

Sofie Morud Vågen

# Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett

Masteroppgave i Energi og Miljø

Veileder: Kjell Sand

Juni 2021



Sofie Morud Vågen

# **Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett**

Masteroppgave i Energi og Miljø  
Veileder: Kjell Sand  
Juni 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden





## Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet våren 2021, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), ved institutt for elkraftteknikk. Arbeidet er utført i tilknytning til IDE-prosjektet, som er et samarbeid mellom NTNU, syv nettselskaper, Epos Consulting og Smartgridsenteret. Masteroppgaven er en videreføring av prosjektoppgaven skrevet høsten 2020.

Jeg ønsker å rette en stor takk til veileder Kjell Sand for gode råd, støtte og veiledning gjennom hele semesteret. Jeg er spesielt takknemlig for at du har oppmuntret meg til å ta fatt på nye utfordringer, selv om de har virket tilsynelatende uoverkommelige. Videre vil jeg takke Christopher, Jan og Kjell Anders i Elvia for hjelp og tilgang til AMS-data og NetBas. En takk rettes også til blant andre Ingrid, Eirik og Alf i Elvia for at dere har vært tilgjengelige ved behov.

# Sammendrag

Denne masteroppgaven er skrevet i tilknytning til forskningsprosjektet “Intelligent distribusjon av elektrisitet” (IDE), der nye teknologier demonstreres som alternativ til tradisjonell nettførsterkning i distribusjonsnett med spenningskvalitetsproblemer. Målet med denne masteroppgaven er å utvikle en digital tvilling som simulerer tilstanden i nettet så nøyaktig som mulig, og dermed kan benyttes til å identifisere brudd på *Forskrift om Leveringskvalitet* (FoL).

Som følge av utrulling av AMS-målere for alle norske strømkunder, åpnes det nye muligheter for å anskaffe og anvende informasjon om den elektriske tilstanden i lavspenningsnett. Dette kan blant annet være nyttig for å identifisere brudd på FoL i nett med spenningskvalitetsproblemer. For å best mulig gjenspeile de usymmetriske forholdene som kan oppstå i svake nett, er det behov for en digital tvilling som benytter AMS-data og usymmetriske lastflytberegninger som verktøy.

I forbindelse med arbeidet med utvikling av en usymmetrisk lastflytmodell som benytter AMS-data, oppstår en utfordring knyttet til estimering av ukjente verdier. Informasjon om sammenhengen mellom lastenes fasetilknytning i nettet og fordelingen av last mellom fasene er ikke tilgjengelig fra AMS. Denne rapporten har derfor to del-leveranser som er sentrale for å realisere en digital elektrisk tvilling som kan simulere usymmetriske forhold i distribusjonsnett:

- En digital tvilling som benytter AMS-data og usymmetriske lastflytberegninger er implementert i Python. Herunder er det implementert en metode for estimering av lastfordeling mellom fasene, ettersom kun sum last er tilgjengelig fra AMS-målere. Tvillingen er testet på et case-område med spenningskvalitetsproblemer.
- Ulike metoder for identifisering av faserekkefølge basert på AMS-data er implementert og testet på et datasett. Metoder basert på PCA og k-means clustering er implementert i Python og kan benyttes som verktøy for å estimere faserekkefølgen i et nett ut ifra tidsserier av spenningsverdier fra AMS.

To av metodene for faseidentifisering gir tilnærmet identiske faserekkefølger. Resultatene av lastflytanalyser med disse faserekkefølgene er også tilnærmet identiske for demo-caset, med kun 0,9 V avvik mellom simulerte og målte linjespenninger i den svakeste delen av nettet. Gitt forutsetningene og begrensningene i datagrunnlaget fra AMS, gir den etablerte digitale tvillingen en god nok representasjon av de fysiske forholdene i caset. Den kan derfor være et nyttig verktøy for simuleringer av virkningen av ny teknologi i demo-kretsene i IDE-prosjektet som et supplement til reelle tester.

# Abstract

This master's thesis is written in relation to the research project IDE - "Intelligent Distribution of Electricity". In the project, new technologies which have the possibility to act as alternatives to traditional grid reinforcement are demonstrated on distribution grids with voltage quality problems. The goal of this thesis is to develop a digital twin that simulates the state of the grid as accurately as possible, and thus can be applied as a mean to identify violations on the regulation for quality of supply ("FoL").

As a result of the deployment of smart meters for all Norwegian energy consumers, the possibility arises to obtain information about the electrical state of the low voltage grid. This can be useful in order to identify violations on "FoL". In order to reflect the unbalanced conditions of weak grids, there is a need for a digital twin that uses smart metering data and unsymmetrical load flow analysis as a tool.

In relation to the work on establishing an unsymmetrical load flow model with smart metering data as input, another challenge arises. There is a lack of information from the smart meters about the phase connectivity of the loads in the physical grid, as well as the distribution of load in each phase. This thesis therefore has two related deliveries which are important keys in order to realise a digital electrical twin that has the ability to simulate unsymmetrical conditions in the distribution grid:

- A digital twin which uses smart metering data and unsymmetrical load flow analysis is implemented in Python. In addition, a method for estimating the load distribution between the phases is developed and implemented in the code, since only the sum of the load is available from the smart meters.
- Different methods for phase identification are addressed and tested on a data set. Methods based on PCA and k-means clustering are implemented in Python, and can be used as a tool for estimating the phase connections in a low voltage grid from time series measurements of voltages from smart meters.

Two of the proposed methods for phase identification results in nearly identical phase connectivities. The results of load flow analysis with these connectivities are nearly identical for the test case as well. Both results in a voltage deviation of only 0.9 V between the simulated and the measured voltages for the weakest part of the grid. Given the prerequisites and limitations provided by the smart metering data, the established twin gives an accurate enough representation of the physical conditions of the test case. Therefore, it can provide a useful tool for simulations of the effects of new technologies in the grids in the IDE project, as a supplement to physical tests.

# Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iii</b>
<b>Terminologi</b>	<b>vii</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>vii</b>
<b>Figurliste</b>	<b>viii</b>
<b>Tabelliste</b>	<b>x</b>
<b>1 Innledning</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Formål og problembeskrivelse . . . . .	1
1.3 Bidrag til forskningsfeltet . . . . .	2
1.4 Avgrensninger . . . . .	3
1.5 Rapportens oppbygging . . . . .	3
<b>2 IDE-prosjektet</b>	<b>5</b>
2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling . . . . .	6
2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet . . . . .	6
2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1) . . . . .	6
2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2) . . . . .	7
2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3) . . . . .	7
2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4) . . . . .	8
2.2.5 Formål med en digital tvilling for IDE . . . . .	8
<b>3 Digital tvilling</b>	<b>9</b>
3.1 Definisjon, muligheter og bruksområder . . . . .	9
3.2 Digitale tvillinger for distribusjonsnett . . . . .	11
3.3 Digitale tvillinger i smarte nett . . . . .	14
3.3.1 Automatiske måling- og styresystemer (AMS) . . . . .	15

<b>4</b>	<b>Distribusjonsnett og krav til leveringskvalitet</b>	<b>18</b>
4.1	Nettets struktur . . . . .	18
4.2	IT-nett . . . . .	19
4.2.1	Spenningsfall . . . . .	19
4.2.2	Kortslutningsytelse . . . . .	20
4.3	Forskrift om Leveringskvalitet . . . . .	21
4.3.1	Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi . . . . .	22
4.3.2	Spenningsusymmetri . . . . .	23
<b>5</b>	<b>Lastflytberegninger</b>	<b>24</b>
5.1	Forutsetninger for lastflytanalyse . . . . .	24
5.2	Numeriske metoder . . . . .	25
5.2.1	Newton-Raphson . . . . .	25
5.2.2	Forward-backward sweep . . . . .	27
5.3	Trefase, usymmetrisk lastflyt . . . . .	29
5.3.1	Optimeringsbehov for en trefase digital tvilling . . . . .	29
<b>6</b>	<b>Metoder for identifisering av fasetilkobling</b>	<b>30</b>
6.1	Manuell identifisering og bruk av spesialutstyr . . . . .	31
6.2	Analyse av spenningsdata fra AMS . . . . .	31
6.2.1	Inspeksjon av spenningsprofiler over tid . . . . .	32
6.2.2	K-means med Pearson-korrelasjon av spenningsdata . . . . .	33
6.2.3	Faseidentifisering med PCA og k-means . . . . .	35
<b>7</b>	<b>Utvikling av en digital tvilling med usymmetrisk lastflyt for et demo-case</b>	<b>37</b>
7.1	Metode for utvikling av tvillingen . . . . .	37
7.2	Beskrivelse av case-området og tilgjengelig data . . . . .	38
7.3	Valg av numerisk metode for lastflyt . . . . .	40
7.3.1	Sammenlikning av Newton-Rapshon og Forward-backward sweep (FBS) for énfase . . . . .	40
7.4	Fra énfase til trefase, usymmetrisk lastflyt . . . . .	42
<b>8</b>	<b>Anvendelse av metoder for faseidentifisering og lastskalering på demo-caset</b>	<b>44</b>
8.1	Lastskalering fra spenningsfall . . . . .	44
8.1.1	Demonstrasjon av metoden . . . . .	46
8.2	Analyse av spenningsdata fra AMS . . . . .	47
8.2.1	Visuell inspeksjon av fasespenninger . . . . .	48

8.2.2	K-means med Pearson-korrelasjon . . . . .	50
8.2.3	PCA og k-means i kombinasjon . . . . .	50
8.3	Lastflytresultater etter faseidentifisering . . . . .	58
8.3.1	Visuell inspeksjon . . . . .	59
8.3.2	K-means med Pearson-korrelasjon . . . . .	60
8.3.3	PCA og k-means - Alternativ 1 . . . . .	62
8.3.4	PCA og k-means - Alternativ 2 . . . . .	63
8.3.5	PCA og k-means - Alternativ 3 . . . . .	64
<b>9</b>	<b>Evaluering av lastflytmodellen som en digital tvilling for IDE-prosjektet</b>	<b>67</b>
9.1	Vurdering av de ulike metodene for faseidentifisering . . . . .	67
9.2	Evaluering av trefasemodellen som digital elektrisk tvilling . . . . .	69
9.3	Anvendelse av tvillingen for IDE-prosjektet . . . . .	72
<b>10</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>73</b>
<b>11</b>	<b>Videre arbeid</b>	<b>75</b>
	<b>Referanseliste</b>	<b>76</b>
	<b>Vedlegg</b>	<b>1</b>
<b>A</b>	<b>Utleddning av lastflytlikninger</b>	<b>1</b>
A.1	Modellering av komponenter . . . . .	1
A.2	Klassifisering av noder i systemet . . . . .	1
A.3	Etablering av admittansmatrisen $Y_{bus}$ . . . . .	2
A.4	Lastflytlikninger . . . . .	3
A.5	Trefase, usymmetrisk lastflyt . . . . .	4
<b>B</b>	<b>AMS-data for lastflytanalyse</b>	<b>6</b>
B.1	Lastdata . . . . .	6
B.2	Spenningsdata . . . . .	6
<b>C</b>	<b>Tidsserier av spenningsverdier fra AMS</b>	<b>7</b>
<b>D</b>	<b>Spenningsprofiler for visuell inspeksjon</b>	<b>10</b>

## Terminologi

### **Alminnelig forsyning**

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforsyningen til alle forbrukere i kraftnettet, med unntak av kraftkrevende industri.

### **K-means clustering**

En iterativ metode for å gruppere  $n$  observasjoner inn i  $k$  klynger.

### **Measuring Instruments Directive**

Europeisk direktiv som gjelder måleenheter og systemer knyttet til varehandel. Direktivet skal sikre beskyttelse av forbrukere og verne deres interesser.

### **Prinsipalkomponentanalyse**

En metode for å redusere dimensjonene i et datasett med flere variable.

## Forkortelser

**AMS** Avanserte Måle- og Styringssystemer

**FBS** Forward-Backward Sweep

**FoL** Forskrift om Leveringskvalitet

**GDPR** General Data Protection Regulation

**GPS** Global Positioning System

**IDE** Intelligent Distribusjon av Elektrisitet

**KCL** Kirchhoff's current law

**KVL** Kirchhoff's voltage law

**NEK** Norsk Elektroteknisk Komite

**NVE** Norges Vassdrags- og Energidirektorat

**MID** Measuring Instruments Directive

**PCA** Principal Component Analysis

**PMU** Phasor Measurement Unit

**RMS-verdi** Root Mean Square-verdi (Effektivverdi)

## Figurliste

1	Arbeidspakkene i IDE-prosjektet. . . . .	5
2	Utvikling av funksjonelle evner for den digitale tvillingen. . . . .	10
3	Seks-steps-modell for utvikling av en digital tvilling. . . . .	12
4	Oversikt over informasjonsflyt i smarte nett. . . . .	15
5	Måling i fire kvadranter (4Q) . . . . .	16
6	Oversikt over nettstrukturen i Norge . . . . .	18
7	Hovedprinsipp for IT fordelingsnett. . . . .	19
8	Brudd på FoL ved 1 minutt og 10 minutt RMS. . . . .	22
9	Flytskjema for Newton-Raphson-metoden. . . . .	26
10	Flytskjema for Forward-Backward Sweep-metoden. . . . .	28
11	Ulike fasetilkoblinger. . . . .	30
12	Skjema for faseidentifisering med k-means clustering. . . . .	34
13	Flytskjema for faseidentifisering med PCA og k-means clustering. . . . .	35
14	Enlinjeskjema av case-kretsen. . . . .	38
15	Illustrasjon av et linjesegment med tre faser. . . . .	45
16	Lastflytresultat fra demonstrasjon av metoden for lastskalering. . . . .	47
17	Spenningsprofiler for K12, K13 og K14. . . . .	48
18	Prinsipalkomponenter ved normalisering med hypotese 1. . . . .	52
19	Resultat av k-means etter PCA med hypotese 1. . . . .	53
20	PCA med hypotese 1 for K12, K13 og K14 isolert. . . . .	54
21	Prinsipalkomponenter ved normalisering med hypotese 2. . . . .	55



22	Resultat av k-means etter PCA med hypotese 2. . . . .	56
23	Prinsipalkomponenter ved normalisering med hypotese 3. . . . .	57
24	Resultat av k-means etter PCA med hypotese 3. . . . .	58
25	Lastflytresultat med visuell inspeksjon. . . . .	60
26	Lastflytresultat med k-means basert på Pearson-korrelasjon. . . . .	61
27	Lastflytresultat med hypotese 1. . . . .	63
28	Lastflytresultat med hypotese 2. . . . .	64
29	Lastflytresultat med hypotese 3. . . . .	66
30	Pi-ekvivalent av en kraftlinje. . . . .	1

## Tabelliste

1	Prosentvis fordeling av nettstyrke i Norge. . . . .	21
2	Elektrisk avstand fra transformator i ohm for hver node. . . . .	40
3	Spenningsverdier fra Newton-Raphson, FBS og NetBas. . . . .	41
4	Illustrasjon av strukturen til datasettet for faseidentifisering. . . .	48
5	Identifiserte faser fra visuell inspeksjon. . . . .	49
6	Identifiserte faser med k-means fra Pearson-korrelasjon. . . . .	50
7	Identifiserte faser med PCA og k-means med hypotese 1. . . . .	54
8	Identifiserte faser med PCA og k-means med hypotese 2. . . . .	56
9	Identifiserte faser med PCA og k-means med hypotese 3. . . . .	59
10	Spenning fra lastflyt vs. AMS med visuell inspeksjon. . . . .	59
11	Spenning fra lastflyt vs. AMS med k-means fra Pearson-korrelasjon. . . . .	61
12	Spenning fra lastflyt vs. AMS med PCA og k-means med hypotese 1. . . . .	62
13	Spenning fra lastflyt vs. AMS med PCA og k-means med hypotese 2. . . . .	64
14	Spenning fra lastflyt vs. AMS med PCA og k-means med hypotese 3. . . . .	65
15	Klassifisering av noder. . . . .	2
16	Aggregert lastdata for alle kundene i kretsen. . . . .	6
17	Spenningsdata fra AMS før faseidentifisering. . . . .	6

# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn

Kraftsystemet er i kontinuerlig endring. Den økende elektrifiseringen av samfunnet setter større krav til tilgjengelig kapasitet i nettet. Et mål på om kapasiteten i distribusjonsnettet er tilstrekkelig er om spenningskvaliteten er god nok. Gjennom Forskrift om Leveringskvalitet (FoL) er nettselskapet pålagt å sikre spenningskvalitet og leveringspålitelighet for kraftforsyningen [1]. Nettselskapene må altså imøtekomme det økende effektbehovet og samtidig overholde bestemmelsene i FoL. Med digitaliseringen av samfunnet har det blitt utviklet nye digitale løsninger som også kan bidra til å effektivisere strømmettet. Informasjons- og kommunikasjonsteknologi kan dessuten bidra til bedre og mer effektiv overvåkning og styring. Et eksempel på dette er utrulling av smarte AMS-målere. De kan bidra med verdifull informasjon om tilstanden i distribusjonsnettet, noe som ikke har vært tilgjengelig tidligere.

I forbindelse med digitaliseringen av kraftsystemet, har det blitt etablert et storskala demonstrasjonsprosjekt blant norske nettselskaper, med fokus på intelligent distribusjon av elektrisitet i strømmettet. Forskningsprosjektet, kalt IDE, er delfinansiert av Enova, og målet er å demonstrere, verifisere og estimere nytteverdi av nye digitale løsninger og teknologier i distribusjonsnett med spenningsproblemer. Disse teknologiene kan potensielt løse problemer med spenningskvalitet og leveringspålitelighet som ellers vil kreve vedlikehold og reinvestering i nettet.

## 1.2 Formål og problembeskrivelse

Formålet med oppgaven er å etablere en digital tvilling for usymmetriske lavspenningsnett med høyt spenningsfall (dvs. i svake nett) som kan benyttes i IDE-prosjektet. Den digitale tvillingen skal muliggjøre tilsvarende tester av ny teknologi som de man kan utføre på de fysiske nettområdene i forskningsprosjektet. Et viktig mål er at tvillingen skal være nøyaktig nok til å identifisere langsomme spenningsvariasjoner som bryter med FoL, siden man i slike situasjoner må gjøre tiltak i nettet. For å få til dette i nett med høy grad av spenningsusymmetri mellom de tre fasene, er det ikke tilstrekkelig med en

per fase modell av nettet. I arbeidet fra den innledende prosjektoppgaven ble det konstatert at det er et behov for en modell som kan gjennomføre trefase, usymmetriske lastflytberegninger.

Python benyttes som programmeringsverktøy for å implementere et trefase lastflytprogram fra bunnen av. For å utføre undersøkelser og analyser med den digitale tvillingen er det behov for å anvende modellen på en reell lavspenningkrets. En lavspenningkrets hvor ny teknologi skal testes i IDE-prosjektet er valgt som test-case. Kretsen forventes å være representativ for problemstillingene rundt spenningskvalitet i svake nett som det fokuseres på i IDE-prosjektet.

Den digitale tvillingen tar i bruk reelle tilstandsdata fra AMS-målere for å best mulig representere de elektriske forholdene i nettet, og spenningsdata fra AMS må benyttes for å validere nøyaktigheten av modellen. Det er ikke kjent hvilke faser fasemålingene fra AMS-målerene tilhører - det er ingen global fasereferanse som er kjent for måleren. En spenningsmåling i L1 hos en AMS-måler korresponderer ikke nødvendigvis med L1 hos en annen måler. I forbindelse med dette er det derfor et behov for å identifisere rekkefølgen på fasene i nettet. En del av arbeidet med utviklingen av en trefase digital tvilling vil derfor være å forsøke å løse problemet med faseidentifisering for fasemålinger fra AMS.

### **1.3 Bidrag til forskningsfeltet**

Denne oppgaven har to hovedbidrag til forskningsfeltet på digitale tvillinger for kraftnett:

- Utvikling av en digital tvilling bestående av en trefase, usymmetrisk lastflytmodell i Python. Modellen er generalisert til å kunne anvendes på et hvilket som helst nettområde ved at linjedata og samleskinndata fra AMS gis som input fra Excel. Forutsatt at sammenhengen mellom fasene i nettet er kjent eller estimert, er det utviklet og implementert en metode for å skalere den totale lasten gitt fra AMS mellom fasene, basert på spenningsfallet mellom nodene. Den digitale tvillingen er spesielt utviklet for å anvendes på demonstratorene i IDE-prosjektet som omhandler spenningsproblematikk, men er også anvendbar på nettområder med liknende elektriske forhold.

- Det er undersøkt og testet ut flere framgangsmåter for å identifisere faserekkefølgen i lavspentnett med stor grad av usymmetri. Metodene er basert på analyser av tidsserier av spenningsverdier fra AMS-målere i en case-krets. Det er utviklet et Python-script som utfører faseidentifisering ved hjelp av k-means clustering med korrelasjonsbasert avstandsmål, og et Python-script som utfører PCA og k-means clustering med ulike metoder for normalisering av datasettet. <sup>1</sup>

## 1.4 Avgrensninger

Arbeidet er avgrenset til å fokusere på digitale tvillinger for svake distribusjonsnett med stor spenningsusymmetri. For å simulere de elektriske forholdene i de ulike fasene på en så god måte som mulig, omfatter tvillingen trefase, usymmetriske lastflytberegninger. Modellen er kun testet ut på ett case-område med ett datasett, og det er antatt at resultatene fra analyser av dette nettområdet er representativt for kretser med liknende elektriske forhold.

## 1.5 Rapportens oppbygging

### Kapittel 2

I kapittel 2 presenteres forskningsprosjektet IDE, som er bakgrunnen for opprettelsen av denne masteroppgaven.

Kapittel 3 til 6 omhandler det teoretiske grunnlaget, og sammenfatter en litteraturstudie av ulike tema relevant for etablering av en digital elektrisk tvilling for svake distribusjonsnett med høy grad av usymmetri.

### Kapittel 3

Konseptet “digital tvilling” forklares i kapittel 3, samt aspekter ved utvikling av en digital tvilling og bruk av AMS-data for digitale tvillinger i distribusjonsnettet.

### Kapittel 4

Ettersom forståelse for distribusjonsnettets oppbygning og virkemåte er essensielt for utvikling av en nøyaktig digital tvilling for svake nett,

---

<sup>1</sup>K-means clustering er en numerisk metode for å gruppere verdier som er nært korrelert, og PCA er en metode for å redusere dimensjonene i et datasett med mange variable.

presenteres nettets struktur og krav til leveringskvalitet i kapittel 4.

### **Kapittel 5**

Kapittel 5 omhandler modellering av ulike numeriske metoder for lastflyt. Det fokuseres på både per fase symmetrisk lastflyt, og behovet for usymmetrisk lastflyt i svake nett.

### **Kapittel 6**

Identifisering av faserekkefølgen i lavspentnett er et problem som må løses for å kunne utføre usymmetriske lastflytberegninger. Kapittel 6 omhandler derfor ulike metoder for faseidentifisering.

### **Kapittel 7**

I kapittel 7 anvendes teorien på et case-område for å lage en digital tvilling av en lavspentkrets med spenningskvalitetsproblemer. En usymmetrisk lastflytmodell av nettområdet implementeres i Python, og det forklares hvordan AMS-data benyttes som datakilde i tvillingen.

### **Kapittel 8**

Metodene for faseidentifisering testes ut på et datasett fra case-kretsen i kapittel 8. I tillegg foreslås en metode for estimering av last per fase når kun total last er tilgjengelig fra AMS. Resultatene av lastflytanalyser med faserekkefølgene fra de ulike metodene sammenliknes med AMS-spenninger per fase, og danner grunnlag for å vurdere nøyaktigheten til de ulike metodene og den digitale tvillingen.

### **Kapittel 9**

I kapittel 9 diskuteres metodene som er tatt i bruk under utvikling av den digitale tvillingen, troverdigheten og nøyaktigheten av resultatene, og mulighet for anvendelse av tvillingen i IDE-prosjektet.

### **Kapittel 10**

Rapporten konkluderes i kapittel 10.

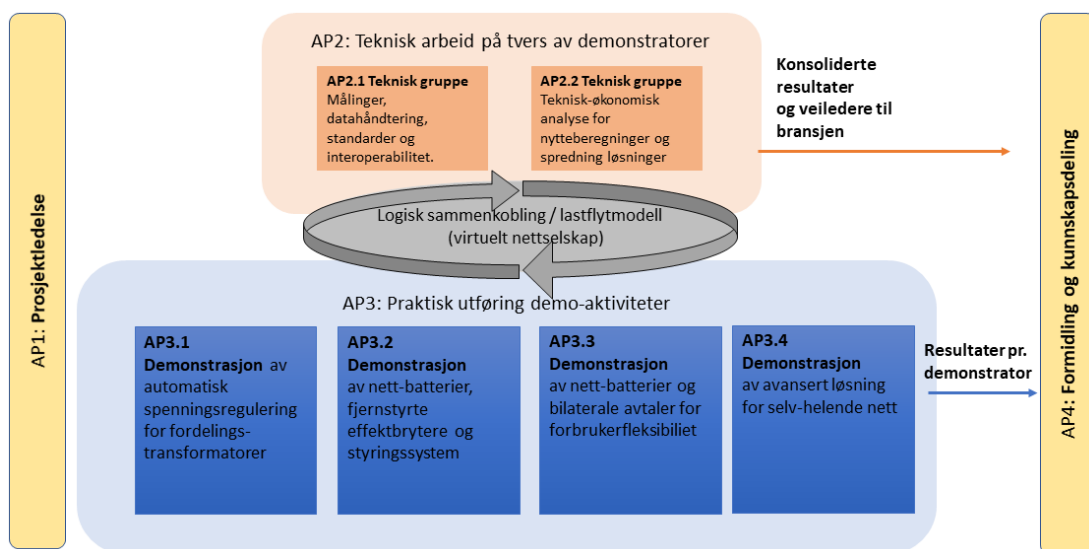
### **Kapittel 11**

Til slutt presenteres forslag til videre arbeid i kapittel 11.

Teorien i kapittel 2, 3 og 4 er hovedsakelig gjenbrukt fra prosjektoppgaven, med modifikasjoner der det er hensiktsmessig for problemstillingen i denne rapporten.

## 2 IDE-prosjektet

Prosjektet "Intelligent distribusjon av elektrisitet" (IDE) er et storskala demonstrasjonsprosjekt der syv norske nettselskaper samt Epos Consulting, NTNU og Smartgridsenteret deltar. Gjennom fire arbeidspakker demonstreres implementering av ny teknologi i distribusjonsnettet, og nytteverdi av oppskalering skal estimeres. Det er en arbeidspakke for prosjektledelse, en for de fire praktiske demonstratorene, en for teknisk arbeid og en for kunnskapsdeling. Figur 1 viser en oversikt over de ulike arbeidspakkene og hvordan de henger sammen.



Figur 1: Beskrivelse og sammenheng mellom de ulike arbeidspakkene i IDE-prosjektet [2].

De fire demonstratorene er fordelt på tre nettselskaper, der hver demonstrator testes ut på noen utvalgte analyseekretser. Elvia har ansvar for AP3.1 og AP3.3, Tensio for AP3.2, og BKK er tildelt AP3.4. De to tekniske gruppene i AP2 arbeider på tvers av de fire demonstratorene, der et av målene er å skape en logisk sammenkobling mellom dem. En slik kobling kan fremstilles ved hjelp av en felles lastflytmodell som kobler demonstratorene sammen til et virtuelt nettselskap.

## **2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling**

Alle demonstratorene tar i bruk nye digitale løsninger og teknologi for å prøve å løse problemer knyttet til leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i nettet. Det er derfor ønskelig å lage en logisk sammenkobling, der de ulike løsningene kan sammenliknes på et felles bruksområde. Da kan de integrerte virkningene og nytteverdiene studeres. I den forbindelse, skal lastflytmodeller av demonstratorene kobles sammen til et virtuelt nettselskap.

For å kunne vurdere nytte og virkninger av de ulike løsningene på best mulig måte, må lastflytmodellene modellere virkeligheten så nøyaktig som mulig. En lastflytmodell som kan simulere virkelige fenomen i nettet ved hjelp av reell nettdata vil da tilsvare en digital tvilling. Det virtuelle nettselskapet består dermed av fire sammenkoblede digitale tvillinger med et felles bruksområde.

## **2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet**

Bakgrunn, formål og nyttevirksomheter for de fire demonstratorene beskrives nærmere i delkapitlene nedenfor. Informasjonen er hentet fra vedlegg 4.1 i prosjektplanen til IDE-prosjektet [3].

### **2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1)**

Elvia Sør (tidligere Hafslund Nett) har ansvar for testing og gjennomføring av demonstrasjon av automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer. Bakgrunnen er at det er et stort omfang av svake distribusjonsnett der det med jevne mellomrom er behov for trinning av transformatoren for å regulere spenningen. Slik trinning må gjøres manuelt av montører dersom det er betydelige spenningsproblemer. Det medfører blant annet avbrudd for kundene, kostnader for nettselskapet, og tidkrevende arbeid.

Automatisk spenningsregulering av transformatorer krever informasjon om sanntidsdata i lavspenningsnett, vanligvis fra sekundærsiden av transformator. Demonstrasjonen tester i tillegg ut bruk av AMS-data fra kunder som



beslutningsgrunnlag for automatisk trinning. Målet er at demonstrasjonen skal bidra til å estimere kvantifisert nytteverdi av automatisk trinnkobler sammenliknet med ulike tradisjonelle alternativ til utbedring.

### **2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2)**

Tensio skal demonstrere optimal driftsstrategi for nett-tilknyttede batterier, effektbrytere og styringssystem. I likhet med den første demonstratoren, er bakgrunnen at det er et behov for å utbedre leveringskvalitets-problematikk i svake nett. Dette gjelder særlig problemer med spenningsvariasjoner som bryter FoL, lav kortslutningsytelse, høy grad av usymmetri og avbrudd.

Demonstrasjonen vil danne et erfaringsgrunnlag for bruk av nettbatterier som alternativ til reinvestering, samt prosjektering og drift av tilhørende styringssystem. Fjernstyrte effektbrytere vil potensielt gjøre det mulig å drifte nettbatterier under kortvarige avbrudd.

Potensielle nytteverdier av teknologiene er:

- Reduserte investeringskostander
- Tilfredsstillende FoL
- Øke kortslutningsverdier
- Reduserte kostnader for ikke-levert strøm
- Reduserte nettap

### **2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3)**

Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet testes ut av Elvia Nord (tidligere Eidsiva Nett). Undersøkelsen “Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsivas nettområde” (KAFFI), gjort av Thema Consulting i 2018, viser at høyt spenningsfall, og overlast på transformator og ledere er antatt å være de største fremtidige utfordringene i tidligere Eidsivas lavspente distribusjonsnett [4]. Det antas samtidig at nettbatterier og løsninger for forbrukerfleksibilitet vil kunne være et reelt alternativ til reinvestering for disse problemene.

Batteriener vil bidra med spenningsregulering i form av tilført effekt når spenningen synker under et gitt nivå i lavspenningsnett. I tillegg inngås avtaler med abonnenter om regulering av varmtvannsberedere, for mulighet til å utnytte lokal fleksibilitet i perioder med spenningsproblemer. Målet er å skaffe erfaringer med bruk av slike tekniske løsninger og avtaleverk, og estimere den økonomiske nytten sammenliknet med estimeringene i KAFFI.

#### **2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4)**

BKK skal demonstrere avanserte løsninger for at høyspent distribusjonsnett skal være selvhelende etter avbrudd. Bakgrunnen er tre utviklingstendenser som gjør at dagens håndtering av avbrudd potensielt vil få økende konsekvenser fremover. Dette gjelder konsekvenser knyttet til utkobling av den økende andelen distribuert produksjon ved avbrudd, en generelt økende avhengighet av elektrisitet i samfunnet, og et ønske om å redusere nettap.

Mens dagens løsning innebærer manuell eller fjernstyrt styring av brytere, vil et selvhelende nett ta i bruk avansert sensorikk og kommunikasjonsteknologi. Dette kan bidra til å lokalisere og isolere feilstedet hurtig, for å redusere samlet utkoblingstid. Hurtig utbedring av feilen vil også bidra til at problemet ikke forplanter seg videre til det overliggende nettet.

Det vil også demonstreres at kommunikasjon over 5G er et reelt alternativ til fiber når dette ikke er tilgjengelig. I tillegg utføres det lønnsomhetsanalyser av teknologien basert på nettets topologi, kundetetthet, produsenter, samt kostnader for utstyr og kommunikasjon.

#### **2.2.5 Formål med en digital tvilling for IDE**

I denne rapporten tas det utgangspunkt i spenningskvalitetsproblematikken i de ulike demonstrasjonene ved utvikling og testing av en digitale tvilling. Siden et av de viktigste formålene til teknologiene i IDE-prosjektet er å forhindre langsomme underspenninger, er det et krav at tvillingen skal kunne identifisere dette så godt som mulig. I følge Forskrift om Leveringskvalitet i kraftnettet, innebærer dette å identifisere linjespenninger som over et gjennomsnitt på ett minutt måles til å være under 207 V.

### 3 Digital tvilling

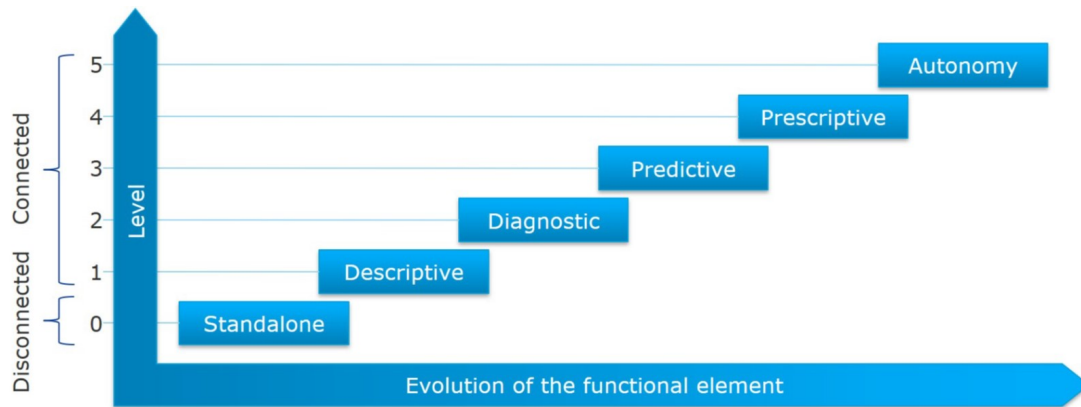
Det er utført en litteraturstudie av digitale tvillinger for å undersøke generelle muligheter og begrensninger som må tas hensyn til ved utvikling av en digital tvilling i forbindelse med IDE-prosjektet. Dette er gjort ved å først ta for seg definisjonen av begrepet “digital tvilling”. Videre går en nærmere inn på digitale tvillinger for distribusjonsnett, samt hvilken rolle smarte nett og automatiske måling-og styringssystemer spiller for utviklingen av slike digitale tvillinger.

#### 3.1 Definisjon, muligheter og bruksområder

Grunnkonseptet til digitale tvillinger har eksistert siden år 2002 [5], men har blitt mer aktuelt de siste årene som følge av utviklingen og fremveksten av "internet of things"-teknologien, kunstig intelligens og maskinlæring. I litteraturen er det fremdeles ingen felles, utbredt definisjon av hva som inngår i begrepet “digital tvilling” [6]. Felles for de ulike definisjonene er at de fokuserer på mulighetene til å gi bedre kunnskap om fysiske prosesser gjennom digitale representasjoner og bruk av reelle data fra sensorer og målesystemer. SINTEF benytter følgende definisjon:

*“Digital Tvilling (DT) er definert som en virtuell representasjon av en fysisk virkelighet gjort mulig gjennom data og simulatorer for sanntidsberegninger, optimalisering, overvåking, kontroll og forbedret beslutningsstøtte” [7]*

I DNVs rapport “Qualification and assurance of digital twins” [8], benyttes en tilsvarende definisjon. Videre introduserer DNV et konsept om “funksjonelle elementer”, definert som deler av en digital tvilling som kan benyttes som hjelpemiddel for å ta beslutninger. Disse funksjonelle elementene, og dermed den digitale tvillingen, kan kategoriseres etter kompleksitet, som illustrert i Figur 2.



Figur 2: Utvikling av funksjonelle evner for den digitale tvillingen [8].

Skalaen går fra 0 til 5, der nivå 5 er høyeste funksjonsnivå. De ulike nivåene er beskrevet nedenfor.

- **Nivå 0 - Frittstående:**  
Modellen (tvillingen) er ikke tilkoblet reelle data fra et fysisk system, men kan for eksempel brukes til å modellere og planlegge nye prosjekter.
- **Nivå 1 - Beskrivende:**  
Tvillingen beskriver et fysisk system og har mulighet til å gi informasjon om systemets tilstand ved hjelp av simuleringer med tilgjengelig sanntidsdata og historiske data.
- **Nivå 2 - Diagnostiserende:**  
Tvillingen kan informere om forholdene i det fysiske systemet, bidra med feilsøking og overvåking av parametre.
- **Nivå 3 - Prediktiv:**  
Tvillingen har evne til å forutse den fremtidige tilstanden i systemet før den inntreffer.
- **Nivå 4 - Anbefalende:**  
Tvillingen kan evaluere og anbefale optimale handlinger basert på den predikerte tilstanden til systemet.
- **Nivå 5 - Autonom:**  
Tvillingen har mulighet til å selv utføre de anbefalte handlingene og operere autonomt eller under overvåking av brukeren.

Egenskapene og funksjonene til en digital tvilling kan altså variere. [6] skiller dessuten mellom digital tvilling, hybrid tvilling og kognitiv tvilling, der en digital tvilling kun har deskriptive egenskaper som bidrar til økt forståelse av det fysiske systemet. Den digitale tvillingen som etableres i denne oppgaven vil kun ha deskriptive egenskaper, og dermed tilhøre nivå 1 - *Beskrivende*.

En digital tvilling fungerer dermed som en digital kopi av fysiske elementer, prosesser og systemer. Dette kan innebære alt fra planlegging og design, til konstruksjon og driftsopplysninger. I en artikkel publisert av Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [9], utheves følgende muligheter for verdiskapning vedrørende digitale tvillinger:

1. **Ekstern overvåkning og kontroll i sanntid** i form av tilgang til tilstandsinformasjon fra andre steder enn den fysiske lokasjonen.
2. **Bedre sikkerhet og effektivitet** gjennom tilgang på god tilstandsinformasjon.
3. **Prediktivt vedlikehold og planlegging** gjennom strukturell analyse av nåværende- og historiske data. Det åpnes muligheter for at feil i systemet kan identifiseres før det inntreffer.
4. **Scenario- og risikovurdering** gjennom studie av den virtuelle modellens respons ved uttesting av ulike scenarier.
5. **Mer effektivt og informert beslutningsstøttesystem** gjennom tilgang på større mengder kvantitative data og mer avanserte analysesystemer.

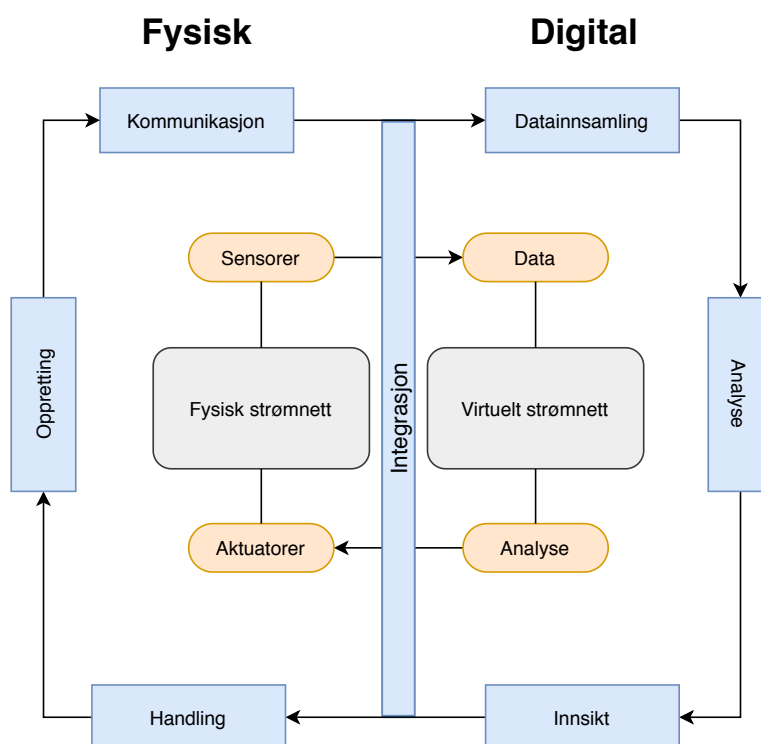
Ulike industrier som kan få god nytteverdi av digitale tvillinger inkluderer blant annet helsesektoren, meteorologiske institutt, produksjons- og prosess teknologi, utdanningssektoren og energisektoren [9].

### **3.2 Digitale tvillinger for distribusjonsnettet**

De siste årene har teknologien blitt svært aktuell for flere typer industrier; deriblant energisektoren. Dersom virtuelle modeller blir etablert på grunnlag av informasjon fra kilder som sensor- og tilstandsdata, og dokumentasjon av ulike systemer, kan dette bidra til å skape stor nytteverdi og gevinst for

sektoren. Det kan bety at for eksempel nettselskaper kan drifte en så nøyaktig nettmodell at feil og avbrudd kan forutses før feilen inntreffer. Gjennom bedre oversikt over utfordringer som oppstår i sammenheng med kraftforsyningen, kan selskapene oppnå større økonomiske besparelser i form av avbruddskostnader og vedlikeholdskostnader. I tillegg kan en digital tvilling bidra til forbedring av forsyningssikkerheten gjennom tilgang på tilstandsdata, og gi muligheter for effektivisering av energiforbruk gjennom for eksempel overvåkning og kontroll i sanntid. En slik digital løsning kan også være verdifull for kartlegging av fremtidig tilgjengelig fleksibilitet i strømmettet.

Figur 3 viser et diagram over den fysiske- og digitale delen av hvordan en digital tvilling kan fremstilles for et nettområde. Diagrammet består av en indre og ytre sløyfe, hvor den indre sløyfen representerer sammenkoblingen mellom det fysiske systemet og tvillingen, og den ytre sløyfen representerer en seks-steps-prosedyre for å utvikle en digital tvilling for distribusjonsnett [10].



Figur 3: Seks-steps-modell for utvikling av en digital tvilling [10].

### Indre sløyfe:

- **Sensorer:** Samler inn data fra det fysiske strømmettet.
- **Data:** Data fra sensorer i det fysiske strømmettet integreres i den digitale tvillingen av strømmettet.
- **Analyse:** Data som er overført til det virtuelle strømmettet analyseres.
- **Aktuatorer:** Analyserte data fra det virtuelle strømmettet videreføres tilbake til det fysiske strømmettet ved hjelp av styresignaler. Aktuatorer gjennomfører mekaniske bevegelser ved hjelp av disse styresignalene. Et eksempel kan være aktuatorer for effektbrytere, som aktiveres når bestemte hendelser registreres.

### Ytre sløyfe:

- **Oppretting:** Målinger og datainnsamling av det fysiske systemet utføres. Målingene kan deles opp i to kategorier: måling av driftsdata, for eksempel spenning og lastdata, og måling av omgivelser, for eksempel temperatur. Målingene overføres som digitale signaler til tvillingen.
- **Kommunikasjon:** Kommunikasjonsprosedyren handler om overføring av data på en sikker og pålitelig måte fra sensorene til den digitale tvillingen, til brukeren, og videre til aktuatorene.
- **Datainnsamling:** Data prosesseres og aggregeres i sanntid eller gjennom lagring i skyløsninger.
- **Analyse:** Innsamlet data fra systemet (distribusjonsnett) analyseres og visualiseres slik at forbedringer kan foreslås.
- **Innsikt:** Brukeren får presentert de analyserte dataene slik at tilstanden til det fysiske systemet kan identifiseres gjennom den digitale tvillingen. Styresignaler kan genereres fra kunnskapen om nettets tilstand.
- **Handling:** Tiltak kan utføres på det fysiske systemet gjennom aktuatorene, basert på styresignalene som genereres fra kunnskapen som oppnås av de analyserte dataene.

En slik digital tvilling kan tenkes å gjøres autonom dersom styresignaler sendes automatisk fra det virtuelle strømmettet til aktuatorene i det fysiske nettet. Dersom det ikke eksisterer aktuatorer i nettet, kan nettselskapet likevel benytte informasjonen fra analysene som grunnlag for å utføre endringer, utbygning eller vedlikehold manuelt.

### 3.3 Digitale tvillinger i smarte nett

En digital tvilling for et distribusjonsnett må ta i bruk reelle driftsdata. Det er derfor nødvendig at egnet sensorikk og eventuell kommunikasjonsteknologi allerede er implementert i det aktuelle nettet slik at nødvendige data er tilgjengelig. Slik oppstår det en nødvendig kobling mellom digitale tvillinger og smarte nett.

Det finnes mange ulike definisjoner, men NEK definerer smarte nett på følgende måte:

*Smarte nett er et strømforsyningsnett som bruker datateknologi til automatisk å samle inn og agere basert på informasjon om adferd til produsenter og konsumenter." [11]*

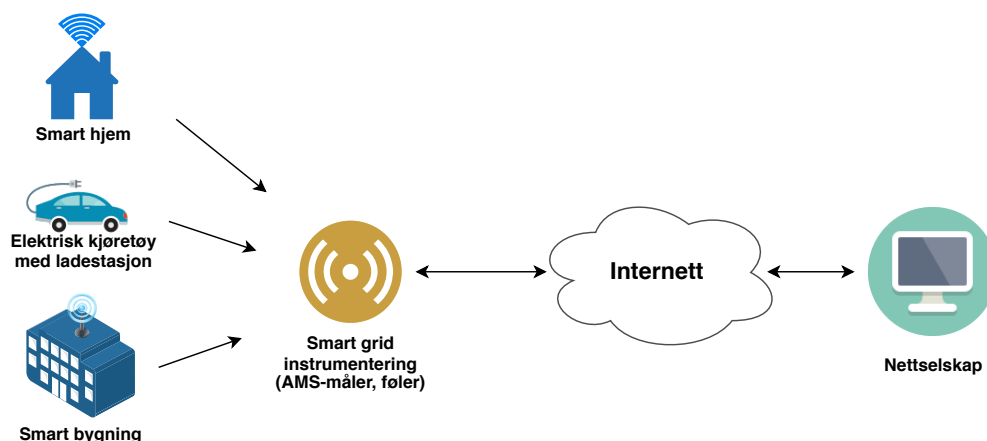
Hovedkomponentene i smarte nett er i følge U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability [12]:

- Kraftgeneratorer
- Nettstasjoner
- Overførings- og distribusjonslinjer
- Styreenheter
- Smartmålere
- Samleskinner
- Kontrollsentre for overføring og distribusjon

Smarte nett bruker sensorer og digital kommunikasjon for å detektere og reagere på lokale endringer ute i strømmettet. En stor del av teknologien



baseres idag på automatiske måling- og styresystemer (AMS). En digital tvilling vil anvende innsamlet informasjonen fra nettet. Derfor er innsamling av AMS-data en av mange essensielle datakilder for at den digitale tvillingen skal kunne fungere best mulig. Figur 4 illustrerer hvordan eksempelvis måledata fra husholdning, ladestasjoner og industri kan bli sendt over internettet via AMS-målere.



Figur 4: Oversikt over informasjonsflyt i smarte nett.

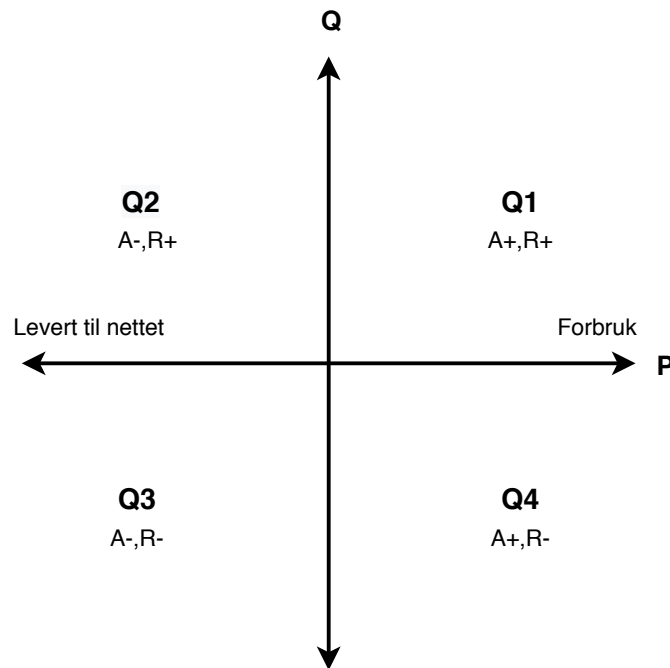
### 3.3.1 Automatiske måling- og styresystemer (AMS)

NVE vedtok at alle strømkunder skulle få installert avanserte Måle- og Styringsystemer (AMS) innen 1. januar 2019. Dette blir sett på som en viktig komponent i utviklingen av det moderne strømmettet. De smarte målerne gir mulighet for registrering av strømforbruket i timesoppløsning, automatisk avlesning av målerne, korrekt avregning, samt enklere bytte av kraftleverandør [13]. For nettselskapene innebærer dette muligheten for en mer effektiv drift av nettet enn tidligere gjennom bedre tilstandsinformasjon. Å ta i bruk og analysere data fra de smarte målerne i nettdrift og nettplanlegging kan bidra til å redusere antall spenningsavvik, strømavbrudd og jordfeil, samt hurtigere lokalisering og reparasjon av feil.

De fleste AMS-målere i Norge måler elektrisk spenning og transformert strøm i gitte tidsintervaller, før disse beregnes til effekt brukt i tidsperioden [14]. Kundens energiforbruk registreres og viderefremmes til en energisentral eid av Elhub AS. Selskapet deler deretter informasjonen til kundens lokale kraftselskap og strømleverandør [13].

## Registrering av effekt i fire kvadranter

Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv stadfester i paragraf § 4-2 at den aktive og reaktive effektflyten skal registreres i begge retninger. Det vil si at strøm brukt og levert til nettet registreres i en såkalt 4Q-måling. Det må tas hensyn til registrering av eventuell produksjon av energi i hver enkelt målepunkt [15]. Figur 5 illustrerer registreringen av aktiv og reaktiv effekt i alle fire kvadrantene.



Figur 5: Måling i fire kvadranter (4Q). Første og fjerde kvadrant representerer forbruk av aktiv og reaktiv effekt. Andre og tredje kvadrant representerer produsert effekt levert til nettet.

Målerens viktigste energiregistre er:

- A+ Aktiv positiv energi (forbruk/import). Aktiv energi fra kvadranter 1 og 4 er vist i kWh.
- A- Aktiv negativ energi (produksjon/eksport). Aktiv energi fra kvadranter 2 og 3 i kWh.

- R+** Reaktiv positiv energi. Positiv induktiv energi fra kvadrant 1 og positiv kapasitiv energi fra kvadrant 2 vises i kVArh.
- R-** Reaktiv negativ energi. Negativ induktiv energi fra kvadrant 3 og negativ kapasitiv energi fra kvadrant 4 vises i kVArh.

### **Aidon strømmålere**

Elvia bruker Aidon som hovedleverandør av AMS-målere i sine områder. Aidon leverer både kWh-målere for enfase og trefase forsyning til boliger. Målerne er konstruert som en modulbasert løsning som består av en måleenhet som avleser de elektriske målingene, og en systemmodul som prosesserer måledataene. Målerens oppgave er å registrere energiforbruk og generere måledata i tidsbestemte intervaller, eksempelvis hvert minutt eller hver time. En overordnet “master”-modul kommuniserer med AMS-måleren og muliggjør levering av tidsstemplede registerverdier, kontroll av belastninger, overvåkning av strømkvalitet, registrering av strømbrudd og feilinformasjon, samt lesing av ekstern statusinformasjon [16]. Nettselskapene må selv konfigurere master-modulen til å hente ut målinger i ønsket tidsoppløsning.

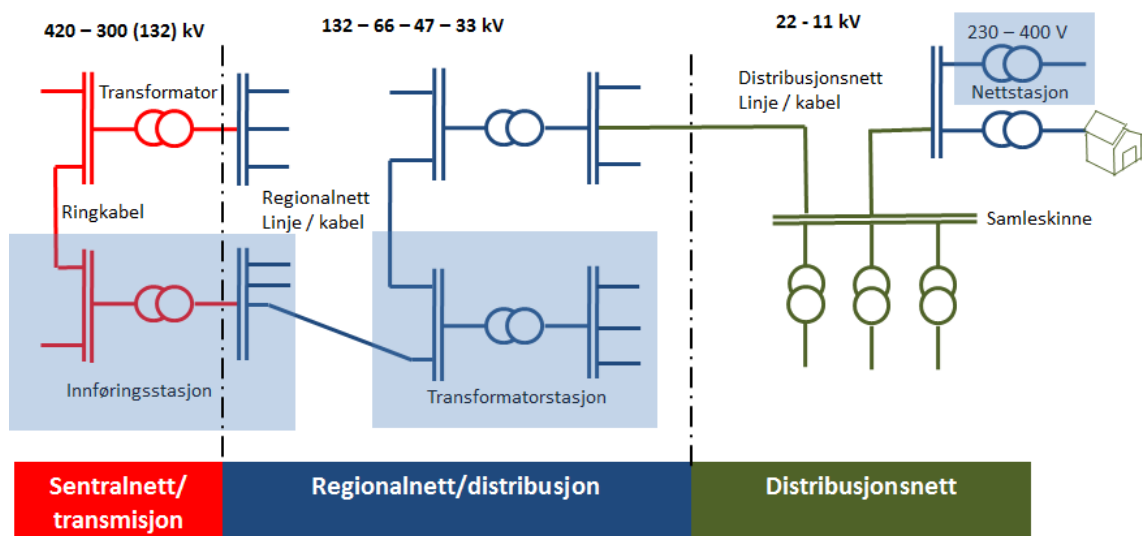
Feilmarginene for en Aidon AMS-måler er avhengig av målertype. Etter samtale med Aidon [14], indikerer de at generelle målere for husholdninger har en feilmargin som er bedre enn  $\pm 1\%$  (MID klasse B), og målere for industri har en feilprosent på  $\pm 0,5\%$  (MID klasse C). Feilprosenten samsvarer med Europeanorm EN50470-3 [17].

## 4 Distribusjonsnettet og krav til leveringskvalitet

Samtlige demonstratorer i IDE-prosjektet foregår i distribusjonsnettet, og tre av fire er lokalisert i lavspenningsnettet. I den forbindelse omtales informasjon og aspekter rundt nettets struktur, med særlig fokus på IT-nett. Relevante spenningskvalitetsproblemer for IDE-demonstratorene omtales også i dette kapittelet.

### 4.1 Nettets struktur

Det norske strømnettet har tradisjonelt sett vært inndelt i tre deler basert på spenningsnivå; sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Etter nyere bestemmelser fra EU, består dagens strømnett kun av sentralnettet og distribusjonsnettet. Det gamle regionalnettet har dermed blitt en del av dagens distribusjonsnett. Figur 6 viser en oversikt over dagens nettstruktur i Norge.



Figur 6: Oversikt over nettstrukturen i Norge [18].

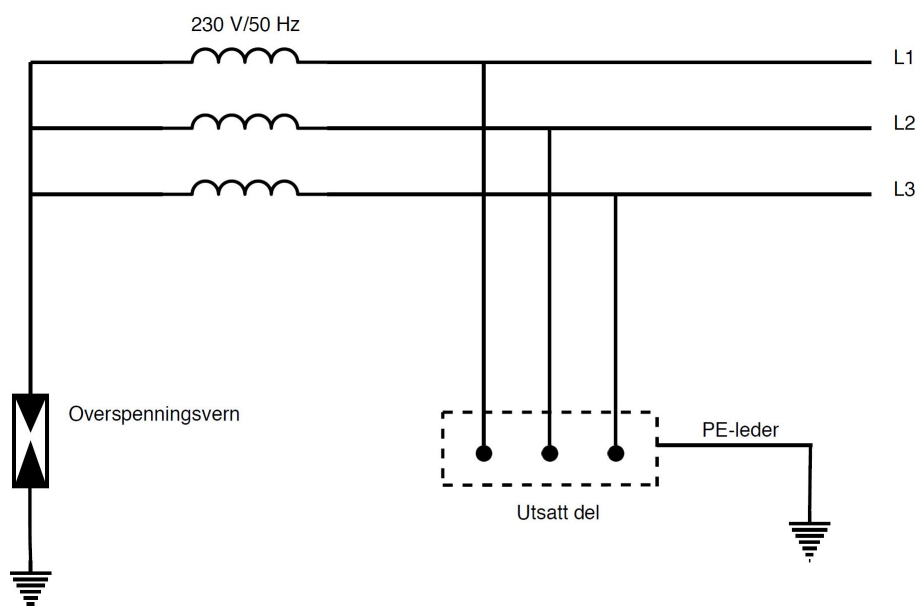
Sentralnettet eies og driftes av Statnett og har et spenningsnivå på normalt 420, 300 eller 132 kV. Sentralnettet er også den delen av strømnettet som eksporterer og importerer strøm fra utlandet.

Distribusjonsnettet består av de resterende underliggende spenningsnivåene,

som skilles i høyspent- og lavspent distribusjonsnett. Spenningsnivået i det høyspente distribusjonsnett er mellom 11 kV og 132 kV, men skillet til det lavspente distribusjonsnett går på 1 kV. Det lavspente distribusjonsnett består av spenningsnivåene 400 V og 230 V, hvorav 230 V er det mest vanlige i Norge. Dette henger sammen med at Norge i størst grad opererer med IT-nett.

## 4.2 IT-nett

IT-nett er den vanligste typen distribusjonsnett i Norge. Faselederne har en spenning på 230V mellom hver fase, og er sammen med nøytralpunktet isolert fra jord med et overspenningsvern. Et IT-nett er ofte foretrukket når en er avhengig av kontinuerlig strømforsyning med svært sjeldne avbrudd i nettet. Dette gjelder fordi sikringen ikke slår ut ved første jordfeil, og kan tolerere jordfeil på en fase uten driftsstans. Figur 7 illustrerer hovedprinsippet for et IT fordelingsnett.



Figur 7: Hovedprinsipp for IT fordelingsnett.

### 4.2.1 Spenningsfall

Når spenningen endrer seg fra et punkt til et annet, kalles dette et spenningsfall. Det er vanlig å referere til spenningsfallet over en komponent,

som for eksempel en strømførende kabel eller en last som trekker strøm. Størrelsen på spenningsfallet avhenger av impedansen i komponenten og effekten til belastningen, og kan uttrykkes ved likning (1).

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_2} \quad (1)$$

$\Delta U$  er forskjell i spenningen mellom to noder  $U_1$  og  $U_2$ , R og X er komponentens resistans og reaktans, og P og Q er den overførte aktive- og reaktive effekten.

#### 4.2.2 Kortslutningsytelse

Kortslutningsytelsen kan fortelle hvor sterkt eller svakt nettet er. Et stivt nett vil ha en høy kortslutningsytelse og liten impedans. Et svakt nett vil dermed ha lav kortslutningsytelse og høy impedans. Dette betyr at et svakt nett er mindre rustet mot større påvirkninger i form av endring i forbruk og produksjon, og vil oppleve større spenningsfall ved slike påvirkninger på nettet.

$I_{k2min}$ , som er den minste kortslutningsstrømmen i et IT-nett, beregnes på følgende måte:

$$I_{k2min} = \frac{c \cdot U_N}{Z_+ + Z_-} \quad (2)$$

Hvor  $U_N$  er referert til som 230 V linjespenning, og  $Z_+$  og  $Z_-$  er referert til som impedansen i pluss- og minussystemet. For å ta høyde for spenningsvariasjoner som er avhengig av lokasjon og tid, legges det til en faktor c som kompenserer for dette. Den er vanligvis 0.95.  $I_{k2min}$  er viktig for blant annet validering av følsomheten til vern og valg av sikringer med minimum brytende strømgrenser.

Kortslutningsytelsen i et 230 V IT-nett med referanseimpedans på  $0.095\Omega$ , er beregnet av SINTEF til å være 1172 A [19]. Målsetningen med den respektive referanseimpedansen er at de fleste nettkundene i Norge skal ha tilsvarende eller sterkere nettstyrke.

I 2011 ble fordeling av nettstyrken i Norge estimert gjennom en kartlegging

av seks forskjellige nettselskaper [19]. Resultatene er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Prosentvis fordeling av nettstyrke i Norge.

Prosentvis fordeling av nettstyrke ( $I_{k2min}$ )				
< 350 A	300 - 500 A	500 - 750 A	750 - 1000 A	$\geq 1kA$
6.2%	7.5%	13.5%	13.2%	59.7%

Tabell 1 viser at bare 59.7% av nettkundene har tilfredsstillende nettstyrke.

### 4.3 Forskrift om Leveringskvalitet

I paragraf §1-1 *Formål* i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) står det:

*Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet." [1]*

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) utarbeidet for første gang i 2005 en forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Norges nettselskaper er idag pålagt å følge retningslinjene for å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet til nettkundene. Ved planlegging av nye, eller utbedring av eksisterende nettstrukturer, skal det alltid legges til rette for at alle nettkunder skal oppnå tilstrekkelig leveringskvalitet. Forskriften gjelder for alle som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet [1].

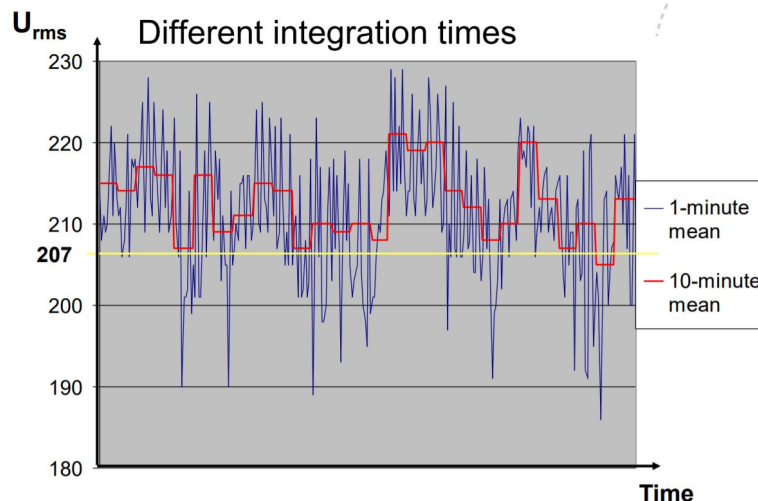
Forskriften definerer en rekke krav til leveringspålitelighet og spenningskvalitet som konsesjonæren i et nettområde må overholde. Herunder skal det blant annet gjennomføres tiltak for å begrense omfanget av avbrudd, samt kort- og langvarige under- og overspenninger. Kravene omfatter også begrensninger i tillatt flimmerintensitet, spenningsusymmetri, harmoniske spenninger og transiente overspenninger.

De neste delkapitlene tar for seg de spesifikke kravene til langsomme spenningsvariasjoner og spenningsusymmetri. Disse problemene er gjennomgående i flere av IDE-demonstratorene, og vil være viktig å ta hensyn til i en digital tvilling.

#### 4.3.1 Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi

Forskrift om Leveringskvalitet i kraftsystemet stedfester i paragraf §3-3 at nettselskapet skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi holdes innfor et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet [20]. Det vil si at i et 230 V IT-fordelingsnett, skal spennings effektivverdi være høyere enn 207 V og lavere enn 253 V målt som gjennomsnitt over ett minutt.

Ved integrasjonstider lengre enn ett minutt, vil ikke nødvendigvis brudd på FoL fanges opp av målingene. Dette er illustrert i Figur 8, som viser at gjennomsnittet over ti minutter varierer mindre i spenningsverdi enn gjennomsnittet over ett minutt, som bryter med FoL en større andel av tiden. Målinger basert på timesverdier eller døgnverdier vil gi et enda dårligere bilde på omfanget av egentlige brudd på FoL.



Figur 8: Brudd på FoL ved 1 minutt og 10 minutt RMS [21].



### 4.3.2 Spenningsusymmetri

Spenningsusymmetri er et fenomen som oppstår som følge av skjev fordeling av last i kraftsystemet. Dette resulterer i ulikhet i linjespenningene i et flerfaset system. Grad av usymmetri beregnes etter forholdet mellom negativ og positiv sekvenskomponent, og uttrykkes med:

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

Hvor  $U_-$  er spennings negative sekvenskomponent, og  $U_+$  er spennings positive sekvenskomponent [20].

$\beta$  beregnes som følgende fra linjespenningene  $U_{12}$ ,  $U_{23}$  og  $U_{31}$ :

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (4)$$

I følge Forskrift om Leveringskvalitet skal nettselskapene sørge for at spenningsusymmetri ikke overstiger 2% i tilknytningspunkt [20].

## 5 Lastflytberegninger

Lastflytberegninger er et viktig verktøy for en digital elektrisk tvilling. En digital tvilling av distribusjonsnettet må kunne utføre nøyaktige simuleringer som representerer den reelle tilstanden i nettet. Til dette er det behov for lastflytanalyser. Lastflytberegninger gir informasjon om den statiske tilstanden i nettet. Tilstanden er gitt av informasjon om aktiv og reaktiv effektflyt for hvert knutepunkt, samt spenningens vinkel og amplitude. Målet med lastflytanalysen er å beregne de ukjente tilstandsverdiene når to verdier i hvert knutepunkt er kjent.

Dette kapittelet tar for seg noen numeriske metoder for å utføre lastflytberegninger. Metodene som legges vekt på er Newton-Raphson-metoden og “Forward-Backward Sweep”-metoden. Gauss-Seidel-metoden og “Fast decoupled load flow” er eksempler på andre etablerte metoder, men disse vil ikke fokuseres på i denne rapporten.

Etter at de numeriske metodene er presentert, forklares forskjellen mellom énfase og trefase lastflyt. Videre vises det hvordan trefase, usymmetrisk lastflyt kan modelleres for distribusjonsnettet, slik at en digital tvilling kan utvikles basert på dette.

### 5.1 Forutsetninger for lastflytanalyse

Før en lastflytanalyse gjennomføres, må systemet defineres og klassifiseres. Systemgrensene må etableres basert på området som skal analyseres, og det må defineres hvordan ulike komponenter skal modelleres. For eksempel kan det være fornuftig å sette systemgrensen på sekundærsiden av en lavspenningstransformator dersom en lavspenningskrets skal analyseres, fordi det overliggende nettet normalt vil være relativt stivt ved små lastendringer i kretsen.

Modellering av komponenter, klassifisering av systemet og utledning av lastflytlikningene er vist i Vedlegg A. De presenterte likningene og konseptene brukes som forutsetning for modellering av de numeriske metodene. Hovedresultatet er lastflytlikningene for aktiv (P) og reaktiv (Q) effekt gjennom en node  $i$  gitt ved Likning (5) og (6).

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_i||V_n|(G_{in}\cos(\theta_{in}) + B_{in}\sin(\theta_{in})) \quad (5)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |V_i||V_n|(G_{in}\sin(\theta_{in}) - B_{in}\cos(\theta_{in})) \quad (6)$$

I likningene er  $G_{in}$  konduktansen og  $B_{in}$  suseptansen i en linje mellom to noder  $i$  og  $n$ . Forskjellen i spenningsvinkel mellom de to nodene er gitt av  $\theta_{in}$ .

## 5.2 Numeriske metoder

Det er behov for en numerisk metode for å kunne estimere de ukjente tilstandsverdiene ved hjelp av lastflytberegninger. Newton-Raphson-metoden og Forward-backward sweep-metoden (FBS) er to etablerte metoder. Fremgangsmåten for modellering av en lastflytmodell med disse metodene presenteres i dette kapittelet. De numeriske metodene beskrives med antakelsen om at lastene er énfase, eller symmetrisk fordelt på tre faser slik at de kan modelleres som en per-fase ekvivalent.

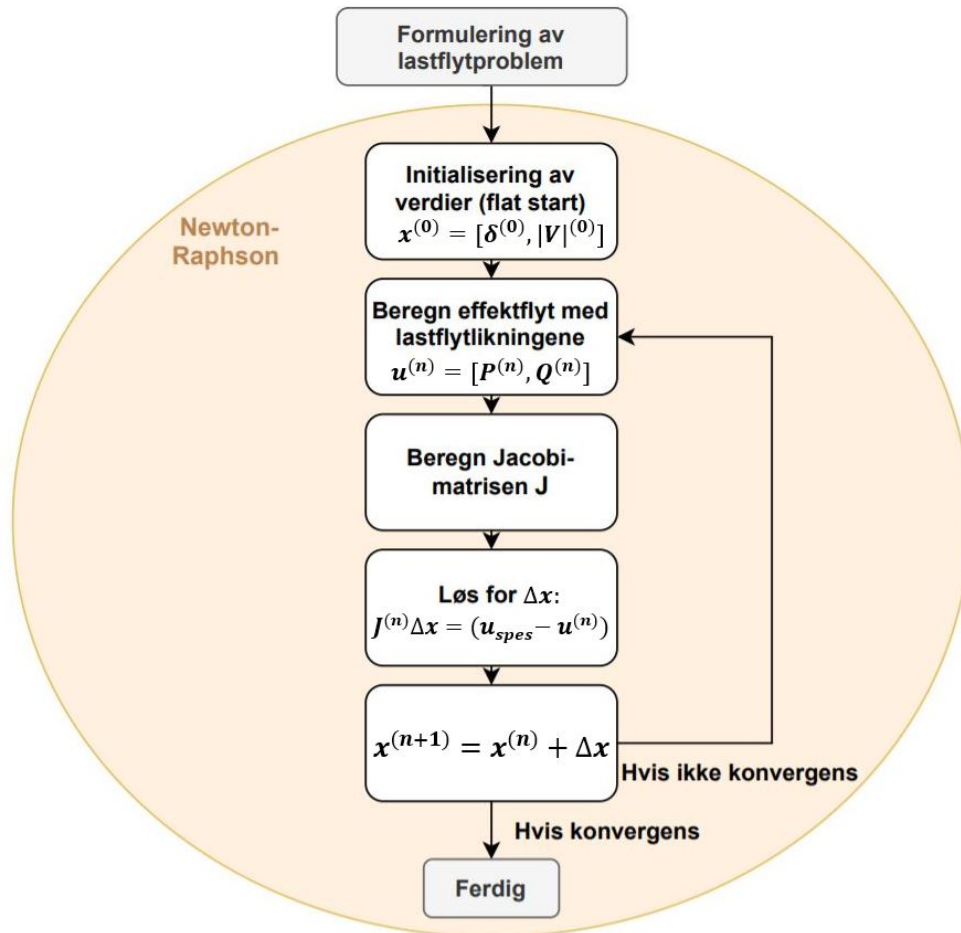
### 5.2.1 Newton-Raphson

Newton-Raphson-metoden går ut på å linearisere en ikke-lineær funksjon rundt et "operating point". Metoden er illustrert i Figur 9. Det første steget går ut på å velge initielle verdier for de ukjente tilstandsvariablene. Det er vanlig å benytte en såkalt flat start, der spenningsamplituder settes lik 1 pu, og vinklene settes lik 0 radianer. [22]

Neste steg, gitt av Likning (7) og (8), er å beregne endringen mellom spesifisert effekt og beregnet effekt fra lastflytlikningene.

$$\Delta P_i = P_i^{Spesifisert} - P_i^{Beregnet} \quad (7)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^{Spesifisert} - Q_i^{Beregnet} \quad (8)$$



Figur 9: Flytskjema som beskriver metodikken for lastflytberegninger med Newton-Raphson-metoden.

Videre beregnes Jacobi-matrisen basert på partiellderiverte av lastflytlikningene med hensyn på de ukjente spenningsvinklene og -amplitudene:

$$J = \begin{bmatrix} J^1 & J^2 \\ J^3 & J^4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial |V_N|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial P_N}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_N|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial Q_N}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \end{bmatrix} \quad (9)$$

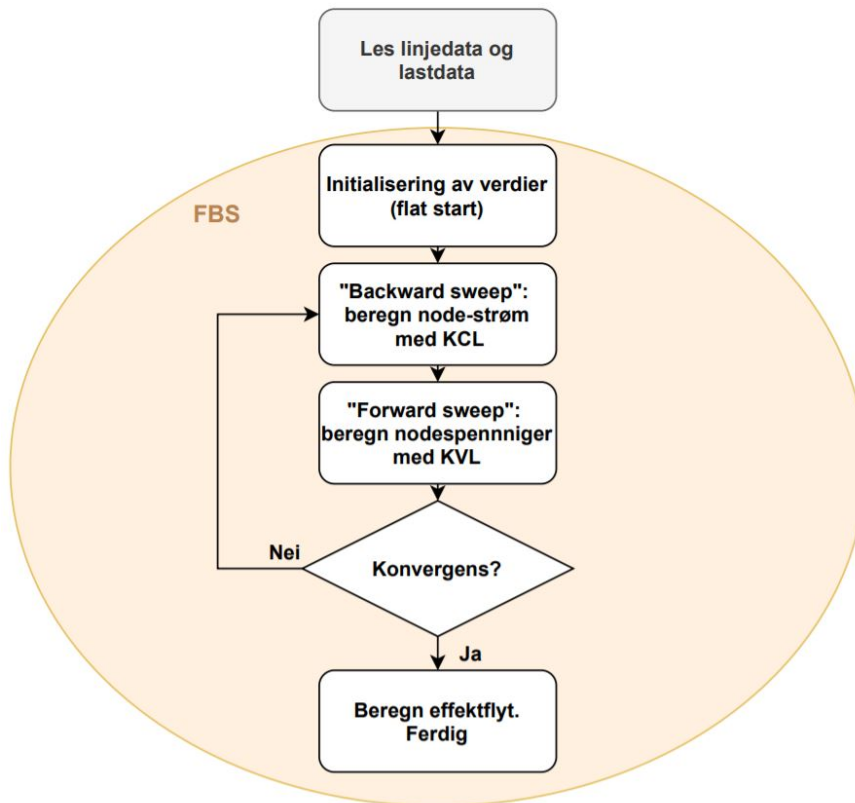
Deretter beregnes endringen i de ukjente tilstandsvariablene  $\Delta\delta$  og  $\Delta|V|$ :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^1 & J^2 \\ J^3 & J^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (10)$$

Det itereres mellom det andre og femte steget helt til konvergens er oppnådd. Konvergens oppnås når endingen i spesifisert og beregnet effekt er mindre enn en bestemt terskelverdi  $\epsilon$ .

### 5.2.2 Forward-backward sweep

Forward-backward sweep-metoden (FBS), er en rekursiv, iterativ lastflytmetode som er effektiv og robust i radiale nett [23]. Figur 10 viser et flytskjema for metoden.



Figur 10: Flytskjema som beskriver metodikken for lastflytberegninger med Forward-backward sweep-metoden.

- **Backward sweep:** Starter med noden som er lengst unna svingmaskinen, og beregner injisert strøm for hver node ved bruk av Kirchhoffs strømlov (KCL) og spenningsverdier fra forrige iterasjon.
- **Forward sweep:** Starter med svingmaskinen og avslutter med noden lengst unna. Spenningsverdiene oppdateres for hver node med Kirchhoffs spenningslov (KVL) basert på strømverdiene fra forrige steg.

I den første iterasjonen er det vanlig å benytte en flat start. Endring av spenningsverdiene benyttes som konvergenzkriterium. Algoritmen itererer mellom “Backward sweep” og “Forward sweep” helt til konvergenzkriteriet er møtt.

## 5.3 Trefase, usymmetrisk lastflyt

Per-fase implementering av lastflyt forutsetter at systemet er balansert og symmetrisk. Dette er gjerne tilfellet i transmisjonsnett med høy R/X-rate, men i svake distribusjonsnett med høy grad av usymmetri vil en trefase lastflytmodell ta hensyn til usymmetri og dermed beskrive nettets tilstand bedre [24].

Utledningen av lastflytlikningene for et trefasenett tilsvarer den for énfase beskrevet i Vedlegg A.4, men inkluderer de tre fasene  $a$ ,  $b$  og  $c$  [25]. Utledningen er vist i Vedlegg A.5. Likningene danner grunnlaget for å kunne modellere usymmetriske lastflytberegninger med de numeriske metodene.

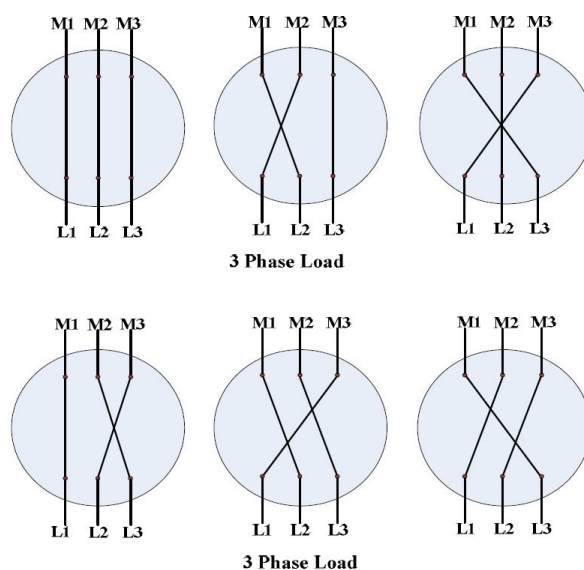
### 5.3.1 Optimeringsbehov for en trefase digital tvilling

En trefase, usymmetrisk lastflytmodell for en digital tvilling av en lavspenktrets må benytte tilstandsdata fra AMS-målere i nettet. Som input til modellen trengs informasjon om topologien i nettet, linjedata og kontrollvariable fra AMS. Verdiene fra AMS må være gitt per fase. I tillegg er det behov for kunnskap om sammenhengen mellom fasene i de forskjellige AMS-målerene. Det er kun aggregert last over de tre fasene i hver måler som er tilgjengelig fra AMS. Faserekkefølgen i lavspennettet er heller ikke kjent. Det er derfor et optimeringsbehov for å finne tilnærmede verdier for last per fase, og en metode for identifisering av faserekkefølge.

## 6 Metoder for identifisering av fasetilkobling

I svake nett med høy grad av usymmetri er det et behov for usymmetriske lastflytberegninger for å kunne analysere tilstanden i de ulike fasene. For å kunne gjennomføre usymmetrisk lastflyt trengs det informasjon om hvordan fasene henger sammen for hver last i kretsen. Det er ikke vanlig at informasjonen om hvilken fase ulike laster i lavspennettet er tilknyttet er tilgjengelig for nettselskapene, så det er i praksis vanskelig å sikre at lastene fordeles symmetrisk. Faser kan også endre sammenheng ved vedlikehold eller utbygging i et område[26][27]. Det er altså ikke gitt at fase L1 fra en AMS-måler hos en kunde med trefasetilkobling henger sammen med L1 fra en annen måler.

For hver kunde med faser L1, L2 og L3 finnes det seks ulike måter å koble seg til nettet med faser M1, M2 og M3 på, illustrert i Figur 11. For hver av disse finnes det igjen seks måter som neste kunde kan koble seg til. Med for eksempel 10 kunder gir dette  $6^{10} = 60,466$  millioner ulike kombinasjoner. Det er dermed svært usannsynlig å finne den nøyaktige fasefordelingen ved å teste ut tilfeldige verdier.



Figur 11: Ulike måter fasene i to noder L og M kan være tilkoblet hverandre [28].

Ved bruk av AMS-data i en digital tvilling for et trefasenett, oppstår derfor problematikken rundt identifisering av sammenhengen mellom fasene i AMS-målerene. I litteraturen er dette problemet forsøkt adressert med ulike



tilnærminger. Noen av disse metodene for fase-identifisering presenteres i dette kapittelet.

## 6.1 Manuell identifisering og bruk av spesialutstyr

Det eksisterer spesialutstyr som kan benyttes for å identifisere faserekkefølgen i nettet. En av teknikkene er basert på injisering av signaler som sendes fra en komponent plassert i et referansepunkt i nettet. En energimontør kan deretter plassere en annen komponent som prosesserer signalene i hver fase i AMS-måleren [29][30].

En annen metode, som også benytter to spesialkomponenter plassert i et referansepunkt og hos kunde, inkluderer to klokke som er synkronisert med GPS. Utstyret kan måle spenningsvinkler, og en tekniker kan dermed sammenlikne vinkler som er registrert til samme tidspunkt for å identifisere sammenhengen mellom fasene [31].

Det er også foreslått å benytte  $\mu$ PMU som er synkronisert mot GPS for faseidentifisering i distribusjonsnettet. PMU står for “phasor measurement unit”, og er en komponent som måler vektorer bestående av både vinkel og amplitude med en oppløsning i mikrosekunder og en presisjon i milligrader [32][33]. I [26] er tidsserier av spenningsvektorer analysert for å identifisere fasene ved optimering med lineærprogrammering. Spenningsvinklene sammenliknes for seg, og korrelasjoner mellom spenningsamplitudene analyseres.

Ulempen med metodene ovenfor er at slik spesialutstyr er dyrt. I tillegg tar det lang tid å identifisere fasene manuelt, og det kan være vanskelig å holde oversikt over endringer i faserekkefølgen som følge av vedlikehold og nye tilkoblinger [34].

## 6.2 Analyse av spenningsdata fra AMS

Det er foreslått flere metoder i litteraturen for faseidentifisering som benytter analyser av tidsserier med spenningsamplituder fra AMS-målere. Siden AMS-målere er installert i hele Norge, kan det tenkes at slike analyser kan være nyttige for nettselskap over hele landet.

## 6.2.1 Inspeksjon av spenningsprofiler over tid

I [35] presenteres tre karakteristiske trekk ved spenningsprofiler i radiale lavspenningsnett:

1. Siden spenningsusymmetrien i fasene nær transformator er liten, vil spenningsprofilene i fasene hos kunder nær transformator være svært like.
2. Ved vidt forskjellige lastprofiler i hver fase, vil også spenningsprofilene avvike.
3. Faser vil ha liknende spenningsprofiler når den elektriske avstanden mellom kundene er liten.

Den første karakteristikken er utledet fra Likning (1) om spenningsfall over en linje. Impedansen i linja gitt ved  $R$  og  $X$  vil være liten når avstanden til transformator er kort, slik at  $U_1 = U_2$ . Lav spenningsusymmetri i det sterke nettet vil også føre til at  $U_a = U_b = U_c$ , noe som vil gjøre det vanskelig å skille fasene fra hverandre.

Endringen i spenning fra et tidspunkt  $t$  til  $t + 1$  for en fase  $a$  i en node  $u$ ,  $\Delta U_{u,a}^t$ , er gitt som endringen i spenning for transformator (node 0) minus endringen i spenning forårsaket av lastene mellom transformator og node  $u$ , vist i Likning (11).

$$\begin{aligned} \Delta U_{u,a}^t = U_{u,a}^{t+1} - U_{u,a}^t = U_{0,a}^{t+1} - U_{0,a}^t - \sum_{i=1,a}^{u,a} \frac{R_i P_L^{t+1} + X_i Q_L^{t+1}}{U_{i-1}^{t+1}} \\ + \sum_{i=1,a}^{u,a} \frac{R_i P_L^t + X_i Q_L^t}{U_{i-1}^t}, \quad u = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (11)$$

Endringen i total last i tidsrommet og linjelengdene er avgjørende for spenningsendringen  $\Delta U_{u,a}^t$ . Det betyr at dersom lastprofilen i to faser er svært ulike, vil også spenningsprofilene være ulike.

Ved å kombinere Likning (1) og (11), er det klart at endringen i spenning over et tidsrom i en fase, er svært lik for kunder med kort elektrisk avstand til hverandre. De vil dermed ha liknende spenningsprofiler.

Disse tre karakteristiske trekkene for spenningsprofiler i en lavspenradial, kan benyttes som en heuristisk metode for å identifisere faserekkefølgen ved å studere endringen i fasene over tid.

### 6.2.2 K-means med Pearson-korrelasjon av spenningsdata

En annen metode for faseidentifisering, adressert i artikkel [36], beregner avstanden mellom hver måleserie og en referanseserie basert på Pearson-korrelasjonen mellom seriene. Deretter benyttes den iterative metoden kalt “k-means clustering” på de beregnede avstandene for å gruppere fasene som korrelerer mest. Artikkelen påpeker at samplingsraten på målingene og antall målinger i tidsserien kan påvirke nøyaktigheten av resultatene.

Pearson-korrelasjonen mellom to måleserier  $M_1$  og  $M_2$  med gjennomsnitt  $\hat{M}_1$  og  $\hat{M}_2$  er gitt ved Likning (12).

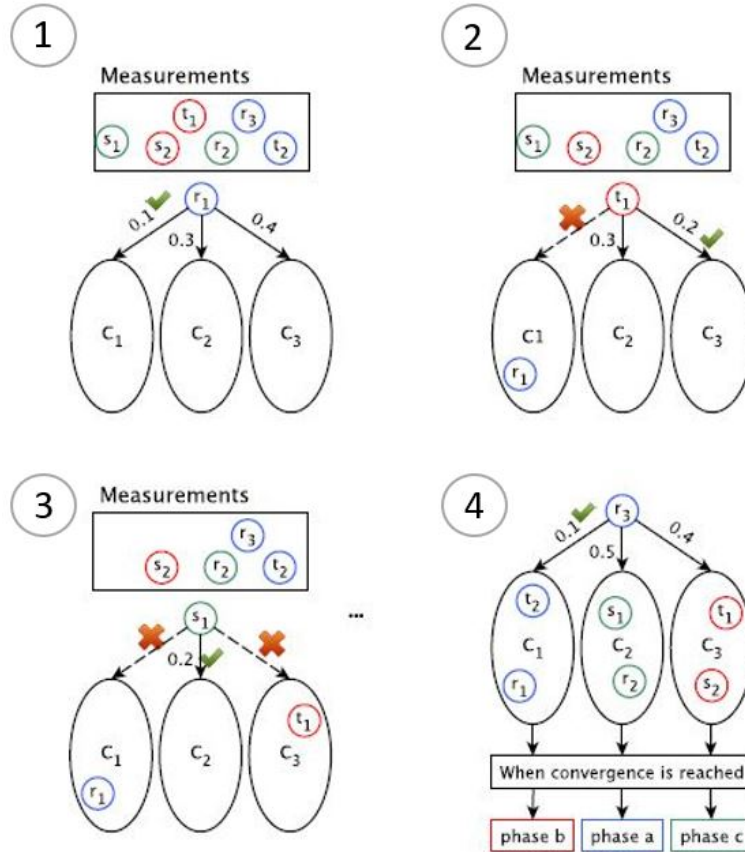
$$PC(M_1, M_2) = \frac{\sum_{\tau=1}^n (M_{1,\tau} - \hat{M}_1)(M_{2,\tau} - \hat{M}_2)}{\sqrt{\sum_{\tau=1}^n (M_{1,\tau} - \hat{M}_1)^2} \sqrt{\sum_{\tau=1}^n (M_{2,\tau} - \hat{M}_2)^2}} \quad (12)$$

Avstanden  $D$  mellom  $M_1$  og  $M_2$  er dermed:

$$D(M_1, M_2) = 1 - PC(M_1, M_2) \quad (13)$$

K-means clustering er en metode for å dele inn et sett med observasjoner i  $k$  klynger. Observasjonene tildeles den klyngen med nærmest klyngesentrum. Figur 12 viser en skjematisk framstilling av metoden for k-means clustering av tidsserier med spenningsverdier fra AMS. Først velges tre tidsserier  $c_1$ ,  $c_2$  og  $c_3$  som referanse for de tre fasene. Tidsseriene fra transformator er foreslått som referanse. I steg 1 beregnes avstanden til hver klynge basert på Likning (12) og (13) for en og en måleserie i en AMS-måler. I figuren benyttes  $r_1$ ,  $t_1$  og  $s_1$  om de tre tidsseriene i måler 1. Først tildeles  $r_1$  den klyngen med kortest avstand.  $t_1$  kan ikke tilhøre samme klynge, og må tildeles den av de to gjenstående klyngene med kortest avstand i steg 2. Siste måleserie representerer dermed den gjenstående fasen, vist i steg 3. Etter at alle

måleseriene for alle målerene er tildelt en fase, oppdateres referanseserien for hver fase etter gjennomsnittet av alle tidsseriene i den fasen. Dette gjentas helt til endringen i referanseseriene er mindre enn en gitt konvergensverdi.



Figur 12: Skjematisk framstilling av metoden for faseidentifisering med k-means fra Pearson-korrelasjoner [36].

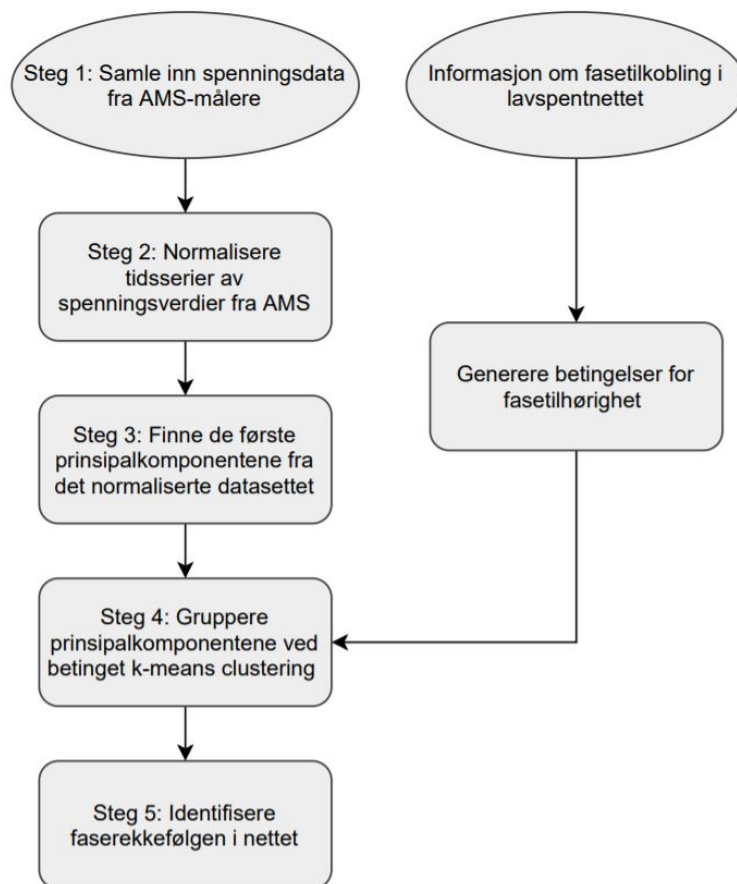
### Normalisering av data

Normalisering av data går ut på å skalere verdiene i et eksisterende datasett til et bestemt intervall, for eksempel mellom 0 og 1. Likning (14) gir en normalisert verdi av en verdi  $X$  i et datasett, der  $X_{min}$  og  $X_{maks}$  er henholdsvis den laveste og høyeste verdien i datasettet. Normalisering er veldig viktig ved bruk av k-means clustering når det benyttes et fysisk mål på avstand, fordi måleserier med ulik skala potensielt vil ha totalt ulike avstander til sentrum av en klynge. Da vil ikke de ulike variablene være sammenliknbare. Siden denne metoden benytter et korrelasjonsbasert mål på avstand, vil normalisering være overflødig.

$$X_{normalisert} = \frac{X - X_{min}}{X_{maks} - X_{min}} \quad (14)$$

### 6.2.3 Faseidentifisering med PCA og k-means

En tredje metode benytter prinsipalkomponentanalyse (PCA) for å redusere dimensjonen på datasettet med spenningsprofiler til  $q$  komponenter, for så å gruppere nærliggende faser med hverandre ved hjelp av k-means clustering [27]. Et flytskjema for metoden er vist i Figur 13.



Figur 13: Flytdiagram for faseidentifisering med PCA og k-means clustering av spenningsdata fra AMS [27].

Først hentes tidsserier med spenningsverdier fra AMS-målerene. Før PCA kan utføres må datasettet normaliseres, fordi tidsseriene ligger innenfor ulike spenningsintervaller. Prinsipalkomponentene som representerer hver sin fase i

hver AMS-måler, grupperes deretter fra resultatene av k-means clustering. På samme måte som i Kapittel 6.2.2, benyttes tilgjengelig informasjon om sammenhenger mellom fasene som begrensninger for k-means-algoritmen. Eksempler på dette kan være om det er én eller tre faser, og at L1, L2 og L3 i en AMS-måler må være tilknyttet hver sin fase.

### Prinsipalkomponentanalyse (PCA)

Prinsipalkomponentanalyse handler om å redusere antall dimensjoner i et datasett med observasjoner av  $n$  variable. Dette gjøres ved å estimere de lineærkombinasjonene av de originale datasettet som best beskriver variansen i datasettet. Prinsipalkomponentanalyse er nyttig for å visualisere data og kan gjøre det lettere å se sammenhenger mellom ulike variable.[37]

Gitt et datasett  $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$  med  $n$  variable. Den første prinsipalkomponenten  $p_1$  beskriver det meste av variansen i  $X$  gjennom lineærkombinasjonen gitt ved:

$$p_1 = a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \quad (15)$$

Koeffisientene bestemmes slik at  $p_1$  oppnår maksimal varians. Den neste prinsipalkomponenten,  $p_2$ , står ortogonalt på  $p_1$ , og beskriver så mye som mulig av den gjenværende variansen. I praksis vil de første komponentene inneholde mest informasjon om datasettet, og slik kan to prinsipalkomponenter være nok til å beskrive et stort datasett på en god måte. Et nytt koordinatsystem er formet av prinsipalkomponentene som representerer datasettet.[38]

Den overordnede logikken med å bruke PCA i analyse av spenningsmålinger for å finne faserekkefølgen, er å redusere hver tiddserie til et punkt i planet definert ved sine to prinsipalkomponenter. Punktene relaterer til hverandre gjennom kovariansen i de ulike måleseriene, slik at både endringen fra et tidssteg til et annet og amplituden på de normaliserte spenningsverdiene påvirker hvor nært korrelert to tidsserier er. Dette indikerer hvorvidt målinger kan tilhøre samme fase, og kan plottes i planet for å analyseres visuelt. K-means clustering bidrar til å identifisere fasene ved å gruppere punktene numerisk.

## 7 Utvikling av en digital tvilling med usymmetrisk lastflyt for et demo-case

For å lage en digital tvilling i Python som skal representere en virkelig lavspentkrets, er et case-område med tilgjengelig AMS-data valgt som grunnlag for modellen. I dette kapitlet forklares først den overordnede fremgangsmåten for utvikling av en trefase digital tvilling. Deretter beskrives kretsen med tilhørende data. Videre gjennomføres en sammenlikning av Newton-Raphson-metoden og FBS for å bestemme numerisk metode for lastflytberegningene i tvillingen. Til slutt beskrives oppbygningen av Python-koden for trefase, usymmetrisk lastflyt.

### 7.1 Metode for utvikling av tvillingen

I utviklingen av en trefase digital tvilling er det tatt utgangspunkt i flytskjemaet i Figur 3 i Kapittel 3.2 som beskriver en prosedyre for utvikling av en digital tvilling i distribusjonsnett.

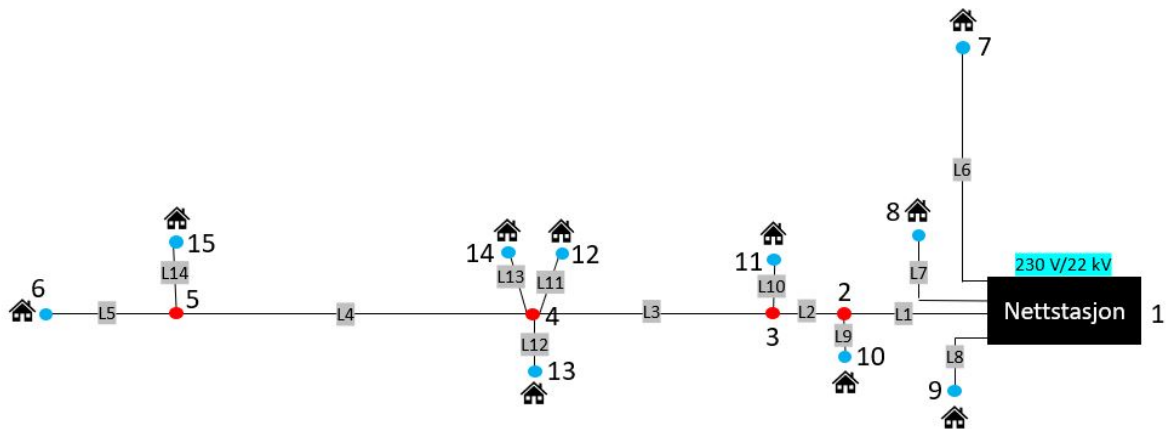
Det fysiske strømnettet er en valgt lavspentkrets som har kunder som opplever spenningsproblemer som følge av et svakt nett. Sensorene som generer data som skal implementeres i den digitale tvillingen er AMS-målere som står hos hver strømkunde og i transformator. Disse dataene sendes og lagres i en skyløsning som nettselskapene har tilgang til. I tillegg til AMS-data benyttes informasjon fra målinger og observasjoner om topologien og komponentene i nettet, hentet fra nettinformasjonssystemet NetBas.

Det virtuelle strømnettet er en lastflytmodell for trefase, usymmetrisk lastflyt, implementert i Python. Modellen benytter AMS-data for å analysere tilstanden i nettet. Det er ingen tilbakekobling til aktuatorer i det fysiske nettet, men innsikten fra analysene kan benyttes som supplement ved planlegging av nødvendige tiltak i nettet.

## 7.2 Beskrivelse av case-området og tilgjengelig data

Det utvalgte case-område er en reell lavspenningkrets, avgrenset ved sekundærsiden av transformator. Kretsen er den samme som ble analysert i prosjektoppgaven. Dette er for å lettere kunne sammenlikne nøyaktigheten av en trefase digital tvilling med en per fase modell. Informasjon om kretsens topologi og linjeimpedans er hentet fra NetBas.

Figur 14 illustrerer kretsens énlinjeskjema. Linjesegmentene er nummerert fra L1 til L14, og node 1 til 15 markerer overgangen mellom hvert linjesegment. Lavspenningkretsens 10 kunder er markert med hus og blå noder, og har alle tilknyttet last som varierer over døgnet. Sekundærsiden av transformatoren i nettstasjonen, node 1, er kretsens svingmaskin. Av hensyn til GDPR er data tilknyttet kretsen og kundene anonymisert.



Figur 14: Enlinjeskjema av case-kretsen med nummererte noder, der blå noder representerer kunder i lavspenningkretsen med AMS-måler og en gitt last, og røde noder markerer overgangen mellom linjesegmenter L1-L14 med ulike impedanser. De røde nodene er uten last og AMS-måler.

### AMS-data

Alle kundene i kretsen har AMS-måler og trefase tilkobling. Det er også en AMS-måler i nettstasjonen. Lastdata og spenningsdata i timesoppløsning fra AMS-målerne i kretsen er tilgjengelig gjennom Azure fra Elvia. Lastdata er kun gitt som aggregert forbruk over alle faser, mens spenningsverdier er gitt per fase.



Last- og spenningsdata i timesoppløsning hentes fra AMS for en time med tunglast en februar dag i 2020. Lastdata er gitt ved verdier for A+, A-, R+ og R- som beskrevet i Kapittel 3.3.1. Det er ingen kraftproduksjon i kretsen og ingen negativ energi, så kun A+ og R+ som representerer forbruk i første kvadrant benyttes videre. Timesverdiene for spenning i fase L1, L2 og L3 er gitt som gjennomsnittet av målinger hvert 500 ms, altså gjennomsnittet av 7200 målinger. Tabell 16 i Vedlegg B.1 viser lasten i kWh/h, og i pu beregnet med 315 kVA som base. Tabell 17 i Vedlegg B.2 viser spenningsverdiene per fase.

### Temperaturkorrigering av resistans i ledere

I NetBas er linjeresistansen estimert fra informasjon om linjetype, tverrsnitt, lengde og en referansetemperatur på 20 °C. I [39] argumenteres det for at ledertemperaturen i uisolerte luftnett bestemmes av balansen mellom varmeutvikling fra ohmske tap og aktuell kjøleeffekt. Kjøleeffekten avhenger av omgivelsestemperatur, samt vær- og vindforhold. Resistansen varierer med temperaturen etter sammenhengen:

$$R(T_{akt}) = R(T_{ref}) \cdot (1 + k_1(T_{akt} - T_{ref})) \quad (16)$$

$R(T_{akt})$  er resistansen ved aktuell ledertemperatur  $T_{akt}$ .

$R(T_{ref})$  er resistansen ved referansetemperaturen  $T_{ref}$ .

$k_1$  er en konstant for resistansens temperaturavhengighet, satt til 0,004 som standardverdi i NetBas. Dette er en forenkling som gjelder for alle ledermaterialer i NetBas.

Alle linjeimpedanser i demo-kretsen bør derfor korrigeres i en digital tvilling, avhengig av værforholdene i analysetidspunktet. Med en gjennomsnittlig lufttemperatur på -3,8 °den aktuelle analysedagen, er det grunn til å anta at en ledertemperatur på 0 °C kan være et realistisk anslag. Linjeresistansen i analysekretsen er dermed temperaturkorrigert med Likning (16) med  $T_{akt} = 0^{\circ}C$ .

### Elektrisk avstand

Den elektriske avstanden for hver node i kretsen er gitt i Tabell 2. Kunde K6, som er ytterst på den lengste radialen, har en elektrisk avstand på 2,209 ohm. Som nevnt i Kapittel 4.2.1 og 6.2, er den elektriske avstanden avgjørende for spenningsfallet fra en node til en annen og for spenningsprofilen i den

aktuelle noden over tid.

Tabell 2: Elektrisk avstand fra transformator i ohm for hver node.

Node	Elektrisk avstand [ohm]
1	0,000
2	0,081
3	0,182
4	0,406
5	0,939
6	2,209
7	0,978
8	0,038
9	0,065
10	0,125
11	0,237
12	0,509
13	0,460
14	0,524
15	1,089

### 7.3 Valg av numerisk metode for lastflyt

Som beskrevet i Kapittel 5, finnes en rekke numeriske metoder for lastflytanalyse. Det er derfor ønskelig å undersøke nærmere hvorvidt de ulike metodene avviker fra hverandre.

Ettersom Newton-Raphson-metoden og Forward-backward sweep (FBS) begge forventes å gi robuste og nøyaktige resultater for lastflyt i svake, radiale nett, er det ønskelig å sammenlikne lastflyten i demo-kretsen for disse metodene. Sammenlikningen gjøres med per fase lastflyt, da dette er enklere å implementere, og kan antas å være overførbart til usymmetrisk lastflyt.

#### 7.3.1 Sammenlikning av Newton-Raphson og Forward-backward sweep (FBS) for én fase

Newton-Raphson-metoden for én fase lastflyt implementeres i Python som beskrevet i Kapittel 5.2.1. Python-filen heter “Enfase\_lastflyt.py”, og ligger vedlagt. Den har en objektorientert tilnærming der linjedata og

kontrollvariable (last og spenning) leses som input fra Excel-filer med verdier oppgitt som “per-unit” (pu). Det er dermed enkelt å benytte koden på andre nettområder. Konvergens oppnås ved  $\epsilon < 10^{-4}$ .

En åpen kildekode for lastflytanalyse med FBS kalt “PyDSAL - Python Distribution System Analysis Library”, er presentert i artikkel [40]. Koden er tilgjengelig via GitHub [41]. Linjedata og lastdata fra demo-kretsen er også implementert i denne koden. Koden for FBS tar ikke hensyn til driftskapasitans per januar 2021.

Lastflytanalyse gjennomføres for både Newton-Raphson og FBS med de tilgjengelige AMS-data og linjedata fra demo-kretsen. Spenningsverdiene fra resultatet av analysene er vist i Tabell 3. Newton-Raphson er implementert med og uten driftskapasitans for å kunne sammenlikne med både FBS og verdiene fra den digitale tvillingen laget i NetBas i prosjektoppgaven. Gjennomsnittet av de tre fasene fra AMS er også vist som referanseverdi.

Tabell 3: Sammenlikning av spenningsverdier i Volt for hver node fra per-fase lastflytanalyse av demo-kretsen. Analysene er gjort med Newton-Raphson (NR), Forward-backward sweep (FBS) og NetBas. Gjennomsnittet av spenningen i de tre fasene fra AMS er også tatt med som referanse.

Node	NR	FBS	NR	NetBas	AMS
	Uten driftskap.		Med driftskap.		
1	232,23	232,23	232,23	232,23	232,23
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	208,607	208,584	210,162	208,1	209,83
7	230,127	230,127	230,283	-	230,20
8	229,464	229,464	229,444	-	230,20
9	229,913	229,913	229,913	-	229,20
10	229,410	229,408	229,621	229,3	228,60
11	226,279	226,275	226,547	226,2	225,63
12	220,367	220,359	221,064	220,1	221,37
13	220,932	220,925	221,627	220,6	221,90
14	220,166	220,158	220,862	220,4	221,47
15	215,507	215,943	216,747	215,1	216,60

Fra tabellen kan det observeres at avviket mellom Newton-Raphson og FBS er størst for kunden med det svakeste nettet ytterst på radialen (node 6). Disse verdiene er uthevet med en rød ramme. Forskjellen mellom Newton-Raphson og FBS er kun 0,02 V, mens det er ca. 2 V forskjell mellom Newton-Raphson med driftskapasitans og NetBas. Gjennomsnittet av linjespenningene fra AMS

ligger relativt nært i verdi til NR med driftskapasitans. AMS-gjennomsnittet kan ikke brukes som fasit, men gir en god indikator på at lastflytresultatene er innenfor et realistisk intervall. Resultatene fra NetBas fra prosjektoppgaven for kunde K7, K8 og K9 som alle er på en egen radial, er manglende.

På grunn av manglende innsyn i algoritmen bak lastflyten i NetBas er det vanskelig å si sikkert hva avviket på 2 V til Python-koden med driftskapasitans inkludert kan skyldes. Avviket mellom Python-kodene for NR og FBS er likevel så lite at det er vilkårlig hvilken metode som benyttes videre ved trefase, usymmetrisk lastflyt. Den egen-implementerte Newton-Raphson-algoritmen benyttes derfor videre som numerisk metode.

## 7.4 Fra énfase til trefase, usymmetrisk lastflyt

Som vist i Kapittel 5.3, kan lastflytmodellen for énfase utvides til en trefasemodell. Fra nettinformasjonen i NetBas er det ikke oppgitt informasjon om den gjensidige impedansen mellom fasene. Gjensidig impedans neglisjeres derfor, og det antas i tillegg at den oppgitte linjeimpedansen er symmetrisk fordelt på fasene. Dermed kan systemet modelleres som tre parallelle énfaselinjer med hver sin énfase admittansmatrise. I praksis tilsvarende dette tre individuelle lastflytanalyser, én for hver fase, som kan uttrykkes ved Likning 17 som ett likningsett på matrisiform.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_a \\ \Delta Q_a \\ \Delta P_b \\ \Delta Q_b \\ \Delta P_c \\ \Delta Q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a^1 & J_a^2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ J_a^3 & J_a^4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_b^1 & J_b^2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & J_b^3 & J_b^4 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_c^1 & J_c^2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_c^3 & J_c^4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_a \\ \Delta |V_a| \\ \Delta \delta_b \\ \Delta |V_b| \\ \Delta \delta_c \\ \Delta |V_c| \end{bmatrix} \quad (17)$$

Trefase usymmetrisk lastflyt implementeres i Python. Koden heter “Trefase\_lastflyt.py” og ligger vedlagt.

Som input til modellen er det behov for per fase lastdata, informasjon om faserekkefølgen, og per fase spenningsdata til verifisering av resultatene fra

lastflytberegningene. Siden tilgjengelig lastdata kun er gitt som aggregert last over alle fasene, er det behov for å estimere skaleringen av last per fase. Kjennskap til hvilke faser fra AMS-målingene som hører sammen er også ukjent. Det neste kapittelet vil derfor ta for seg anvendelsen av ulike metoder for å identifisere faserekkefølgen og lastskaleringen i en lavspenkrets.

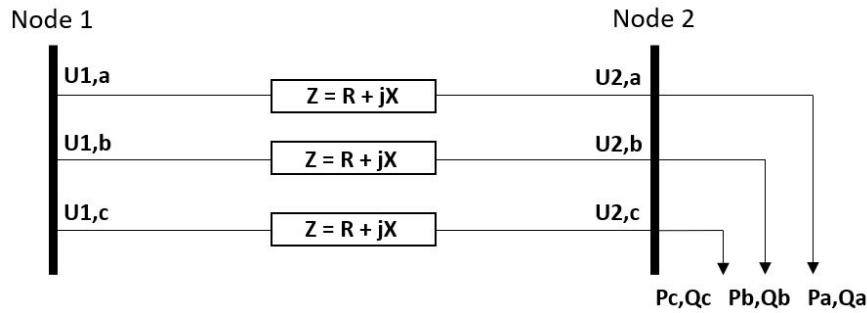
## 8 Anvendelse av metoder for faseidentifisering og lastskalering på demo-caset

Det er behov for informasjon om sammenhengen mellom fasene i de oppgitte AMS-dataene samt fordelingen av last per fase, for å kunne gjennomføre usymmetriske lastflytanalyser av demo-kretsen. I dette kapitlet foreslås en metode for estimering av last per fase, og metodene for faseidentifisering presentert i Kapittel 6.2 anvendes på et datasett av tidsserier med spenningsverdier fra AMS. Videre utføres lastflytberegninger med de ulike faserekkefølgene og den foreslåtte lastskaleringen for å kunne sammenlikne og evaluere nøyaktigheten av hver metode.

### 8.1 Lastskalering fra spenningsfall

Det er per dags dato ikke mulig for nettselskap å hente informasjon om last per fase fra AMS-målerene. Strømverdier per fase kan hentes ut, og det ble antatt at disse kunne benyttes i kombinasjon med spenningsverdier for å beregne effektforbruket. Etter inspeksjon av AMS-verdiene, er det ikke samsvar mellom tidsstempling av strøm- og spenningsmålingene. Det er derfor behov for en måte å estimere lastskaleringen mellom fasene i en AMS-måler når aggregert last er gitt.

Forutsatt at faserekkefølgen i en krets er kjent, kan de kjente linjespenningene fra AMS tenkes å benyttes for å lage et estimat av lastfordelingen per fase. Dette kan illustreres gjennom Figur 15. Figuren viser et trefase linjesegment mellom to noder (1 og 2), der node 2 har tilknyttet last på hver fase. Impedansen er lik for hver fase i linja.



Figur 15: Illustrasjon av et linjesegment med tre faser.

Spenningsfallet i hver fase  $a$ ,  $b$  og  $c$  fra node 1 til 2 kan beregnes fra Likning (18).

$$\begin{aligned}
 \Delta U_a &= U_{1,a} - U_{2,a} = \frac{R \cdot P_{2,a} + X \cdot Q_{2,a}}{U_{2,a}} \\
 \Delta U_b &= U_{1,b} - U_{2,b} = \frac{R \cdot P_{2,b} + X \cdot Q_{2,b}}{U_{2,b}} \\
 \Delta U_c &= U_{1,c} - U_{2,c} = \frac{R \cdot P_{2,c} + X \cdot Q_{2,c}}{U_{2,c}}
 \end{aligned}
 \tag{18}$$

Fra tilgjengelig linjedata fra demo-kretsen er det kjent at resistansen  $R$  er i størrelsesorden 1 til 10 ganger større enn reaktansen  $X$ . Fra AMS-lastdata kan det observeres at den aktive effekten  $P$  er rundt 10 til 100 ganger større enn den reaktive effekten  $Q$ . På grunnlag av dette kan leddet  $X \cdot Q$  neglisjeres, og en sitter igjen med et spenningsfall som er proporsjonalt med den aktive effekten. Ved lav grad av usymmetri mellom spenningene i node 2 vil  $U_{2,a} \approx U_{2,b} \approx U_{2,c}$ . **Det betyr at dersom 40% av det totale spenningsfallet i fase  $a$ ,  $b$  og  $c$  mellom node 1 og 2 ligger i fase  $a$ , så vil et rimelig estimat tilsi at også 40% av lasten ligger i denne fasen.** Slik kan lasten skaleres for alle kundene i demo-kretsen når faserekkefølgen er bestemt. Usikkerheten i dette estimatet øker med økende grad av usymmetri.

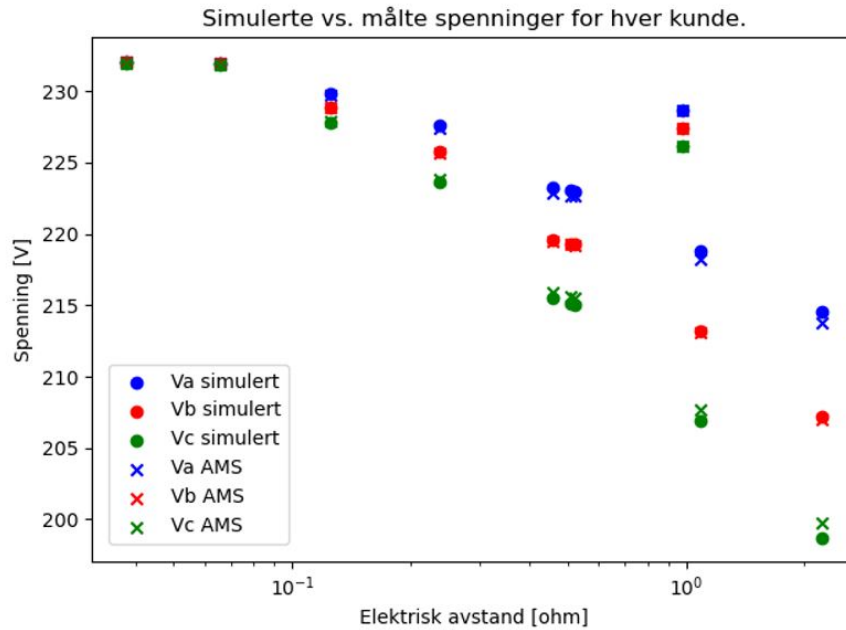
### 8.1.1 Demonstrasjon av metoden

For å teste ut lastskalering fra prosentvis spenningsfall som metode, konstrueres et case med kjente faserekkefølger i demo-kretsen. Følgende fremgangsmåte er benyttet:

- Konstruksjon av datasett med aktiv last per kunde på 0,015 pu, 0,02 pu og 0,025 pu for henholdsvis fase a, b og c. Reaktiv last per fase settes lik 10% av aktiv last.
- Lastflytberegninger utføres i den etablerte modellen for usymmetrisk lastflyt med det konstruerte datasettet. De resulterende spenningsverdiene brukes som fasit (fiktive AMS-verdier).
- Antar nå at kun de fiktive AMS-spenningene og sum last per kunde er kjent. Lasten fordeles per fase fra beregnet prosentvis spenningsfall per fase.
- Resultater fra nye lastflytberegninger sammenliknes med de fiktive AMS-verdiene.

Lastflytresultatene med lastskalering fra prosentvis spenningsfall for det konstruerte test-caset med kjente faserekkefølger er vist i Figur 16. Y-aksen viser spenningsverdiene og X-aksen angir elektrisk avstand i ohm fra transformator med en logaritmisk skala.





Figur 16: Lastflytresultat etter lastskalering fra prosentvis spenningsfall for et konstruert case med demo-kretsen.

Det maksimale avviket mellom spenningene fra lastflyt og de fiktive AMS-verdiene er 1,0 V. Dette avviket forekommer for den laveste fasen for kunden med størst elektrisk avstand. Spenningsusymmetrien for denne kunden, beregnet fra Likning (4) og (3), er 3.93 %. Det viser at denne metoden gir akseptable resultater også ved høy grad av usymmetri.

## 8.2 Analyse av spenningsdata fra AMS

For å estimere faserekkefølgen, testes de ulike metodene presentert i Kapittel 6.2 på et datasett sammensatt av tidsserier med spenningsverdier fra AMS-målerne i demo-kretsen. Spenningsverdier fra AMS for L1, L2 og L3 over et vinterdøgn i februar 2020 hentes fra skyløsningen Azure for alle målerne i kretsen. Spenningsmålingene er gitt som gjennomsnittsverdier per time, tilsammen 24 verdier per tidsserie. Datasettet er sammensatt av 33 tidsserier fordelt på 11 AMS-målere som illustrert i Tabell 4. Verdiene er gjengitt i Vedlegg C. Det samme datasettet analyseres med alle de forskjellige metodene for å kunne sammenlikne metodene og de resulterende faserekkefølgene.

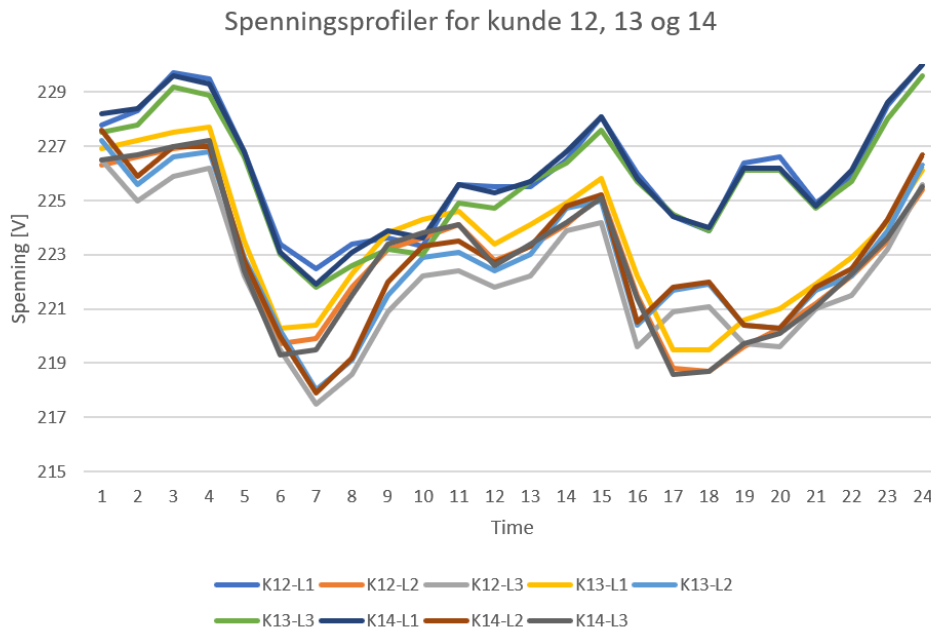
Tabell 4: Datasettets struktur. Hver av fasene i hver AMS-måler danner en tidsserie på 24 timesverdier.

Time	Meter 1			Meter 2			...	Meter 11		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3		L1	L2	L3
1	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	...	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$
2	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	...	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
24	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	...	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$

### 8.2.1 Visuell inspeksjon av fasespenninger

Som vist i Kapittel 6.2, forventes det at kunder med kort elektrisk avstand vil ha liknende spenningsprofiler. Det er derfor ønskelig å undersøke hvorvidt sammenhengen mellom fasene kan identifiseres manuelt, ved å visuelt sammenlikne spenningsprofilene til hver kunde med sine to nærmeste naboer.

Fra Tabell 2 i Kapittel 7.2 kan det observeres at kundene i node 12, 13 og 14 har svært lik elektrisk avstand. Spenningsprofilene deres er vist i Figur 17.



Figur 17: Spenningsprofiler for L1, L2 og L3 for kunde K12, K13 og K14 over et døgn.

Fra figuren kan det tydelig observeres at spenningsprofilene danner tre distinkte faser. K12-L1, K13-L3 og K14-L1 er svært like, og tilhører derfor

samme fase. Videre utgjør K12-L2, K13-L1 og K14-L3 én fase, og K12-L3, K13-L2 og K14-L2 er tilknyttet den siste fasen.

En slik sammenlikning utføres for alle kundene i kretsen, der to nærtliggende kunder sammenliknes om gangen. Plot av spenningsprofilene som sammenliknes er vist i Vedlegg D. For hver inspeksjon, med unntak av kunde K7, kan fasene tydelig identifiseres. I noen tilfeller er det store ulikheter i spenningsusymmetri og gjennomsnittlig spenning, men det er altså endringen fra time til time som er avgjørende for sammenhengen. Fase 2 og 3 hos kunde K7, som er på en egen radial med relativt lang elektrisk avstand fra transformator, kan ikke identifiseres med sikkerhet.

Med transformator som referanse, er resultatet av faseidentifisering med visuell inspeksjon vist i Tabell 5. Hver kolumne består av fasenavn fra AMS som utgjør én sammenhengende fase.

Tabell 5: Sammenheng mellom fasene som resultat av visuell inspeksjon av spenningsprofiler over et døgn. Her er "L1", "L2" og "L3" fasene fra AMS før identifisering av rekkefølge, mens "Fase 1", "Fase 2" og "Fase 3" refererer til rekkefølgen etter inspeksjon.

<b>Kunde</b>	<b>Fase 1</b>	<b>Fase 2</b>	<b>Fase 3</b>
Trafo	L1	L2	L3
K6	L3	L1	L2
K7	L1	L3	L2
K8	L1	L3	L2
K9	L3	L1	L2
K10	L3	L2	L1
K11	L3	L1	L2
K12	L1	L2	L3
K13	L3	L1	L2
K14	L1	L3	L2
K15	L1	L2	L3

Ulempen med visuell inspeksjon som metode for faseidentifisering er at den er svært tidkrevende fordi analysene må gjøres manuelt, og har liten eller ingen rom for automatisering. Omfanget av arbeidet øker med antall kunder i kretsen. I tillegg kan ikke menneskelige feil utelukkes. Et datasett med flere timesverdier eller høyere oppløsning på målingene vil sannsynligvis gi et mer nøyaktig resultat. Likevel, av mangel på en fasit på faserekkefølgen i nettet, vil rekkefølgen fra denne metoden brukes som grunnlag for sammenlikning med de påfølgende metodene.

## 8.2.2 K-means med Pearson-korrelasjon

Metodikken for identifisering av faserekkefølge ved bruk av k-means clustering med Pearson-korrelasjon mellom tidsserier fra AMS er implementert i Python, basert på skjemaet i Figur 12 og Likning (12). Koden heter “kmeans\_pearson.py” og ligger vedlagt. Metoden testes på det utvalgte datasettet. De resulterende faserekkefølgene er presentert i Tabell 6.

Tabell 6: Sammenheng mellom fasene som resultat av k-means clustering med Pearson-korrelasjoner. Her er “L1”, “L2” og “L3” fasene fra AMS før identifisering av rekkefølge, mens “Fase 1”, “Fase 2” og “Fase 3” refererer til rekkefølgen etter k-means.

Kunde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Trafo	L1	L2	L3
K6	L3	L2	L1
K7	L3	L2	L1
K8	L1	L2	L3
K9	L3	L1	L2
K10	L3	L2	L1
K11	L3	L1	L2
K12	L1	L2	L3
K13	L3	L1	L2
K14	L1	L3	L2
K15	L1	L2	L3

Sammenliknet med faserekkefølgen fra visuell inspeksjon, er ikke kunde K6, K7 og K8 korrekt identifisert. De resterende kundene har felles identifiserte faser, slik at 23 av 30 (77%) av måleseriene fra AMS samsvarer med Tabell 5.

## 8.2.3 PCA og k-means i kombinasjon

Det er utviklet en Python-kode som utfører PCA og k-means clustering på et datasett i Excel som gis som input. De to første prinsipalkomponentene beregnes fra en innebygget funksjon fra “sklearn”-biblioteket, mens k-means er implementert med restriksjoner som beskrevet med skjemaet i Figur 12 i Kapittel 6.2. Det er brukt fysisk distanse mellom prinsipalkomponentene som distansemål, i motsetning til i Kapittel 8.2.2. K-means-algoritmen konvergerer når endringen i klyngesenterene er mindre enn  $10^{-3}$ . Koden, kalt “PCA\_kmeans.py”, ligger vedlagt.

## **Normalisering av datasettet**

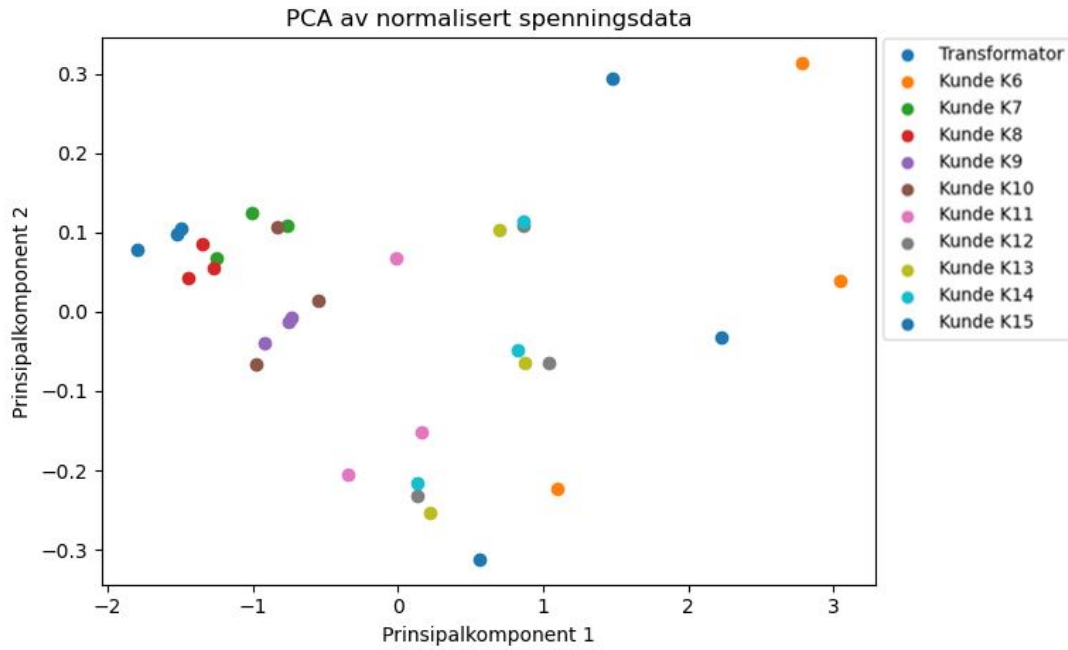
Det er ikke presentert noen konkrete metoder for normalisering av tidsserier i svake nett med høy grad av usymmetri i litteraturen om faseidentifisering. Det er derfor formulert tre hypoteser for ulike måter å normalisere datasettet:

1. Normalisere hele datasettet basert på minimum og maksimum av alle verdiene.
2. Normalisere hver tidsserie for seg. Dette gir 33 tidsserier som er skalert til å ha verdier innenfor samme intervall.
3. Normalisere de tre fasene for hver AMS-måler basert på minimum og maksimum av alle verdiene som tilhører samme måler. Alle målere vil være innenfor samme intervall, men fasene vil ha ulike verdier innenfor intervallet.

Hver av de tre hypotesene testes ut for å undersøke hvorvidt de fører til meningsfulle resultater.

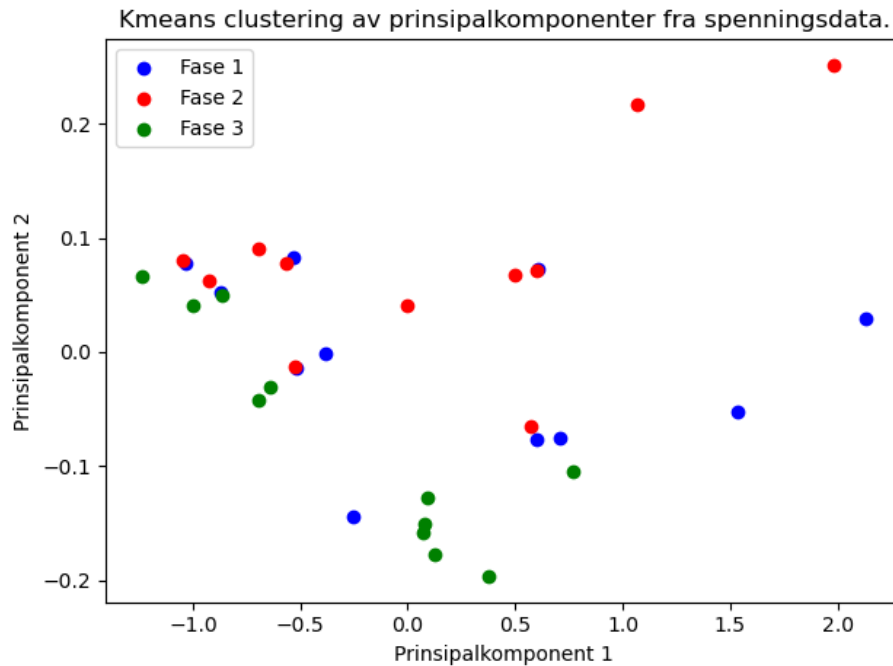
### **Hypotese 1: normalisere hele datasettet i ett**

Hele datasettet normaliseres med Likning (14) mellom 0 og 1 basert på minimum og maksimum beregnet fra alle verdiene i datasettet. Dette gir relativt høye normaliserte verdier for kunder med lav elektrisk avstand til transformator, og lave verdier langt ute på radialen. PCA utføres på datasettet med Python-koden, og resultatet av de to første prinsipalkomponentene er plottet og vist i Figur 18. Hvert punkt i figuren representerer en måleserie fra AMS, og de tre måleseriene i hver AMS-måler er plottet med samme farge for å kunne observere om disse er nært korrelert.



Figur 18: Resultat av PCA med 2 komponenter når hele datasettet er normalisert mellom 0 og 1.

Det er tydelig at måleserier der spenningsfallet fra transformator er lavt likner mer på hverandre enn på målinger i det svake nettet. Dette tyder på at denne formen for normalisering av datasettet ikke er ideell for faseidentifisering med k-means. Figur 19 viser resultatet av k-means clustering på punktene i Figur 18. K-means konvergerer ikke i løpet av 100 iterasjoner, men i praksis er det bare fase 1 og 3 som veksles hver iterasjon. Punktene i hver fase er altså de samme.



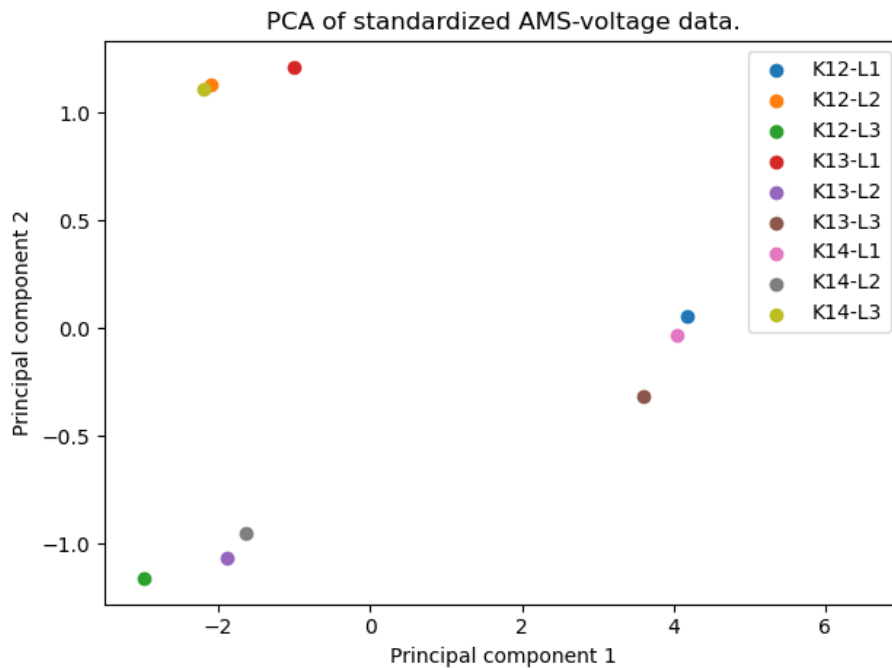
Figur 19: Resultat av k-means clustering etter PCA når hele datasettet er normalisert mellom 0 og 1.

Tabell 7 viser sammenhengen mellom de identifiserte fasene. Selv om plottet i Figur 19 ikke viser noen tydelige klynger, er faserekkefølgen påfallende lik den fra visuell inspeksjon i Tabell 5. Det er kun kunde K7, K11 og K14 som har en avvikende rekkefølge. Med transformator som referanse, samsvarer 24 av 30 måleserier fra AMS med Tabell 5, altså 80%.

Ved visuell inspeksjon av spenningsprofilene til kunde K12, K13 og K14 var de tre fasene tydelige og identifiserbare. Siden spenningene ligger i tilnærmet samme intervall og nettstyrken er tilnærmet lik hos disse kundene, er det ønskelig å se nærmere på om PCA med felles normalisering kan identifisere fasene når kunde K12-14 analyseres isolert. Resultatet er vist i Figur 20.

Tabell 7: Sammenheng mellom fasene som resultat av PCA og k-means clustering når hele datasettet er normalisert mellom 0 og 1. Her er “L1”, “L2” og “L3” fasene fra AMS før identifisering av rekkefølge, mens “Fase 1”, “Fase 2” og “Fase 3” refererer til rekkefølgen etter k-means.

Kunde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Trafo	L1	L2	L3
K6	L3	L1	L2
K7	L1	L2	L3
K8	L1	L3	L2
K9	L3	L1	L2
K10	L3	L2	L1
K11	L2	L1	L3
K12	L1	L2	L3
K13	L3	L1	L2
K14	L1	L2	L3
K15	L1	L2	L3



Figur 20: De to første prinsipalkomponentene ved felles normalisering av kunde K12, K13 og K14.

Fra figuren kan det observeres tre tydelige klynger med punkter som er nært korrelert. Dette kan tyde på at K12-L1, K13-L3 og K14-L1 er tilkoblet samme fase, at K12-L2, K13-L1 og K14-L3 er på samme fase, og at K12-L3, K13-L2

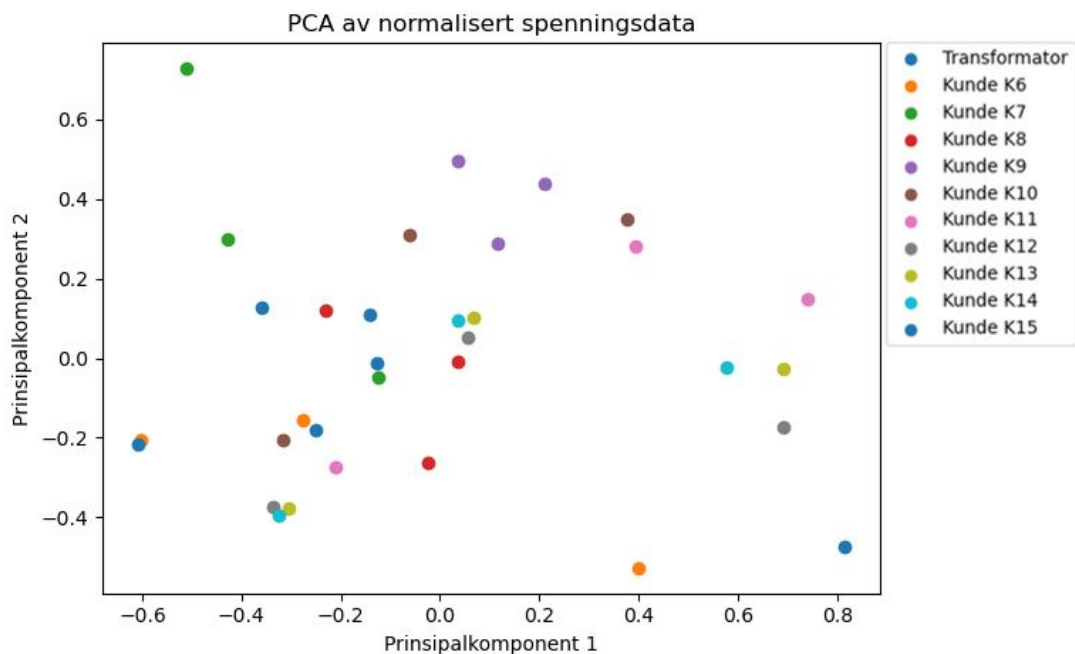


og K14-L2 er samme fase. Dette stemmer med den visuelle inspeksjonen fra spenningsprofilene i Figur 17.

### Hypotese 2: normalisere hver tidsserie for seg

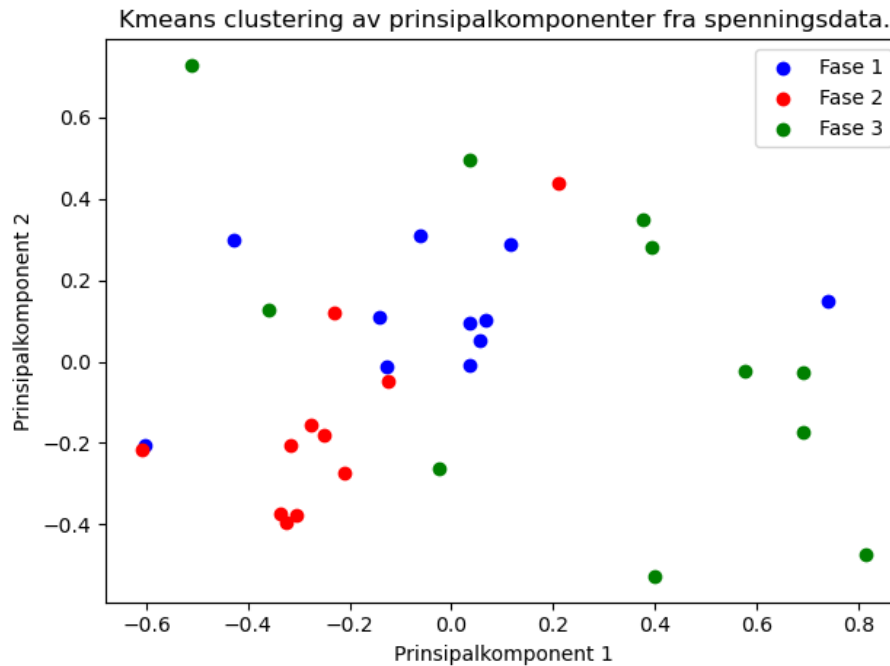
Hver av de 33 tidsseriene normaliseres til et intervall mellom 0 og 1 i Excel ved Likning (14) i Kapittel 6.2. Målet med dette er at spenningsnivået (gitt av spenningsfallet fra transformator) ikke skal innvirke på analysen, slik at spenningsprofilenes form og endring over tid potensielt kan skille de tre fasene fra hverandre.

PCA utføres på det normaliserte datasettet. Figur 21 viser resultatet av de to første prinsipalkomponentene plottet mot hverandre.



Figur 21: Resultat av PCA når hver tidsserie i datasettet er normalisert mellom 0 og 1.

Det er ingen tydelige klynger i Figur 21. K-means clustering utføres på prinsipalkomponentene for å undersøke om metoden vil gi meningsfulle resultater for faserekkefølgen i kretsen. Algoritmen konvergerer etter fem iterasjoner. Figur 22 viser de resulterende klyngene.



Figur 22: Resultat av k-means clustering etter PCA når hver tidsserie i datasettet er normalisert mellom 0 og 1.

Tabell 8 viser den identifiserte faserekkefølgen etter PCA og k-means når datasettet er normalisert individuelt for hver av de 33 måleseriene.

Tabell 8: Sammenheng mellom fasene som resultat av PCA og k-means clustering når datasettet er normalisert for hver måleserie individuelt. Her er “L1”, “L2” og “L3” fasene fra AMS før identifisering av rekkefølge, mens “Fase 1”, “Fase 2” og “Fase 3” refererer til rekkefølgen etter k-means.

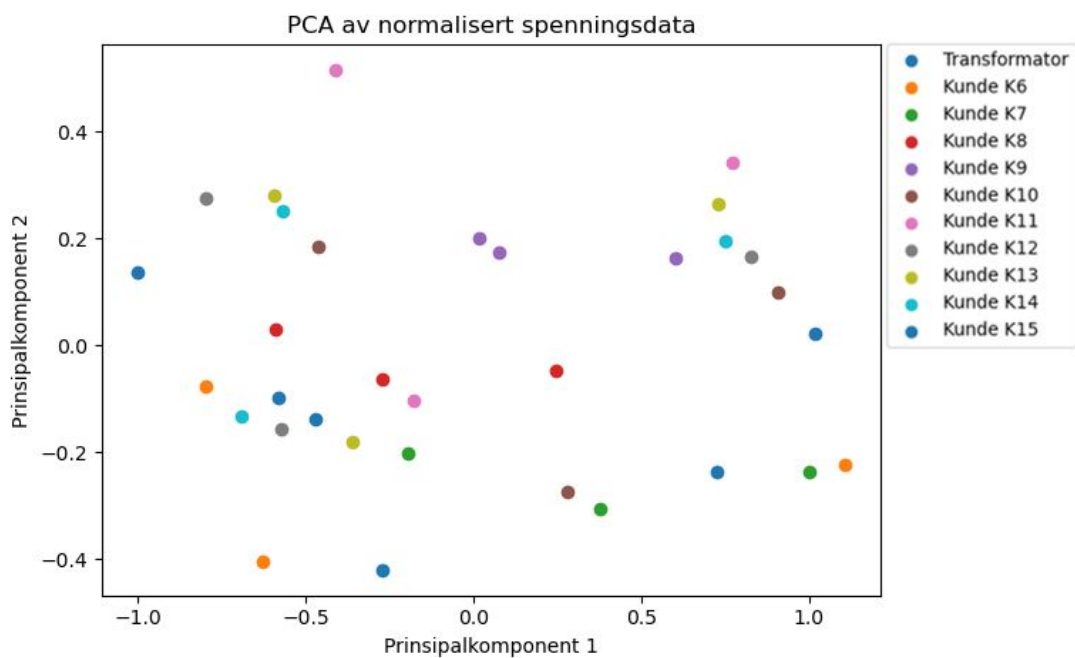
Kunde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Trafo	L1	L2	L3
K6	L1	L2	L3
K7	L2	L1	L3
K8	L1	L3	L2
K9	L1	L3	L2
K10	L1	L2	L3
K11	L3	L1	L2
K12	L3	L2	L1
K13	L2	L1	L3
K14	L2	L3	L1
K15	L3	L2	L1

Sammenliknet med faserekkefølgen fra den visuelle inspeksjonen, er det kun

kunde K8 og K11 som er identiske, og ingen av kolonnene for fasene er like. 12 av 30 (40%) av måleseriene samsvarer med resultatene fra den visuelle inspeksjonen i Tabell 5.

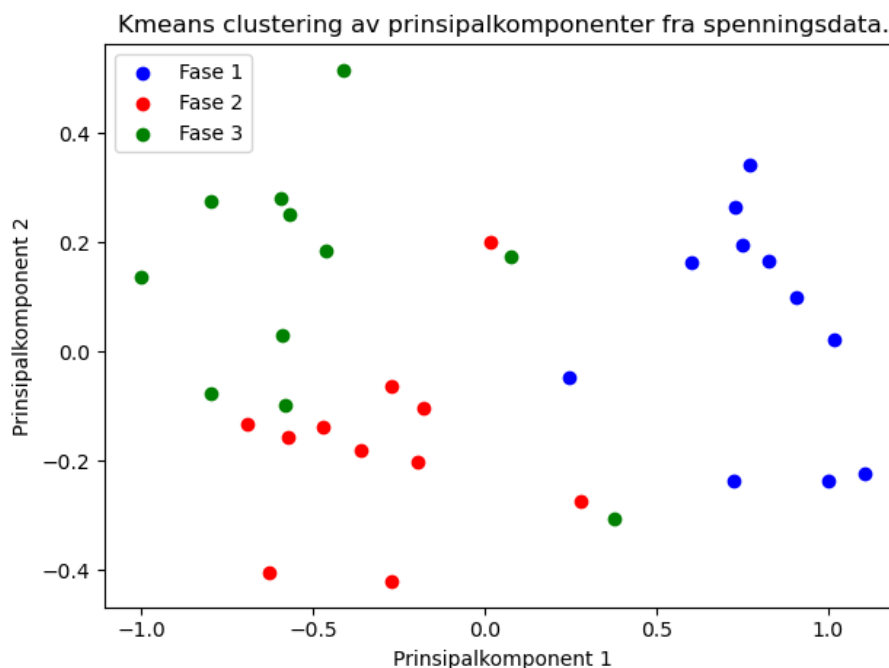
### Hypotese 3: standardisere hver måler for seg

Ved å normalisere hver AMS-måler for seg, vil alle målerne ligge innenfor samme intervall, samtidig som fasene vil ha ulike nivåer innenfor intervallet. Dette kan tenkes å bidra til å redusere effekten av den varierende graden av nettstyrke, slik at den høyeste fasen i to målere vil likne mer på hverandre etter PCA. Resultatet av PCA på hele datasettet med normalisering per måler er vist som et plot av de to første prinsipalkomponentene i Figur 23.



Figur 23: Resultat av PCA med 2 komponenter når hver måler i datasettet er normalisert mellom 0 og 1.

Det kan ikke observeres noen tydelige klynger i figuren. K-means clustering utføres for å identifisere faserekkefølgen, som vist i Figur 24. Algoritmen konvergerer etter fire iterasjoner.



Figur 24: Resultat av k-means clustering etter PCA der hver måler er normalisert mellom 0 og 1.

Etter k-means clustering er tre overlappende klynger identifiserbare. Faserekkefølgen etter k-means er gitt i Tabell 9. Sammenhengen mellom fasene er svært lik den funnet ved visuell inspeksjon, med unntak av fase 2 og 3 for kunde K9, Dette tilsvare 93,3% samsvar.

### 8.3 Lastflytresultater etter faseidentifisering

Usymmetriske lastflytberegninger utføres med den digitale tvillingn ved bruk av den vedlagte Python-koden "Digital\_tvilling.py" med de ulike alternativene for faserekkefølge i demo-kretsen. Metode for faseidentifisering og eventuell normalisering av datasettet spesifiseres av brukeren øverst i denne filen. For å skalere den gitte aggregerte lasten, benyttes metoden for lastskalering basert på prosentvis spenningsfall i fasene mellom to noder. Spenningsverdiene fra lastflytanalyse sammenliknes med AMS-spenningsene i de neste delkapitlene.

Tabell 9: Sammenheng mellom fasene som resultat av PCA og k-means clustering når datasettet er normalisert for hver AMS-måler. Her er “L1”, “L2” og “L3” fasene fra AMS før identifisering av rekkefølge, mens “Fase 1”, “Fase 2” og “Fase 3” refererer til rekkefølgen etter k-means.

Kunde	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Trafo	L1	L2	L3
K6	L3	L1	L2
K7	L1	L3	L2
K8	L1	L3	L2
K9	L3	L2	L1
K10	L3	L2	L1
K11	L3	L1	L2
K12	L1	L2	L3
K13	L3	L1	L2
K14	L1	L3	L2
K15	L1	L2	L3

### 8.3.1 Visuell inspeksjon

Faserekkefølgen fra den visuelle inspeksjonen av spenningsprofilene i demokretsen implementeres i modellen. Spenningsverdiene fra lastflytanalyse er sammenliknet med AMS-verdiene per fase i Tabell 10.

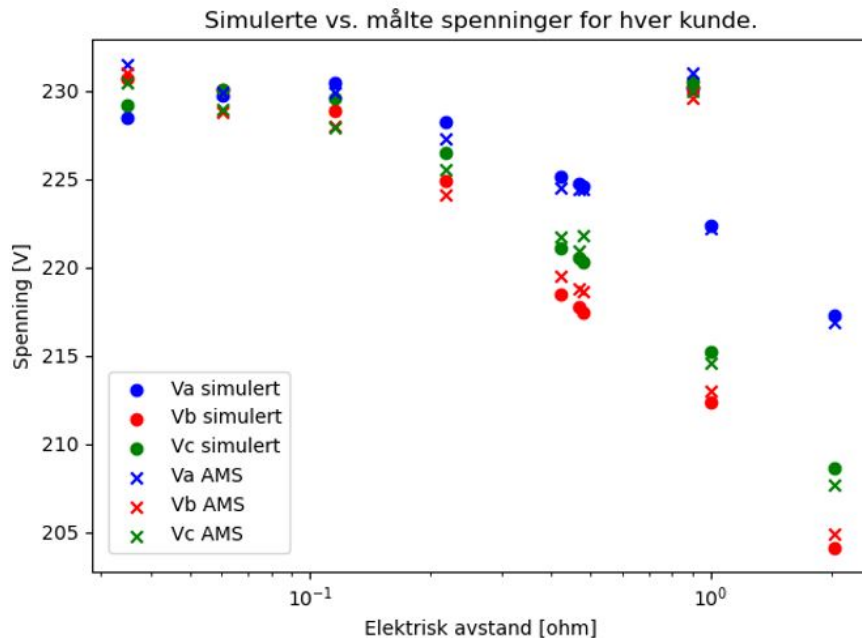
Tabell 10: Sammenlikning av spenningsverdier fra lastflytberegninger og AMS med faserekkefølge fra visuell inspeksjon.

Node	Lastflyt			AMS		
	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$
1	232,23	232,23	232,23	233,2	231,7	231,8
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	217,248	204,120	208,624	216,9	204,9	207,7
7	230,108	230,213	230,526	231,0	229,6	230,0
8	228,473	230,699	229,146	231,5	231,0	230,4
9	229,706	230,016	230,016	229,9	228,8	228,9
10	230,403	228,876	229,529	229,9	228,0	227,9
11	228,219	224,871	226,451	227,3	224,1	225,5
12	224,715	217,729	220,527	224,4	218,8	220,9
13	225,111	218,461	221,095	224,5	219,5	221,7
14	224,574	217,468	220,325	224,4	218,6	221,8
15	222,328	212,335	215,226	222,2	213,0	214,6

Det er viktigst at modellen er så nøyaktig som mulig der spenningsforholdene er dårligst, fordi det er ønskelig å benytte tvillingen til å identifisere brudd

på FoL. De røde rammene i tabellen markerer verdiene som avviker mest fra hverandre for kunde K6 som er lengst ute i kretsen. Avviket er på 0,9 V.

De samme spenningsverdiene er plottet i Figur 25 som funksjon av elektrisk avstand i ohm. Det er brukt en logaritmisk skala for elektrisk avstand.



Figur 25: Spenning som funksjon av elektrisk avstand, fra lastflyt og AMS.

Basert på lastflytresultatet virker det som at faserekkefølgen gir fysisk mening. Dette er fordi de kundene som er på den lange radialen har både AMS-verdier og lastflytspenninger som minker utover radialen. Dette er å forvente fra Likning (1), siden det ikke er lastproduksjon i kretsen. Det kan også observeres at det generelt er lite avvik mellom simulerte spenninger og AMS-verdier for alle kundene i kretsen. Det antyder at faserekkefølgen er godt estimert.

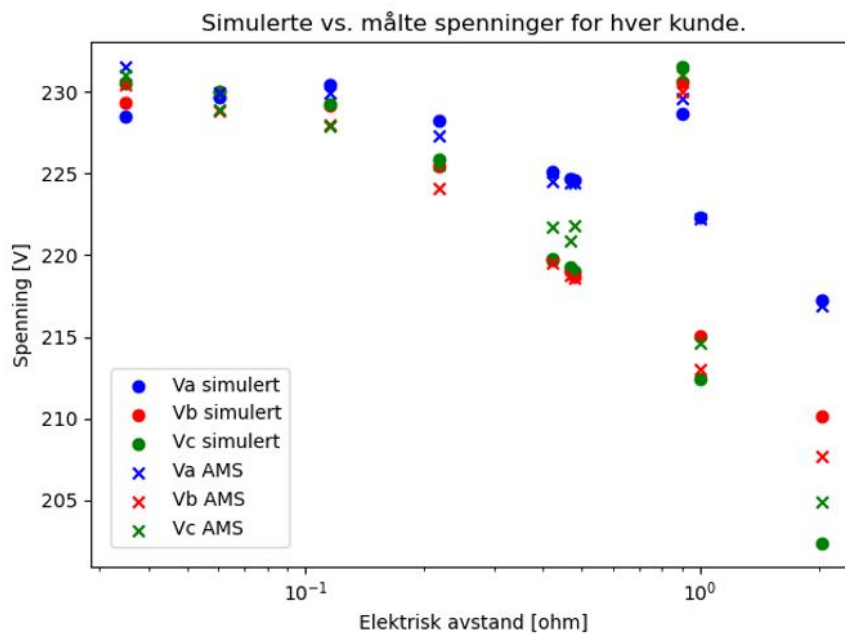
### 8.3.2 K-means med Pearson-korrelasjon

Lastflytresultatene med faserekkefølge identifisert fra k-means med Pearson-korrelasjon er vist i Tabell 11 sammen med spenningsverdier fra AMS. Det maksimale avviket for kunde K6 er 2,5 V.

Tabell 11: Sammenlikning av spenningsverdier fra lastflytberegninger og AMS med faserekkefølgen fra analyse med k-means med Pearson-korrelasjon.

Node	Lastflyt			AMS		
	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$
1	232,23	232,23	232,23	233,2	231,7	231,8
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	217,248	210,181	202,378	216,9	207,7	204,9
7	228,631	230,631	231,565	229,6	230,0	231,0
8	228,473	229,369	230,479	231,5	230,4	231,0
9	229,706	230,016	230,016	229,9	228,8	228,9
10	230,403	229,144	229,254	229,9	228,0	227,9
11	228,219	225,431	225,880	227,3	224,1	225,5
12	224,715	218,978	219,246	224,4	218,8	220,9
13	225,111	219,706	219,817	224,5	219,5	221,7
14	224,574	218,718	219,042	224,4	218,6	221,8
15	222,328	215,067	212,404	222,2	213,0	214,6

Figur 26 viser spenningene fra Tabell 11 som funksjon av elektrisk avstand med log-skala. Det er tydelig at fase  $b$  og  $c$  ikke har optimalt samsvar mellom AMS og simulerte verdier.



Figur 26: Spending som funksjon av elektrisk avstand, fra lastflyt og AMS.

### 8.3.3 PCA og k-means - Alternativ 1

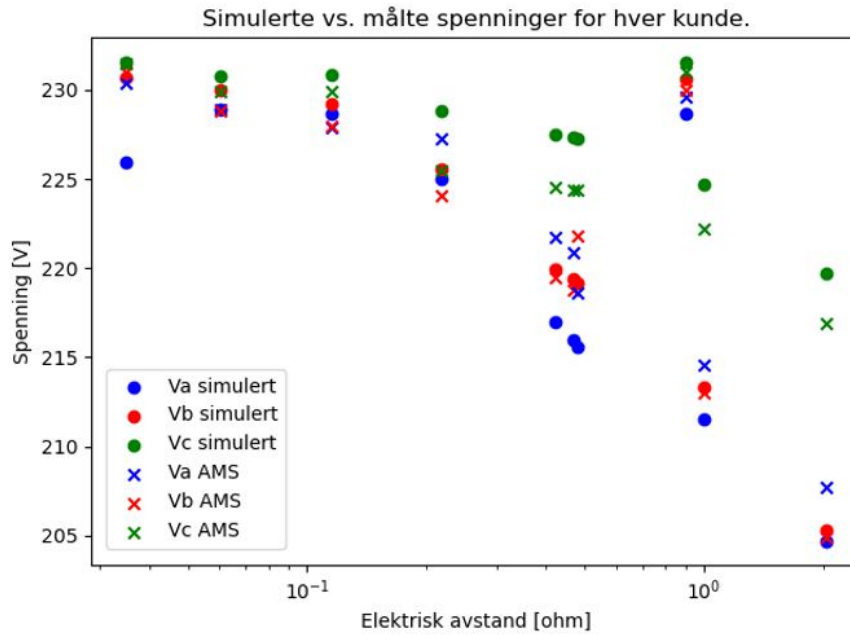
Resultatene fra lastflytanalyse med faserekkefølgen funnet fra PCA og k-means med felles normalisering av datasettet er vist i Tabell 12. Det største avviket mellom simulerte og målte spenninger for kunde K6 er på 3,0 V.

Tabell 12: Sammenlikning av spenningsverdier fra lastflytberegninger og AMS med faserekkefølgen fra analyse med PCA og k-means med felles normalisering.

Node	Lastflyt			AMS		
	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$
1	232,23	232,23	232,23	233,2	231,7	231,8
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	204,681	205,278	219,681	207,7	204,9	216,9
7	228,631	230,631	231,565	229,6	230,0	231,0
8	225,967	230,699	231,577	230,4	231,0	231,5
9	228,928	230,016	230,785	228,9	228,8	229,9
10	228,687	229,186	230,861	227,9	228,0	229,9
11	225,034	225,541	228,843	227,3	224,1	225,5
12	215,966	219,377	227,473	220,9	218,8	224,4
13	216,958	219,953	227,472	221,7	219,5	224,5
14	215,612	219,172	227,276	218,6	221,8	224,4
15	211,535	213,331	224,698	214,6	213,0	222,2

Figur 27 viser sammenlikningen mellom de simulerte spenningene fra lastflyt og AMS som funksjon av elektrisk avstand. Det kan observeres at fase  $a$  og  $b$  fra AMS for de tre kundene med liten elektrisk avstand til hverandre, ikke samsvarer med sammenhengen fra spenningsprofilene i Figur 17. Det er dermed grunn til å tro at faserekkefølgen som er brukt i disse lastflytberegningene ikke er ideell, noe som kan bidra til å forklare det økende spenningsavviket sammenliknet med resultatene fra visuell inspeksjon.





Figur 27: Spenning som funksjon av elektrisk avstand, fra lastflyt og AMS.

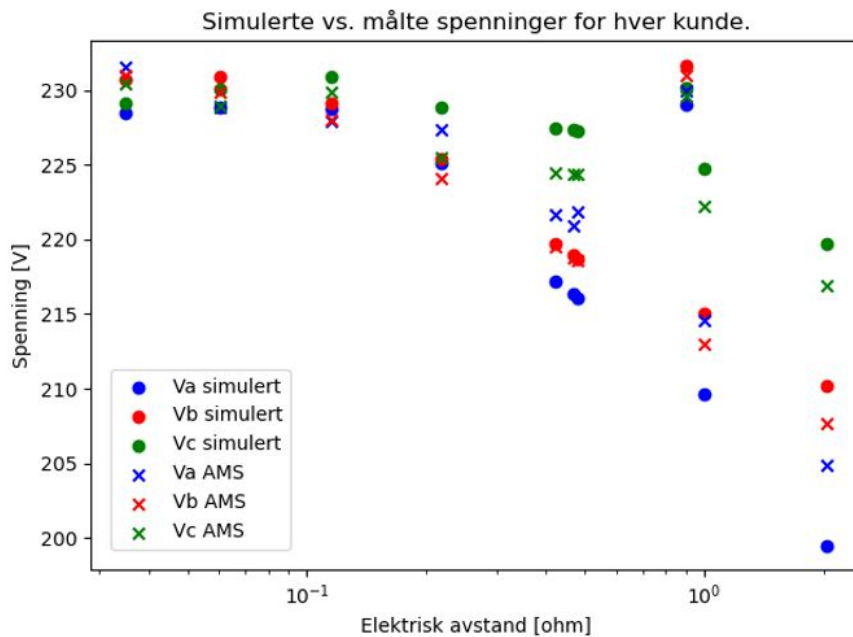
### 8.3.4 PCA og k-means - Alternativ 2

Videre undersøkes lastflytresultatene med faserekkefølge fra PCA og k-means med normalisering per måleserie. En sammenlikning mellom de simulerte spenningene og spenningene fra AMS er vist i Tabell 13. Det største avviket mellom simulert og målt verdi er 5,4 V for fase *a* hos kunde K6. Dette tyder på at faserekkefølgen ikke er optimal.

Målte og simulerte spenninger er plottet mot elektrisk avstand fra transformator i Figur 28. Teknisk sett er faserekkefølgen fysisk mulig, da det ikke er noen unaturlige spenningsøkninger utover på den lengste radialen. Likevel er det et generelt større avvik for flere av fasene. Flere kunder har ikke laveste identifiserte fase som samsvarer med den laveste simulerte fasen fra lastflytberegningene.

Tabell 13: Sammenlikning av spenningsverdier fra lastflytberegninger og AMS.

Node	Lastflyt			AMS		
	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$
1	232,23	232,23	232,23	233,2	231,7	231,8
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	199,484	210,181	219,681	204,9	207,7	216,9
7	229,056	231,667	230,108	230,0	231,0	229,6
8	228,473	230,699	229,146	231,5	231,0	230,4
9	228,850	230,862	230,016	228,8	229,9	228,9
10	228,720	229,144	230,861	227,9	228,0	229,9
11	225,127	225,431	228,843	227,3	224,1	225,5
12	216,326	218,978	227,327	220,9	218,8	224,4
13	217,163	219,706	227,473	221,7	219,5	224,5
14	216,027	218,718	227,276	221,8	218,6	224,4
15	209,666	215,067	224,698	214,6	213,0	222,2



Figur 28: Spenning som funksjon av elektrisk avstand, fra lastflyt og AMS.

### 8.3.5 PCA og k-means - Alternativ 3

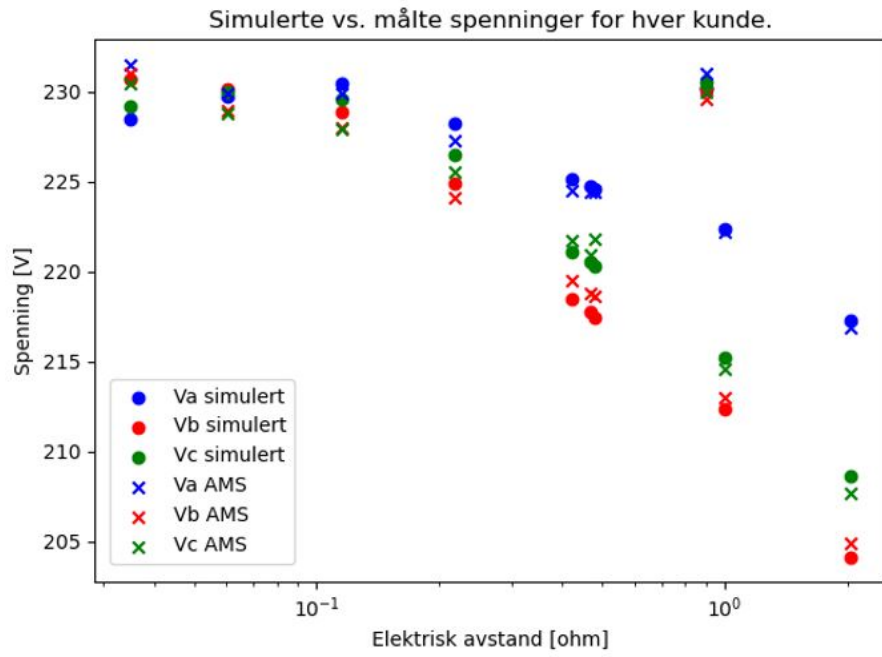
Tabell 14 viser lastflytresultatene for demo-kretsen med faserekkefølgen fra PCA og k-means med verdier normalisert for hver AMS-måler.

Det største avviket er på 0,9 V, akkurat som med faserekkefølgen ved visuell

Tabell 14: Sammenlikning av spenningsverdier fra lastflytberegninger og AMS.

Node	Lastflyt			AMS		
	$V_a$	$V_b$	$V_c$	$V_a$	$V_b$	$V_c$
1	232,23	232,23	232,23	233,2	231,7	231,8
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6	217,248	204,120	208,624	216,9	204,9	207,7
7	230,108	230,213	230,526	231,0	229,6	230,0
8	228,473	230,699	229,146	231,5	231,0	230,4
9	229,706	230,093	229,938	229,9	228,9	228,8
10	230,403	228,876	229,529	229,9	228,0	227,9
11	228,219	224,871	226,451	227,3	224,1	225,5
12	224,715	217,729	220,527	224,4	218,8	220,9
13	225,111	218,461	221,095	224,5	219,5	221,7
14	224,574	217,468	220,325	224,4	218,6	221,8
15	222,328	212,335	215,226	222,2	213,0	214,6

inspeksjon. Ved nærmere undersøkelse av spenningsverdiene i tabellen, er det kun de simulerte verdiene i fase *b* og *c* hos kunde K9 som har et lite avvik fra spenningene i Tabell 10. Dette samsvarer med at disse fasene er de eneste som er forskjellig fra faserekkefølgen fra visuell inspeksjon, og det er kun 0,1 V forskjell mellom spenningsverdiene. Siden kunde K9 er på en egen radial tilknyttet transformator, har det ingen påvirkning på de andre kundene i kretsen i dette tilfellet. Som forventet, er derfor plottet av spenningene som funksjon av elektrisk avstand i Figur 29 nesten identisk med Figur 25.



Figur 29: Spenning som funksjon av elektrisk avstand, fra lastflyt og AMS.

## 9 Evaluering av lastflytmodellen som en digital tvilling for IDE-prosjektet

### 9.1 Vurdering av de ulike metodene for faseidentifisering

Riktig faseidentifisering er svært viktig for å oppnå så nøyaktige lastflytresultater som mulig for en trefase digital tvilling, spesielt i svake nett med høy grad av spenningsusymmetri. I tillegg kan det være generelt nyttig for nettselskaper som ønsker å drive aktiv fasebalansering i form av å bytte rekkefølge på ulikt belastede faser i nett med spenningsproblemer. Fra lastflytresultatene fra demo-caset i Kapittel 8.3 kan det se ut som at avviket mellom simulerte og målte spenninger øker der nettet er svakt og usymmetrien er høy, når faserekkefølgen ikke er optimal.

Flere ulike metoder for faseidentifisering er utprøvd i dette prosjektet. Ved visuell inspeksjon av spenningsprofiler fokuseres det på å se etter sammenhenger i utviklingen over tid mellom kunder som ligger i nær elektrisk avstand til hverandre. Likningene for spenningsfall presentert i Kapittel 6.2 underbygger denne fremgangsmåten for faseidentifisering, ved at den er begrunnet i fysiske sammenhenger. Likevel er metoden sårbar for menneskelige feil. En av de største fordelene er at brukeren selv har en viss formening om hvilke faser som har en tydelig sammenheng, og dermed kan identifiseres med sikkerhet, samt hvilke som er usikre. En stor ulempe er at arbeidet er manuelt, og derfor kan blir svært tidkrevende i nett med mange kunder. I sammenheng med test-caset kan resultatene av visuell inspeksjon sies å være veldig sikre, med unntak av fase 2 og 3 for kunde K7 som er på en egen radial. Utfallet av lastflytresultatet endret seg ikke betydelig i tilfellet der faserekkefølgen for to av fasene hos kunde K9 ble byttet om. Basert på dette, er usikkerheten i identifiseringen av hverken K7 eller K9 sannsynligvis ikke en avgjørende faktor for utfallet av lastflytresultatene.

Fra faserekkefølgen som resulterer av metoden med k-means med Pearson-korrelasjoner som avstandsmål mellom tidsseriene, er 77% av fasemålingene identifisert likt som ved visuell inspeksjon. Ettersom dimensjonene i datasettet ikke er redusert med PCA, er det ikke mulig å fremstille klyngene grafisk. Det gjør det også vanskelig å forklare årsaken til at nettopp kunde K6, K7 og K8 ikke samsvarer. Kunde K7 og K8 er på hver sin

radial og har relativt lite spenningsfall fra trafo, mens K6 har en helt annen spenningsprofil. Dermed er det lite grunnlag for å si noe om hvor god denne metoden for faseidentifisering er. Dersom metoden testes på flere datasett og flere kretser vil en kunne bekrefte eller avkrefte hvorvidt den egner seg i svake nett med stort spenningsfall.

For metoden som kombinerer PCA og k-means, er preprosesseringen av datasettet avgjørende for utfallet av faseidentifiseringen. Felles normalisering fører til at prinsipalkomponentene danner linjer mer enn klynger. Dette kan føre til at k-means danner klyngesentere som går i ett med hverandre på tvers av fasene, og at noen faser dermed blir tildelt feil gruppe. Ved å studere datagrunnlaget til prinsipalkomponentene til Figur 18, er det tydelig at spenningsprofiler med høy snittspenning korrelerer mer med hverandre uavhengig av fase, enn på de som er i samme fase med ulikt spenningsnivå. Dette er ikke ideelt for å identifisere fasene. Det viser seg også at metoden fungerer bra når kunder med kort elektrisk avstand til hverandre analyseres isolert. Dermed er det grunn til å tro at denne metoden vil virke bra på sterke nett, men at en annen metode er mer hensiktsmessig i svake nett med stor variasjon i elektrisk avstand.

Tanken bak å normalisere hver tidsserie for seg er at det vil redusere effekten av at høye gjennomsnittsspenninger likner mer på hverandre, slik at effekten av nettstyrken neglisjeres. Når alle spenningsprofilene ligger innenfor 0 og 1, vil ingen spenningsprofiler ha større spenningsfall enn andre, og man vil heller ikke kunne skille mellom høye og lave faser innad i en måler. Resultatene i Figur 22, som bare har 40% samsvar med rekkefølgen funnet ved visuell inspeksjon, tilsier at denne metoden gjør det vanskelig å skille fasene fra hverandre. Sannsynligvis vil også denne metoden fungere bedre i sterke nett, der det ikke er like store variasjoner i spenningsfall mellom hver kunde.

Ved normalisering for hver måler, er det forsøkt tatt hensyn til usymmetrien innad i hver måler, da det er stor sannsynlighet for at for eksempel høyeste fase i en måler også er samme fase i neste. Fra PCA-plottet ser det ikke ut som det er noen tydelige klynger, men k-means viser at fasene grupperer seg med overlapp. Dette kan føre til at noen punkter feilaktig plasseres i en annen fase fordi den er nærmere sentrum av en annen klynge. Med 93,3% samsvar med visuell inspeksjon, virker denne metoden svært lovende. Likevel er det et

behov for å validere både denne og de andre metodene for flere datasett, og undersøke flere typer lavspenningkretser med varierende nettstyrke. Selv om det ser lovende ut i dette tilfellet, kan det hende at resultatet er tilfeldig.

Sammenliknet med de andre måtene å normalisere datasettet på, fremstår metoden med normalisering per måler mest fornuftig for svake nett med høy grad av usymmetri. Denne metoden gir i tillegg omtrent identiske lastflytresultater som ved visuell inspeksjon av tidsseriene, og disse resultatene stemmer best av de utprøvde metodene med hensyn til de målte spenningsverdiene fra AMS for demo-kretsen.

## 9.2 Evaluering av trefasemodellen som digital elektrisk tvilling

Siden formålet med tvillingen er å estimere de elektriske forholdene i svake nett så nøyaktig som mulig, er det hensiktsmessig å evaluere tvillingen med fokus på kunde K6 lengst ute på radialen i demo-caset. Med faserekkefølgen fra visuell inspeksjon av tidsseriene fra AMS er det maksimale avviket mellom spenningsverdiene fra AMS og lastflytberegningene med tvillingen for kunde K6 0,9 V. Dette forekommer for fase  $b$ , mens avviket for den dårligste fasen er 0,8 V. Avvikene endrer seg ikke betydelig med elektrisk avstand eller grad av usymmetri, og det er derfor grunn til å tro at tilsvarende resultater kan oppnås for andre kretser med enda dårligere nettstyrke og grad av usymmetri.

Det er gjort en rekke forenklinger og antakelser rundt linjemodellering som kan påvirke nøyaktigheten av resultatene. Dersom impedansverdiene som er hentet fra NetBas og deretter temperaturkorrigert ikke er korrekte, kan dette være en avgjørende faktor for nøyaktigheten av spenningsfallet i lastflytberegningene. Uten temperaturkorreksjon ville resistansen vært høyere, og det hadde oppstått et større spenningsfall over hver linje i beregningene. Da ville avviket til AMS vært generelt større, men også økende utover radialen som følge av dårlig nettstyrke og høy usymmetri.

I modelleringen av tvillingen som en trefasemodell er den gjensidige impedansen mellom fasene neglisjert. Sannsynligvis er effekten av gjensidig impedans svært liten, men basert på Likning (33) og (34) er det forventet at spenningen vil øke dersom gjensidig impedans medberegnes.

Den heuristiske måten å estimere lastfordelingen mellom fasene hos hver kunde fra det prosentvise spenningsfallet over fasene, er en annen årsak til avviket mellom resultatet fra tvillingen og AMS. Som vist i demonstrasjonen av metoden i Kapittel 8.1, oppstår et avvik på 1 V til den dårligste fasen hos kunde K6 i det konstruerte caset når faserekkefølgen er kjent. Siden fasitspenningene i caset er konstruert fra de elektriske forholdene i modellen i stedet for reelle målinger, er det heller ingen avvik i caset som følge av forskjeller mellom modell og fysisk nett. Hele avviket på 1 volt skyldes derfor metoden for lastskalering. Det kan observeres fra Figur 16 at fase *a* og *b* generelt er overestimert, mens fase *c* er underestimert i forhold til fasiten. Dette er også tilfellet for K6 og K15 i den digitale tvillingen med AMS-data når lastskalering fra prosentvis spenningsfall benyttes. Denne sammenhengen kan være nyttig å være klar over dersom ytterligere analyser utføres med den digitale tvillingen for det aktuelle demo-caset. I det konstruerte caset i Kapittel 8.1 er lasten i kretsen større enn i demo-caset, slik at spenningsverdiene er lavere og usymmetrien er større for kunde K6. Dette kan være med å forklare at avviket for K6 er litt større i det konstruerte caset, selv om linjemodellering ikke bidrar til noe av avviket slik som i demo-caset.

I Kapittel 3.3.1 er det forklart at målingene gjort av en AMS-måler har en feilmargin. Med en feilmargin på 1% vil en spenningsverdi på 230 V måles til å være 2,3 V lavere eller høyere. Ettersom timesverdiene er beregnet som gjennomsnitt av 7200 målinger, vil sannsynligvis denne feilmarginen jevne seg ut, og dermed ikke være årsak til store avvik mellom tvillingen og målte verdier. Det kan likevel ikke utelukkes som en feilkilde.

Det er ønskelig med så små avvik som mulig mellom estimatet fra den digitale tvillingen og AMS-målinger, men hva som er akseptabelt, avhenger av bruksområdet. Dersom tvillingen kun skal brukes til å simulere virkningene av ny teknologi, trenger kanskje ikke kravene å være så strenge. Hvis den skal brukes til å ta beslutninger om tiltak, kreves større nøyaktighet. Siden det benyttes gjennomsnittlige timesverdier fra AMS, vil det ha forekommet spenningsmålinger som er både høyere og lavere i løpet av timen. Det kan derfor tenkes at et avvik på 2-3 V kan aksepteres når formålet er tilstands- og scenarioanalyser.

I henhold til definisjonen av en digital tvilling i Kapittel 3, er den utviklede digitale tvillingen for usymmetriske nett en virtuell representasjon av en fysisk



virkelighet som bruker historiske data fra AMS og simuleringer til å beregne tilstanden i nettet. Tvillingen kan brukes til scenarioanalyser som danner grunnlag for beslutningsstøtte i for eksempel nettplanlegging eller i de ulike IDE-demonstratorene. Siden det benyttes historiske data, kan ikke tvillingen brukes til overvåking og kontroll i sanntid. I følge DNVs skala for utviklingen av en digital tvilling, kan den etablerte tvillingen sies å være på nivå 1: Beskrivende. For at tvillingen skal kunne utvikles til et høyere nivå, er det behov for en digital løsning for innsamling og lagring av AMS-data som muliggjør aggregering i sanntid, som beskrevet i Kapittel 3.2.

For en enda bedre estimering av tilstanden i nettet bør tvillingen også kunne estimere spenningen på minuttnivå. Per nå er det ikke mulig å hente minuttverdier fra AMS, fordi tilgjengelig data fra AMS kun er lagret i timesverdier. Større oppløsning på dataene vil kreve større lagringsplass og mer krevende datahåndtering, men også muliggjøre mer detaljerte analyser.

Som forklart i prosjektoppgaven, kan en skaleringsfaktor benyttes for å estimere laveste minuttverdi gitt timesverdier for spenning. Estimaten tilsier at laveste minuttverdi er 11,2% lavere enn timesverdien. Slik kan hver fase fra lastflytresultatene med den digitale tvillingen skaleres for å identifisere brudd på FoL. Datagrunnlaget for skaleringsfaktoren er over ti år gammelt, og det er derfor ikke sikkert at faktoren er realistisk med tanke på dagens forbruksmønster.

Med de tekniske forutsetningene og begrensningene rundt lagring og aggregering av AMS-data tatt i betraktning, kan den etablerte digitale elektriske tvillingen sies å være en god nok tvilling til sitt formål. I motsetning til per-fase-tvillingen utviklet i prosjektoppgaven, kan den etablerte trefase-tvillingen identifisere spenningsverdiene i hver av de tre fasene i demo-kretsen for den aktuelle analyseperioden med god nøyaktighet. Den etablerte metodikken for utvikling av digitale tvillinger i NetBas laget i prosjektoppgaven var svært tidkrevende og innebar mye manuelt arbeid knyttet til implementering av data og korreksjon for usymmetri. Metodikken er nå delvis automatisert, ved at det har kommet muligheter for å hente inn historiske lastdata fra AMS i en ny modul kalt "Timesanalyse" i NetBas. Dette vil være et godt alternativ i sterke nett eller for perioder med lav last, mens en usymmetrisk tvilling er spesielt nyttig i svært svake nett med stor grad av usymmetri.

### 9.3 Anvendelse av tvillingen for IDE-prosjektet

Den etablerte digitale tvillingen kan brukes som basis for realistiske scenarioanalyser for ulike teknologier som testes ut i IDE-prosjektet. På denne måten kan det for eksempel gjøres analyser for optimal plassering av et nettbatteri i demo-kretsen eller en annen krets implementert og faseidentifisert på tilsvarende måte. For flere av demonstratorene er det relevant å sammenlikne de teknologiske løsningene med tradisjonell reinvestering. De tekniske analysene av reinvestering kan gjøres ved å endre på linjeparametrene i lastflytmodellen. Det går også an å analysere de elektriske forholdene ved ulike spenningsnivåer på transformator for å simulere effekten av trinning av transformator i ulike scenarier, eller isolere deler av nettet for å simulere effektbrytere.

Siden flere av demonstratorene i IDE-prosjektet fokuserer på løsninger for problemer med leveringskvalitet i svake nett, kan den digitale tvillingen brukes som verktøy for å vurdere ulike løsninger opp mot hverandre for et felles brukstilfelle.

Metodene for faseidentifisering kan også ha en egenverdi i IDE-prosjektet utover bruk i en digital tvilling. Med informasjon om faserekkefølgen i nettet kan nettselskapene utføre endringer i fasetilkoblingene som reduserer graden av usymmetri i nettet, og dermed hever spenningsnivået i den dårligste fasen. Dette kan erstatte teknologiske løsninger for fasebalansering, som for eksempel bruk av nettbatteri.

## 10 Konklusjon

Formålet med arbeidet har vært å utvikle en digital elektrisk tvilling for svake nett med stor grad av usymmetri, som kan benyttes på IDE-demonstratorene. En digital tvilling er etablert i Python. Den benytter usymmetriske lastflytberegninger som verktøy for å estimere de elektriske forholdene i nettet, og tar i bruk AMS-data for å simulere reelle lastsituasjoner. Modellen er testet på en case-krets som er representert for nettområdene med spenningsproblemer i IDE-prosjektet.

For å kunne benytte en digital tvilling som utfører usymmetriske lastflytberegninger med AMS-data, må følgende faktorer estimeres:

- **Lastfordelingen per fase:** Fra AMS er kun lasten tilgjengelig som sum av fase L1, L2 og L3 for hver måler. For at tvillingen skal gjenspeile usymmetrien i nettet må den totale lasten fordeles riktig mellom fasene.
- **Fasetilknytningen av laster:** Lastenes fasetilknytning er ikke kjent. Det vil si at L1 i en AMS-måler ikke nødvendigvis er tilkoblet samme fase som L1 i en annen måler. Faserekkefølgen må identifiseres for at linjespenningene fra AMS skal kunne brukes til å validere modellen.

Det er utviklet en metode for å estimere lastfordelingen mellom fasene når faserekkefølgen er identifisert. Metoden beregner spenningsfallet per fase mellom to noder, og skalerer lasten basert på det prosentvise spenningsfallet for hver fase. Demonstrert på et case med konstruerte last- og spenningsdata og kjent sammenheng mellom fasene, er det vist at metoden fungerer godt, men er mer nøyaktig når nettstyrken er stor enn i svakt nett. Det maksimale avviket mellom fasit-spenningene og simulerte spenninger med skaleringsmetoden for det konstruerte caset er 1,0 V for den dårligste fasen ytterst i nettet.

Problemet med faseidentifisering er forsøkt adressert med ulike tilnærminger. Felles for de ulike metodene er analyse av tidsserier med spenningsdata fra AMS. Metodene gir ulike resultater, og disse er benyttet i lastflytberegninger for å evaluere prestasjonen til de ulike metodene og den digitale tvillingen som helhet. Ved visuell inspeksjon av spenningsprofilene oppnås sikre estimat av faserekkefølgen, og den digitale tvillingen estimerer de elektriske forholdene med en nøyaktighet på 0,9V for kunden ytterst i nettet. En annen

metode, som benytter PCA og k-means clustering for å identifisere fasene, gir tilsvarende faserekkefølger og avvik tvillingen som metoden for visuell inspeksjon, forutsatt at verdiene i hver AMS-måler i datasettet er normalisert mellom 0 og 1. Det er tydelig at måten datasettet normaliseres på gir store utslag i resultatene, og at dette sannsynligvis skyldes nettstyrken og den store usymmetrien mellom spenningene. Ved bruk av k-means clustering med korrelasjonsbasert avstandsmål, stemmer noen av de identifiserte fasene overens med resultatene av visuell inspeksjon, men metoden kan ikke verifiseres på bakgrunn av de begrensede analysene som er utført.

Det kan konkluderes med at den digitale tvillingen som er implementert i Python kan benyttes til å gi en tilstrekkelig nøyaktig beskrivelse av de elektriske forholdene i test-caset. Dette er muliggjort gjennom usymmetriske lastflytberegninger som tar hensyn til nettstyrke og varierende grad av symmetri i nettet, samt utviklede metoder for estimering av lastskalering og faseidentifisering med AMS-data.

## 11 Videre arbeid

Videre arbeid er nødvendig for å validere, utvikle og forbedre de presenterte metodene for utvikling av en digital elektrisk tvilling for svake lavspenningsnett. Forslag til videre arbeid er dermed:

- Det er behov for videre forskning på faseidentifisering i svake lavspenningsnett. Undersøkelser av de presenterte metodene med flere tilsvarende datasett vil gi grunnlag for å vurdere treffsikkerheten til hver metode. Flere kretser med varierende nettstyrke bør undersøkes, og det bør undersøkes hvorvidt minuttverdier for spenning og antall spenningsverdier er avgjørende for resultatet av faseidentifiseringen. Selv om resultatene gir inntrykk av at metoden for normalisering er avgjørende for utslaget, kan dette vurderes med et bredere datagrunnlag.
- Den digitale elektriske tvillingen bør testes på flere nettområder. Dette kan bidra til å avdekke hvorvidt avvikene mellom simulerte og målte spenningsverdier avhenger av nettstyrken og belastningen i nettet. Dette kan gjøres ved sensitivitetsanalyser av ulike parametre.
- For å utvikle den digitale tvillingen til høyere nivåer må AMS-data tilgjengeliggjøres i sanntid. Det må etableres en plattform for samhandling mellom den digitale tvillingen og AMS-målerene, slik at sanntidsdata kan overføres til tvillingen. Ved å implementere metoder for maskinlæring, kan tvillingen trenes til å detektere og predikere kritiske endringer i tilstanden i nettet. Minuttsoppløsning på AMS-data vil bidra til mer nøyaktige prediksjoner og analyser.
- Den etablerte digitale tvillingen kan anvendes i IDE-prosjektet ved å analysere forskjellige scenarier for bruken av de ulike teknologiene. Resultatet av simuleringene bør sammenliknes med fysiske målinger. Et virtuelt nettselskap som beskrevet i Kapittel 2.1, kan utvikles med den etablerte tvillingen ved å konstruere og implementere en felles nettmodell i tvillingen.

## Referanseliste

- [1] NVE. *Forskrift om leveringskvalitet*, Juni 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/>
- [2] Smartgrids. *Arbeidspakker i IDE-prosjektet*. Desember 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://ide-smartgrids.no/bakgrunn/>
- [3] Smartgridsenteret. *Vedlegg 4.1 Utfyllende beskrivelse demonstratorer og tekniske grupper*. Smartgridsenteret, 2020.
- [4] Thema Consulting. *Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsivas nettområde (KAFFI)*. Eidsiva Energi, 2020.
- [5] Dr. M. Grieves, J. Vickers. *Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems (Excerpt)*, 2016.  
Tilgjengelig fra: [https://www.researchgate.net/publication/307509727\\_Origins\\_of\\_the\\_Digital\\_Twin\\_Concept](https://www.researchgate.net/publication/307509727_Origins_of_the_Digital_Twin_Concept)
- [6] S. Abburu, A. Berre, M. Jacoby, D. Roman. *COGNITWIN - Hybrid and Cognitive Twins for the Process Industry* . ResearchGate, 2020.
- [7] SINTEF. *Digital tvilling*, 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/digital-tvilling/>
- [8] DNV. *Qualification and assurance of digital twins* . DNV, 2020.
- [9] A. Rasheed, O. San, T. Kvamsdal. *Digital Twin: Values, Challenges and Enablers From a Modeling Perspective* . Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2020.
- [10] I. Annapoorani K. Senthilnathan. *Cyber Twin Approach for Smart Grids*, November 2019.
- [11] Norsk Elektroteknisk Komite. *Smarte nett = Elektro + IKT*, 2017.  
Tilgjengelig fra: <https://www.nek.no/smarte-nett-elektro-ikt/08.12.20>].
- [12] U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. *Study of Security Attributes of Smart Grid Systems – Current Cyber Security Issues* , April 2009.  
Tilgjengelig fra: [https://www.smartgrid.gov/files/documents/Study\\_Security\\_Attributes\\_Smart\\_Grid\\_Systems\\_Current\\_Cyber\\_200903.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/documents/Study_Security_Attributes_Smart_Grid_Systems_Current_Cyber_200903.pdf) [Hentet: 07.12.20].

- [13] NVE. *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv*, September 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/smarte-strommalere-ams/?ref=mainmenu>
- [14] Rolf Pedersen. *E-postkorrespondanse Re: Aidon-målere"*. 2020.
- [15] REN. *REN blad 4000 LS Nett – Måling Administrative bestemmelser lavspentinstallasjoner*. REN, 2010.
- [16] Aidon. *Smart Energy Service Devices*, 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://www.aidon.com/our-solutions/#smart-energy-service-devices>
- [17] CENELEC. *EN 50470-3:2006/A1:2018 Electricity metering equipment (a.c.) Part 3: Particular requirements Static meters for active energy (class indexes A, B and C)*. NEK, 2018.
- [18] Energi Norge. *Nettstruktur*. Oktober 2020.  
Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>
- [19] H. Seljeseth, SINTEF. *Elsikkerhetskonferansen: Spenningskvalitet – scenario 2020*. Standard Norge, 2020.
- [20] Lovdata. *Forskrift om leveringskvalitet*, 2020.  
Tilgjengelig fra: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL\\_4#KAPITTEL\\_4](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL_4#KAPITTEL_4)
- [21] Professor K. Sand. *Forelesningsnotater ELK-11, Cost-benefit analysis in distribution network planning: Supply voltage variations – supply voltage unbalance*. NTNU, 2020.
- [22] J. D. Glover, T. J. Overbye, M. S. Sarma. *Power System Analysis and Design*. Cengage Learning, 2012.
- [23] E. Bompard, E. Carpaneto, G. Chicco, R. Napoli. *Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems*. Elsevier Science Ltd., 2000.
- [24] R. A. Aguirre Jr, D. X. SM. Bobis . *Improved Power Flow Program for Unbalanced Radial Distribution Systems Including Voltage Dependent Loads*. IEEE, 2016.
- [25] B. Sereeter, K. Vuik, C. Witteveen. *Newton Power Flow Methods for Unbalanced Three-Phase Distribution Networks*. Energies, 2017.
- [26] M.H.F. Wen, R. Arghandeh, A. Meier, K. Poolla, V.O.K. Li. *Phase Identification in Distribution Networks with Micro-Synchrophasors*. ResearchGate, 2015.

- [27] W. Wang, N. Yu, B. Foggo, J. Davis. *Phase Identification in Electric Power Distribution Systems by Clustering of Smart Meter Data*. IEEE, 2016.
- [28] H. Pezeshki, P. J. Wolfs. *Consumer Phase Identification in a Three Phase Unbalanced LV Distribution Network* . IEEE, 2012.
- [29] Z. Shen, M. Jaksic, P. Mattavelli, D. Boroyevich, J. Verhulst, M. Belkhat . *Three-phase AC System Impedance Measurement Unit (IMU) using Chirp Signal Injection* . IEEE, 2013.
- [30] U.S. Patent Application 20100164473, Patent No. 12/345702, . *Meter phase identification* . IEEE, 2010.
- [31] C. S. Chen, T. T. Ku, C. H. Lin. *Design of Phase Identification System to Support Three-Phase Loading Balance of Distribution Feeders* . IEEE, 2011.
- [32] L. Lee, V. Centeno . *Comparison of PMU and PMU* . IEEE, 2018.
- [33] Y. Sun, X. Chen, S. Yang, K. J. Tseng, G. Amaratunga. *Micro PMU based monitoring system for active distribution networks* . IEEE, 2017.
- [34] V. Arya, D. Seetharam, S. Kalyanaraman, K. Dontas, C. Pavlovski, S. Hoy, J. R. Kalagnanam. *Phase Identification in Smart Grids*. IEEE, 2011.
- [35] L. Zhoua, Y. Zhanga, S. Liua, K. Lia, C. Lib, Y. Yia, J. Tangc. *Consumer phase identification in low-voltage distribution network considering vacant users*. Elsevier Ltd., 2020.
- [36] F. OLIVIER, A. SUTERA, P. GEURTS, R. FONTENEAU, D. ERNST. *Phase Identification of Smart Meters by Clustering Voltage Measurements*. IEEE, 2018.
- [37] T. W. Anderson. *An Introduction to Multivariate Statistical Analysis*. John Wiley Sons, Inc., 2003.
- [38] R. Christensen. *Linear Models for Multivariate, Time Series, and Spatial Data*. Springer-Verlag, 1991.
- [39] N. Mohd Zainuddin et al. *Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges*. IEEE, 2020.
- [40] O. B. Fosso. *PyDSAL - Python Distribution System Analysis Library*. ResearchGate, 2020.
- [41] PyDSAL - Github site - Olav Bjarte Fosso. <https://github.com/obfosso/PyDSAL> . 2020.
- [42] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby. *Power system dynamics: stability and control*. John Wiley Sons, Ltd, 2008.



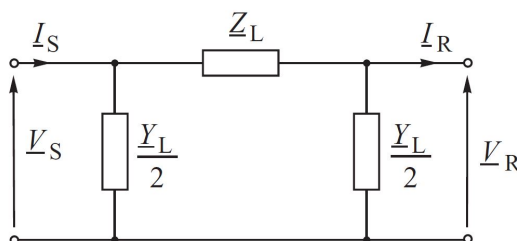
- [43] K. Hatipoglu, I. Fidan, G. Radman. *Investigating effect of voltage changes on static ZIP load model in a microgrid environment* . IEEE, 2012.

# Vedlegg

## A Utledning av lastflytlikninger

### A.1 Modellering av komponenter

Det er vanlig å modellere kraftlinjer og kabler som en PI-ekvivalent. I en PI-ekvivalent er impedansen plassert mellom to shunt-admittanser. Shunt-admittansene representerer den kapasitive effekten i linja, og er delt opp for å fordeles over linja. Figur 30 viser en PI-ekvivalent mellom to punkter S og R, der  $Z_L$  beskriver impedansen gitt av resistansen og reaktansen i linja, og  $Y_L/2$  beskriver en halv linjeadmittans gitt av konduktansen og suseptansen i linja.



Figur 30: Pi-ekvivalent av en kraftlinje [42].

Laster kan være enten spenningsavhengige eller spenningsuavhengige. Husholdningslaster i lavspenningsnett er typisk spenningsuavhengige. Spenningsuavhengige laster kan for eksempel modelleres som en konstant impedans ( $Z$ ), konstant strøm ( $I$ ) eller konstant effekt ( $P$ ). Alternativt kan en ZIP-modell benyttes, der lasten modelleres som et polynom bestående av konstant impedans, effekt og strøm [43].

### A.2 Klassifisering av noder i systemet

En forenklet måte å framstille kraftsystemet på er ved bruk av émlinjeskjema. Begynnelsen og slutten på hver kraftlinje og kraftkabel i émlinjeskjemaet markeres med en samleskinne, også kalt en node. Hver node defineres ved fire størrelser: aktiv effekt ( $P$ ), reaktiv effekt ( $Q$ ), spennings amplitude ( $V$ ), og spennings vinkel ( $\delta$ ). Den aktive og reaktive effekten er summen av produksjon og last tilknyttet noden, som vist i Likning (19) og (20). Her betegner  $P_{Gi}$  produsert aktiv effekt og  $P_{Li}$  forbrukt aktiv effekt for node  $i$ , og tilsvarende for den reaktive effekten.

$$P_i = P_{Gi} - P_{Li} \quad (19)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} \quad (20)$$

De fire størrelsene er enten definert som kontrollvariable, tilstandsvariable eller avhengige variable. Kontrollvariable er de kjente størrelsene for en node, altså konstante parametre. Tilstandsvariable er de ukjente verdiene som det ønskes å estimere. De avhengige variablene kan deretter beregnes basert på de estimerte tilstandsvariablene. Tabell 15 viser de ulike klassifiseringene og tilhørende node-type.

Tabell 15: Klassifisering av noder.

Type	Kontrollvariabler	Avhengig variabler	Tilstandsvariabler
PQ	$P_i, Q_i$	-	$ V_i , \delta_i$
PV	$P_i,  V_i $	$Q_i$	$\delta_i$
Svingmaskin	$ V_i , \delta_i$	$P_i, Q_i$	-

For en PQ-node, også kalt en lastnode, er aktiv og reaktiv effekt kjent. Aktiv effekt og spennings amplitude er kjent for en PV-node, også kalt en generator-node, mens for systemets svingmaskin er spenningsamplituden kjent, og vinkelen er definert lik null. Svingmaskinen kompenserer for reaktive tap i systemet. Det vil alltid være to kjente kontrollvariable for en node.

### A.3 Etablering av admittansmatrisen $Y_{bus}$

Admittansmatrisen  $Y_{bus}$ , vist i Likning (21), er en  $N \times N$ -matrise, der  $N$  er antall noder i systemet. Matrisen kan etableres ved inspeksjon av topologien, og beskriver linjeadmittansene mellom hver node, samt eventuelle shunt-admittanser tilknyttet hver node.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (21)$$

De diagonale elementene,  $Y_{ii}$ , kan ved bruk av Pi-ekvivalenten av en linje uttrykkes ved Likning (22).

$$Y_{ii} = \sum_{j=1, j \neq i}^N y_{ij} + \frac{y_{i0}}{2} \quad (22)$$

Her er  $\frac{y_{i0}}{2}$  shunt-admittansen tilknyttet node i, og  $y_{ij}$  er admittansen på linja mellom node i og j. De ikke-diagonale elementene i  $Y_{bus}$ ,  $Y_{ij}$ , uttrykkes som vist i Likning (23) som den negative verdien av linjeadmittansen.

$$Y_{ij} = -y_{ij} = -\frac{1}{z_{ij}} \quad (23)$$

#### A.4 Lastflytlikninger

Lastflytlikninger uttrykker sum aktiv og reaktiv effektflyt gjennom en node. Fra Kirchoffs strømlov kan systemet beskrives på matriseform ved Likning (24).

$$I = Y_{bus} V \quad (24)$$

Her er  $Y_{bus}$  som i Likning (21). Strømmen som injiseres i hver node er uttrykt ved Likning (25).

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (25)$$

Den tilsynelatende effekten,  $S_i$ , er gitt ved Likning (26):

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (26)$$

Kombinerer Likning (25) og (26):

$$S_i = V_i \left( \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \right)^* = V_i \left( \sum_{n=1}^N Y_{in}^* V_n^* \right) \quad (27)$$

Uttrykt med fasorer:

$$S_i = |V_i| \left( \sum_{n=1}^N |Y_{in}|^* |V_n|^* \right) e^{\theta_{in} - \theta_i + \theta_n} \quad (28)$$

I polarkoordinater blir uttrykkene for henholdsvis aktiv og reaktiv effekt som i Likning (29) og (30).

$$P_i = |V_i| \sum_{n=1}^N |V_n| |Y_{in}| \cos(\theta_{in} - \theta_i + \theta_n) \quad (29)$$

$$Q_i = -|V_i| \sum_{n=1}^N |V_n| |Y_{in}| \sin(\theta_{in} - \theta_i + \theta_n) \quad (30)$$

I en blanding mellom polarkoordinater og rektangulær form er aktiv effekt gitt av Likning (31) og reaktiv effekt gitt av Likning (32).

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_i| |V_n| (G_{in} \cos(\theta_{in}) + B_{in} \sin(\theta_{in})) \quad (31)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |V_i| |V_n| (G_{in} \sin(\theta_{in}) - B_{in} \cos(\theta_{in})) \quad (32)$$

## A.5 Trefase, usymmetrisk lastflyt

Fra KCL kan systemet beskrives på formen:

$$I = \mathbf{Y}V \Leftrightarrow \begin{bmatrix} I_1^{abc} \\ \vdots \\ I_N^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{abc} & \dots & Y_{1N}^{abc} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1}^{abc} & \dots & Y_{NN}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^{abc} \\ \vdots \\ V_N^{abc} \end{bmatrix} \quad (33)$$

For noder  $i$  og  $j$  er  $I_i^{abc}$ ,  $V_i^{abc}$  og  $Y_i^{abcj}$  gitt ved:

$$I_i^{abc} = \begin{bmatrix} I_j^a \\ I_j^b \\ I_j^c \end{bmatrix}, \quad V_j^{abc} = \begin{bmatrix} V_j^a \\ V_j^b \\ V_j^c \end{bmatrix}, \quad Y_{ij}^{abc} = \begin{bmatrix} Y_{ij}^{aa} & Y_{ij}^{ab} & Y_{ij}^{ac} \\ Y_{ij}^{ba} & Y_{ij}^{bb} & Y_{ij}^{bc} \\ Y_{ij}^{ca} & Y_{ij}^{cb} & Y_{ij}^{cc} \end{bmatrix} \quad (34)$$

For en fase  $p$  kan strømmen som injiseres i node  $i$  beregnes fra Likning (35).

$$I_i^p = \sum_{k=1}^N \sum_{q=a,b,c} Y_{ik}^{pq} V_k^q \quad (35)$$

Tilsynelatende effekt for node  $i$ , fase  $p$  blir dermed som i Likning 36.

$$S_i^p = V_i^p (I_i^p)^* = V_i^p \sum_{k=1}^N \sum_{q=a,b,c} (Y_{ik}^{pq})^* (V_k^q)^* \quad (36)$$

## B AMS-data for lastflytanalyse

### B.1 Lastdata

Tabell 16: Aktiv effekt (A+) og reaktiv effekt (R+) fra AMS for alle kundene i kretsen, som benyttes i lastflytberegninger. Per unit-verdiene er beregnet med 315kVA som base-verdi.

Node	A+ [kWh/h]	A+ [pu]	R+ [kVArh/h]	R+ [pu]
6	7,718	0,02450100	0,001	0,00000300
7	3,140	0,00996825	0,001	0,00000317
8	97,40	0,30920635	15,20	0,04825397
9	51,50	0,16349206	0,200	0,00063492
10	4,083	0,01296190	0,074	0,00023492
11	7,720	0,02285714	0,160	0,00050794
12	8,800	0,02793651	0,000	0,00000000
13	2,129	0,00675873	0,000	0,00000000
14	10,04	0,03187302	0,048	0,00015238
15	4,684	0,01486984	0,051	0,00016190

### B.2 Spenningsdata

Tabell 17: Spenningsdata fra AMS før faseidentifisering, som benyttes i lastflytberegninger.

Node	L1 [V]	L2 [V]	L3 [V]
1	233,2	231,7	231,8
6	216,9	204,9	207,7
7	231,0	230,0	229,6
8	231,5	231,0	230,4
9	229,9	228,8	228,9
10	229,9	228,0	227,9
11	227,3	224,1	225,5
12	224,4	218,8	220,9
13	224,5	219,5	221,7
14	224,4	218,6	221,8
15	222,2	213,0	214,6

## C Tidsserier av spenningsverdier fra AMS

Time	Transformator		
	T-L1	T-L2	T-L3
1	235	234,2	233,9
2	235,4	234,7	234,3
3	235,9	235,1	234,7
4	235,8	235	234,8
5	235,5	234,3	234
6	233,6	232,4	232,4
7	232,5	231,4	231
8	234,2	233,2	232,7
9	234,1	233	232,8
10	234,5	233,4	233,5
11	234,3	233,2	233,5
12	234,5	233,1	233,5
13	234,1	233	233,2
14	235	233,8	234,2
15	235,3	234,2	234,5
16	232,9	231,7	231,6
17	233,2	231,7	231,8
18	232,9	231,4	231,6
19	233,6	232	231,8
20	233,5	231,6	231,5
21	234,1	232,5	232,4
22	234,4	233,1	232,7
23	235,4	234,2	233,8
24	235,5	234,5	234,1

Time	Kunde K6		
	K6-L1	K6-L2	K6-L3
1	221	219,8	224,6
2	220,1	217,7	224,4
3	219,7	218,3	225,7
4	220,9	219	225,3
5	215,8	214,1	222,9
6	208,7	209,7	219,4
7	211,2	208,9	219,1
8	215,5	211,2	219,9
9	217	213	220,2
10	216,2	214,4	219,5
11	216,5	214,6	221,4
12	216,1	214,2	221,4
13	215,3	214,4	222,2
14	217,1	216,8	222,8
15	212,6	211,4	218,6
16	208,7	205,5	217,3
17	204,9	207,7	216,9
18	205,9	209	217,1
19	207,4	208,2	221,2
20	210,8	210,9	223,6
21	214,1	213,4	222,7
22	215,1	213,3	223,4
23	214,8	214,7	225,9
24	218,2	218,2	227,4

Time	Kunde K7		
	K7-L1	K7-L2	K7-L3
1	233,4	232,8	231,3
2	233,2	232	231,2
3	234,1	233,5	232
4	234,2	233,2	231,4
5	233,2	232,2	232,1
6	231,7	230,4	228,8
7	230,1	229,5	228,1
8	230,8	230,8	229,8
9	231	231,3	230,1
10	232,4	231,6	230,2
11	232	230,4	229,7
12	232,3	231	229,9
13	231,9	231	230,3
14	232,7	230,8	230,4
15	233,6	232,9	231,8
16	230,2	228,7	228,2
17	231	230	229,6
18	230,4	229,5	228,4
19	230,5	228,4	226,6
20	230,1	227,7	225,6
21	231,7	230,3	229,1
22	231,7	230,6	230,4
23	233,1	232,3	231
24	233,3	232,3	232,1

Time	Kunde K8		
	K8-L1	K8-L2	K8-L3
1	233,9	233,5	233,6
2	234,3	234	233,9
3	234,8	234,4	234,3
4	234,7	234,3	234,4
5	234,2	233,6	233,6
6	232,2	231,4	231,9
7	230,8	230,1	230,1
8	232,5	231,8	231,8
9	232,3	231,5	231,9
10	232,7	231,9	232,7
11	232,5	231,8	232,7
12	232,6	231,6	232,6
13	232,3	231,6	232,3
14	233,4	232,6	233,5
15	233,6	232,9	233,6
16	231,2	230,4	230,8
17	231,5	230,4	231
18	231,3	230,3	231
19	232,2	231	231,2
20	231,9	230,2	230,7
21	232,5	231,3	231,7
22	233	232	232,1
23	234,1	233,1	233,2
24	234,3	234,5	233,8



Kunde K9				
Time	K9-L1	K9-L2	K9-L3	
1	232,2	231,9	232,5	
2	232,1	231,7	232,3	
3	232,6	232,2	233	
4	232,2	232	232,5	
5	231,8	231,5	232,4	
6	228,9	228,9	229,6	
7	226,4	226,1	227,1	
8	228,7	228,2	229,2	
9	228,6	228,4	229,2	
10	229,5	229,7	230,1	
11	229,2	229,6	229,9	
12	229,2	229,7	230,1	
13	229,3	229,5	229,9	
14	230,6	231	231,4	
15	231,1	231,4	231,8	
16	228,4	228,3	229,1	
17	228,8	228,9	229,9	
18	228,3	228,6	229,3	
19	228,9	228,7	230	
20	228,4	228,4	229,8	
21	228,9	228,8	230	
22	230	229,6	230,8	
23	231,6	231,3	232,4	
24	231,6	231,3	232,1	

Kunde K10				
Time	K10-L1	K10-L2	K10-L3	
1	230,9	231,9	232,1	
2	230,7	232,5	232,4	
3	231,1	232,5	232,7	
4	231,4	232,7	233	
5	229,9	231,1	232,3	
6	227,9	228,8	229,8	
7	225,8	227,8	228	
8	227,2	229,8	229,5	
9	227,9	230	229,5	
10	229,1	230,6	229,9	
11	229,1	230,5	229,9	
12	228,9	230,2	230,3	
13	229,1	230,3	230,4	
14	230,6	231,2	231,4	
15	231	231,7	231,9	
16	227,6	228,9	229,9	
17	227,9	228	229,9	
18	227,9	227,7	229,6	
19	227,4	228,5	230,7	
20	227,2	228,1	230,2	
21	228,2	229,2	230,6	
22	228,5	230	232,5	
23	229,8	231	232,5	
24	230,7	231,5	232,6	

Kunde K11				
Time	K11-L1	K11-L2	K11-L3	
1	229,3	229,1	230,2	
2	229,6	228,1	230,3	
3	229,7	229	231,1	
4	229,8	229,5	231,2	
5	227,3	227,2	229,8	
6	224,6	224,9	226,8	
7	223,7	221,9	224,8	
8	225,3	222,2	225,3	
9	226,4	223,7	225,6	
10	227,1	225	226	
11	227,1	225,2	226,8	
12	226,3	224,8	226,6	
13	226,7	225,2	227	
14	227,5	227	228,2	
15	228,7	228	229,5	
16	225,3	224,7	227,9	
17	224,1	225,5	227,3	
18	223,8	225,5	226,8	
19	224,5	224,9	228,3	
20	224,4	224,7	228,3	
21	225,6	225,2	227,9	
22	226,5	225,5	228,5	
23	227,5	227,4	230,3	
24	228,5	229,1	231	

Kunde K12				
Time	K12-L1	K12-L2	K12-L3	
1	227,8	226,3	226,5	
2	228,3	226,6	225	
3	229,7	226,9	225,9	
4	229,5	227,1	226,2	
5	226,8	222,7	222,2	
6	223,4	219,7	219,5	
7	222,5	219,9	217,5	
8	223,4	221,8	218,6	
9	223,6	223,2	220,9	
10	223,3	223,6	222,2	
11	225,6	224,1	222,4	
12	225,5	222,8	221,8	
13	225,5	223,3	222,2	
14	226,5	224,1	223,9	
15	228,1	225,2	224,2	
16	226	221,5	219,6	
17	224,4	218,8	220,9	
18	223,9	218,7	221,1	
19	226,4	219,6	219,7	
20	226,6	220,3	219,6	
21	224,9	221,2	221	
22	225,9	222,2	221,5	
23	228,5	223,5	223,2	
24	230	225,4	225,6	

Time	Kunde K13		
	K13-L1	K13-L2	K13-L3
1	226,9	227,2	227,5
2	227,2	225,6	227,8
3	227,5	226,6	229,2
4	227,7	226,8	228,9
5	223,5	222,9	226,6
6	220,3	220,2	223
7	220,4	218	221,8
8	222,3	219,1	222,6
9	223,8	221,5	223,2
10	224,3	222,9	223
11	224,6	223,1	224,9
12	223,4	222,4	224,7
13	224,1	223	225,7
14	224,9	224,7	226,4
15	225,8	225	227,6
16	222,2	220,4	225,7
17	219,5	221,7	224,5
18	219,5	221,9	223,9
19	220,6	220,4	226,1
20	221	220,3	226,1
21	221,9	221,7	224,7
22	222,9	222,2	225,7
23	224,2	223,9	228
24	226,1	226,3	229,6

Time	Kunde K14		
	K14-L1	K14-L2	K14-L3
1	228,2	227,6	226,5
2	228,4	225,9	226,7
3	229,6	227	227
4	229,3	227	227,2
5	226,8	222,8	222,4
6	223,1	220	219,3
7	221,9	217,9	219,5
8	223,1	219,2	221,5
9	223,9	222	223,4
10	223,6	223,3	223,8
11	225,6	223,5	224,1
12	225,3	222,7	222,6
13	225,7	223,3	223,4
14	226,8	224,8	224,2
15	228,1	225,2	225,1
16	225,8	220,5	221,4
17	224,4	221,8	218,6
18	224	222	218,7
19	226,2	220,4	219,7
20	226,2	220,3	220,1
21	224,8	221,8	221,1
22	226,1	222,5	222,3
23	228,6	224,3	223,6
24	230	226,7	225,5

Time	Kunde K15		
	K15-L1	K15-L2	K15-L3
1	226,3	225,4	222,4
2	226,3	225	220,6
3	227,4	224,8	221,3
4	227,1	225,6	221,8
5	225,1	221,4	217,7
6	221,4	217,1	214,3
7	220,7	218	212,6
8	221,3	220,2	214
9	221,5	221,5	215,6
10	220,7	221,5	217,4
11	223,3	221,8	217,6
12	223,2	220,8	216,9
13	224,4	221,3	217,8
14	225,2	222,2	220,1
15	224,8	221,5	218,8
16	222	216,4	211
17	222,2	213	214,6
18	221,4	213,1	215,2
19	224,6	214,7	213,4
20	225,8	216,5	214,7
21	224,3	217,9	215,7
22	224,9	218,9	215,3
23	227,6	219,8	217,4
24	229,2	222,4	220,7

## D Spenningsprofiler for visuell inspeksjon

