on: 19.01.2022.
- [24] Kapittel 3. Krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet. (2020). *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [25] C. Aabakken, R. A. Nordeng, E. Eggum, H. Hansen, and J. Tjersland, "Veileder til leveringskvalitetsforskriften," Norges vassdrags- og energidirektorat, Tech rep. 7, 12.2018, 2018, Available: [http://publikasjoner.nve.no/veileder/2018/veileder2018\\_07.pdf](http://publikasjoner.nve.no/veileder/2018/veileder2018_07.pdf), Accessed on: 03.02.2022.
- [26] F. H. Gandoman *et al.*, "Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 502-514, 2018.
- [27] M. Shayestegan, "Overview of grid-connected two-stage transformer-less inverter design," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 642 - 655, July 2018 2018.
- [28] Volue, "Netbas hjelp," 01.02.2022, upublisert.
- [29] J. E. Ormbostad, *Montørhåndboka; NEK 400:2014*, 5. ed. Oslo: Elforlaget, 2014.
- [30] Draka, *Teknisk håndbok kraftkabel*, 4. ed., 2010. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/no/document/read/20301694/teknisk-handbok-kraftkabel-4utgave-2010-draka-norsk-kabel>.
- [31] REN, "Praktisk håndtering av plusskunder," REN, Tech rep. RENBLAD 3040, 06.2020, 2020, Accessed on: 24.02.2022.
- [32] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021, 18.01.2022). *Plusskunder* [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>

- [33] A. Safayet, P. Fajri, and I. Husain, "Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 6, pp. 5786-5794, 2017.
- [34] K. Mertens, *Photovoltaics - Fundamentals, Technology, and Practice*, 2. ed. Newark: Wiley, 2019.
- [35] J. Hu, Z. Li, J. Zhu, and J. M. Guerrero, "Voltage Stabilization: A Critical Step Toward High Photovoltaic Penetration," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 13, no. 2, pp. 17-30, 01.06.2019, 2019.
- [36] M. Zeraati, M. E. H. Golshan, and J. M. Guerrero, "Distributed Control of Battery Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks With High PV Penetration," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3582-3593, 07.2018, 2018.
- [37] M. L. Kolhe and M. J. M. A. Rasul, "3-Phase grid-connected building integrated photovoltaic system with reactive power control capability," *Renewable Energy*, vol. 154, pp. 1065-1075, 07.2020, 2020.
- [38] Y. Gui, X. Wang, F. Blaabjerg, and D. Pan, "Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters: The Relationship Between Direct-Power Control and Vector-Current Control," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 13, no. 2, pp. 31-40, 2019.
- [39] Lnett. (2019, 30.03.2022). *Batteri i strømmettet* [Online]. Available: <https://www.l-nett.no/fou-og-innovasjon/fou-prosjekter/batteri-i-stromnettet>
- [40] ENOVA. (2019, 02.05.2022). *IDE: Om prosjektet* [Online]. Available: <https://ide-smartgrids.no/bakgrunn/>
- [41] M. Stecca, L. R. Elizondo, T. B. Soeiro, P. Bauer, and P. Palensky, "A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems Into Distribution Networks," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, vol. 1, pp. 46-65, 03.2020, 2020.
- [42] M. L. Kolstad, "Bruk av fordelingstransformator med automatisk trinnkobler," Sintef, REN, Tech rep. 2017:00585, 01.11.2017, 2017, Available: <https://www.ren.no/doc/api/rest/download/open/418352d7-3cb0-4154-9c2e-65c60a239798?filename=2017-00585%20-%20Bruk%20av%20fordelingstransformator%20med%20automatisk%20trinnkobler.pdf>, Accessed on: 18.03.2022.
- [43] M. M. Aman, G. B. Jasmon, A. H. A. Bakar, H. Mokhlis, and M. Karimi, "Optimum shunt capacitor placement in distribution system—A review and comparative study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 429-439, 2014/02/01/ 2014.
- [44] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, and R. Domke, "Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2144-2164, 2005.
- [45] Kamstrup, "OMNIPOWER direkt and CT meters - Technical description," 22.02.2022, 2018.
- [46] Norges vassdrags- og energidirektorat. (2021, 14.01.2022). *Kraftsystemdata* [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/kraftsystemdata/>
- [47] T. Hong and S. Fan, "Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review," *International Journal of Forecasting*, vol. 32, no. 3, pp. 914-938, 01.07.2016, 2016.
- [48] A. A. Mamun, M. Sohel, N. Mohammad, M. S. H. Sunny, D. R. Dipta, and E. Hossain, "A Comprehensive Review of the Load Forecasting Techniques Using Single and

- Hybrid Predictive Models," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 134911-134939, 07.2020, 2020.
- [49] A. N. Azmi, "Grid Interaction Performance Evaluation of BIPV and Analysis with Energy Storage on Distributed Network Power Management," Doctoral Dissertation, Faculty of Engineering & Science, University of Agder, AURA, 154, 2017.
- [50] A. Sharma, M. Kolhe, S. O. Kristiansen, S. Simonsen, H. Landsverk, and S. M. Oland, "Techno-Economic Case Study of Micro-Grid System at Soccer Club of Skagerak Arena Norway," *2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, pp. 1-5, 11.2020, 2020, DOI: 10.23919/SpliTech49282.2020.9243789.
- [51] J. M. Våge and H. Stea, "Tiltak for håndtering av spenningsavvik : Kan fleksibilitet løse problemet?," Master's thesis, Fakultet for teknologi og realfag Handelshøyskolen University of Agder, AURA, 2021.
- [52] S. J. Kerchaoui, "Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett – med vekt på modellering av automatisk trinnkobler- og batteristyring i svake distribusjonsnett," Master's thesis, Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk, NTNU, NTNU Open, 2021.
- [53] L. Ringheim, "Grid Impact from Increased Prosumer Penetration in the Norwegian Distribution Grid," Master's thesis, Faculty of Information Technology and Electrical Engineering, NTNU, NTNU Open, 2020.
- [54] M. Lillebo, H. Kirkeby, and T. Holm, "Prosumenteres innvirkning på lavspente distribusjonsnett," Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, Tech rep. 2020:9, 2020, Available: [https://publikasjoner.nve.no/rme\\_eksternrapport/2020/rme\\_eksternrapport20\\_09.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport20_09.pdf), Accessed on: 24.02.2022.
- [55] ENOVA. (2022, 02.05.2022). *Solenergi* [Online]. Available: <https://www.enova.no/privat/alle-energiltak/solenergi/solcelleanlegg/>
- [56] REN, "Måling av spenningskvalitet i lavspenningsnett," REN, Tech rep. RENblad 8035, 11.2020 2020, Accessed on: 25.02.2022.

## 9. Vedlegg

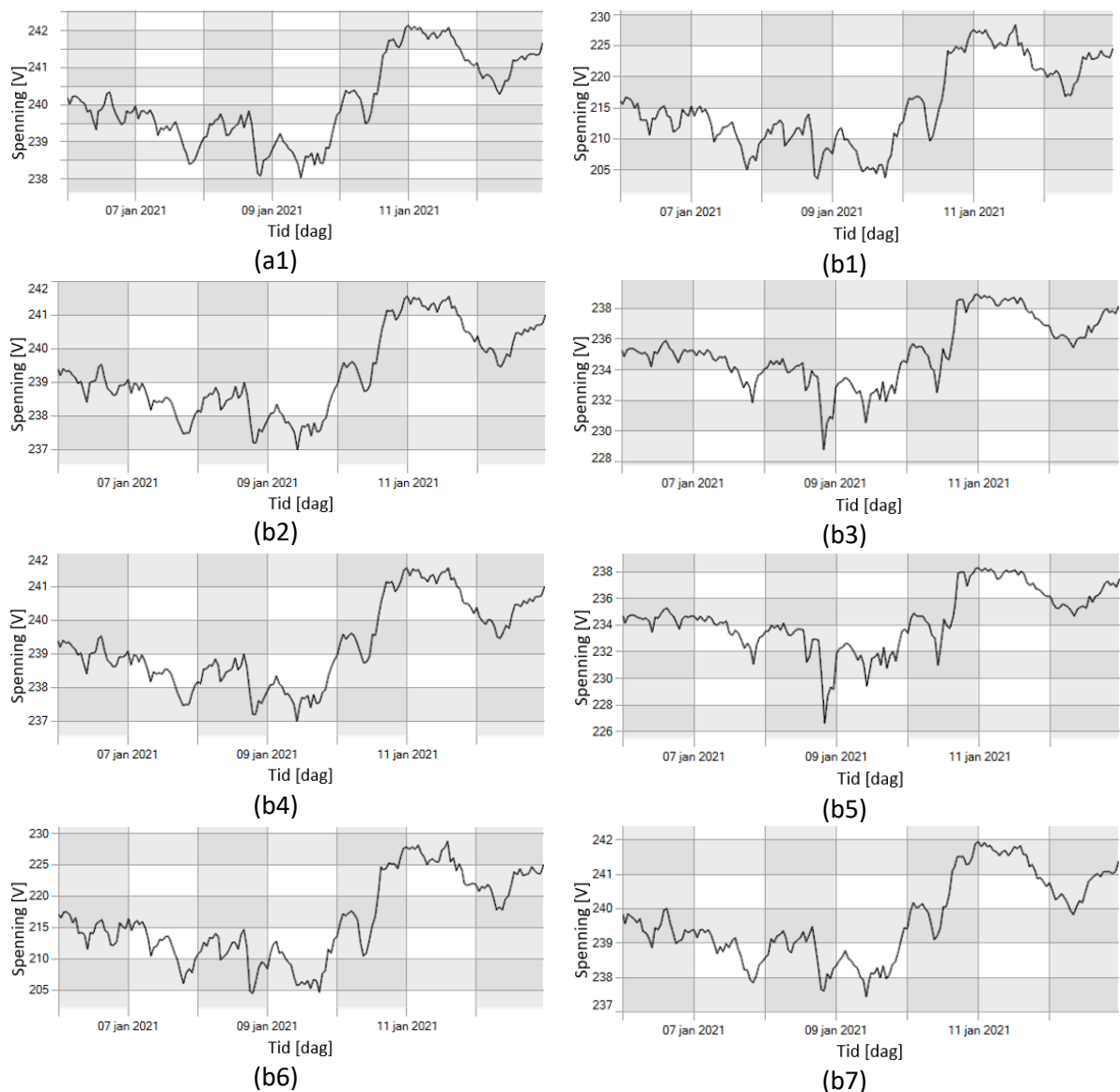
I dette kapittelet vedlegges fullstendige simuleringer av belastningsscenarioer av transformatorcircene.

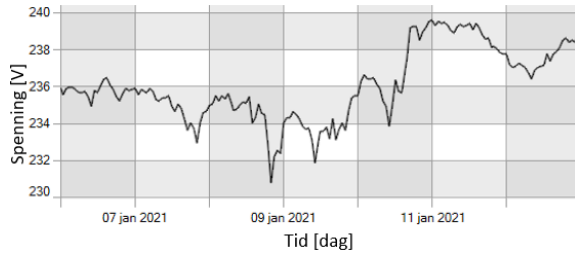
### 9.1 Transformatorcirc NS1

Transformatorcirc NS1 er en hyttecirc med 30 tilkoblede abonnenter, hvor circen simuleres gjennom fem ulike belastningsscenarioer med penetrasjonsgrader av solcelleanlegg.

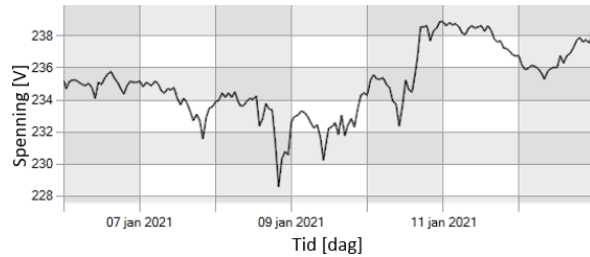
#### 9.1.1 Ukentlige simuleringer om vinteren

I Figur 52 vises spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatorcircen. Bokstavene a og b representerer transformatorcircen og abonnenter sammen med et nummer ut ifra inndelingen av abonnenter i Figur 16.

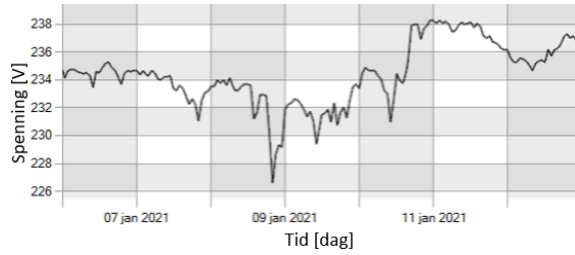




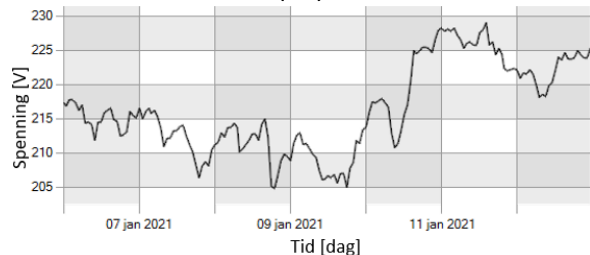
(b8)



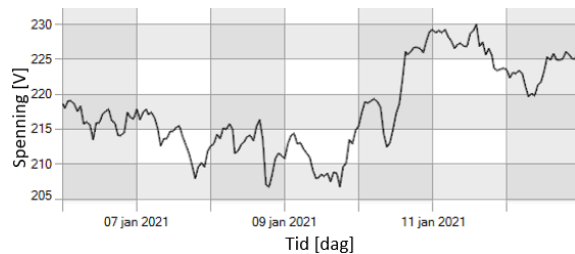
(b9)



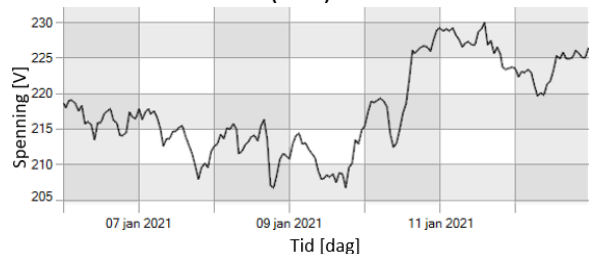
(b10)



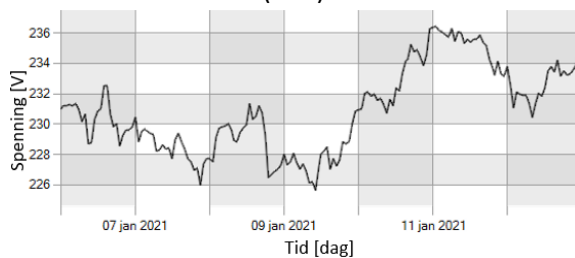
(b11)



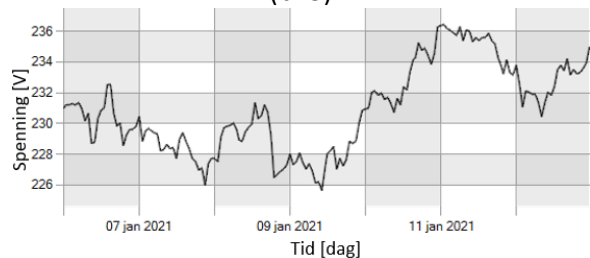
(b12)



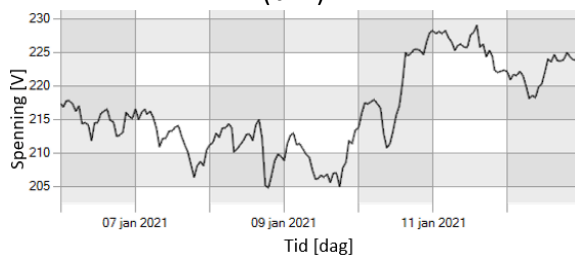
(b13)



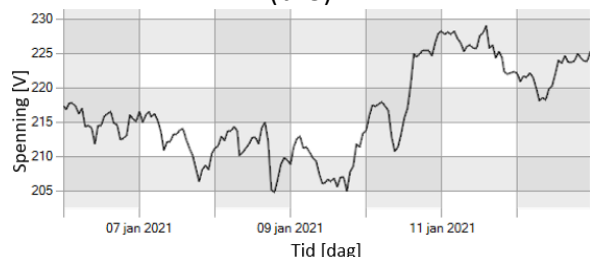
(b14)



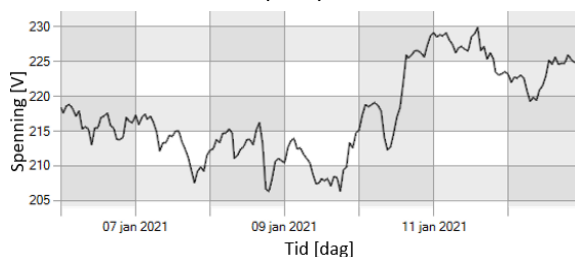
(b15)



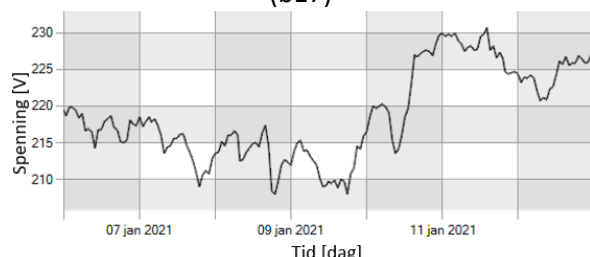
(b16)



(b17)

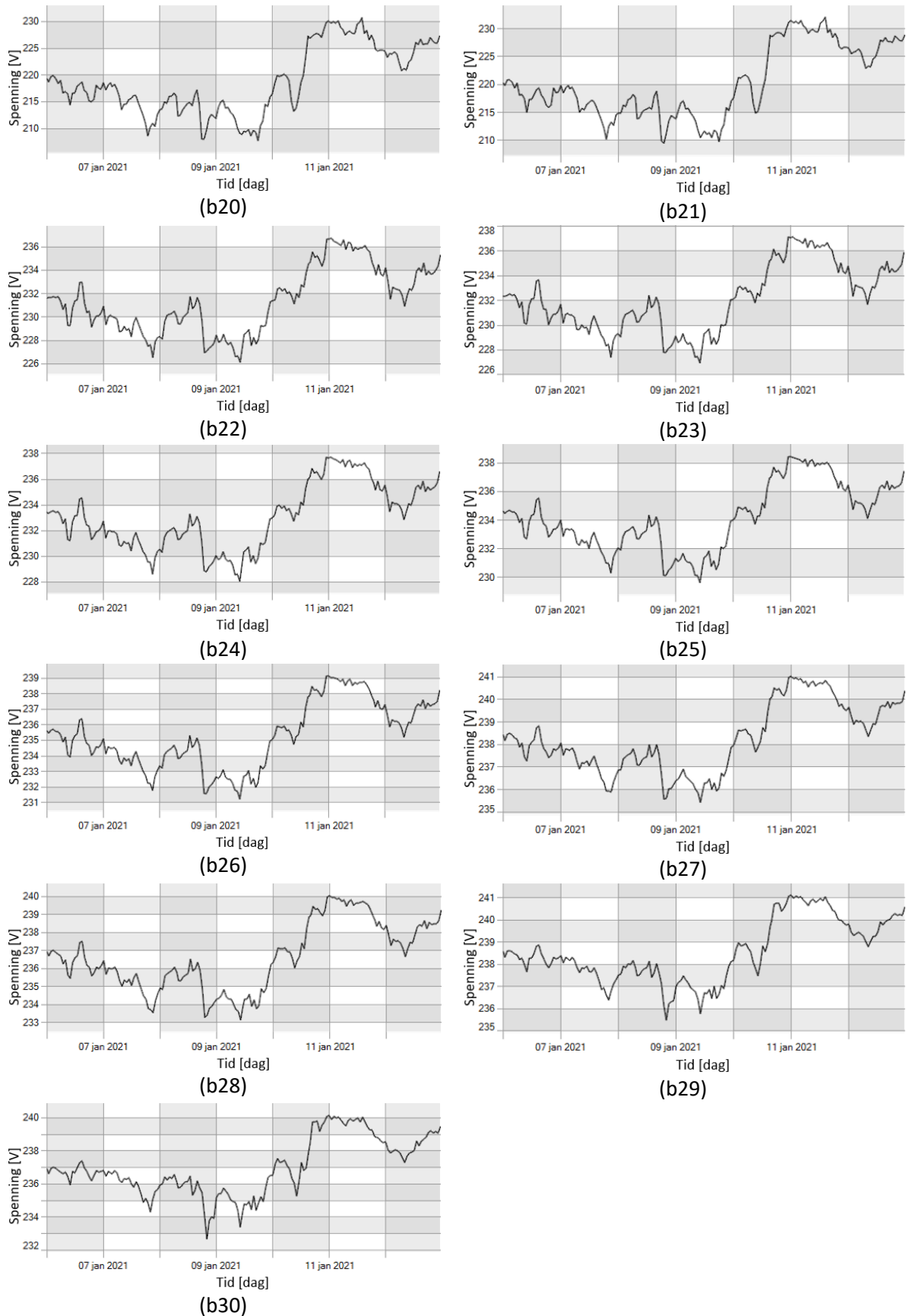


(b18)



(b19)

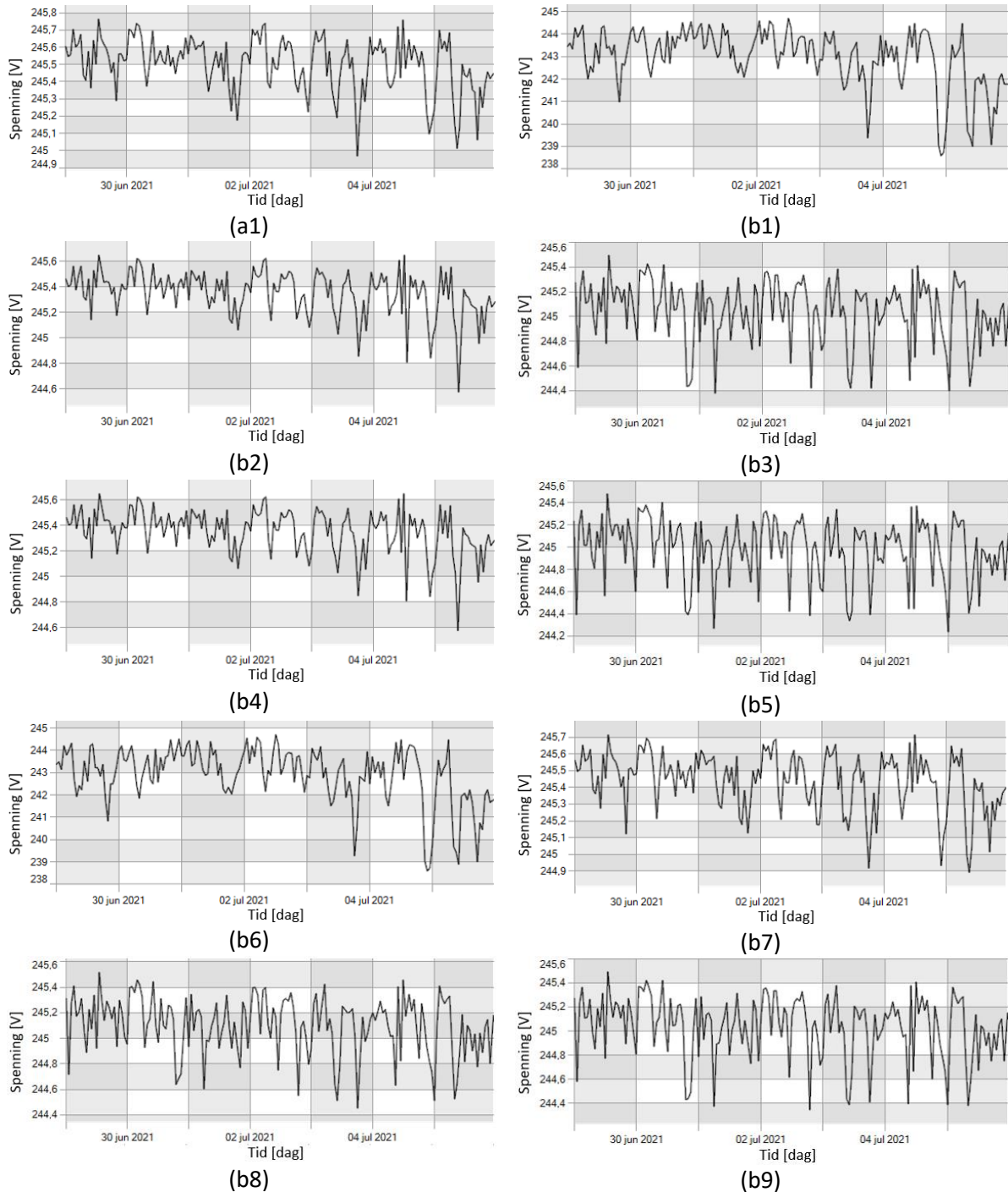


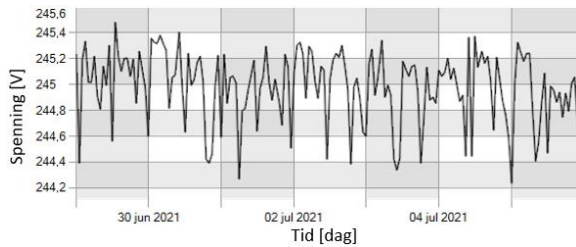


Figur 52 Beregnet spenningsverdier fra vinteruken i løpet av 2021 som har målt høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinnelingen i Figur 16.

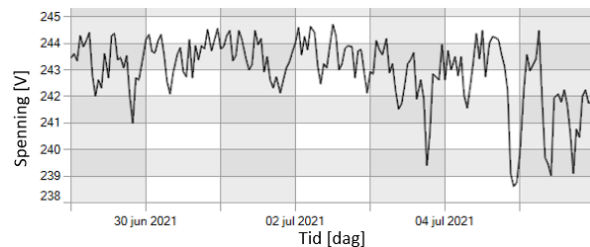
### 9.1.2 Ukentlige simuleringer om sommeren

I Figur 53 vises spenningsverdier fra sommeruken i 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra inndelingen av abonnenter i Figur 16.

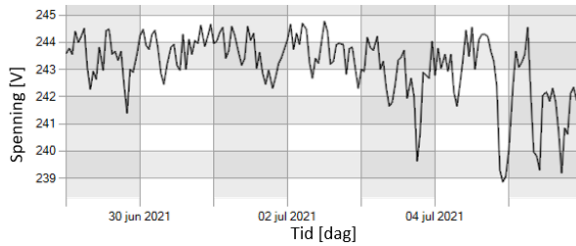




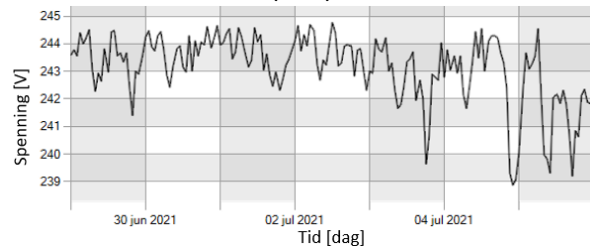
**(b10)**



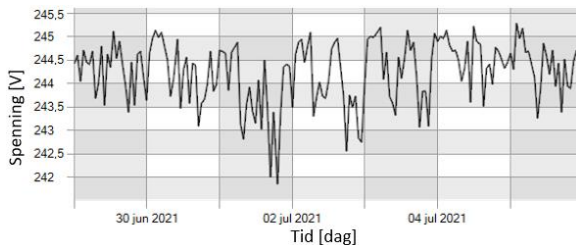
**(b11)**



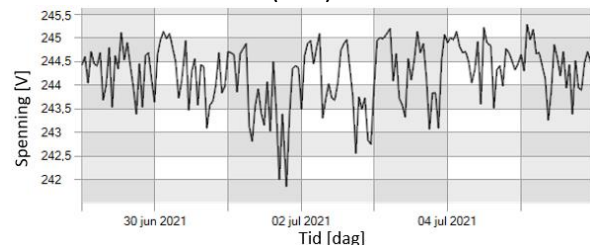
**(b12)**



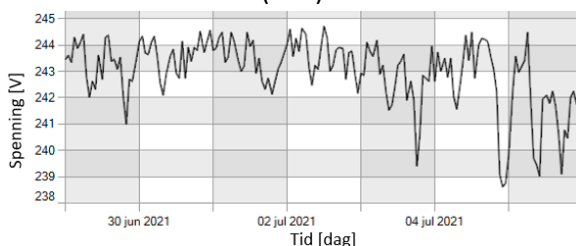
**(b13)**



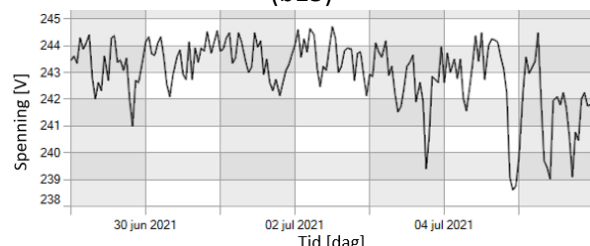
**(b14)**



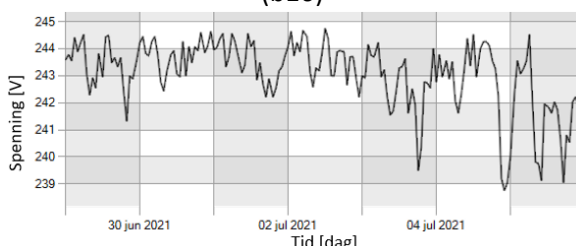
**(b15)**



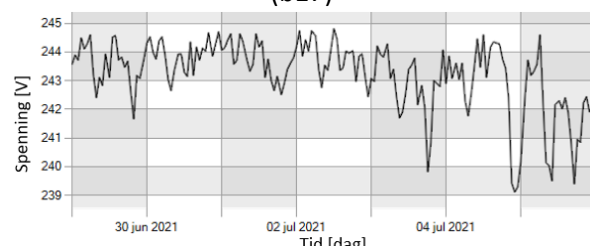
**(b16)**



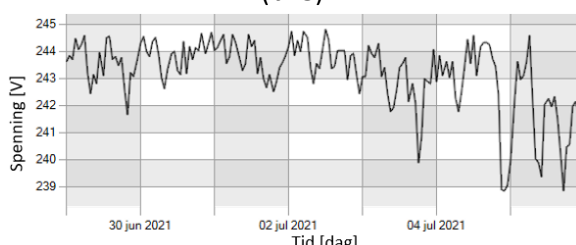
**(b17)**



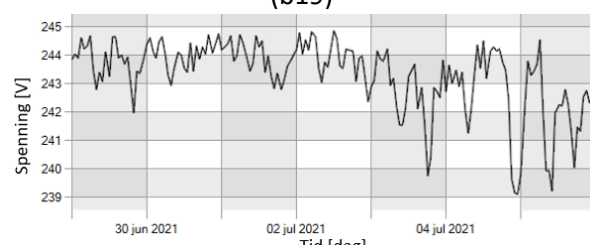
**(b18)**



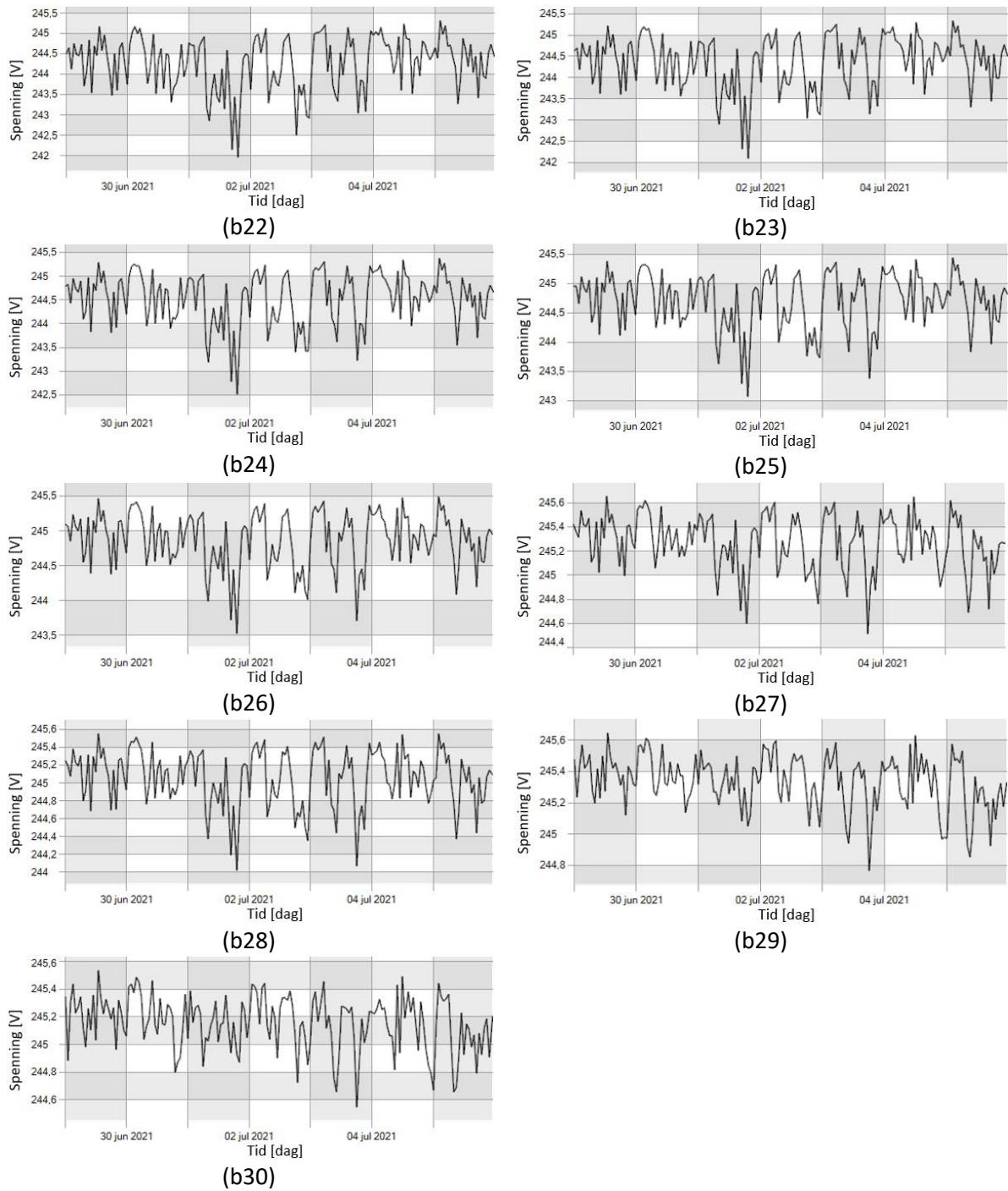
**(b19)**



**(b20)**

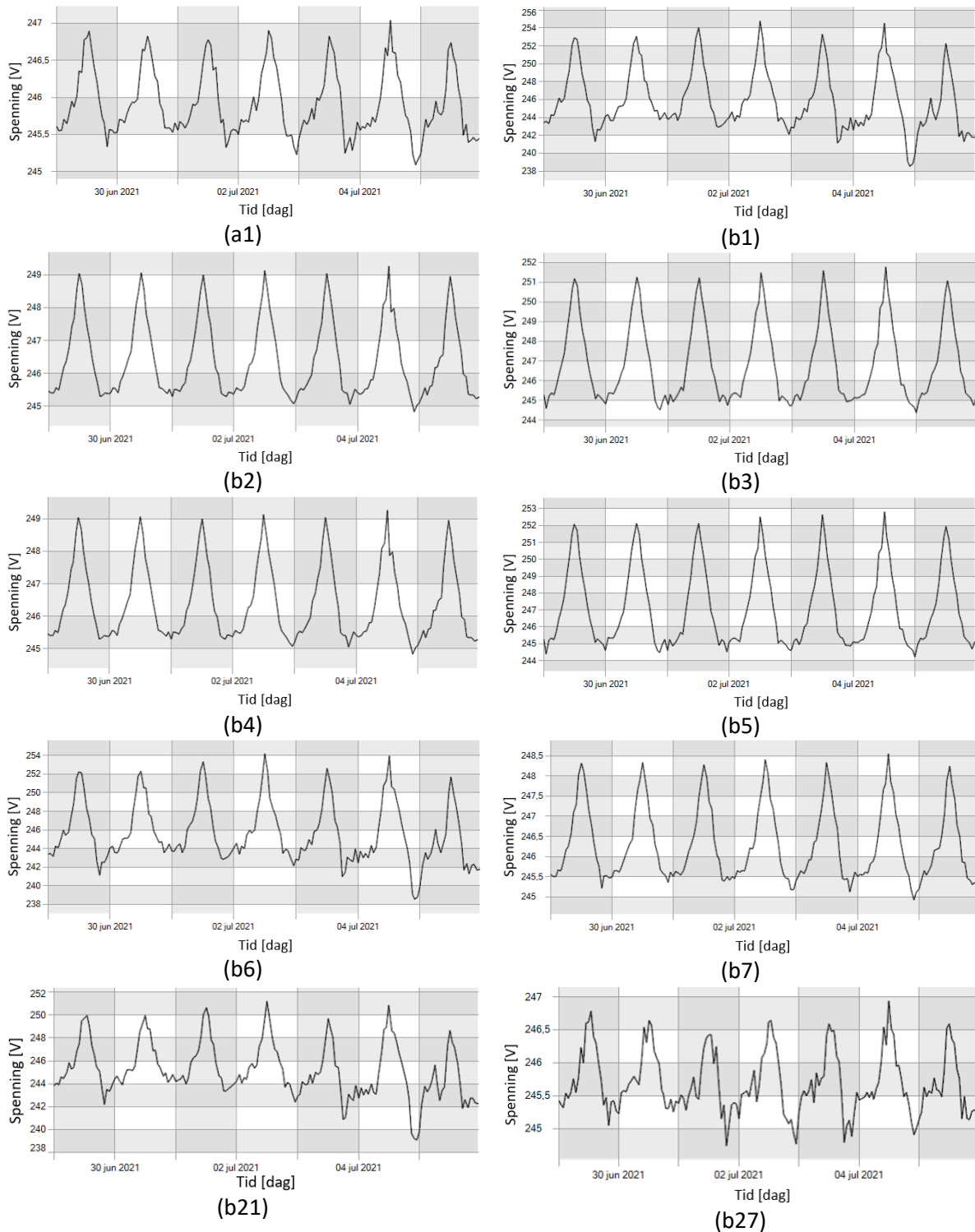


**(b21)**



Figur 53 Beregnet spenningsverdier fra sommeruken i 2021 som har målt lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.

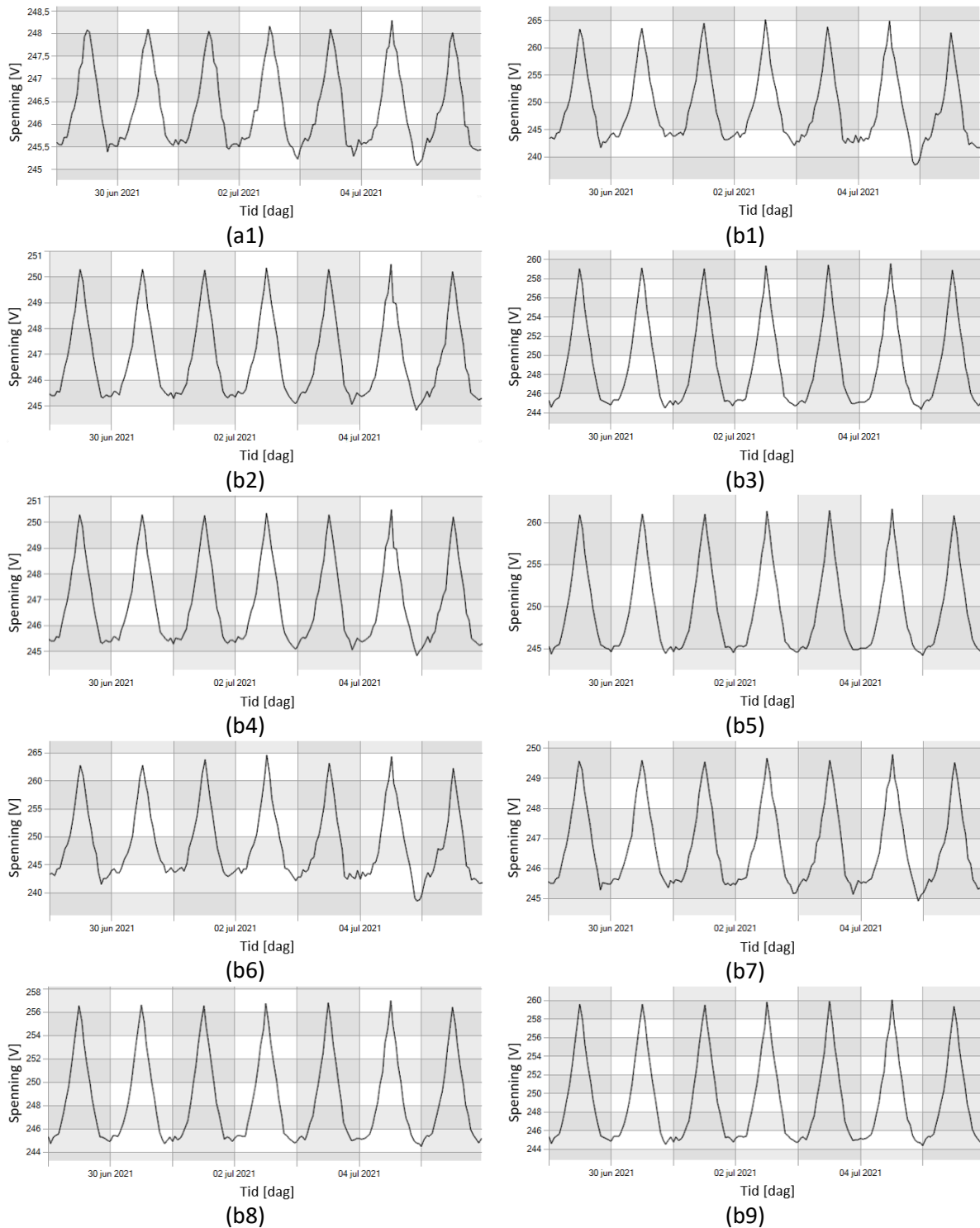
I Figur 54 vises ukentlige spenningsverdier ved syv abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS og spenningsverdier på tilkoblet transformator og to abonnenter, hvor en befinner seg midt på kretsen og den andre nærmest transformatoren.

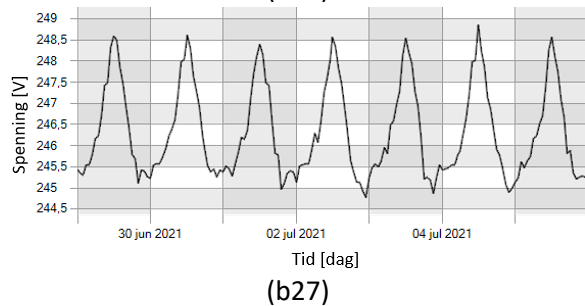
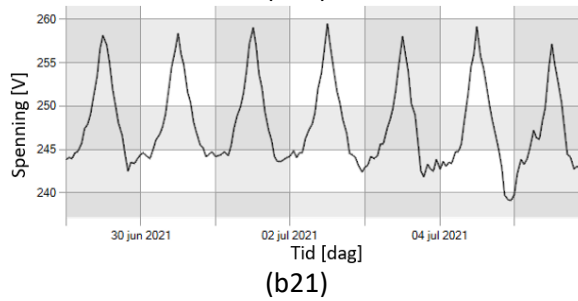
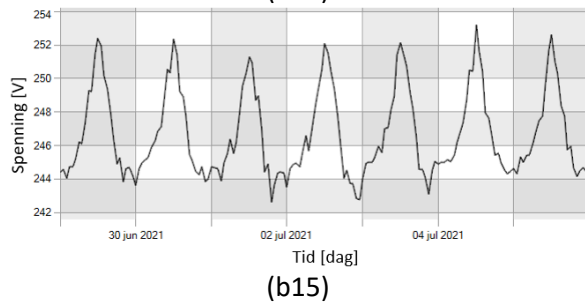
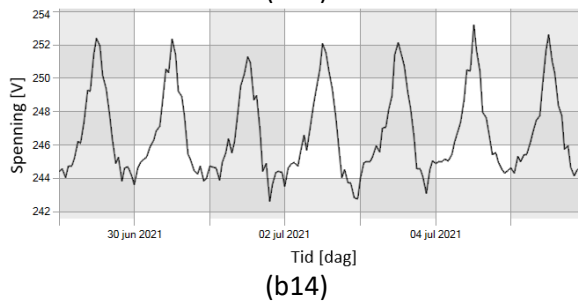
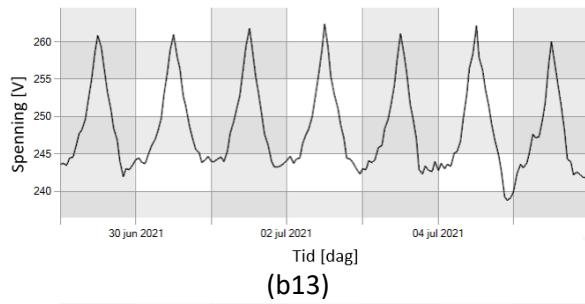
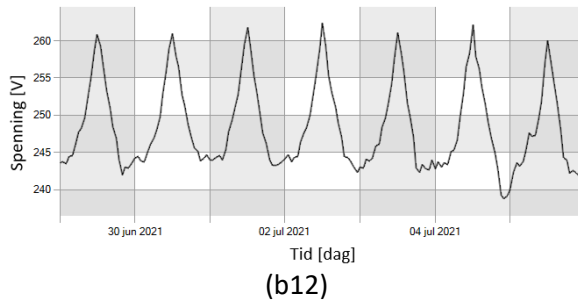
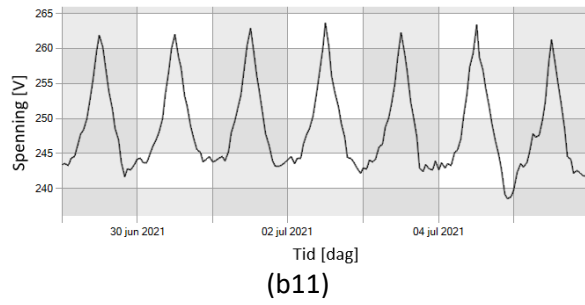
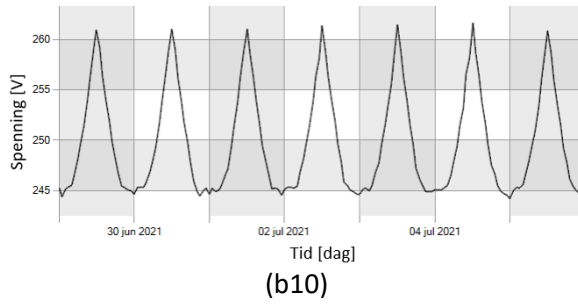


Figur 54 Ukentlige spenningsverdier ved syv abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16



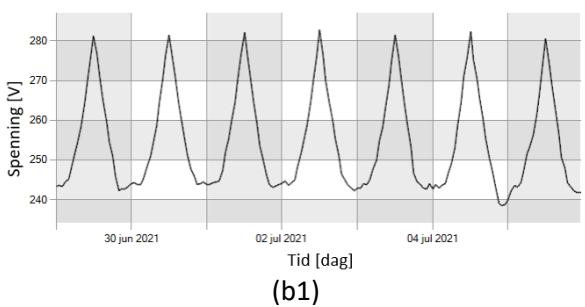
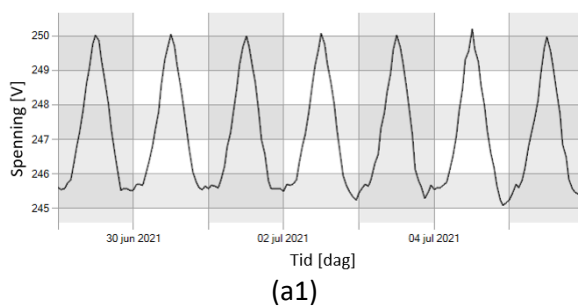
I Figur 55 vises ukentlige spenningsverdier ved 15 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS og spenningsverdier på tilkoblet transformator og to abonnenter, hvor en befinner seg midt på kretsen og den andre nærmest transformatoren.



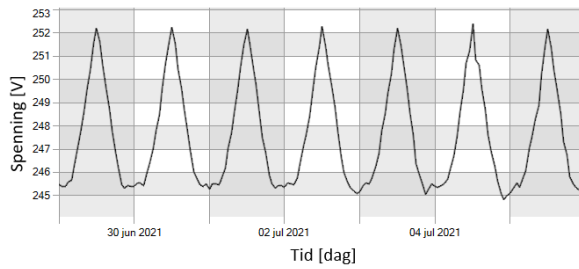


Figur 55 Ukentlige spenningsverdier ved 15 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.

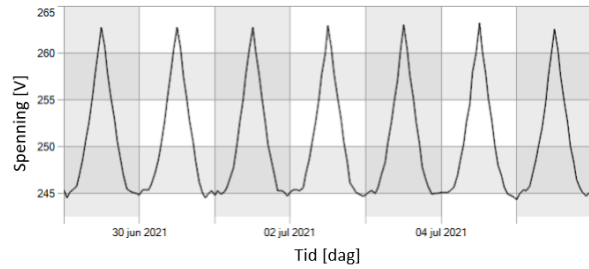
I Figur 56 vises ukentlige spenningsverdier ved 30 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS og spenningsverdier på tilkoblet transformator.



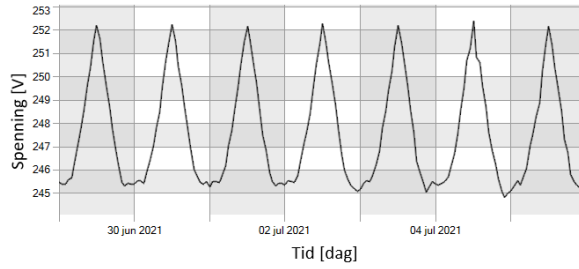




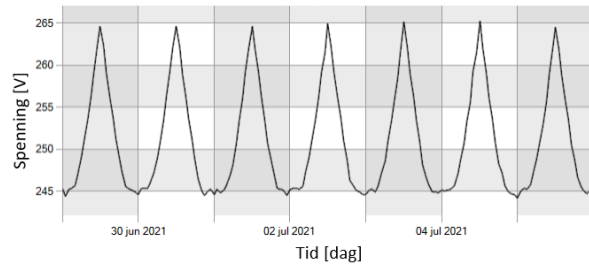
**(b2)**



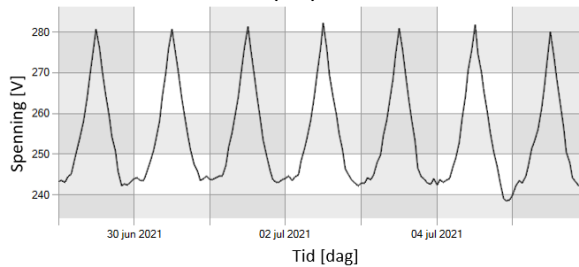
**(b3)**



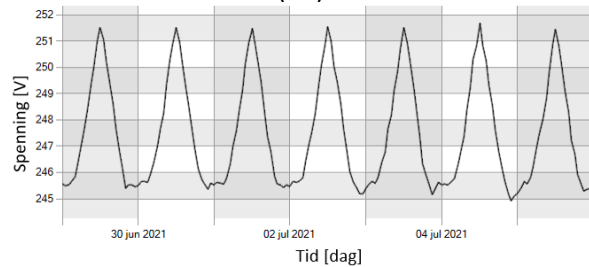
**(b4)**



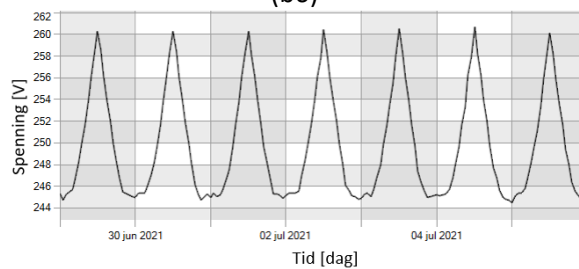
**(b5)**



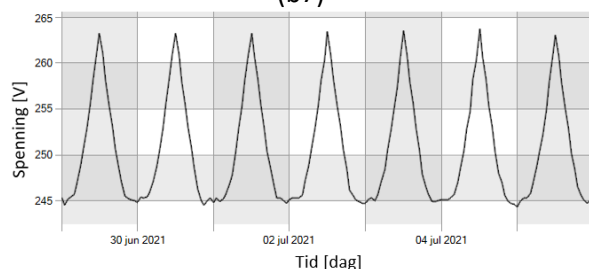
**(b6)**



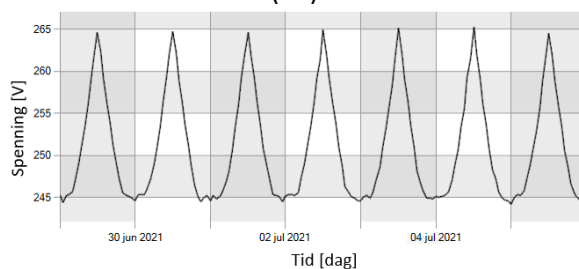
**(b7)**



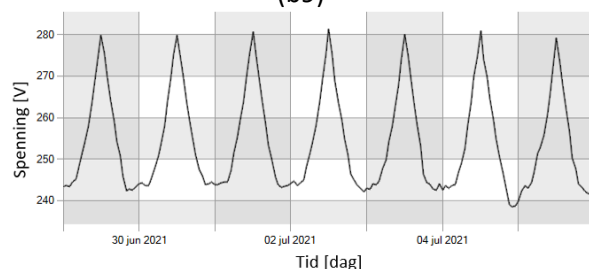
**(b8)**



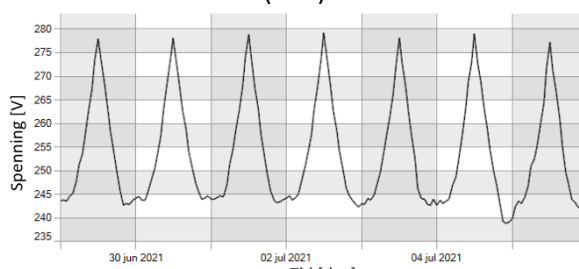
**(b9)**



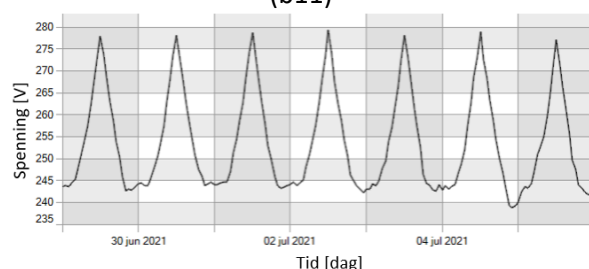
**(b10)**



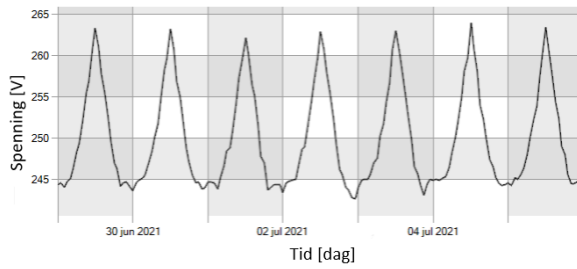
**(b11)**



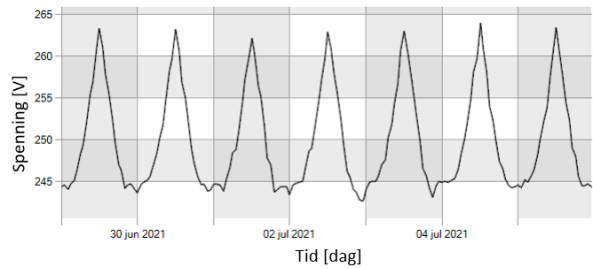
**(b12)**



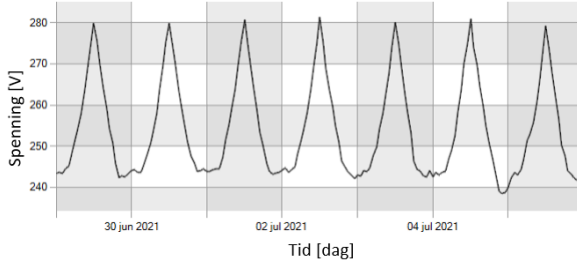
**(b13)**



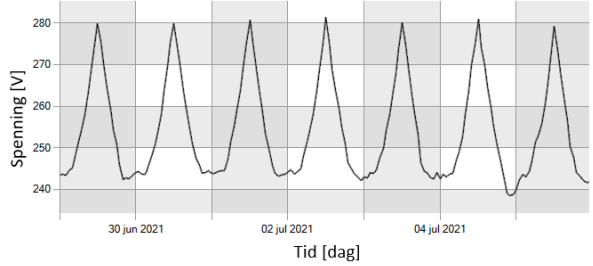
**(b14)**



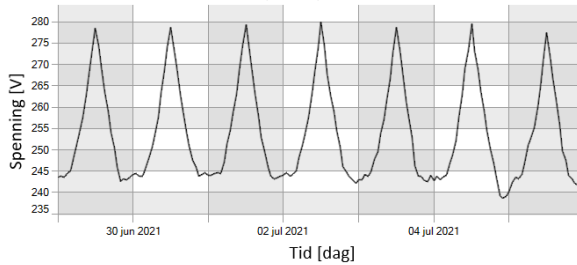
**(b15)**



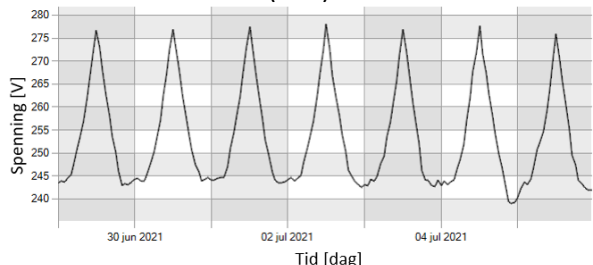
**(b16)**



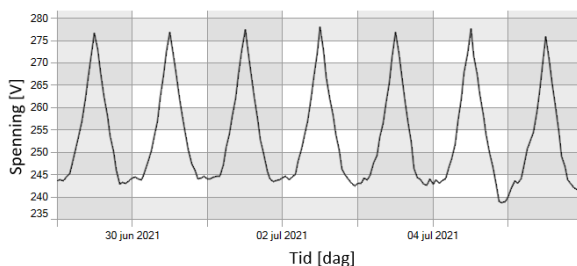
**(b17)**



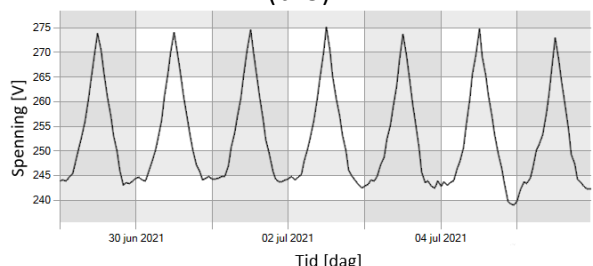
**(b18)**



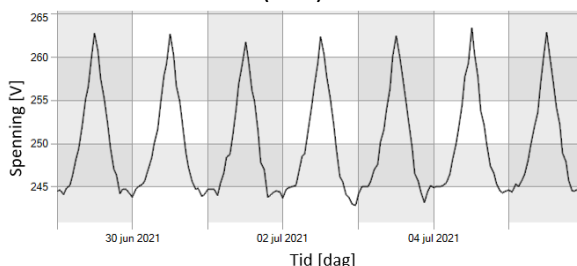
**(b19)**



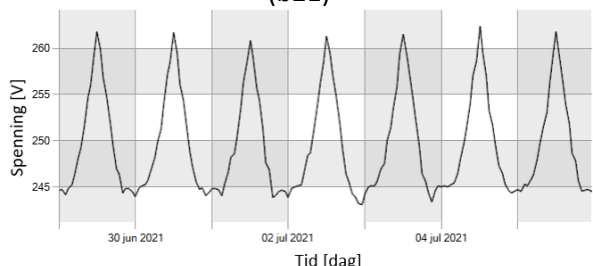
**(b20)**



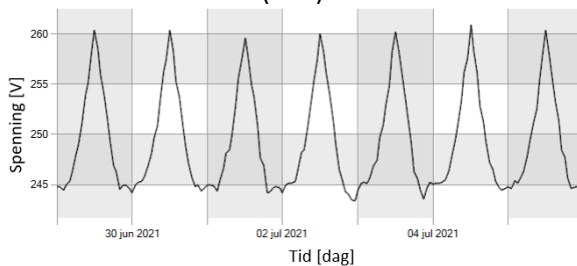
**(b21)**



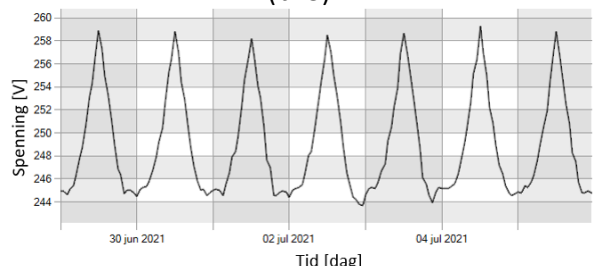
**(b22)**



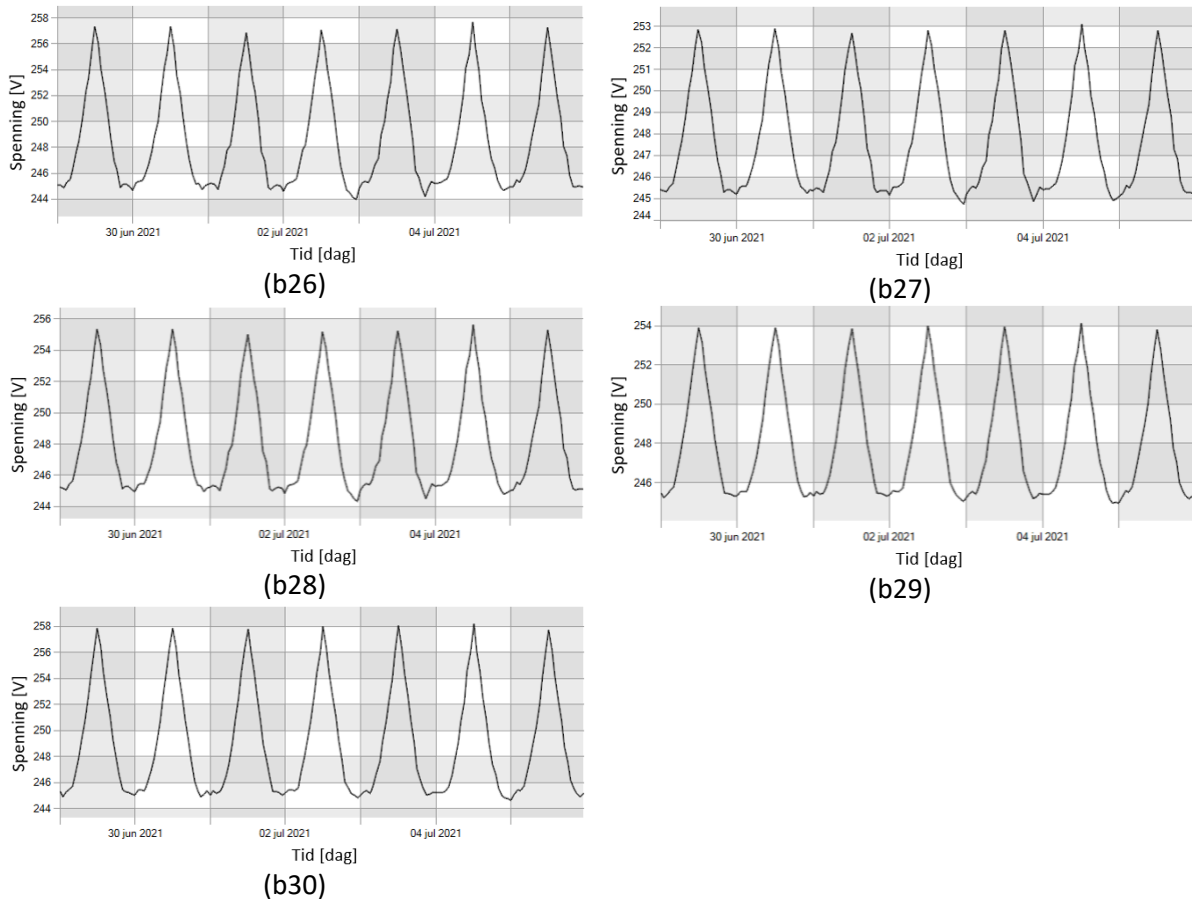
**(b23)**



**(b24)**



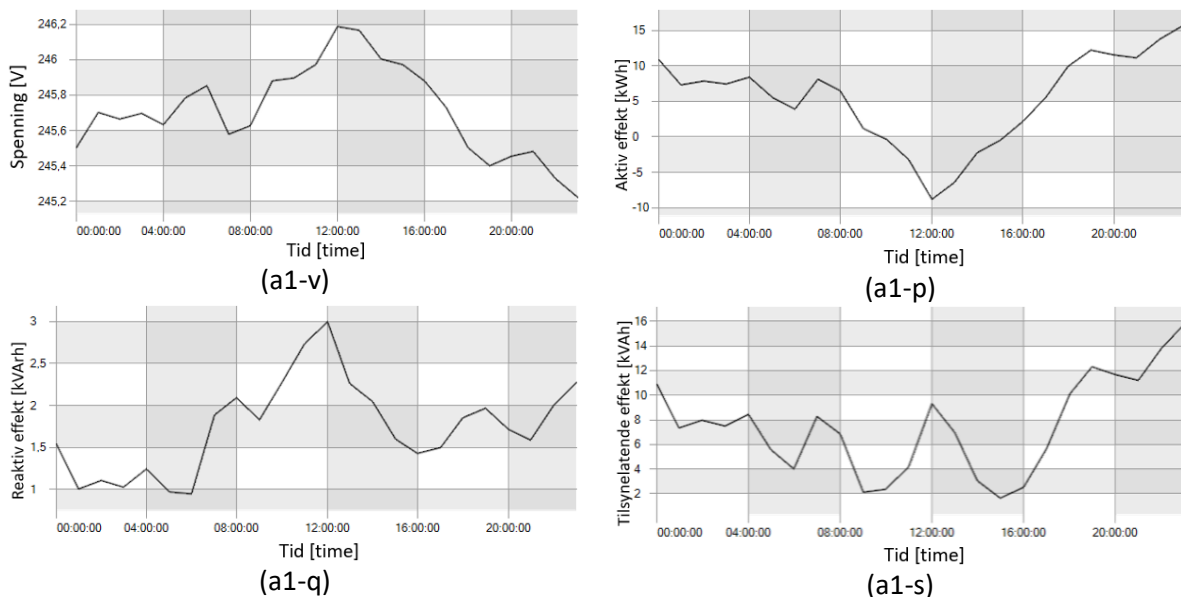
**(b25)**

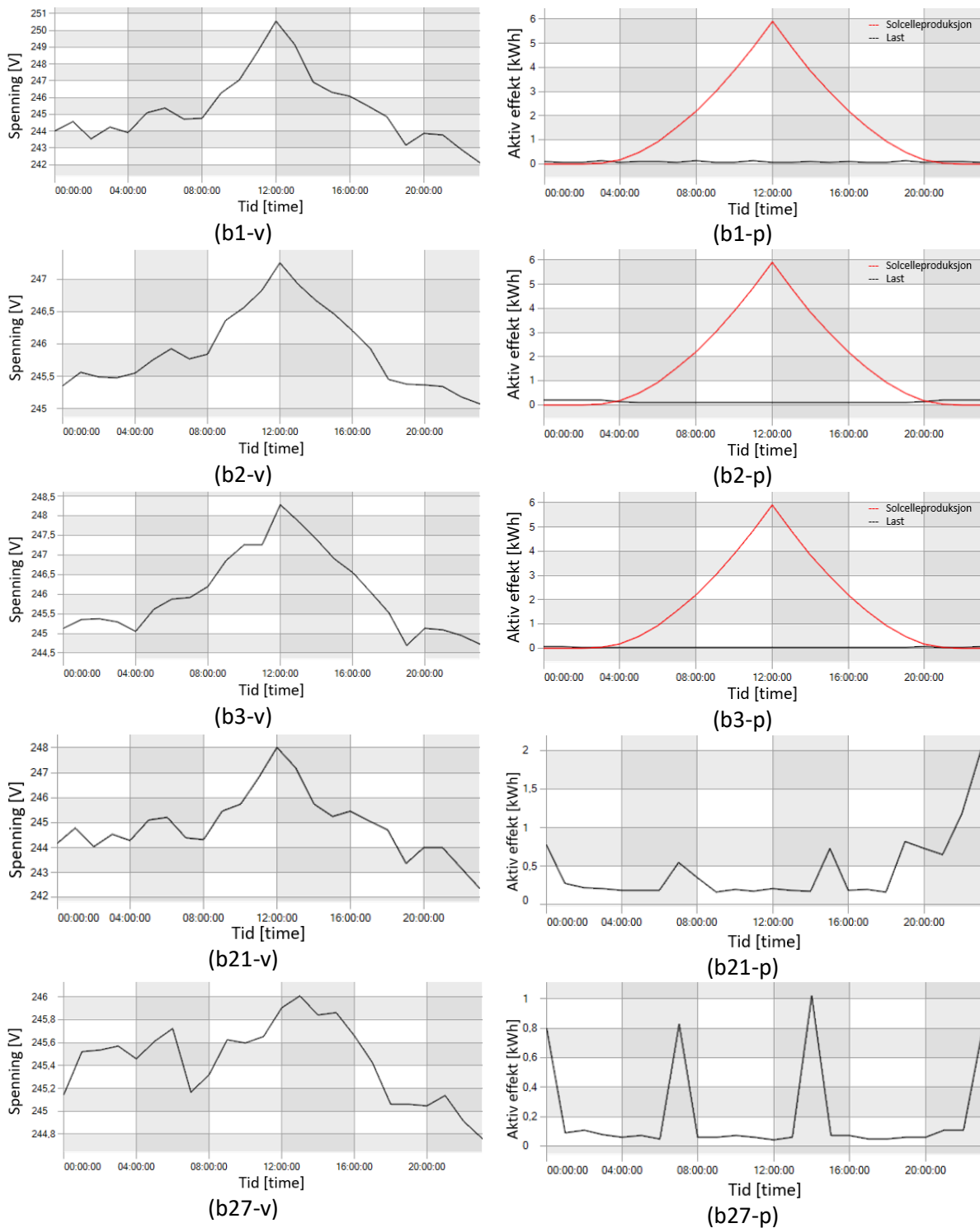


Figur 56 Ukentlige spenningsverdier ved 30 abonnenter med 6 kW solcelleanlegg beregnet i NETBAS. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformator og abonnenter sammen med et nummer ut ifra abonnentinndelingen i Figur 16.

### 9.1.3 Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning

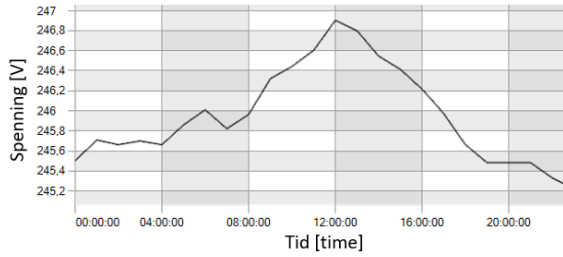
I Figur 57 vises simuleringen av tre slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



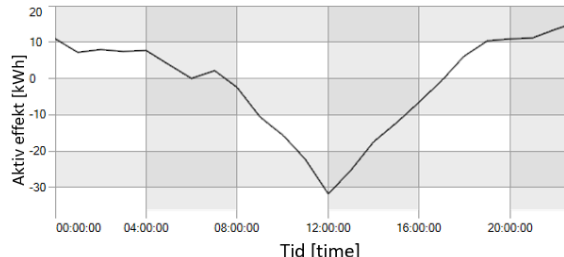


Figur 57 Simulering av tre sluttkunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

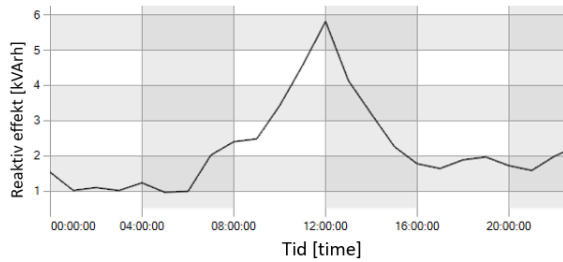
I Figur 58 vises simuleringen av syv sluttkunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



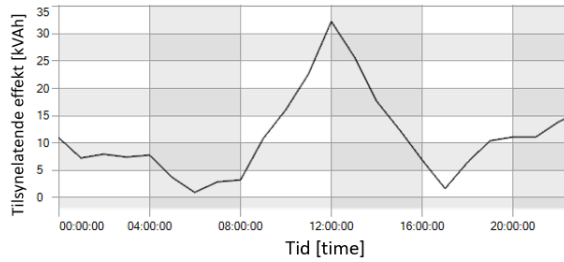
(a1-v)



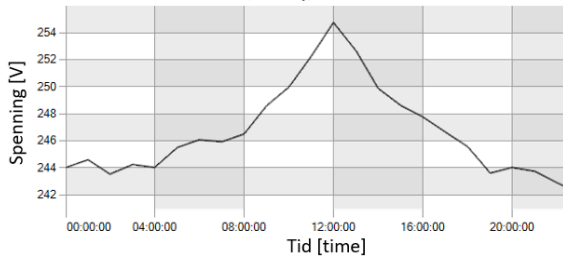
(a1-p)



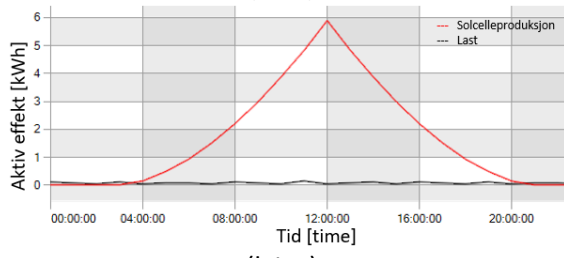
(a1-q)



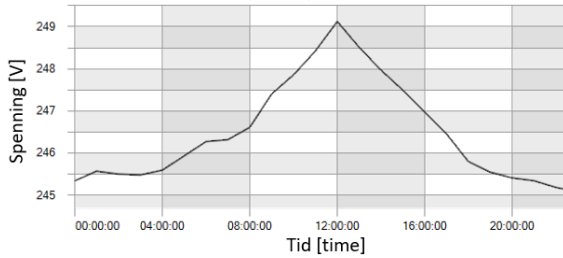
(a1-s)



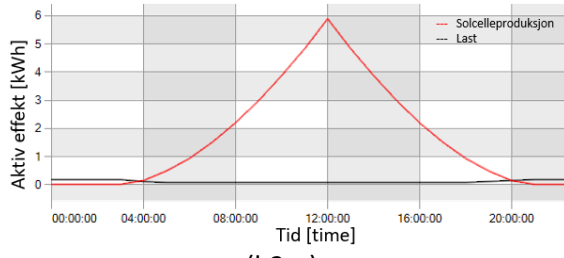
(b1-v)



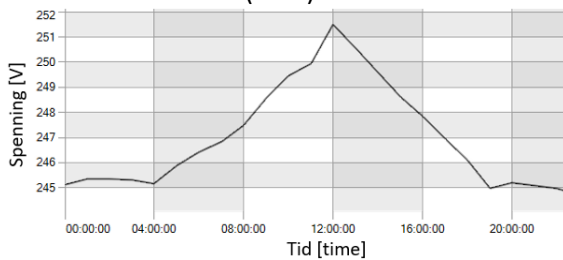
(b1-p)



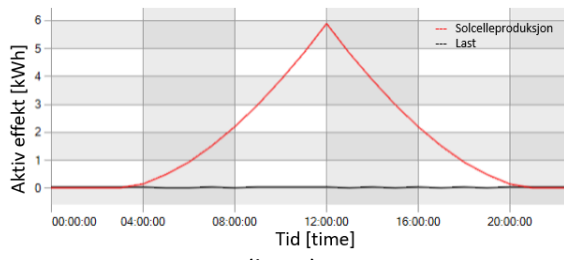
(b2-v)



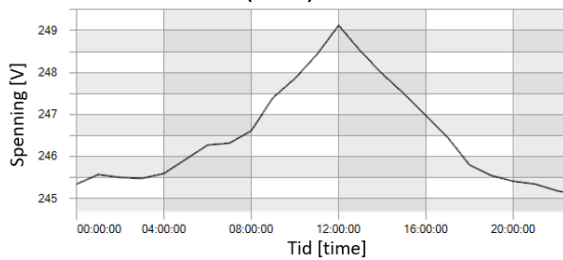
(b2-p)



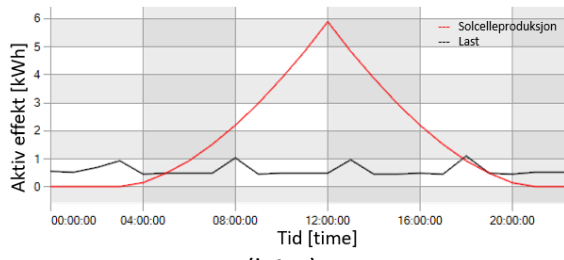
(b3-v)



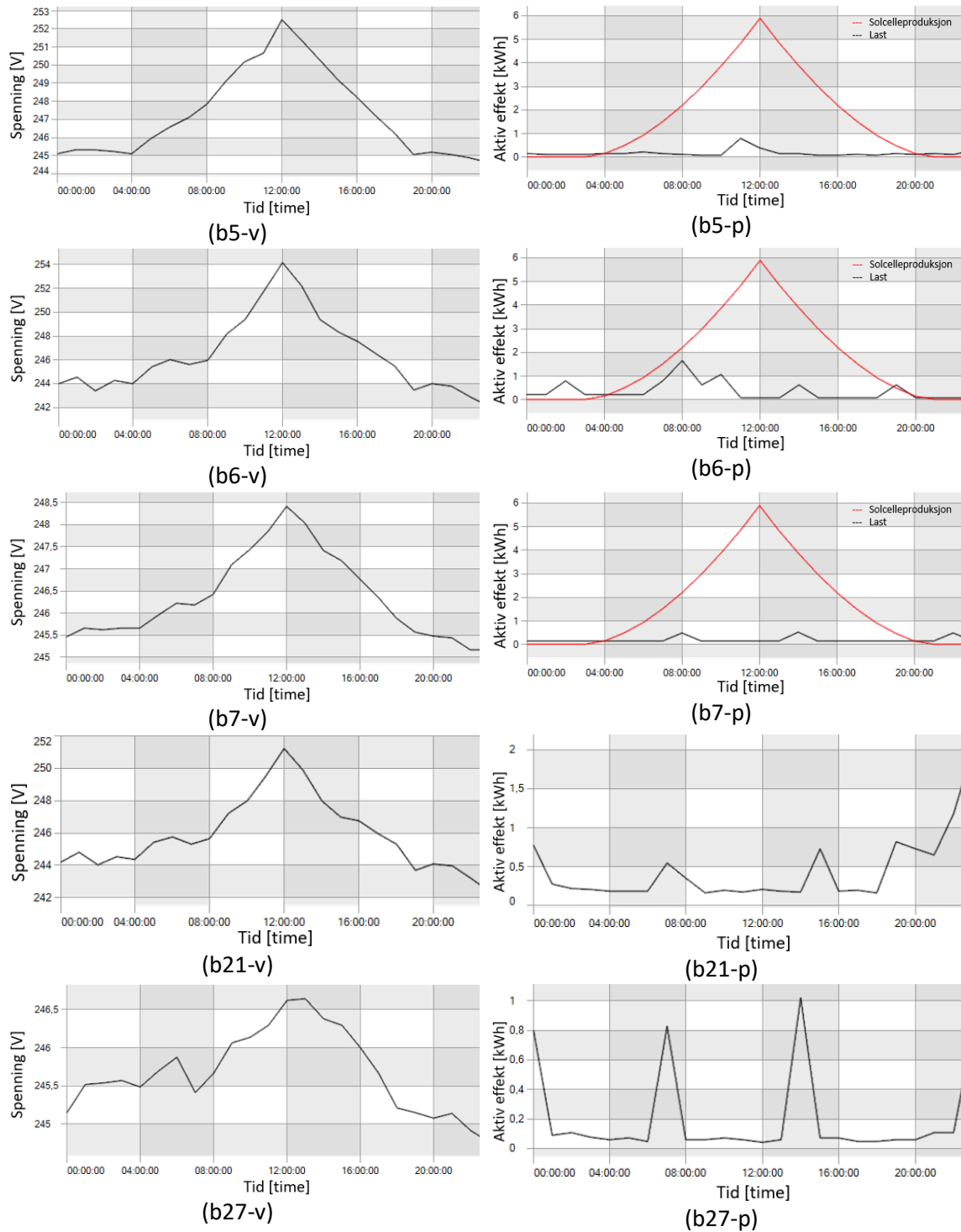
(b3-p)



(b4-v)

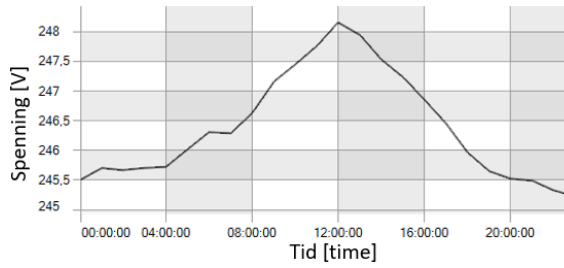


(b4-p)

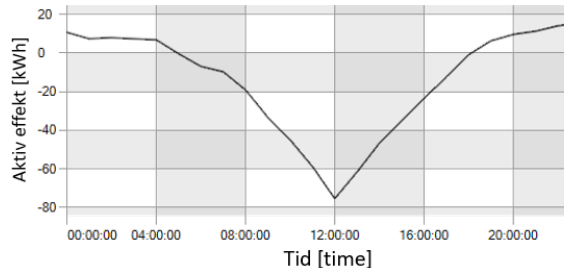


Figur 58 Simulering av syv slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

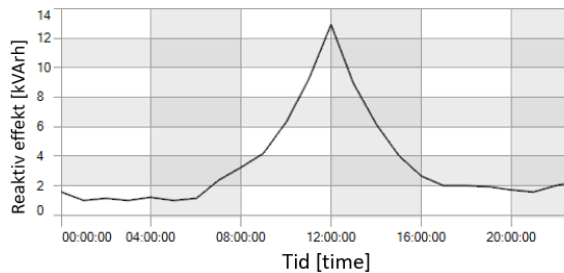
I Figur 59 vises simulering av 15 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



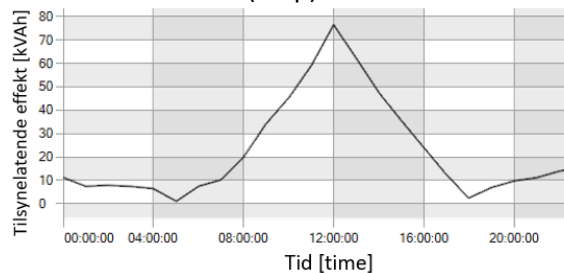
(a1-v)



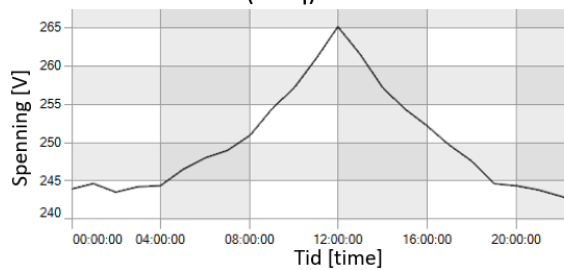
(a1-p)



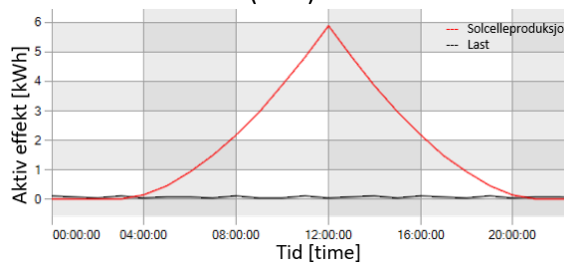
(a1-q)



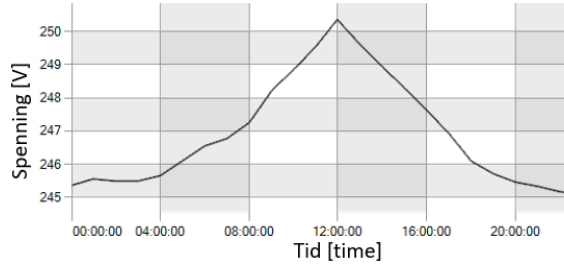
(a1-s)



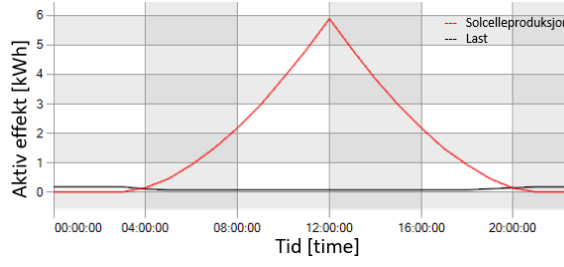
(b1-v)



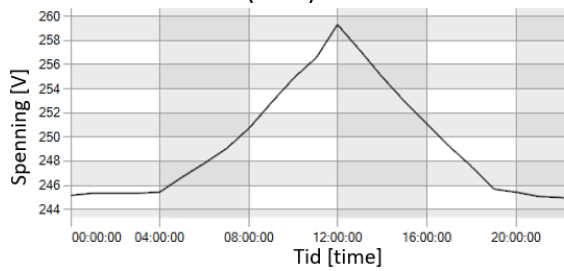
(b1-p)



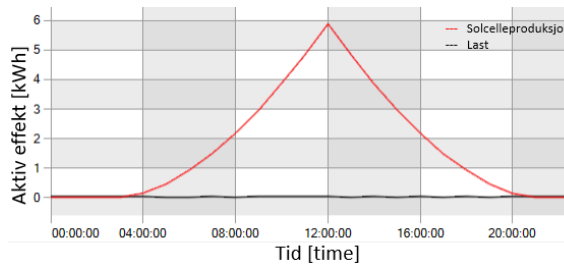
(b2-v)



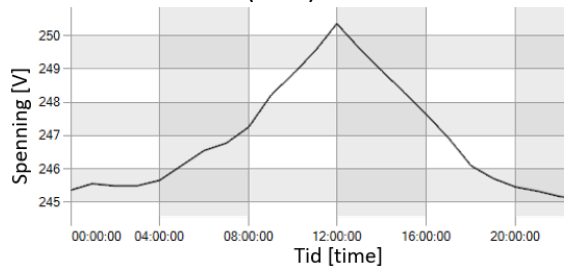
(b2-p)



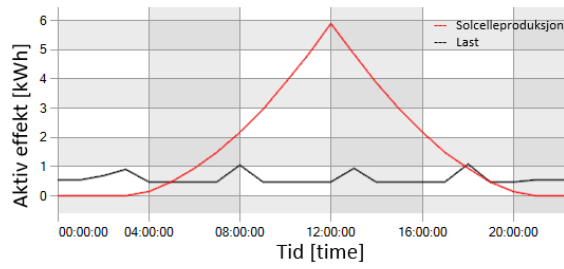
(b3-v)



(b3-p)

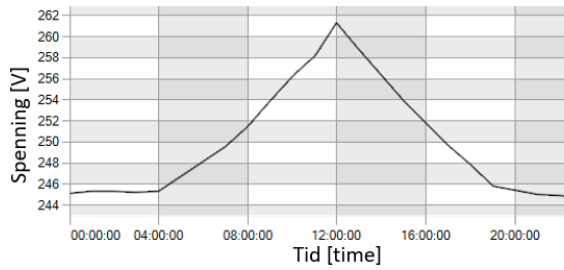


(b4-v)

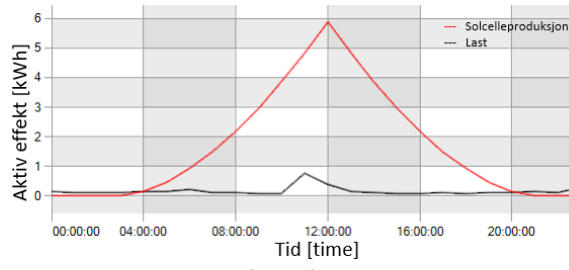


(b4-p)

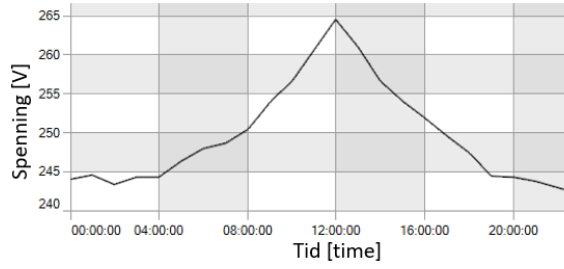




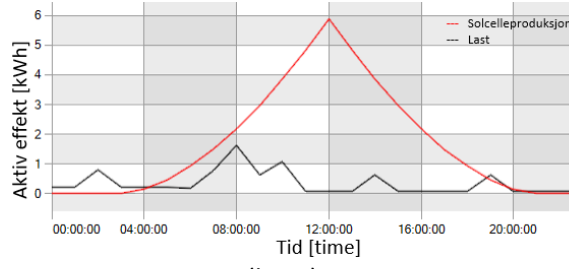
(b5-v)



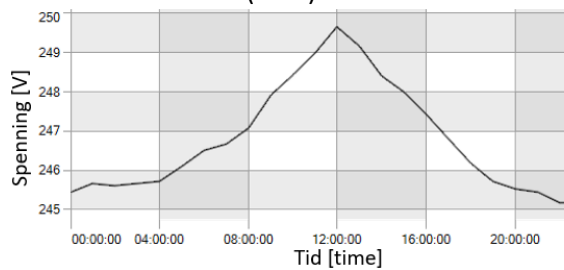
(b5-p)



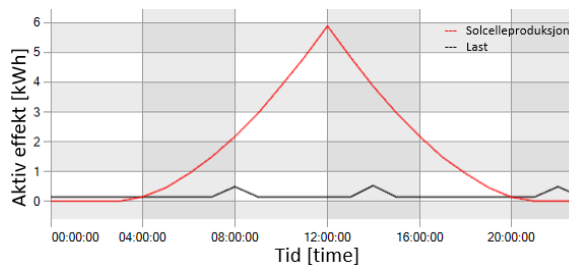
(b6-v)



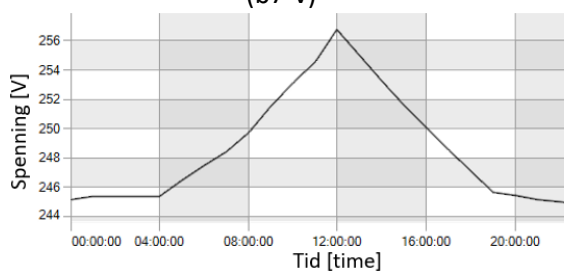
(b6-p)



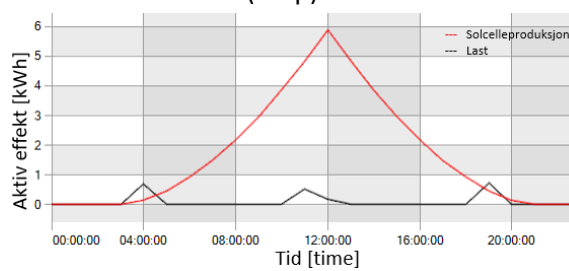
(b7-v)



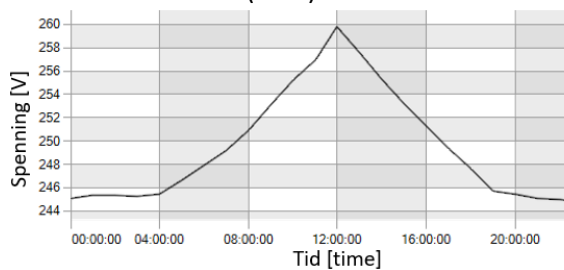
(b7-p)



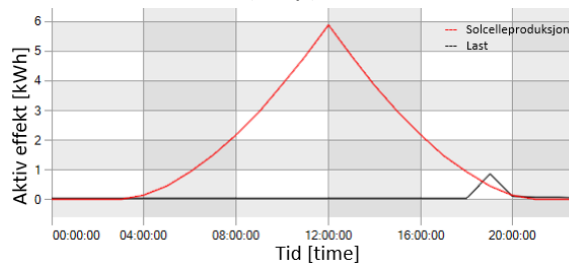
(b8-v)



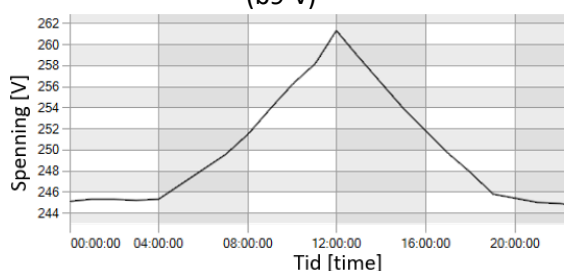
(b8-p)



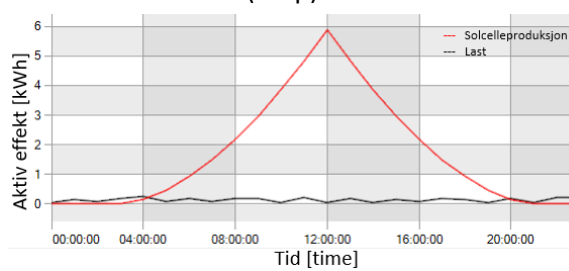
(b9-v)



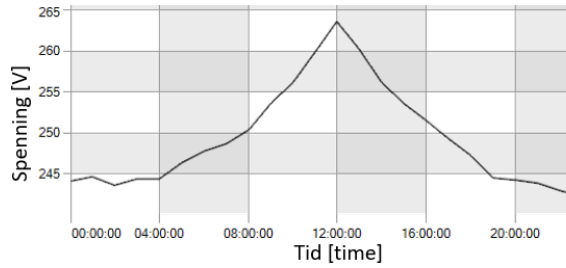
(b9-p)



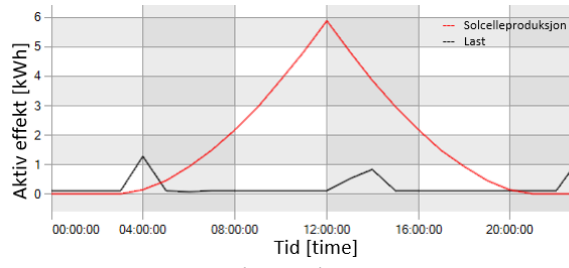
(b10-v)



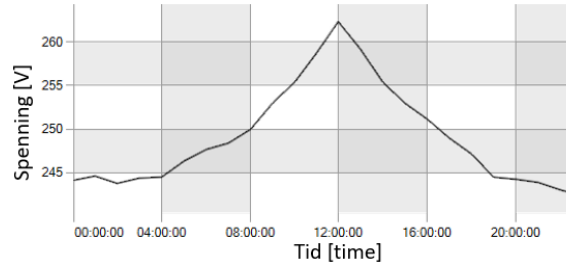
(b10-p)



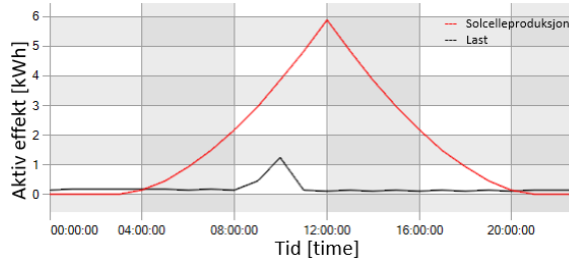
(b11-v)



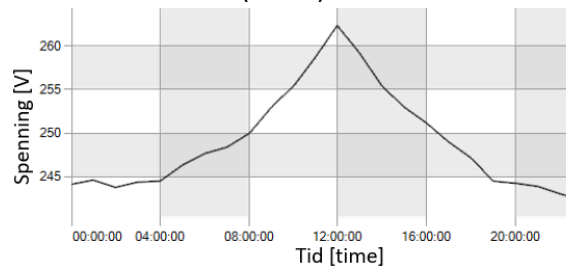
(b11-p)



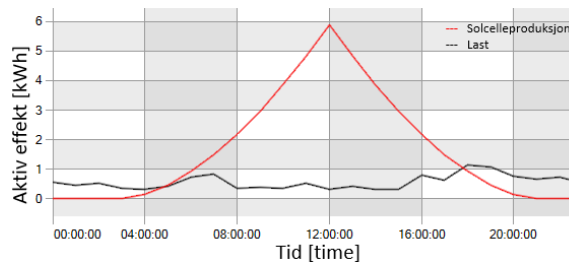
(b12-v)



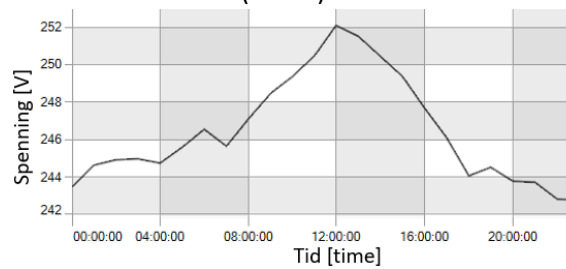
(b12-p)



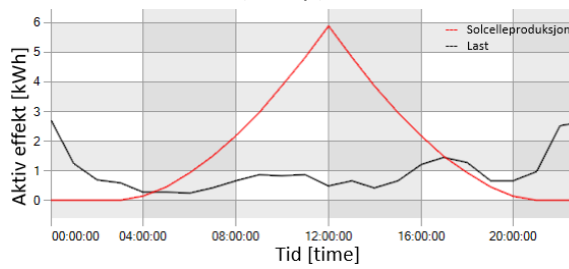
(b13-v)



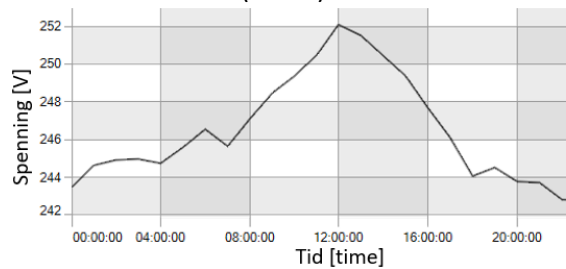
(b13-p)



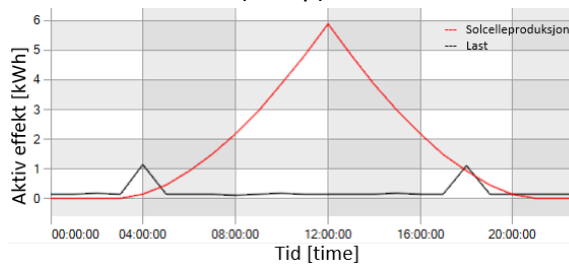
(b14-v)



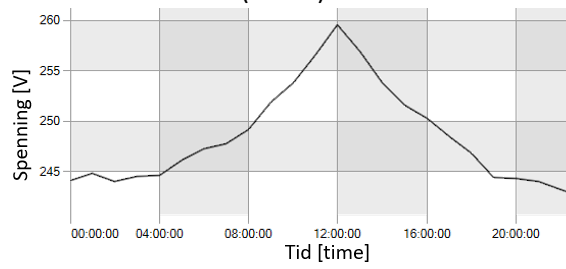
(b14-p)



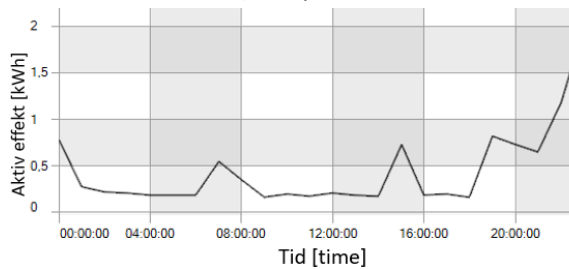
(b15-v)



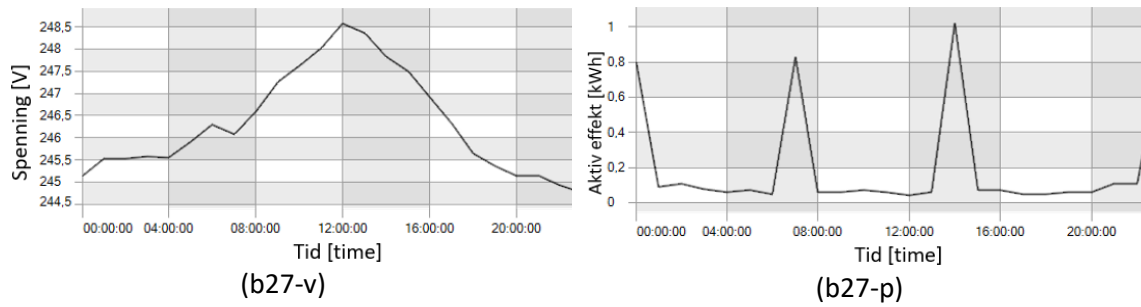
(b15-p)



(b21-v)

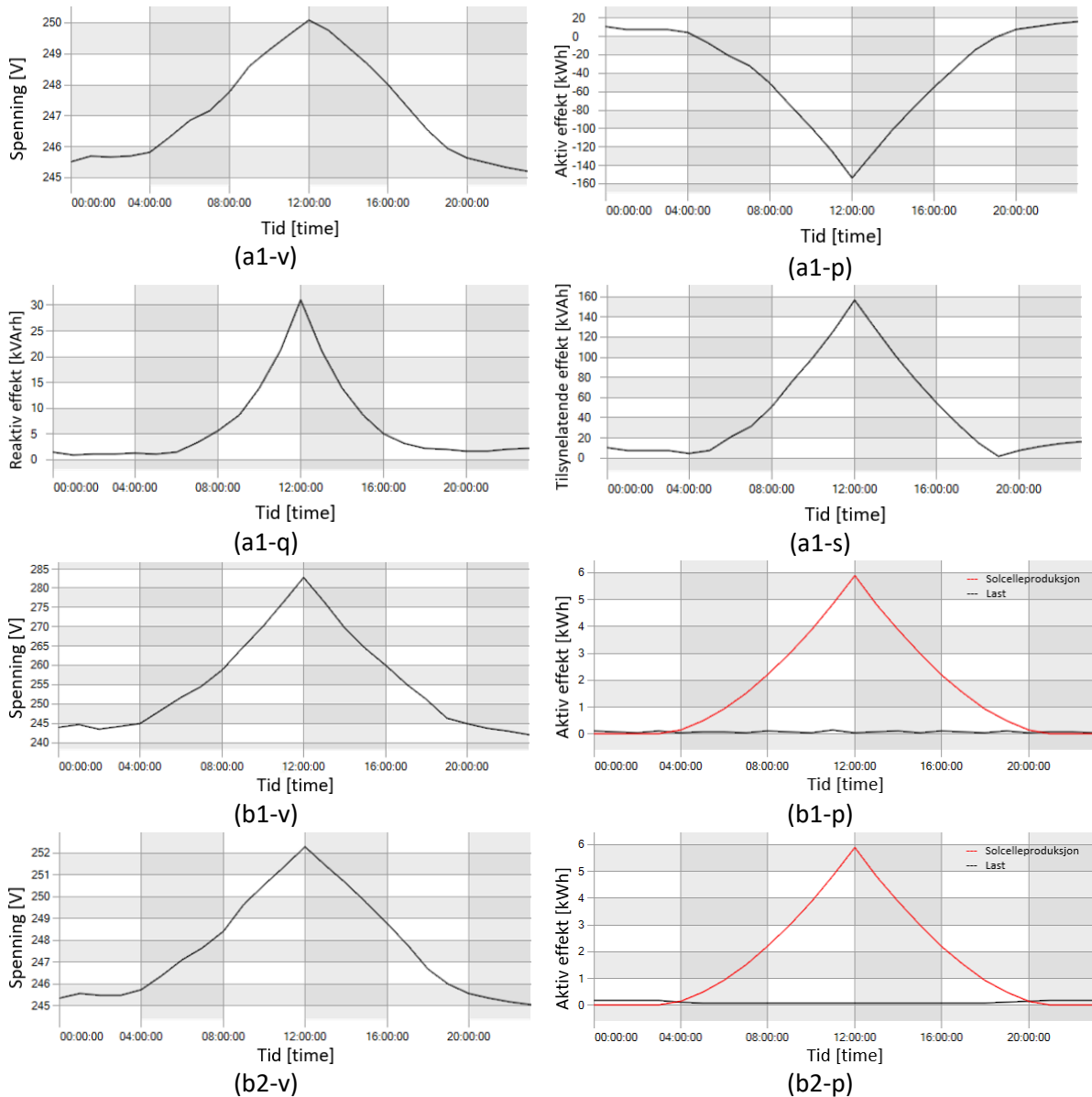


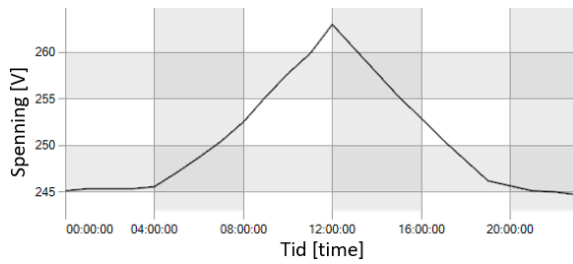
(b21-p)



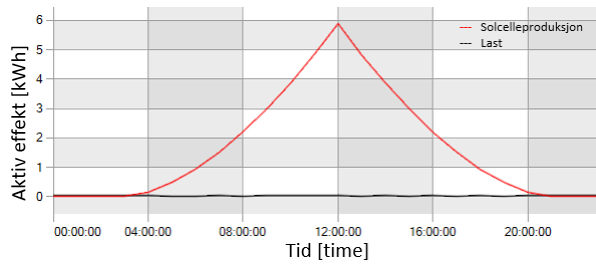
Figur 59 Simulering av 15 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 60 vises simulering av 30 slutt kunder med 6 kW solcelleanlegg på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

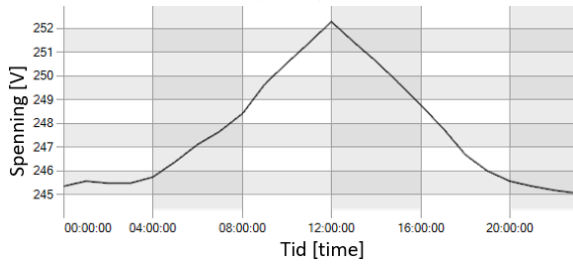




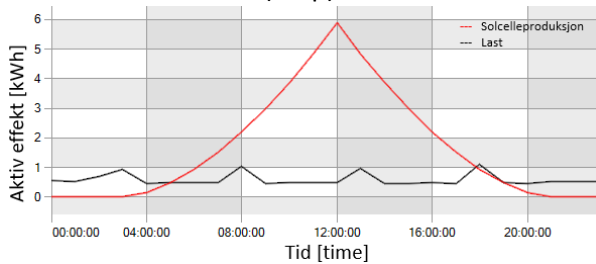
(b3-v)



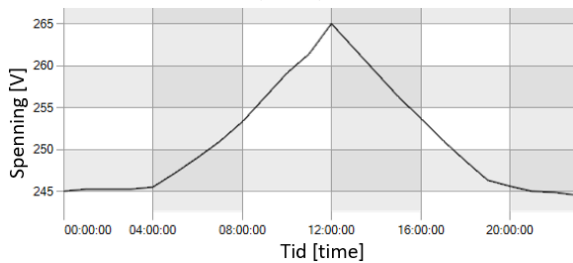
(b3-p)



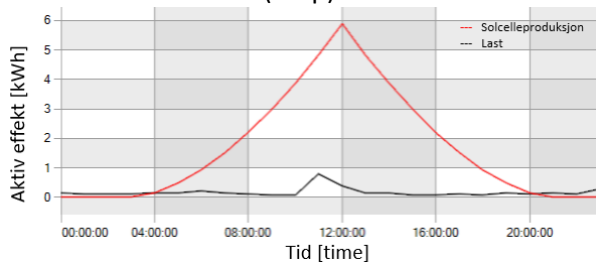
(b4-v)



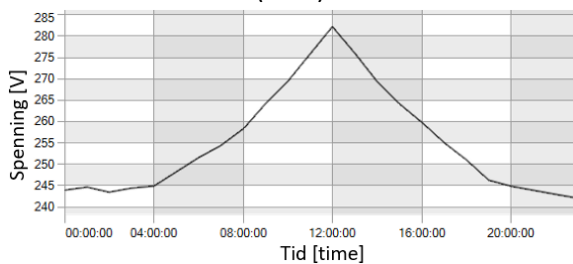
(b4-p)



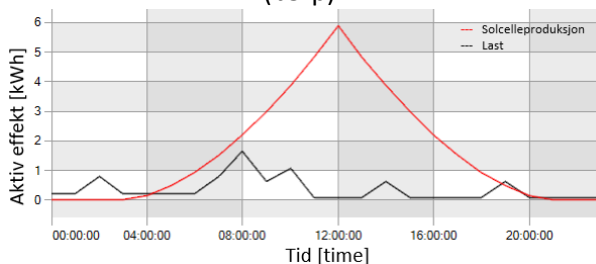
(b5-v)



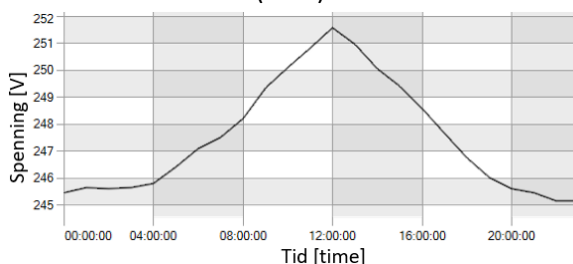
(b5-p)



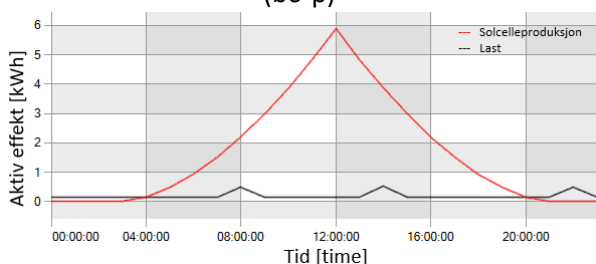
(b6-v)



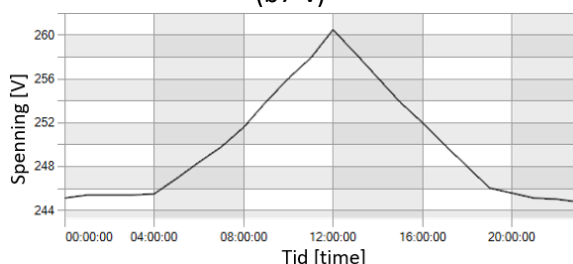
(b6-p)



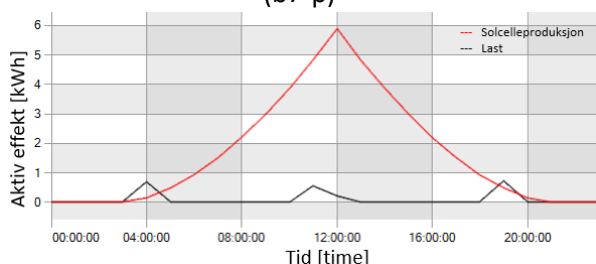
(b7-v)



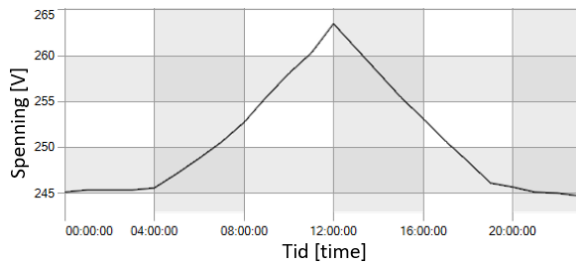
(b7-p)



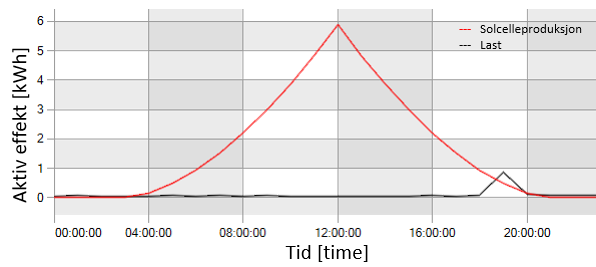
(b8-v)



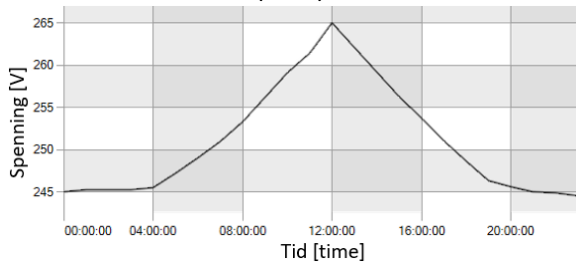
(b8-p)



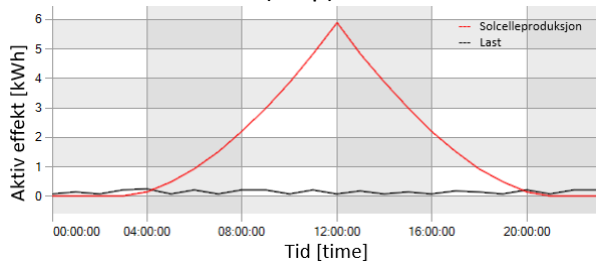
(b9-v)



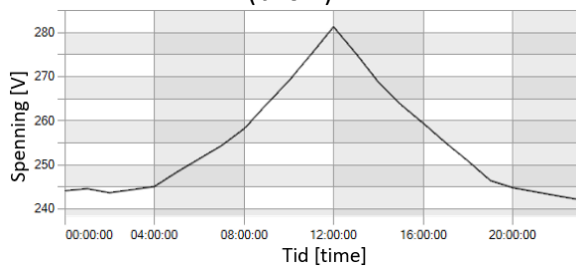
(b9-p)



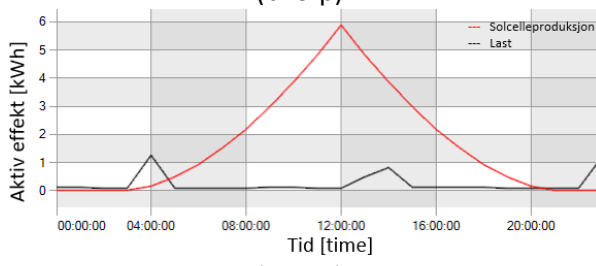
(b10-v)



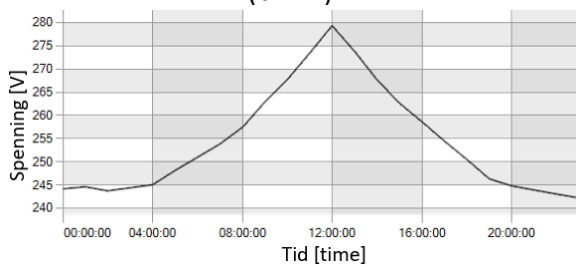
(b10-p)



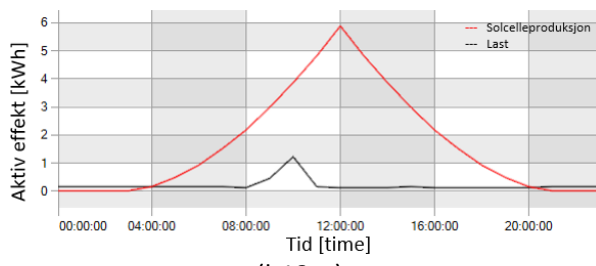
(b11-v)



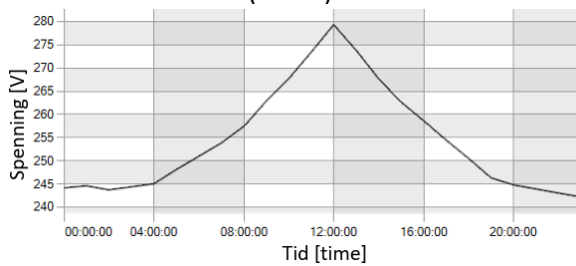
(b11-p)



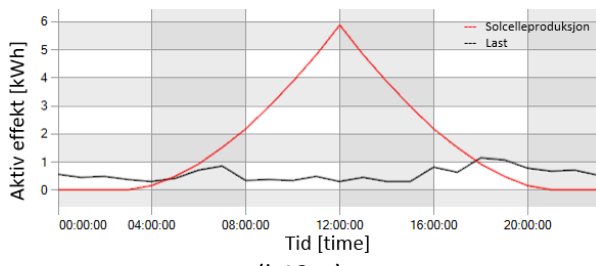
(b12-v)



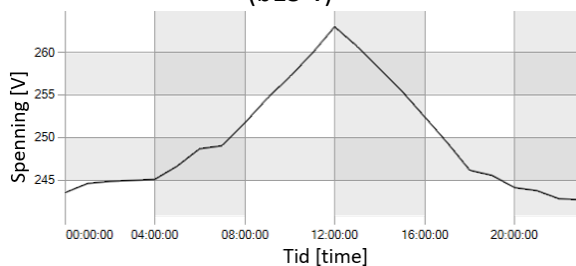
(b12-p)



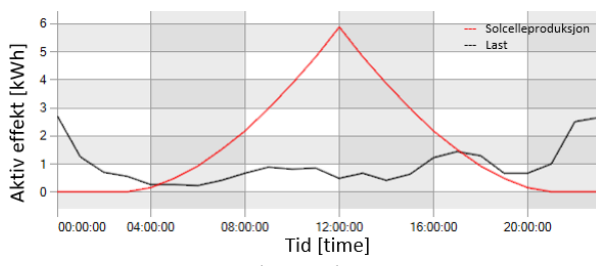
(b13-v)



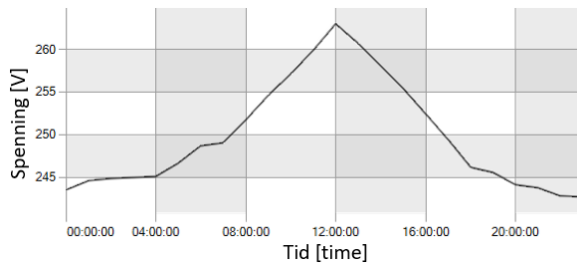
(b13-p)



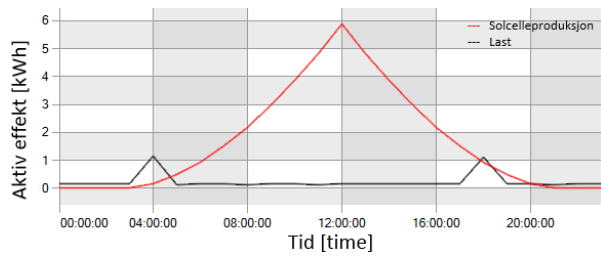
(b14-v)



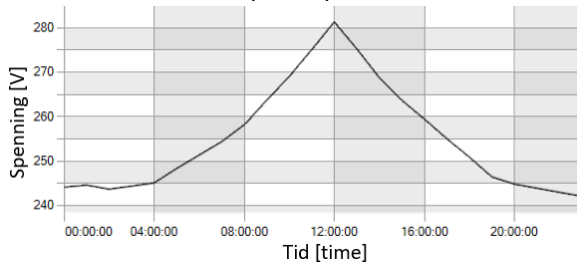
(b14-p)



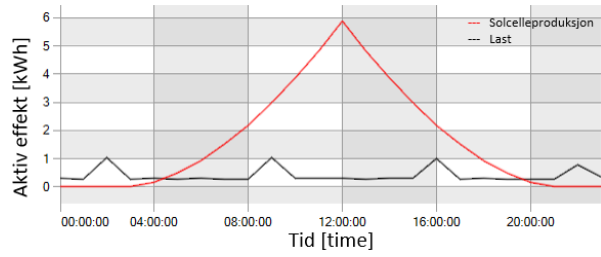
(b15-v)



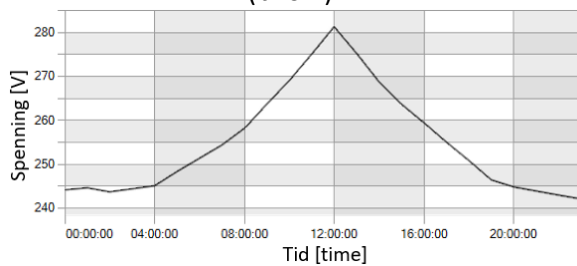
(b15-p)



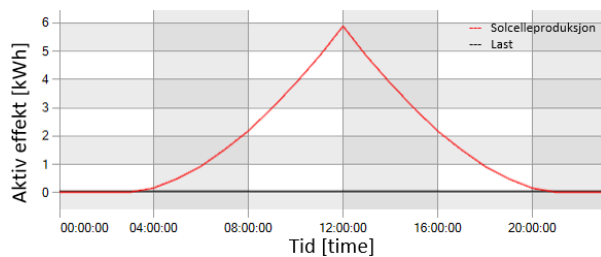
(b16-v)



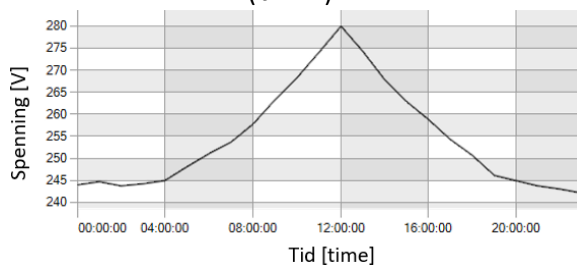
(b16-p)



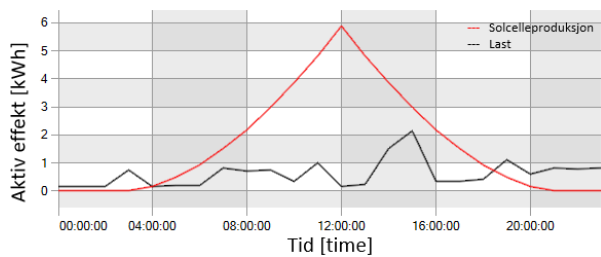
(b17-v)



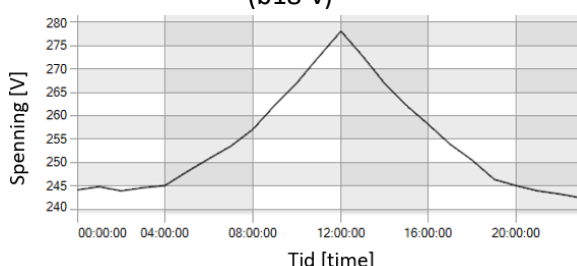
(b17-p)



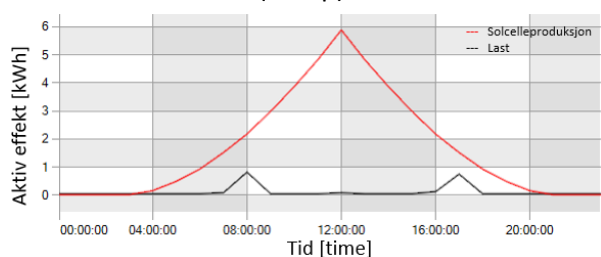
(b18-v)



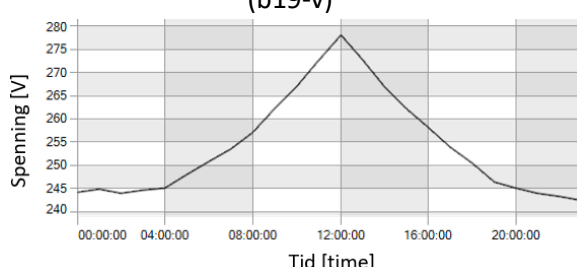
(b18-p)



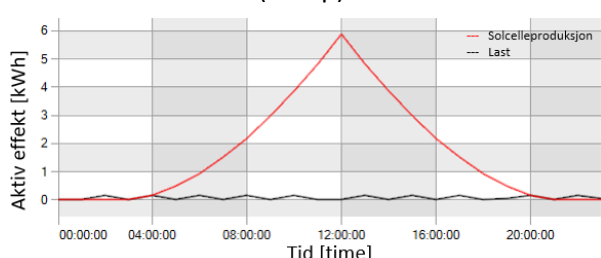
(b19-v)



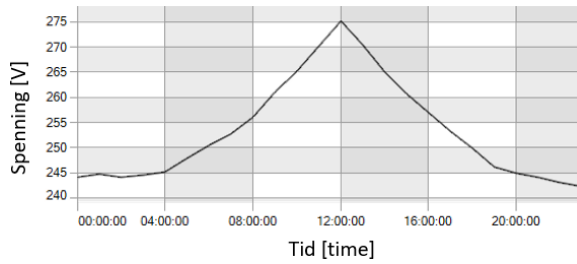
(b19-p)



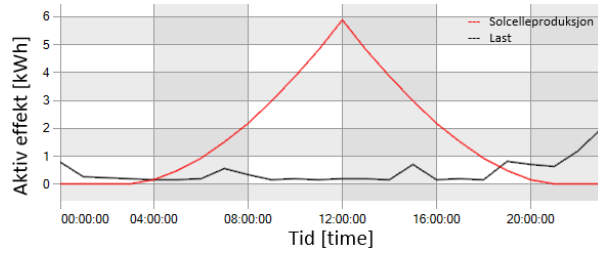
(b20-v)



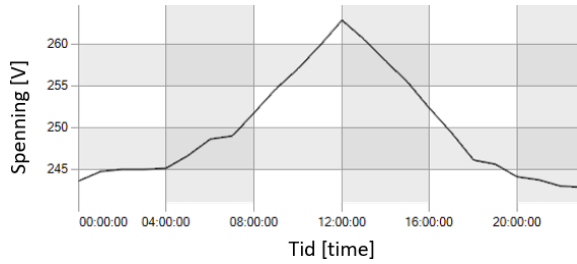
(b20-p)



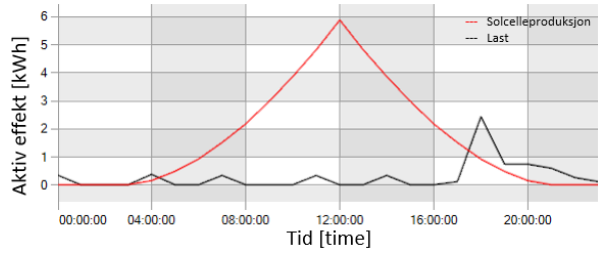
(b21-v)



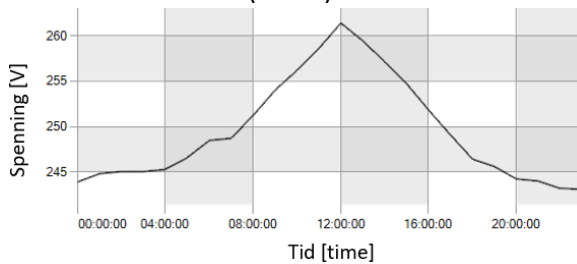
(b21-p)



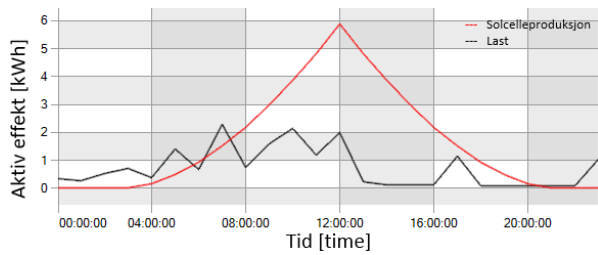
(b22-v)



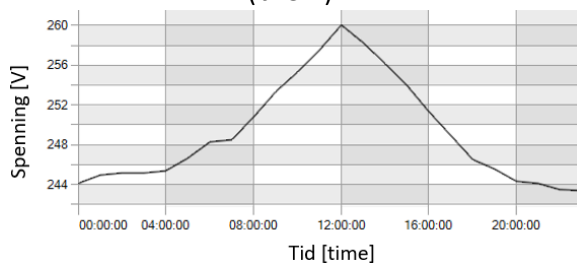
(b22-p)



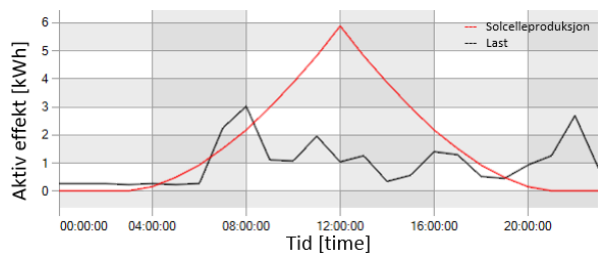
(b23-v)



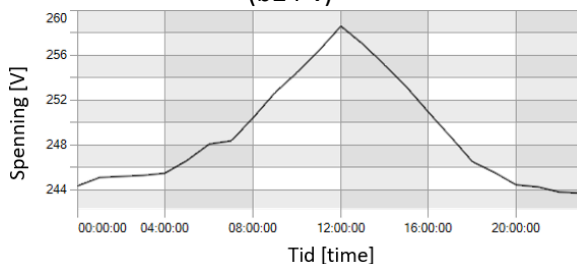
(b23-p)



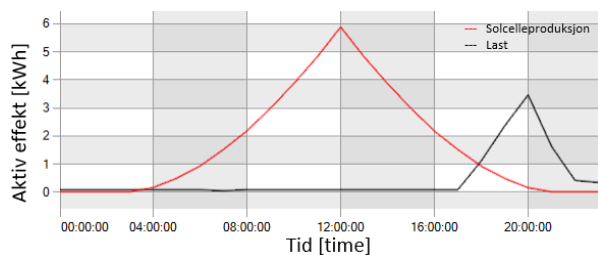
(b24-v)



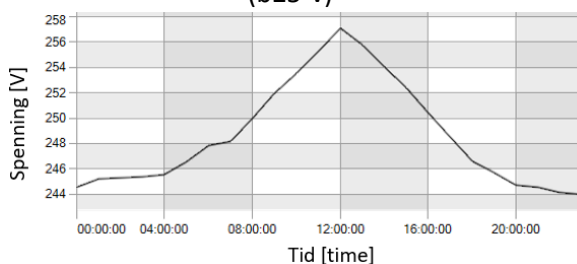
(b24-p)



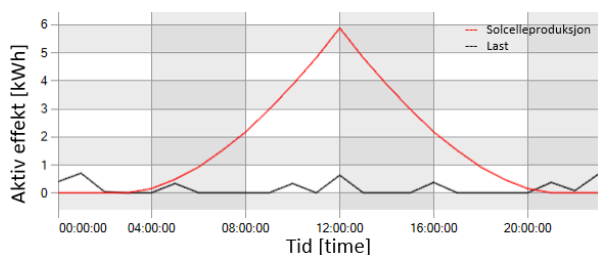
(b25-v)



(b25-p)

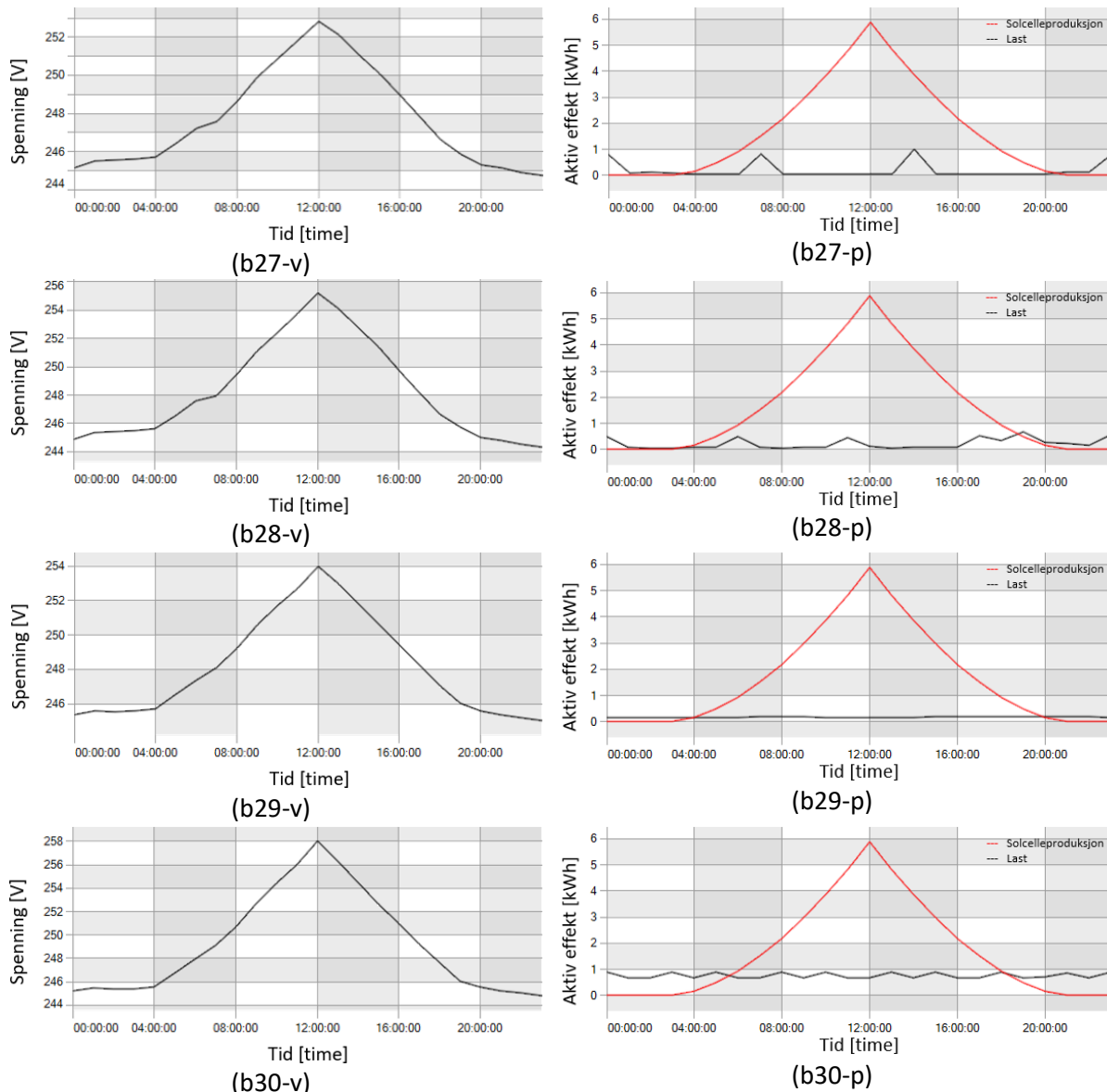


(b26-v)



(b26-p)





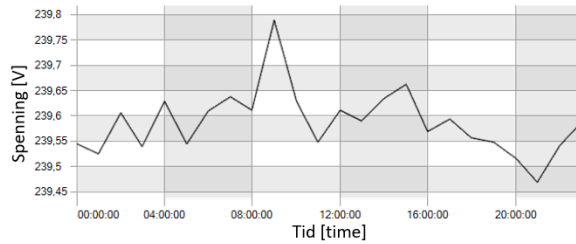
Figur 60 Simulering av 30 sluttkunder med 6 kW solcelleanlegg den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 16. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

## 9.2 Transformatorrets NS2

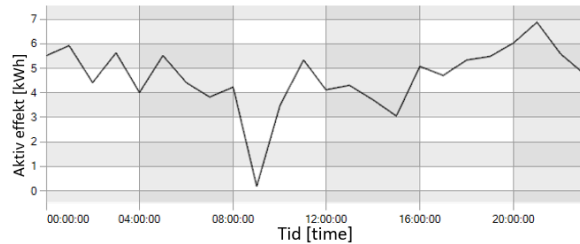
Transformatorrets NS2 har fem bolighus og to hytter, hvor kretsen simuleres gjennom fem ulike belastningsscenarioer. Dette er en transformatorrets med en eksisterende tilkoblet plusskunde, som har en installert solcelleeffekt på 14 kW.

### 9.2.1 Simulering av spenningsverdier på dagen med lavest belastning

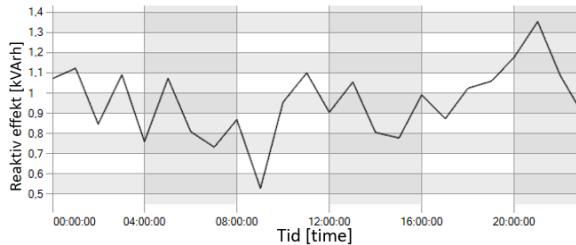
I Figur 61 vises simulering av spenningsverdier med kun en plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



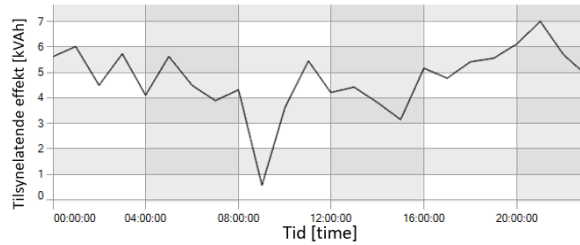
(a1-v)



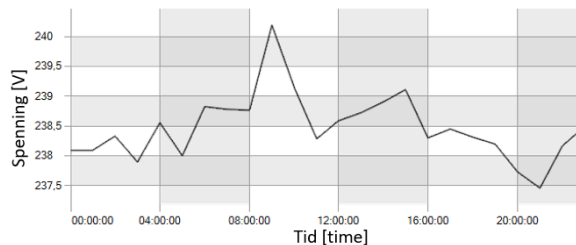
(a1-p)



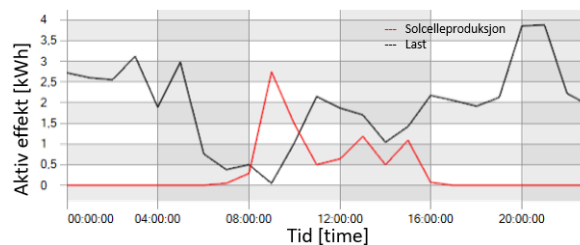
(a1-q)



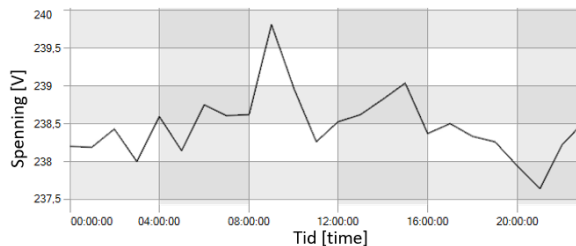
(a1-s)



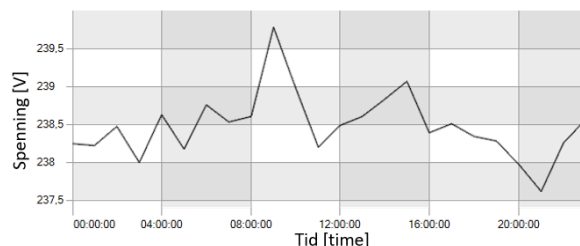
(b1-v)



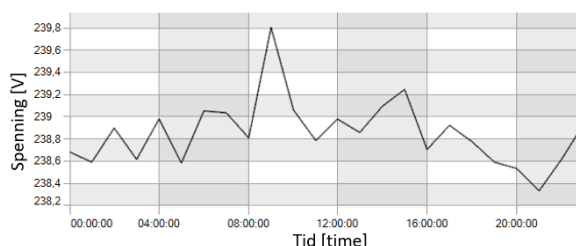
(b1-p)



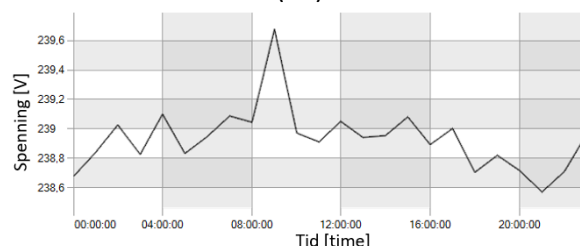
(b2)



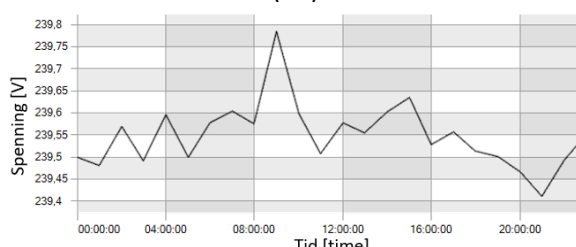
(b3)



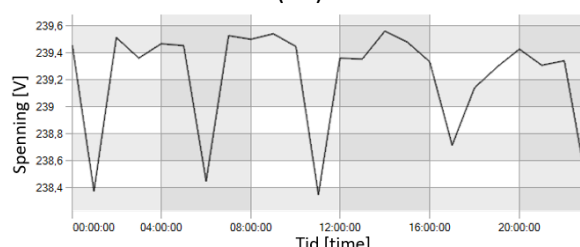
(b4)



(b5)



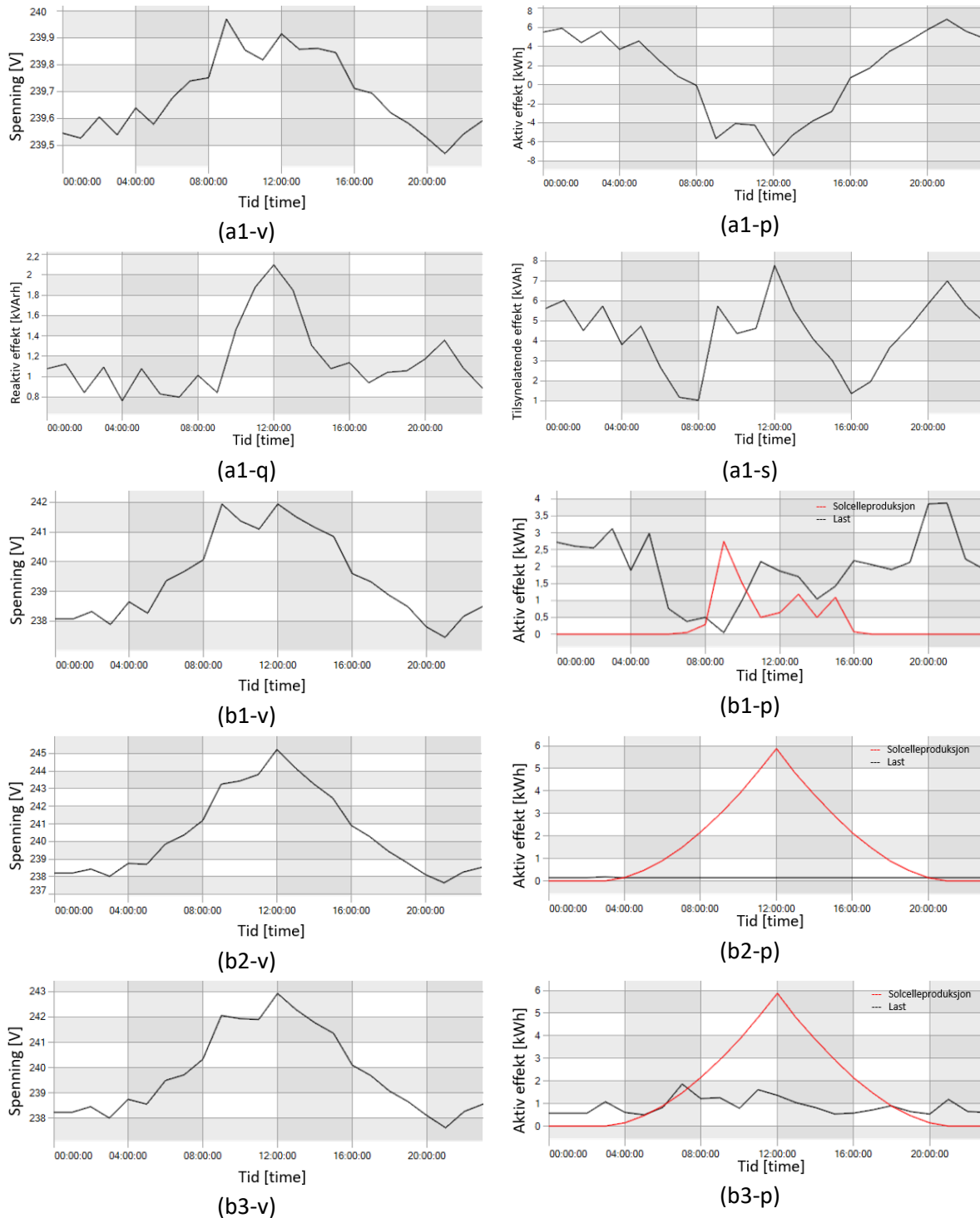
(b6)

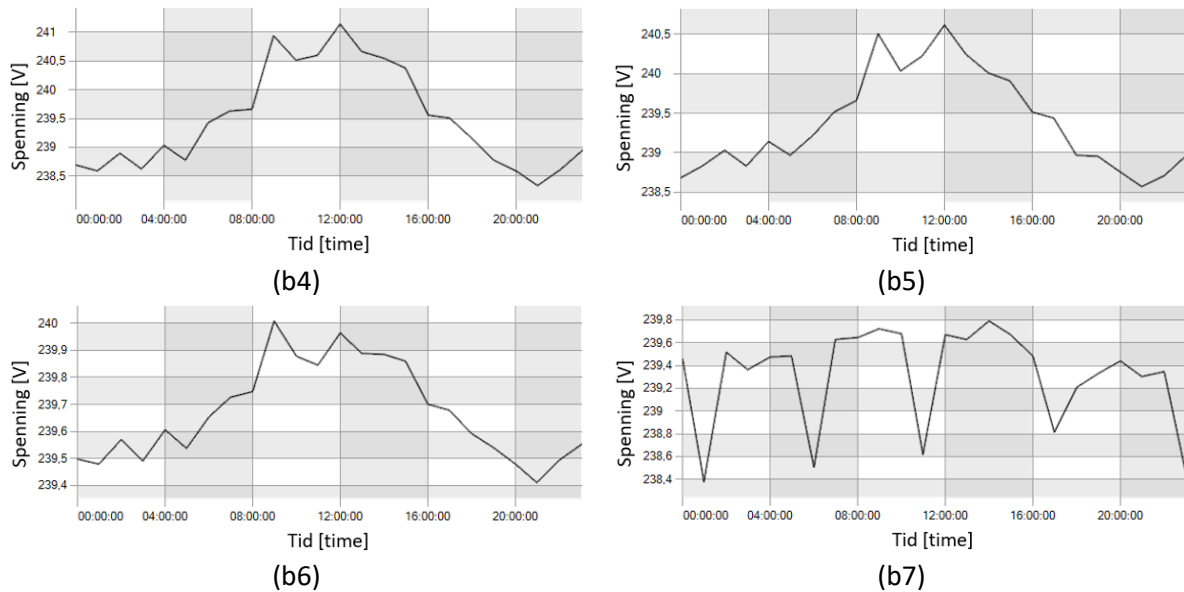


(b7)

Figur 61 Simulering av spenningsverdier med kun en plusskunde på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunde, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

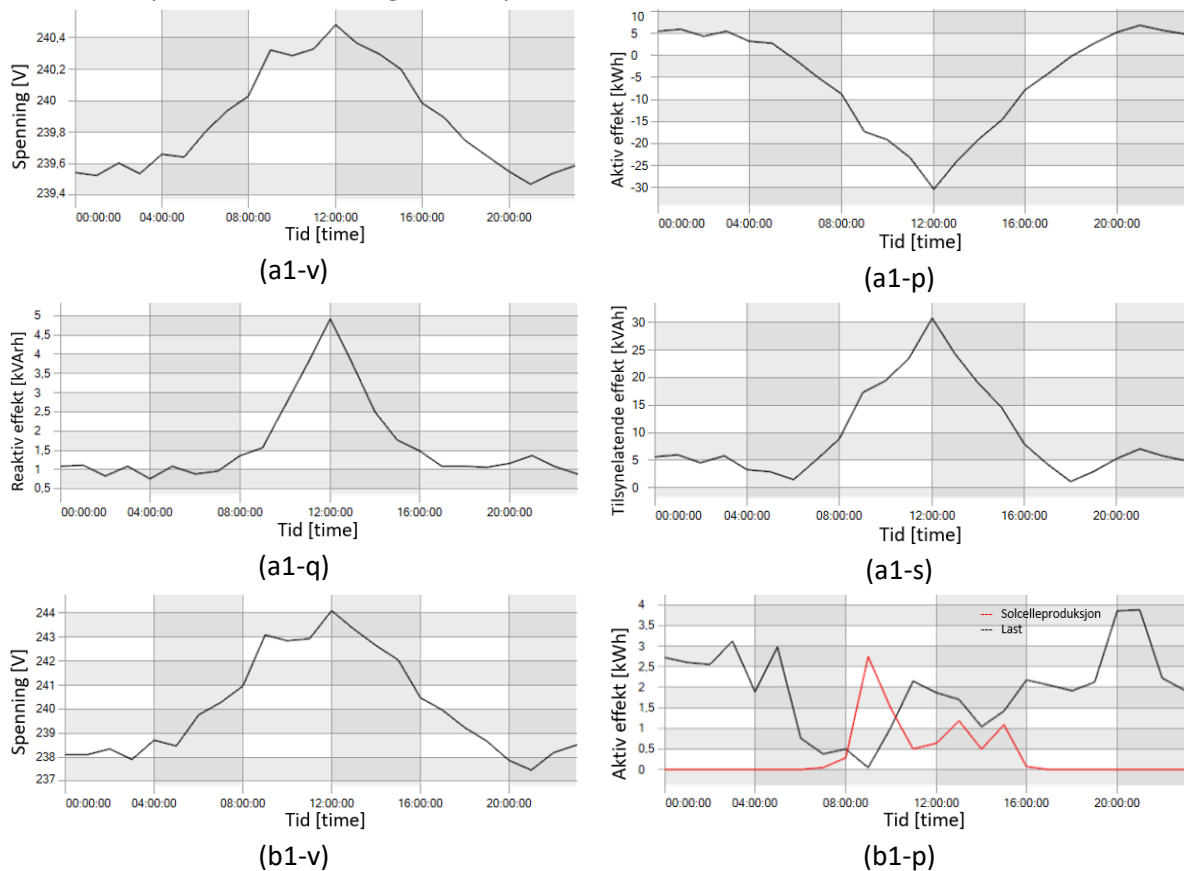
I Figur 62 vises simulering av spenningsverdier med en reell- og to plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttbruker, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

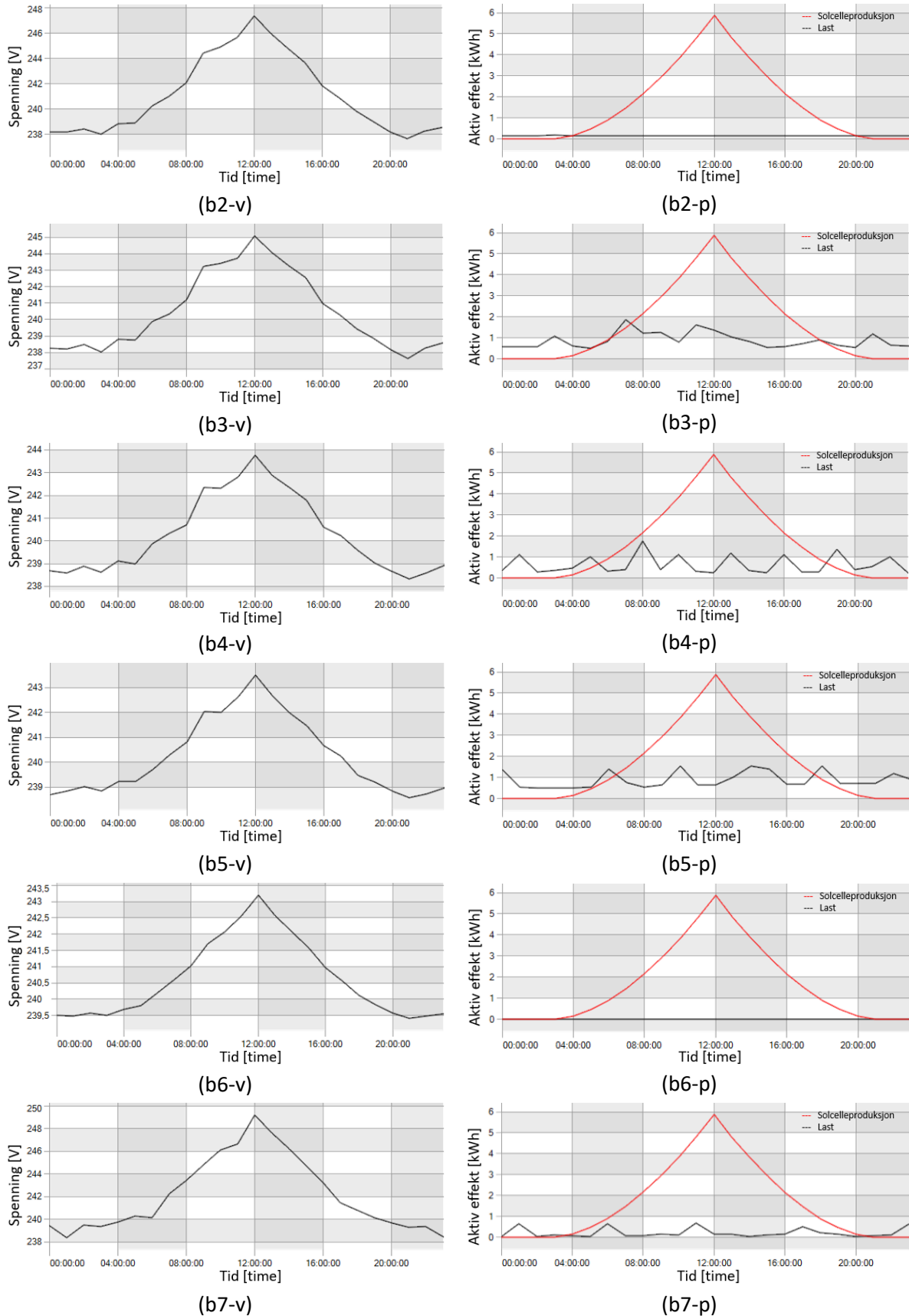




Figur 62 Simulering av spenningsverdier med en reell- og to fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

I Figur 63 vises simulering av spenningsverdier med en reell- og seks plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og slutt kunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

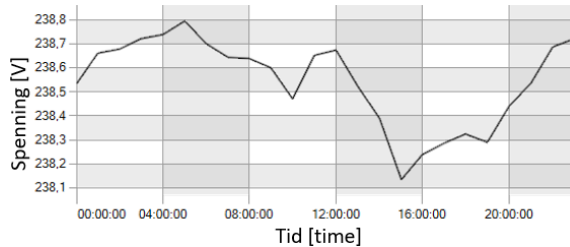




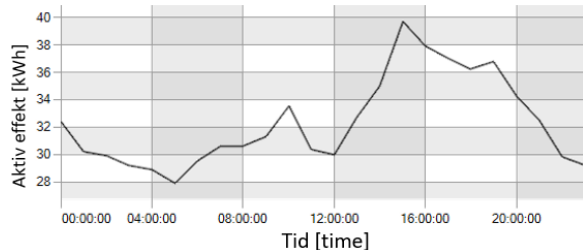
Figur 63 Simulering av spenningsverdier med en reell- og seks fiktive plusskunder på den dagen med lavest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttbruker, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

### 9.2.2 Simulering av spenningsverdier på dagen med høyest belastning

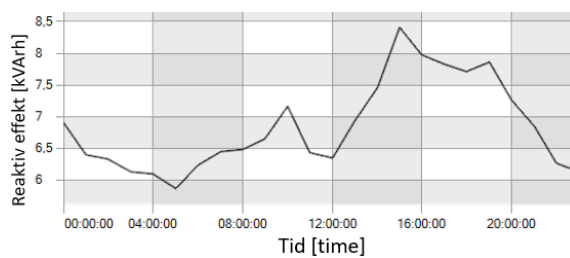
I Figur 64 vises simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 2 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunder, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



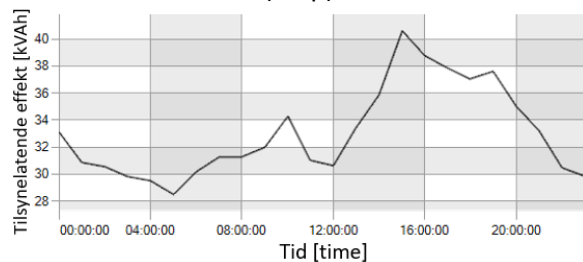
(a1-v)



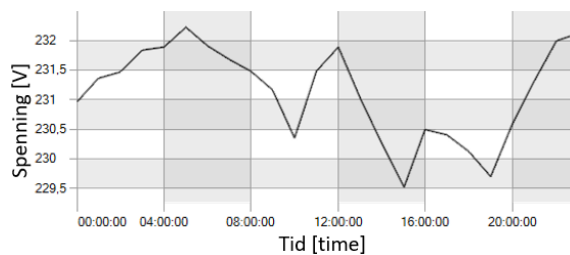
(a1-p)



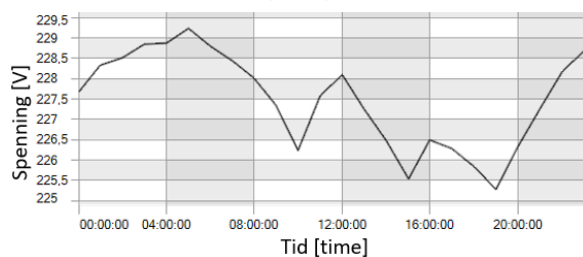
(a1-q)



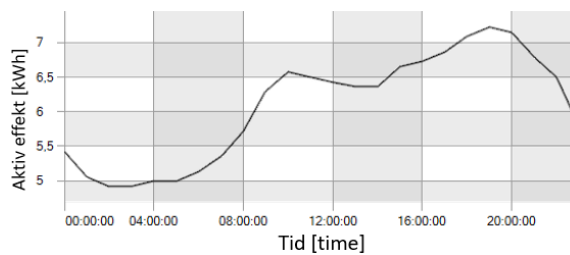
(a1-s)



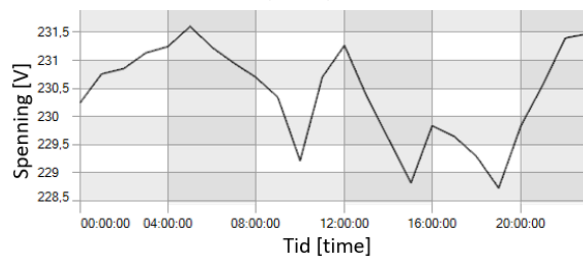
(b1)



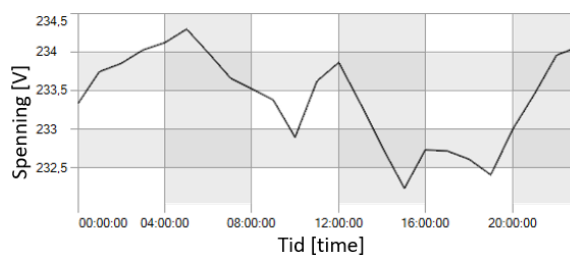
(b2-v)



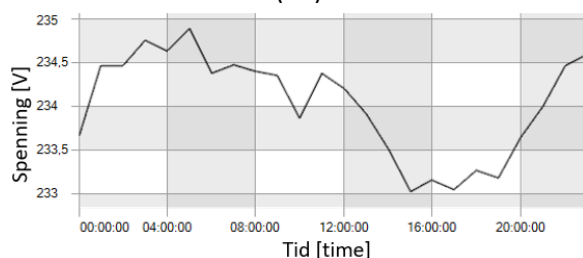
(b2-nt)



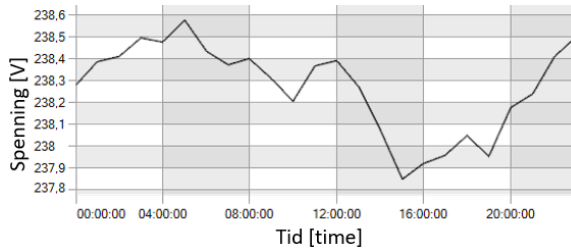
(b3)



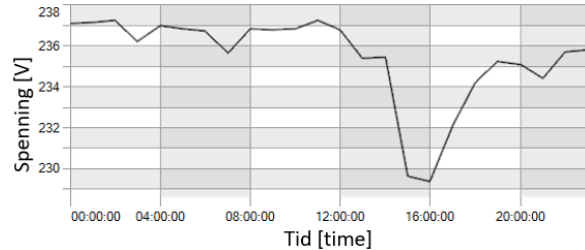
(b4)



(b5)



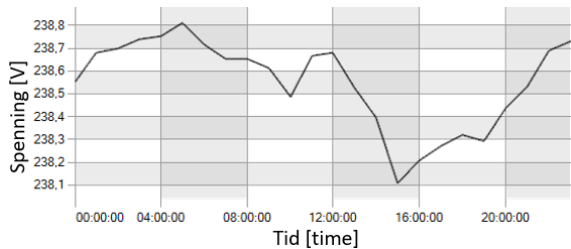
(b6)



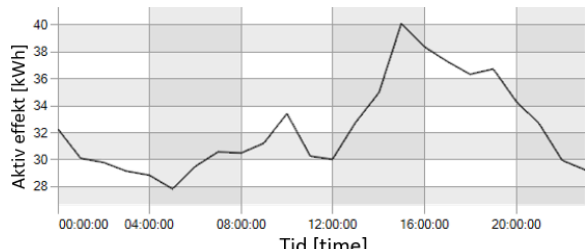
(b7)

Figur 64 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 2 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunde, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.

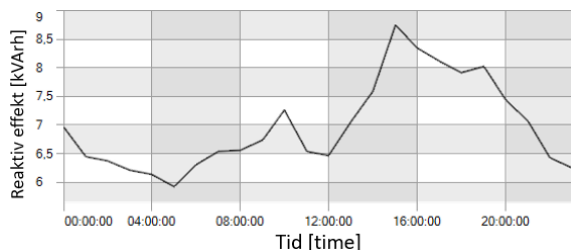
I Figur 65 vises simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 7 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttkunde, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt.



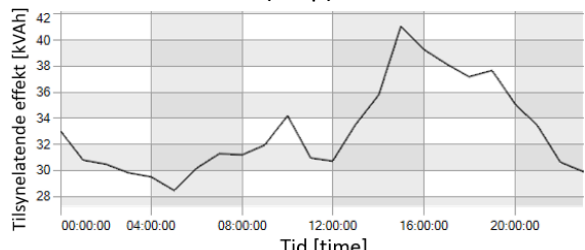
(a1-v)



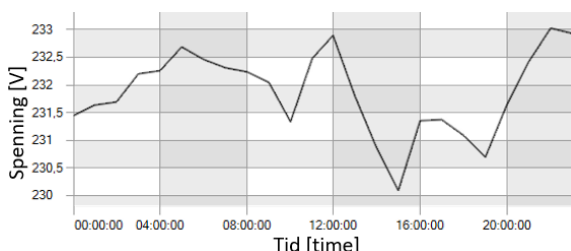
(a1-p)



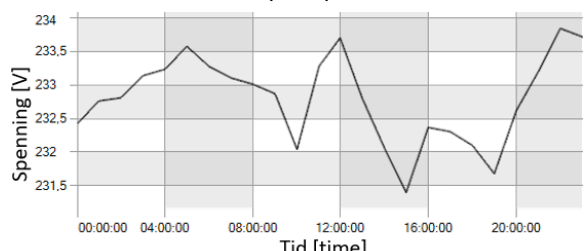
(a1-q)



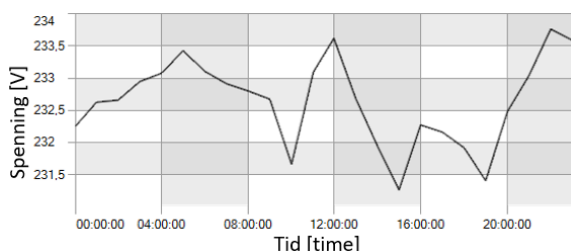
(a1-s)



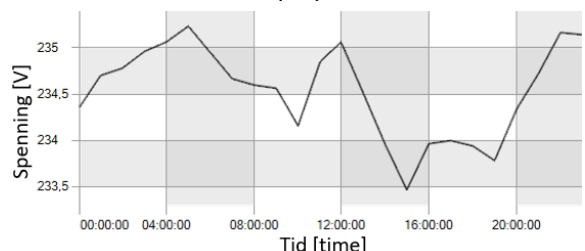
(b1)



(b2)

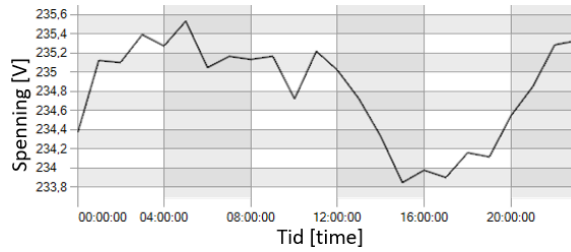


(b3)

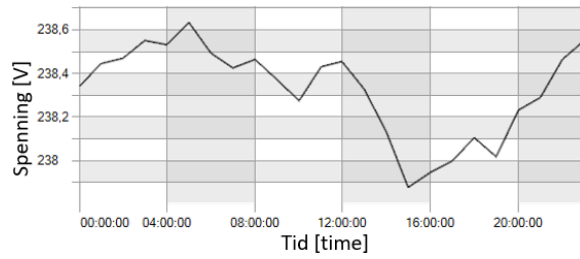


(b4)

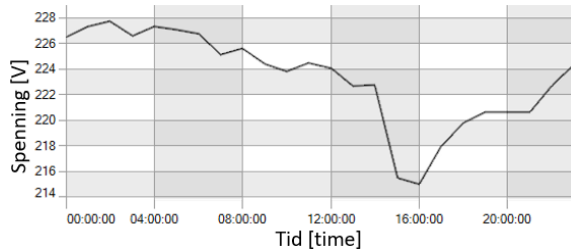




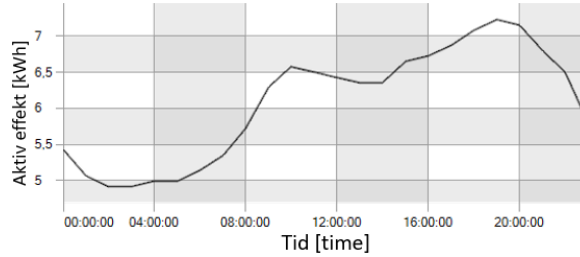
(b5)



(b6)



(b7-v)



(b7-nt)

Figur 65 Simulering av spenningsverdier med nytilknytning ved abonnent 7 på den dagen med høyest belastning på transformatoren. Bokstavene a og b representerer henholdsvis transformatoren og sluttbruker, hvor nummeret er gitt ut ifra inndelingen i Figur 17. I tillegg står v for spenning, p for aktiv effekt, q for reaktiv effekt og s for tilsynelatende effekt