

Nikolai Tøllefsen Skyrud

Sikker vernutkobling i elektriske installasjoner i svake lavspenningsnett

Masteroppgave i Energi og miljø

Veileder: Eilif Hugo Hansen

Medveileder: Eivind Solvang og Kjersti Berg

Juni 2021

Nikolai Tøllefsen Skyrud

Sikker vernutkobling i elektriske installasjoner i svake lavspenningsnett

Masteroppgave i Energi og miljø
Veileder: Eilif Hugo Hansen
Medveileder: Eivind Solvang og Kjersti Berg
Juni 2021

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



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Masteroppgaven er det avsluttende emne i det 2-årige masterprogrammet Energi og Miljø, med energiforsyning som hovedprofil. Oppgaven er skrevet i emnet TET4905, elektriske energi.

Oppgaven er utarbeidet på bakgrunn av en problemstilling fra SINTEF Energi. Oppgaven bygger videre på arbeid som jeg gjennomførte i sommerjobben hos SINTEF Energi i 2020 og fordypningsprosjektet "Utkobling av sikringer i svake lavspenningsnett".

Det rettes en stor takk til:

Eilif Hugo Hansen, veileder ved NTNU.

Eivind Solvang, SINTEF Energi.

Kjersti Berg, SINTEF Energi.

Sammendrag

De siste 10-15 årene har nettselskapene fått bedre verktøy til å beregne minste kortslutningsstrøm tilført til de elektriske installasjonene i lavspenningsnettet. Nettselskapene har derfor avdekket områder der minste kortslutningsstrøm er lavere enn først antatt [1]. Det er estimert at kostnaden av å forsterke svake lavspenningsnett til en tilstrekkelig styrke er mellom 9 og 33 milliarder kroner [1].

Formålet med masteroppgaven er å identifisere hvordan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner i svake lavspenningsnett kan oppnås. I tillegg skal det identifiseres alternative tiltak til en nettoppgradering som kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås.

Montørhåndboka regner minste kortslutningsstrøm i inntaket på mindre enn 500 A som lav kortslutningsytelse [2]. Lav kortslutningsytelse er problematisk fordi det kan gi relativt lang utkoblingstid av vern ved en kortslutning, som øker sannsynligheten for varmeutvikling og brann. Et estimat viser at ca. 13,7% av alle norske tilknytningspunkt har en tilført minste kortslutningsstrøm på 500 A eller lavere [1]. NEK 400:2018 stiller krav til at enhver kortslutningsstrøm skal brytes innen 5 sekunder [3].

En teoretisk kartlegging viser at hovedsikringer på 50 A, 63 A og 80 A kobler ut senest innen 5 sekunder med en strøm fra 230 A til 500 A, fra 290 A til 630 A og fra 400 A til 599 A. Kurssikringene B10, C10, B16 og C16 kobler teoretisk ut senest innen 5 sekunder med en strøm fra 46 A til 50 A, fra 49 A til 100 A, fra 74 A til 80 A og 80 A til 160 A.

For å identifisere om vern gir sikker utkobling må kursfortegnelsen være kjent. Hvis et vern i en elektrisk installasjon ikke gir sikker utkobling kan et vernbytte være et alternativ til en nettoppgradering. Ved å bytte ut vernet med et vern med sammen merkestrøm og karakteristikk, men med raskere termisk utkobling, kan sikker utkobling oppnås. Samtidig vil den vanlige driften hos kunden opprettholdes når vern ikke sikres ned.

Labtest av vernene viste at ved 22 °C vil strømmen som kobler ut vern på 5 sekunder være vesentlig lavere enn den teoretiske kartleggingen. 50 A- og 63 A-hovedsikringene kobler ut på 5 sekunder fra 151 A til 206 A og fra 288 A til 322 A. C10-, B16- og C16-kurssikringene koblet ut på 5 sekunder fra 42 A til 50 A, fra 49 A til 53 A og fra 52 A til 68 A. Resultatene viste samtidig at det vernet som teoretisk gir raskest utkobling ikke trenger å være det raskeste i praksis.

De elektriske installasjonene til kunde 2 og kunde 3 i det svake lavspenningsnettet til et anonymt nettselskap har lav tilført minste kortslutningsstrøm. Nullalternativet (tapskostnader) ble beregnet til 74,7 kkr. Sikker utkobling av vern i de elektriske installasjonene kan oppfylles med vernbytte (uten å sikre ned merkestrømmen) eller nettoppgradering. Kostnaden av å bytte vern og oppgradere nettet ble beregnet til henholdsvis 92,7 kkr og 273,3 kkr. Det kan potensielt spares en kostnad på 66,8% de neste 30 årene ved å bytte vern istedenfor å oppgradere nettet.

Å tilkoble en asynkronmotor på 22 kW og 37 kW øker ikke minste kortslutningsstrøm tilført til de elektriske installasjonene nok til å oppnå sikker vernutkobling i nettet til et anonymt nettselskap. Kostnadene er beregnet til henholdsvis 279,4 kkr og 293,4 kkr de neste 30 årene. Ved en vesentlig dyrere nettoppgradering enn 300 kkr vil sannsynligvis en asynkronmotor være en rimeligere løsning enn nettoppgradering for å oppnå sikker vernutkobling. Ved installasjon av en asynkronmotor i nettet vil et vernbytte potensielt redusere kostnaden av asynkronmotoren. Det forutsetter at vernbytte i seg selv ikke tilfredsstillende NEK 400:2018.

Abstract

In the last 10-15 years, the distribution system operators have been using better tools to calculate the minimum short-circuit current supplied to the electrical installations in their low-voltage grid. The distribution system operators have therefore identified areas where the minimum short-circuit current is lower than first assumed. It's estimated that the cost will be between 9 and 33 billion NOK to upgrade the grid to archive a sufficient minimum short circuit current [1].

The purpose of the master's thesis is to identify how safe disconnection of a short circuit current in electrical installations in weak low voltage grids can be achieved. In addition, to find alternative measures for a grid upgrade that can reduce costs, while at the same time ensuring safe disconnection of a minimum short circuit current.

Montørhåndboka NEK 400:2018 assumes a minimum short-circuit current in the intake of an electrical installation less than 500 A as low short-circuit current [2]. Low short-circuit current is problematic because it can provide a relatively long disconnection time for the relay in the event of a short-circuit, which increases the probability of heat generation and fire. An estimate shows that approximately 13.7% of all Norwegian connection points of electrical installations have a minimum short-circuit current of 500 A or lower [1]. NEK 400: 2018 requires that any short-circuit current must be interrupted within 5 seconds [3].

Protection relays from different manufacturers with the same rated current disconnects a short circuit in 5 seconds at different currents. A theoretical survey shows that a main fuse of 50 A, 63 A and 80 A disconnects within 5 seconds at the latest with a current from 230 A to 500 A, from 290 A to 630 A and from 400 A to 599 A. The fuses B10, C10, B16 and C16 theoretically disconnects at the latest within 5 seconds with a current from 46 A to 50 A, from 49 A to 100 A, from 74 A to 80 A and 80 A to 160 A.

To identify whether relay protection provides safe disconnection, the fuses in an electrical installation must be known. If a relay protection in an electrical installation does not provide safe disconnection, a swap can be an alternative to a grid upgrade. By replacing the relay protection with a relay protection with the same rated current and characteristic, but with faster thermal disconnection, safe disconnection can be achieved. At the same time, the normal operation of the customer can be sustained.

Lab tests of the relay protections showed that at 22 °C the current that is disconnected within 5 seconds will be significantly lower than the theoretical mapping. The 50 A and 63 A main

fuses disconnected in 5 seconds from 151 A to 206 A and from 288 A to 322 A. The C10, B16 and C16 fuses disconnected in 5 seconds from 42 A to 50 A, from 49 A to 53 A and from 52 A to 68 A. The results showed that the protection that theoretically provides the fastest disconnection is not necessarily the fastest in practice.

The electrical installations of customer 2 and customer 3 in the weak low-voltage grid of an anonymous distribution system operator have low supplied minimum short-circuit current. The cost of losses was calculated to NOK 74.7 thousand. Safe disconnection of relay protection in the electrical installations can be fulfilled with relay protection replacement (without reducing the rated current) or upgrading the grid. The cost of changing relay protection and upgrading the network was calculated to NOK 92.7 thousand and NOK 273.3 thousand, respectively. A cost of 66.8% can potentially be saved over the next 30 years by switching relay protections instead of upgrading the grid.

Connecting a 22 kW and 37 kW asynchronous motor does not increase the minimum short-circuit current supplied to the electrical installations enough to achieve a safe disconnection of the relay protections in the grid owned by an anonymous distribution system operator. The cost is estimated at NOK 279.4 thousand and NOK 293.4 thousand, respectively, over the next 30 years. With a significantly more expensive grid upgrade than NOK 300,000, an asynchronous motor will probably be a cheaper solution than a grid upgrade to achieve secure disconnection of the relay protections. When installing an asynchronous motor in the network, relay protection replacement will potentially reduce the cost of the asynchronous motor. This presupposes that the protection change does not satisfy NEK 400:2018 on its own.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	iii
Abstract	v
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	2
1.3 Avgrensning	2
2 Teori	3
2.1 IT-nettet	3
2.1.1 Oppbygning	3
2.1.2 Minste kortslutningsstrøm	3
2.1.3 Svake nett	6
2.2 Elektriske installasjoner	7
2.2.1 Forskrifter og normer.....	7
2.2.2 Automatsikringer	7
2.2.3 Dimensjonering av vern	10
2.3 Teknisk/økonomisk planlegging av kraftnettet	13
2.3.1 Nettselskap med naturlig monopol	13
2.3.2 Nettoppgradering ved lav kortslutningsytelse i lavspenningsnettet.....	14
2.3.3 Lønnsomhetsvurdering	16
2.4 Asynkronmotor	18
2.5 Beregningsprogram	20
3 Identifisering av sikker vernutkobling	21
3.1 Bakgrunn	21
3.2 Metode	23
3.2.1 Teoretisk kartlegging.....	23
3.2.2 Labtest av automatsikringer	25
3.3 Resultater	28
3.3.1 Hovedsikringer	28
3.3.2 Kurssikringer.....	33
4 Kostnad av sikker vernutkobling	37
4.1 Bakgrunn	37
4.2 Metode	38
4.2.1 Beregningsmodellene av et svakt lavspenningsnettet.....	38

4.2.2 Beregningsmetode	40
4.3 Resultater	45
5 Diskusjon	51
5.1 Identifisere sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner	51
5.1.1 Teoretisk kartlegging av vern.....	51
5.1.2 Labtest av vern.....	56
5.2 Kostnad av å oppnå sikker vernutkobling i elektriske installasjoner	59
5.3 Videre arbeid	62
6 Konklusjon	63
Referanser	65
Vedlegg	67
A Automatsikringer	67
Utstyrliste	67
Labtest av automatsikringer.....	69
Kursfortegnelse	78
B Svakt lavspenningsnett	79
Parametere	79
Økonomiske beregninger	80
Forenklet beregning av vernutkobling av forbrukerkurs	83
Økonomiske tabeller	83
Asynkronmotor	84

1 Introduksjon

I dette kapitlet presenteres bakgrunnen for oppgaven, problemstillingen og avgrensningen av oppgaven.

1.1 Bakgrunn

De siste 10-15 årene har nettselskapene fått bedre verktøy til å beregne minste kortslutningsstrøm tilført til de elektriske installasjonene i lavspenningsnettet. Nettselskapene har derfor avdekket områder der minste kortslutningsstrøm er lavere enn først antatt. For å oppnå sikker utkobling i disse områdene må sikringsstørrelsen i de elektriske installasjonene være hensiktsmessig valgt. En konsekvens av en kortslutning der vern ikke gir sikker utkobling kan i verste fall være brann [1].

For å oppnå sikker vernutkobling må utkoblingstiden til vernet være kortere enn tiden det tar isolasjonen å gå fra maksimal tillatt driftstemperatur til maksimal tillatt temperatur ved en kortslutning. Med NEK 400:2018 som grunnlag må en kortslutning i tillegg kobles ut innen 5 sekunder [2].

I de områdene hvor tilført kortslutningsytelse til elektriske installasjoner er for lav til å oppnå sikker vernutkobling har nettselskapene per dags dato to valg. De kan enten forsterke nettet eller redusere merkestrømmen på vernene. Det er ikke sikkert at kunden går med på å sikre ned. Kostnaden av å forsterke svake lavspenningsnett til en tilstrekkelig styrke er estimert til mellom 9 og 33 milliarder. OptiNett-prosjektet, som masteroppgaven er en del av, har som hovedidé å redusere kostnadene av nettoppgradering ved å legge til rette for alternative tiltak som gir sikker utkobling av vern ved en kortslutning. Kostnadsestimater viser at alternative løsninger kan redusere investeringskostnaden med opptil 80% i enkelte tilfeller [1].

I fordypningsprosjektet Utkobling av sikringer i svake lavspenningsnett ble det oppdaget at vern fra forskjellige produsenter har forskjellig strøm/tid-karakteristikk. Det gjelder når vernene har samme merkestrøm og samme karakteristikk (B, C, D osv ...). Å bytte vern, uten å sikre ned, kan gjøre at et svakt lavspenningsnett ikke trenger å oppgraderes. Et annet alternativ, som gir økt minste kortslutningsstrøm tilført til en elektrisk installasjon, er en asynkronmotor. En kostnadsberegning av tiltakene gir svar på om det også er lønnsomt [4].

1.2 Problemstilling

Problemstillingen blir å svare på:

- Hvordan kan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner oppnås med NEK 400:2018 som grunnlag.

Delmål:

- Kartlegg strøm som kobler ut kurs- og hovedsikringer på 5 sekunder, teoretisk og ved labtest.
- Hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås.

Delmål:

- Beregn kostnad av vernbytte, nettoppgradering og tilkobling av asynkronmotor.

1.3 Avgrensning

For å avgrense hvordan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner kan oppnås kartlegges strømmen som kobler ut vern på 5 sekunder. NEK 400:2018 benyttes som grunnlag for å vurdere om vernutkobling er sikker. Teoretisk kartlegging av vern begrenses til de vernene som ligger inne i FebDok-registeret. For hovedsikringer kartlegges OV- og C-karakteristikk med en merkestrøm på 50 A, 63 A og 80 A. Kurssikringer kartlegges for B- og C-karakteristikk med merkestrøm på 10 A og 16 A. Ved labtest kartlegges hovedsikringer på 50 A og 63 A og kurssikringer på 10 A og 16 A.

For å avgrense hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering som kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås, benyttes et lavspenningsnett fra et anonymt nettselskap til beregninger. Alternative tiltak begrenses til bytte av vern, uten å sikre ned og å tilkoble asynkronmotor. Kostnadsberegningen av en nettoppgradering gjøres med SINTEF sin planbok. Disse kostnadene kan avvike fra erfaringstallene til et nettselskap.

2 Teori

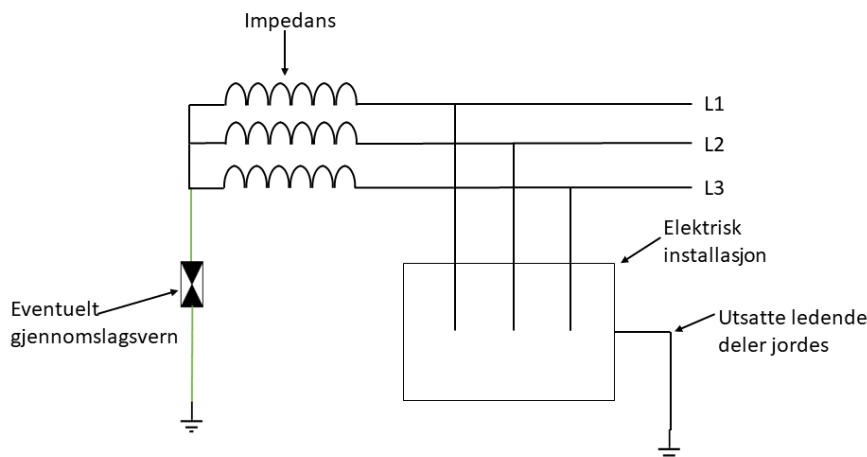
I dette kapitlet presenteres teori om IT-nettet, elektriske installasjoner, planlegging av kraftnettet og asynkronmotoren.

2.1 IT-nettet

I dette kapitlet presenteres teori om IT-nettets oppbygningen, minste kortslutningsstrøm og svake lavspenningsnett.

2.1.1 Oppbygning

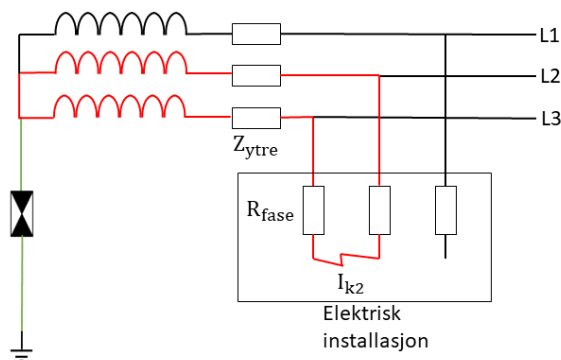
Ca. 65% av alle lavspennings distribusjonsnett i Norge er IT-nett [5]. Bokstaven I i IT betyr at systemets strømførende ledere er isolert fra jord. T i IT betyr at det er en direkte elektrisk forbindelse mellom utsatte ledende deler og jord [6]. Figur 1 viser en prinsippskisse av et IT-nett.



Figur 1: Prinsippskisse av et IT-nett som forsyner en elektrisk installasjon

2.1.2 Minste kortslutningsstrøm

Minste kortslutningsstrøm oppstår ved en kortslutning i enden av en kabel. I IT-nettet, der systemet er beskyttet med jordfeilvern, gir en topolet kortslutning den minste kortslutningsstrømmen. (Uten jordfeilvern oppstår minste kortslutningsstrøm ved en dobbel jordslutning) [2]. Figur 2 viser hvilke impedanser som elektroinstallatøren benytter til å beregne minste kortslutningsstrøm i en elektrisk installasjon.



Figur 2: Impedans som elektroinstallatøren kan bruke til å beregne minste kortslutningsstrøm

Minste kortslutningsstrøm kan som regel ikke måles direkte. For å beregne minste kortslutningsstrøm kan formel (1) benyttes [2]. Formelen kan dateres fra Montørhåndboka NEK 400:2018 [2] minst tilbake til FEB-91 håndbok for montører [7].

$$I_{k,min} = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot Z_\theta \cdot (Z_{ytre} + R_{fase})} \quad (1)$$

hvor:

- $I_{k,min}$: minste kortslutningsstrøm [A],
- c : normert spenningsfaktor på 0,95,
- U_n : nominell spenning på 230V [U],
- 2: en faktor for å beregne impedansen til to faser,
- Z_θ : en faktor for å temperaturkorrigere resistansen i kobberlederne (1,2 for PVC/cu),
- Z_{ytre} : impedansen i foranliggende nett [Ω],
- R_{fase} : resistansen til forbrukerkurs [Ω] [2].

I et 230 V IT-nett kan elektroinstallatøren estimere Z_{ytre} og R_{fase} med Tabell 1 [2].

Tabell 1: Ytre impedans og resistans i forbrukerkurs ved beregning av minste kortslutningsstrøm i et 230V IT-nett [2]

	Z_{ytre}				R_{fase}				
I_{k2pmin} i fordeling [kA]	0,5	1	2	3	Tverrsnitt [mm ²]	1,5	2,5	4	6
Z_{ytre} [m Ω /fase]	182	91	46	30	Resistans [m Ω /m]	12,1	7,41	4,61	3,08

Ved økt ledertemperatur øker resistansen til ledermaterialet, se formel (2). Ved beregning av minste kortslutningsstrøm skal derfor resistansen i lederne beregnes ved temperaturen lederne har akkurat når kortslutningsstrømmen er brutt. Maksimal tillatt driftstemperatur for PVC-isolasjon er 70 °C og maksimal tillatt temperatur ved en kortslutning er 150 °C [6]. Ved beregning av minste kortslutningsstrøm benytter Montørhåndboka NEK 400:2018 [2] en neglisjerbar temperaturøkning ved en kortslutning.

$$R_2 = R_1 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)) \quad (2)$$

hvor:

R_2 = Resistans ved temperatur θ_2 [Ω],

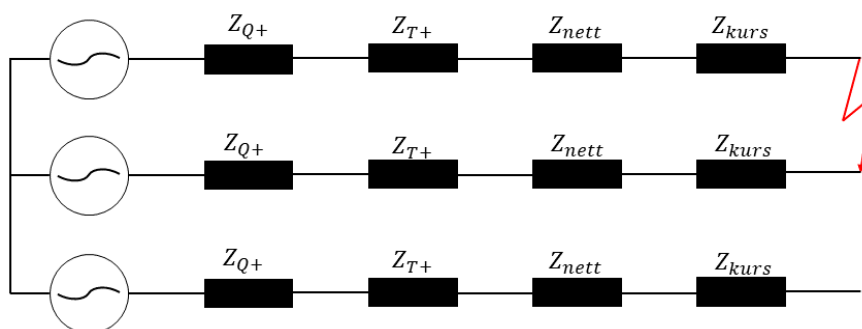
R_1 = Resistans ved temperatur θ_1 [Ω],

α = resistivitetskoeffisient, 0,0038 [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] for kobber og 0,0042 [$^{\circ}\text{C}^{-1}$] for aluminium,

θ_2 = ny temperatur [$^{\circ}\text{C}$],

θ_1 = opprinnelig temperatur [$^{\circ}\text{C}$] [6].

Figur 3 viser hvilke impedanser som er med på å bestemme minste kortslutningsstrøm i en elektrisk installasjon. Nettselskapene sine alternativ for å øke tilført minste kortslutningsstrøm til en elektrisk installasjon er å oppgradere merkeeffekten på transformatoren og/eller øke ledertverrsnittet på ledningene fra fordelingstransformatoren til installasjonens inntak. Et annet alternativ er å flytte fordelingstransformatoren nærmere den elektriske installasjonen. Kunden kan også øke tverrsnittet på ledninger inne i den elektriske installasjonen [6].



Figur 3: Illustrasjon av hvilke impedanser som bestemmer minste kortslutningsstrøm

hvor:

Z_{Q+} = impedansen til høyspennings forsyningsnett,

Z_{T+} = impedansen til distribusjonstransformatoren,

Z_{nett} = impedansen til lavspennings distribusjonsnett,

Z_{kurs} = impedansen til forbrukerkursen inne i en elektrisk installasjon [6].

Høyspenningsnettets impedans kan beregnes med formel (3).

$$Z_{Q+} = \frac{c \cdot U_n^2}{S_Q} \quad (3)$$

hvor:

c = spenningsfaktor referert til høyspenningssidens nominelle verdi,

U_n = nominell spenning på lavspenningssiden av transformatoren [U],

S_Q = kortslutningseffekt fra høyspennings forsyningsnettet [VA] [6].

Impedansen til fordelingstransformatoren kan beregnes med formel (4).

$$Z_{T+} = \frac{u_k \cdot U_n^2}{S_T} \quad (4)$$

hvor:

u_k = kortslutningsspenning [%],

U_n = nominell spenning på lavspenningssiden av transformatoren [U],

S_T = transformatorens merkeeffekt [VA] [6].

2.1.3 Svake nett

Montørhåndboka NEK 400:2018 erfarer at ved tilført minste kortslutningsstrøm til en elektrisk installasjon på mindre enn 500 A kan sikker utkobling av vern bli problematisk ved visse betingelser. Disse betingelsene er lange forbrukerkurser, høy elektromagnetisk utløserstrøm på vernene (10-20 ganger vernets merkestrøm), kurs som kun har kortslutningsvern og kurs som har to separate vern, et med overbelastningsbeskyttelse og et med kortslutningsbeskyttelse (motorkrets) [2].

Tabell 2 viser et estimat av prosentvis fordelingen av kortslutningsytelsen i det norske lavspenningsnettet. Det er estimert at 13,7 % av norske tilknytningspunkt har tilført kortslutningsytelse på 500 A eller mindre, som er ca. 384 000 tilknytningspunkt. Estimater er basert på kortslutningsberegninger utført av 6 norske nettselskap [1].

Tabell 2: Prosentvis estimat av tilført kortslutningsytelse i lavspenningsnett [1]

< 350 A	350 – 500 A	500 – 750 A	750 – 1000 A	≥ 1000 A
6,2 %	7,5 %	13,5 %	13,2 %	59,7%

2.2 Elektriske installasjoner

I dette kapitlet presenteres teori om forskrifter og normer og automatsikringer i elektriske installasjoner.

2.2.1 Forskrifter og normer

I dette kapitlet er teorien hentet fra montørhåndboka NEK 400:2018 [2].

I 1929 kom loven om tilsyn med elektriske anlegg og elektriske utstyr. Elektrotekniske forskrifter baserer seg på rettsgrunnlaget som er fastsatt av el-tilsynsloven.

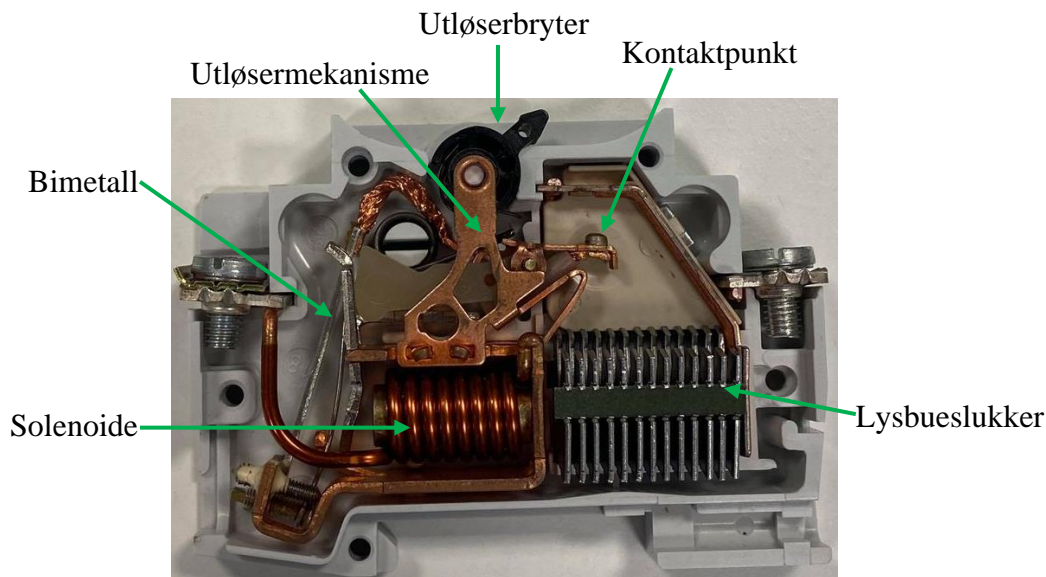
I 1991 ble det for første gang innført en målstyrt forskrift for elektriske installasjoner, kalt FEB 91 (forskrifter for elektriske bygningsinstallasjoner). Det fysiske omfanget av FEB 91 var omtrent det samme som tidligere forskrifter, og ga en beskrivelse av hvordan en elektrisk installasjon skulle utføres for å tilfredsstille kravene. I 1999 kom en ny forskrift, FEL (forskrift om elektriske lavspenningsanlegg). FEL beskriver "de store linjene" for elektriske installasjoner.

I dag benyttes FEL og normsamlingen NEK 400 ved prosjektering, utførelse og verifikasjon av nye elektriske installasjoner. NEK 400 spesifiserer krav som skal sikre eiendom, personer og husdyr mot farer og skader, og sikrer at elektriske installasjoner er egnet til forutsatt bruk. Hvert 4. år kommer det en ny utgave av NEK 400. Siste utgave kom i 2018.

Elektriske installasjoner følger de normene og forskriftene som ble lagt til grunn ved bygging. Ved endring eller utvidelse av en eldre elektrisk installasjon skal FEL og NEK 400:2018 i utgangspunktet benyttes. Unntaket er mindre endringer og utvidelser. Forskriftene og normene som ble lagt til grunn ved byggingen av den elektriske installasjonen benyttes dersom det fører til betydelig merarbeid og merkostnad med FEL/NEK 400:2018 som grunnlag. Samtidig som FEL og NEK 400:2018 ikke gir betydelig økning av sikkerheten.

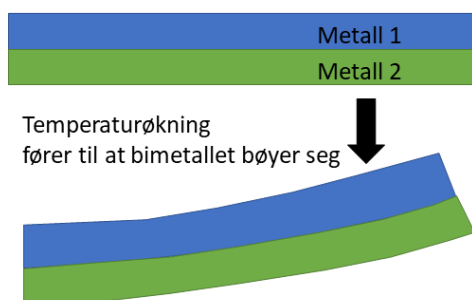
2.2.2 Automatsikringer

Figur 4 viser oppbygningen av en automatsikring. En automatsikring kobles inn i den elektriske kretsen i en elektrisk installasjon for å verne mot overstrøm ved overbelastning eller kortslutning. Overstrøm i en kabel kan føre til overoppheting av lederisolasjon, tilkoblingen eller omgivelsene. Av sikkerhetshensyn må det plasseres et vern ved tilførselen til hver krets og ved hvert punkt der kabelens strømføringsevne reduseres [6].



Figur 4: Innsiden av en automatsikring. Utløsermekanismen mangler i denne figuren

Ved en overstrøm benyttes et bimetallrelé til å bryte kretsen [6]. Figur 5 viser prinsippet til bimetallet ved en overstrøm.



Figur 5: Bimetallreléet i en automatsikring bøyer seg ved økt temperatur

Bimetallet er satt sammen av to metaller med forskjellige termiske ekspansjonskoeffisienter. Ved en temperaturendring vil det ene metallet ekspandere, mens det andre metallet ikke vil ekspandere i like stor grad. Dette fører til at bimetallet bøyer seg. Ved en temperaturøkning vil metallet med lavest temperaturkoeffisient føre til at bimetallet bøyer seg mot utkoblingsmekanismen. Ved en temperaturreduksjon vil metallet med høyest temperaturkoeffisient føre til at bimetallet bøyer seg tilbake mot startposisjonen. En høyere strøm enn merkestrømmen til automatsikringen gjør at bimetallet bøyer seg så langt at utløsermekanismen kobler ut vernet. En høyere strøm, og dermed en høyere temperatur, fører til en raskere utkoblingstid [8].

Ved en kortslutning benyttes solenoidens elektromagnetiske egenskaper til å koble ut kretsen momentant. Solenoiden setter opp et magnetfelt, som øker ved økt strøm. Ved høy nok kortslutningsstrøm blir utløsermekanismen aktivert [6].

Tabell 3 viser en oversikt over egenskapene til ulike automatsikringer. Norm NEK EN 60898 beskriver automatsikringer for overstrømsbeskyttelse. Norm NEK EN 60947 beskriver effektbrytere [3]. I_1 er nedre prøvestrøm, som er den største strømmen vernet skal tåle i en time. I_2 er øvre prøvestrøm, som er den minste strømmen som kobler ut vernet innen en time. I_4 er den største strømmen som ikke gir elektromagnetisk utkobling. I_5 er den minste strømmen som gir elektromagnetisk utkobling. I_n er den nominelle strømmen til vernet [2].

Tabell 3: Egenskapene til ulike automatsikringer [2].

Utkoblings- karakteristikk	Termisk utkobling		Elektromagnetisk utkobling		Norm
	I_1	I_2	I_4	I_5	
A	$1,13 \cdot I_n$	$1,45 \cdot I_n$	$2 \cdot I_n$	$3 \cdot I_n$	NEK EN 60898
B	$1,13 \cdot I_n$	$1,45 \cdot I_n$	$3 \cdot I_n$	$5 \cdot I_n$	NEK EN 60898
C	$1,13 \cdot I_n$	$1,45 \cdot I_n$	$5 \cdot I_n$	$10 \cdot I_n$	NEK EN 60898
D	$1,13 \cdot I_n$	$1,45 \cdot I_n$	$10 \cdot I_n$	$20 \cdot I_n$	NEK EN 60898
K	$1,05 \cdot I_n$	$1,2 \cdot I_n$	$8 \cdot I_n$	$12 \cdot I_n$	NEK EN 60947
Z	$1,05 \cdot I_n$	$1,2 \cdot I_n$	$2 \cdot I_n$	$3 \cdot I_n$	NEK EN 60947
Effektbryter		$1,35 \cdot I_n (\leq 63A)$ $1,25 \cdot I_n (> 63A)$			NEK EN 60947

NEK IEC 60898-1:2019 [9] og 60947-1:2020 [10] stiller krav til at en omgivelsestemperatur mellom $-5 \text{ }^\circ\text{C}$ og $40 \text{ }^\circ\text{C}$ gir termisk utkobling mellom I_1 og I_2 og elektromagnetisk utkobling mellom I_4 og I_5 .

De forskjellige utkoblingskarakteristikkene benyttes avhengig av hva slags elektrisk utstyr som skal forsynes med strøm. Typiske bruksområder for utkoblingskarakteristikkene er:

A: elektronikk,

B: standard elektrisk utstyr,

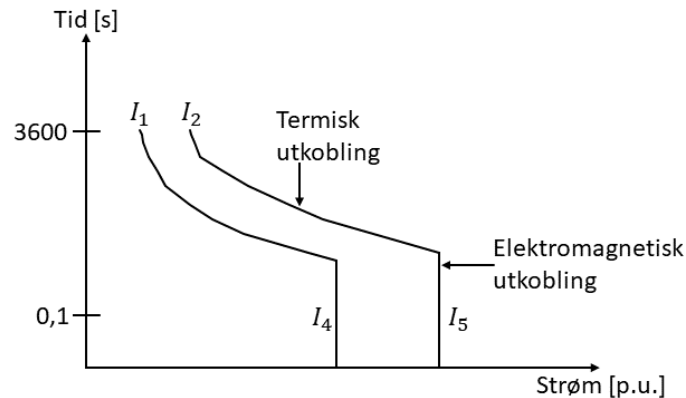
C: utstyr med høye strømpulser (elektriske maskiner, lampegrupper),

D: induktiv eller kapasitiv last (transformatorer, kondensatorer),

K: utstyr med høye strømpulser,

Z: halvledere [11].

Figur 6 viser yttergrensene til utkoblingskarakteristikken til en automatsikring. Produsenten kan fritt velge utkoblingskarakteristikken så lenge karakteristikken oppfyller kravene i Tabell 3. Øvre grense for termisk utkobling ligger mellom I_2 og I_5 . Nedre grense for termisk utkobling ligger mellom I_1 og I_4 [2].



Figur 6: Utkoblingskarakteristikken til en automatsikring

2.2.3 Dimensjonering av vern Kortslutningsbeskyttelse

Ved dimensjonering av vern må formel (5) tilfredsstilles. Utkoblingstiden til vernet må være mindre enn tiden det tar isolasjonen å gå fra maksimal driftstemperatur til maksimal temperatur ved en kortslutning [2].

$$t \leq \frac{k^2 \cdot S^2}{I^2} \quad (5)$$

hvor:

t: tid før ledertemperaturen øker fra normal driftstemperatur til maksimal tillatt temperatur ved en kortslutning (fra 70 °C til 150 °C for cu/PVC-kabel),

k: konstant som avhenger av ledermateriale og isolasjon (Cu/PVC = 115),

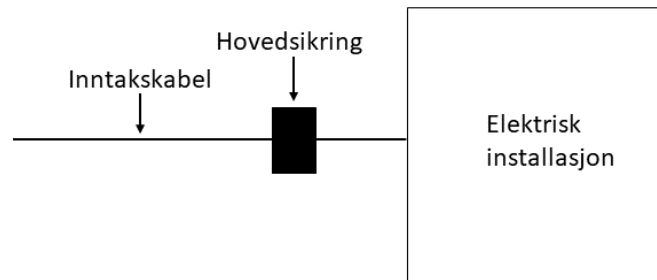
S: ledertverrsnitt [mm²],

I: kortslutningsstrøm [A].

I NEK 400:2018 (425 beskyttelse mot brann) er det i tillegg et krav om at enhver feilstrøm som oppstår ved en kortslutning skal brytes innen 5 sekunder [3].

Hovedsikring

Overbelastningsvernet for hele den elektriske installasjonen blir ofte kalt hovedsikringen. I alle elektriske installasjoner kan hovedsikringen være enten en effektbryter eller en flerpolet automatsikring, med NEK 400:2018 som grunnlag. Normalt vil overbelastningsvernet beskytte inntakskabelen til den elektriske installasjonen mot overbelastning, se Figur 7 [2].



Figur 7: Enlinjeskjema av hovedsikringen som beskytter inntakskabelen til den elektriske installasjonen

Formel (6) kan benyttes til å dimensjonere overbelastningsvernet til en elektrisk installasjon. Hovedsikringen skal dimensjoneres til å tåle effekten (P_{total}) den elektriske installasjonen normalt omsetter. Vanligvis blir ikke alle kursene belastet samtidig. Derfor benyttes det en samtidighetsfaktor til å korrigere merkestrømmen (I_{OV}) til overbelastningsvernet.

Merkespenningen (U_n) er 230V for et IT-system [2].

$$I_{OV} = \frac{P_{\text{total}} \cdot \text{samtidighetsfaktor}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (6)$$

I tillegg må formel (7) og formel (8) være oppfylt for at kabelen ikke skal bli overbelastet.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (7)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (8)$$

hvor:

I_b : belastningsstrøm gjennom vernet,

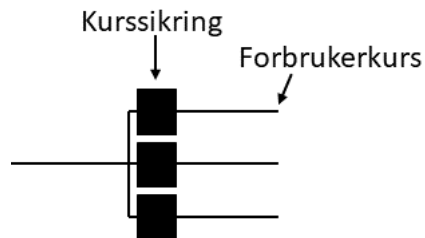
I_n : vernets nominelle utløserstrøm,

I_z : kabelen sin strømføringsevne,

I_2 : øvre prøvestrøm, den minste strømmen som kobler ut vernet innen en time [2].

Kurssikring

Figur 8 viser et enlinjeskjema av hvordan kurssikringer verner utgående forbrukerkurser. For utgående kurser kan automatsikringer, effektbrytere, skrusikringer og høyeffektsikringer benyttes, med NEK 400:2018 som grunnlag. Det settes som regel alltid inn automatsikringer eller effektbrytere i nye elektriske installasjoner [2].



Figur 8: Enlinjeskjema av kurssikringer som beskytter forbrukerkursene i en elektrisk installasjon

Formel (9) og (10) må oppfylles for kabler og vern i boliginstallasjoner opp til et tverrsnitt på 4 mm² [2].

$$I_b \leq I_n \quad (9)$$

$$I_2 \leq I_z \quad (10)$$

2.3 Teknisk/økonomisk planlegging av kraftnettet

I dette kapittelet presenteres teori om nettselskap med naturlig monopol, nettoppgradering og lønnsomhetsvurdering.

2.3.1 Nettselskap med naturlig monopol

Et nettselskap har monopol på energilevering til kunder i sitt område. Ett nettselskap i hvert område gir den laveste kostnaden for samfunnet, siden utbygging av flere parallelle nett er veldig kostbart. Nettvirksomheten er derfor ikke utsatt for konkurranse. I teorien vil konkurranse gi et bedre produkt til kunden, til en lavere pris [12].

I 1991 kom energiloven, som setter rammene for organiseringen av kraftforsyning i Norge. NVE utøver monopolkontroll av nettselskapene for å sikre nettkunders rettigheter, sikre effektiv nettdrift og utvikling av nettet i samsvar med energiloven. Nettselskapene må derfor forholde seg til rammebetingelser som setter stort fokus på økonomi og effektivitet. NVE utøver monopolkontroll ved hjelp av konsesjonsbehandling, krav om kraftsystemutredning og regulering av nettselskapenes inntektsramme [12].

Hvert år fastsetter NVE individuelle inntektsrammer for nettselskapene. Inntektsrammen spesifiserer maksimal tillatt inntekt og er basert på det individuelle nettselskapets årlige kostnader og en kostnadsnorm. Inntektsrammen gjør at nettselskapene ikke kan ta urimelig høy nettleie, og er satt sammen av kostnadsgrunnlaget og kostnadsnormen.

Kostnadsgrunnlaget baserer seg på de faktiske kostnadene til nettselskapet. De årlige kostnadene blir rapportert av nettselskapene og blir beregnet som summen av:

- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Kostnad av effekttap i nettet
- KILE-kostnader (kvalitetsjustert inntektsramme ved ikke-levert energi)
- Avskrivninger og kapitalkostnader knyttet til bokført verdi på nettkapital

I tillegg justeres inntektsrammen etter nyinvesteringer i nettet [12].

Kostnadsnormen blir beregnet ved å ta utgangspunkt i et gjennomsnittlig effektivt nettselskap som utfører de samme oppgavene som det gjeldene nettselskapet. Hvis NVE beregner at det aktuelle nettselskapet har en høyere kostnadsnorm enn kostnadsgrunnlaget, vil nettselskapet få en høyere avkastning. Formålet med inntektsreguleringen er at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og en rasjonell måte for samfunnet [12].

2.3.2 Nettoppgradering ved lav kortslutningsytelse i lavspenningsnettet

Problemet med å oppnå sikker utkobling av vern er primært i grisgrendte strøk, med lang avstand fra distribusjonstransformatoren til den ytterste kunden. I grisgrendte strøk er det ofte få kunder. Det fører til relativt lave tapskostnader på grunn av lav last i nettet. En nettoppgradering vil utgjøre store kostnader for nettselskapet, men vil ikke gi betydelig reduksjon av tapskostnader. En nettoppgradering i grisgrendte strøk vil gjøre nettselskapet mindre effektivt ved at totale kostnader øker og dermed reduseres inntektsrammen. Nettselskap har dermed ingen økonomiske insentiv til å forbedre kortslutningsytelsen, bortsett fra ved direkte pålegg fra DSB (Direktorat for samfunnssikkerhet og beredskap) [1].

Planlegging av tiltak i distribusjonsnettet er utfordrende. Noen av grunnene er nettet sin utbredelse over et stort område, ulik alder på master, ledninger og transformatorer og produkter fra ulike produsenter. Enheter i distribusjonsnettet har ofte en forventet teknisk/økonomisk-levetid på 30-50 år [13].

Ved mindre utbyggelsler av distribusjonsnettet kan forenklede analysekriterier benyttes. Med mindre utbyggelsler menes utbyggelsler på lavspenningsiden av distribusjonsnettet og eventuelt fordelingstransformatoren. De forenklede analysekriteriene er:

- investeringskostnader
- nåverdi av fremtidige effekttap

Avbrudds- og vedlikeholdskostnader kan som regel neglisjeres, fordi påvirkningen er liten [14]. Ved beregning av investeringskostnader inngår materiell, arbeidskraft, transport og grunnerstatning. Ved planleggingen av utbygging estimeres investeringskostnaden med nettselskapets egne erfaringstall og priser i markedet [12].

Tapskostnadene er knyttet til differansen mellom innmatet effekt og uttak av effekt. Energitap utgjør ca. 5% av den årlig kraftproduksjon. Effekttapene ved maksimallast utgjør ca. 11% av produsert effekt. På grunn av tap må det investeres mer i produksjonsanlegg og overføringslinjer [15].

NEK 400:2018 stiller krav til at 2. jordslutning skal kobles ut på inntil 5 sekunder for hovedkurser i IT-nett. Det samme kravet gjelder for stikkledninger, som er en avgreningsledning fra fordelingsnettet [3].

Anleggsbidrag

Nettselskap skal fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved en nettførsterkning når en kunde får økt kapasitet eller økt kvalitet. Anleggsbidraget kan være hele eller deler av kostnadene av nettførsterkningen. Formålet med anleggsbidrag er todelt. Grunn nummer én er å synliggjøre kostnadene for kunden og dermed gi kunden et insentiv til å velge andre, billigere, alternativ. Det andre formålet er å fordele kostnadene mellom kunden som ber om nettinvestering og de øvrige kundene i nettet. Kostnaden som ikke dekkes av kunden som utløser nettoppgradering fører til økt nettleie for de øvrige kundene [16].

Dersom en kunde i et lavspenningsnett ønsker å gjøre arbeid på den elektriske installasjonen sin må en godkjent elektroinstallatør engasjeres. Elektroinstallatøren må sende inn melding om installasjonsarbeid (MoI) dersom arbeid fører til endring av hovedsikring [17]. Det kan føre til at nettet må oppgraderes for å tilfredsstille forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) (FoL §3-3 krever at effektivverdien til spenningen i tilknytningspunktet er innenfor $\pm 10\%$ av nominell spenning, der gjennomsnittsspenningen over ett minutt benyttes som verdi) [18].

Fremgangsmåten til kunden for å øke effektforbruket kan være:

- 1) Kunden må engasjere en godkjent elektroinstallatør som kan utføre arbeidet.
- 2) Elektroinstallatøren kontakter nettselskapet med forespørsel om ønsket tiltak og endring i kapasitet inn til kundens bolig.
- 3) Nettselskapet utfører beregninger og kommer med et tilbud til kunden.
- 4) Elektroinstallatøren kan oppgradere den elektriske installasjonen når tilbudet er betalt og nettet er oppgradert [19].

2.3.3 Lønnsomhetsvurdering

Som det ble nevnt beregnes kun investeringskostnader og tapskostnader ved en mindre utbygginger. Summen av investeringskostnad og kapitalisert tapskostnad for analyseperioden gir et grunnlag for å bestemme hvilket alternativ som er mest lønnsomt. Ifølge planboka til SINTEF Energi kan arbeidet med en nettoppgradering deles inn i 4 deler:

1. Etablere forutsetningene. Estimering av fremtidig last i nettet,
2. Kartlegge alternative tiltak og teknisk analyse av tiltakene,
3. Beregne totale kostnader av tiltakene. Det beste tiltaket velges,
4. Finne ut om tiltaket gir kostnadsdekning og vurdere anleggsbidrag [14].

Tabell 4 viser et estimat av investeringskostnaden til EX-hengeledning [20].

Tabell 4: Kostnad av EX-hengeledning (230 V) [20]

Ledning	Materialpris [kr/km]	Montør [kr/km]	Maskiner [kr/km]	Anlegg [kr/km]	Prosjektering [kr/km]	Total kostnad [kr/km]
EX 3x50	81 404	57 564	45 800	47 454	26 856	259 077
EX 3x95	104 707	57 564	45 800	47 454	26 856	282 450
EX 3x150	131 848	59 249	45 800	47 454	26 856	311 207

Nåverdien til investeringskostnaden kan beregnes med formel (11). Hvis investeringen gjøres med en gang vil nåverdien til investeringen bli kostnaden av investeringen. Som regel vil en utsettelse av nettinvesteringen føre til en lavere nåverdi av investeringskostnaden. Det skyldes at kostnader tilbakeføres til beregningstidspunktet og at det benyttes en kalkulasjonsrente. Kalkulasjonsrenten tar i betraktning at kostnad og nytteverdi er mindre verdt i fremtiden, sammenlignet med i dag. Samtidig tar kalkulasjonsrenten i betraktning kostnaden av å binde penger i en investering [21].

$$PV(I) = I * \varepsilon_N \cdot \lambda_N \cdot \alpha_N \quad (11)$$

hvor:

PV(I): nåverdien av investeringskostnaden,

I: Investeringskostnad [kr],

ε_N : annuitetsfaktor,

λ_N : kapitaliseringsfaktor,

α_N : diskonteringsfaktor.

De kapitaliserte ekvivalente tapskostnadene i nettet kan beregnes med formel (12). For å beregne kostnaden av effekttap multipliseres tapt effekt i tunglast med kapitaliserte tapskostnader.

$$K_{p,ekv} = \sum_{i=1}^N k_{p,ekv}(i) \cdot (1 + r)^{-i} \quad (12)$$

hvor:

$K_{p,ekv}$: kapitalisert ekvivalent tapskostnader [kr/kW],

$k_{p,ekv}$: årlig ekvivalent tapskostnad referert til maksimale tap,

i : år,

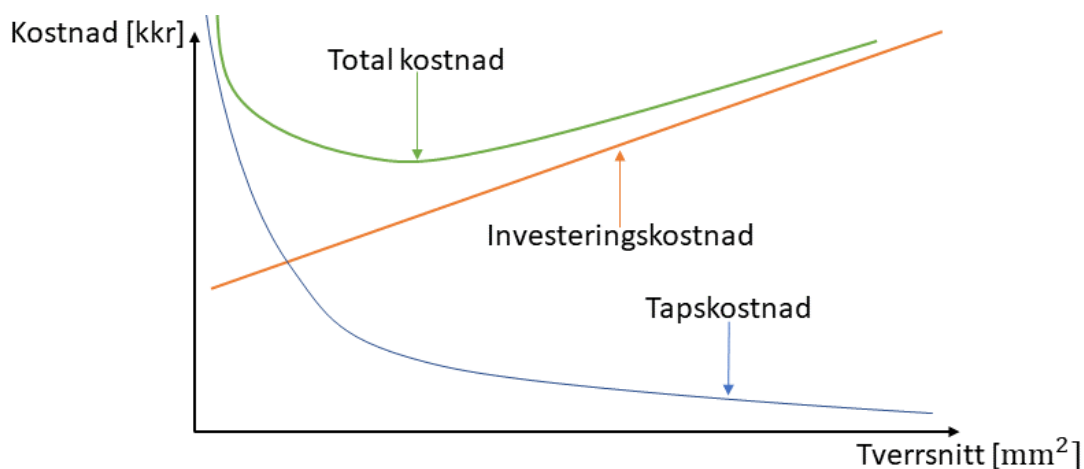
r : kalkulasjonsrente,

N : kapitaliseringens periode [antall år] [15].

Tap i en ledning ($\Delta P_{ledning}$) kan beregnes med formel (13). Formelen tar hensyn til lasten (P_{last}) tilkoblet nettet, spenningen (U), effektfaktoren ($\cos(\phi)$) og resistansen til ledningen.

$$\Delta P_{ledning} = \left(\frac{P_{last}}{U \cdot \cos(\phi)} \right)^2 \cdot R_{ledning} \quad (13)$$

Figur 9 viser en skisse av hvordan totale kostnader avhenger av investerings- og tapskostnaden. Investeringskostnaden øker nesten lineært med økt ledertverrsnitt. Ved oppgradering av små ledertverrsnitt synker tapskostnaden relativt mye og ved større tverrsnitt synker tapskostnaden relativt lite. Det optimale økonomiske tverrsnittet er bunnpunktet til kurven for total kostnad [22].



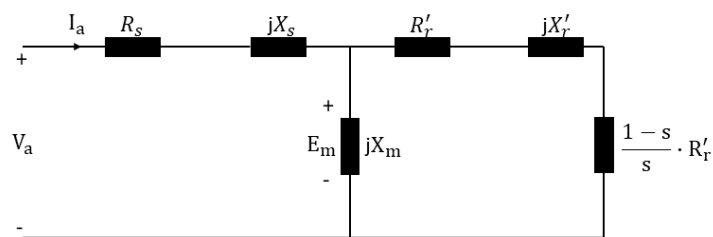
Figur 9: Skisse av totale kostnader som en funksjon av investeringskostnad og tapskostnad ved ulike tverrsnitt [22]

2.4 Asynkronmotor

Virkemåte

En asynkronmotor med kortslutningsrotor fungerer ved at vekselstrøm i stator setter opp et roterende magnetfelt. Det roterende magnetfeltet inducerer en spenning i rotorstavene. Det fører til at det går en strøm i rotorstavene som setter opp sitt eget magnetfelt. Det roterende magnetfeltet som stator setter opp trekker med seg magnetfeltet til rotor. På den måten konverteres elektrisk energi til mekanisk energi [23].

Figur 10 viser et enlinjeskjema av en asynkronmotor.



Figur 10: En fase ekvivalentkrets for en trefase asynkronmotor med kortslutningsrotor [4]

hvor:

V_a = statorspenningen i fase a,

I_a = statorstrømmen i fase a,

R_s = resistansen til statorviklingene i én fase,

jX_s = lekkreaktansen til statorviklingene i én fase,

E_m = internspenning, representerer fluksen i luftgapet

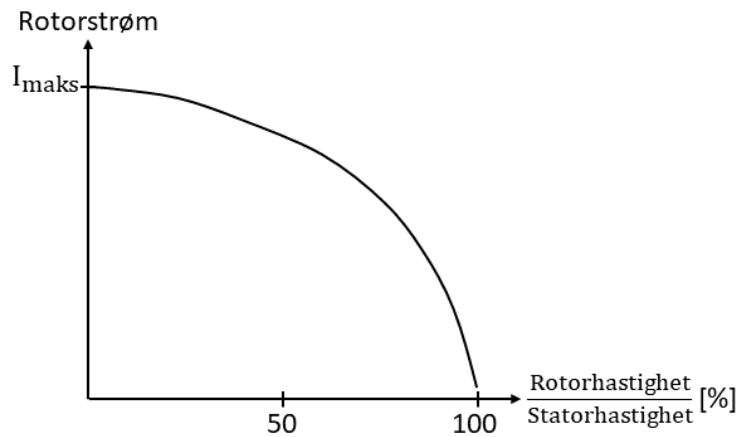
jX_m = magnetiseringsreaktansen sett fra stator,

R'_r = rotorresistansen i én fase, sett fra stator,

jX'_r = rotors lekkreaktans i én fase, sett fra stator,

$\frac{1-s}{s} \cdot R'_r$ = sakkingsresistansen til rotor i én fase, sett fra stator [23].

Figur 11 viser en skisse av rotorstrømmen som en funksjon av rotorhastigheten. Ved oppstart av en asynkronmotor induseres en relativ høy spenning i rotor. Ved økt rotorhastighet vil den induserte rotorspenningen som regel avta. Ved tomgangshastighet tekker asynkronmotoren minst strøm [23].



Figur 11: Rotorstrøm som funksjon av rotorhastigheten delt på statorhastigheten

Kortslutningsbidrag

Ved en kortslutning vil en asynkronmotor kunne levere et kortslutningsbidrag til feilstedet. Når en kortslutning oppstår i nærheten av en asynkronmotor vil statorspenningen synke. Stators roterende magnetfelt vil derfor bli svekket. Rotorens magnetfelt vil prøve å motvirke spenningsfallet i stator ved å indusere en spenning i stator. Det fører til at det blir levert strøm tilbake til strømmettet og asynkronmotoren opererer som en generator. Strømmen som leveres fra motoren til feilstedet er avhengig av motorens impedans og impedansen i nettet mellom motoren og feilstedet [24].

Reaktiv kompensering

Den reaktive effekten i en asynkronmotor fører til at det går mer strøm i ledningene i nettet, som ikke fører til noe nyttig arbeid. Dermed øker effekttapet i ledningene. Reaktiv effekt i en asynkronmotor avhenger av magnetiseringsstrømmen og tap i luftgapet og i jernet [25].

Reaktiv kompensering med en kondensator kan benyttes til å redusere den reaktive strømmen som går i ledningene i nettet. Fordi strømmen i ledningen blir redusert vil spenningen i enden av ledningen bli høyere. Formel (14) viser hvordan effekttapet i ledningene kan reduseres ved å kompensere den reaktive effekten med et kondensatorbatteri (Q_c) [26].

$$\Delta P = \frac{R}{(U + \Delta U)^2} \cdot (P^2 + (Q - Q_c)^2) \quad (14)$$

hvor:

ΔP : Effekttap i ledningen,

R : Resistans i ledningen,

U : Spenning ved målepunkt,

ΔU : Spenningsfall i ledningene fra transformatoren til målepunkt,

P : Aktiv effekt i målepunkt,

Q : Reaktiv effekt i målepunkt,

Q_c : Reaktiv kompensering fra kondensatorbatteri.

2.5 Beregningsprogram

I dette kapitlet presenteres informasjon om ulike beregningsprogram som kan benyttes til lastflyt og kortslutningsberegninger.

FebDok

FebDok er et beregningsprogram som kan benyttes av en elektroinstallatør til dimensjonering av en elektrisk installasjon. Dimensjoneringsbasisen for en elektrisk installasjon kan velges for å dimensjonere etter en gyldig normsamling. Normsamlingene som ligger inne i FebDok er FEB 91 og NEK 400 (fra 1998 til 2018). Noen av funksjonene i FebDok er beregning av minste kortslutningsstrøm og spenningsfall, dimensjonering av vern og ledninger og dokumentasjon av at normsamlingen er tilfredsstilt [27].

FebDok sitt vern-register har informasjon om strøm/tid-karakteristikk, bryteevne og gjennomsluppet energikurve. Registeret inneholder vern fra 21 automatfabrikanter, 13 effektbryterfabrikanter og 7 smeltesikringsfabrikanter [28].

Simulink

Simulink er et beregningsprogram som gir muligheten til å modellere elektriske kraftsystem og gjøre dynamiske beregninger. Det gir muligheten til å studere adferden til en roterende maskin i nettet, både i vanlig drift og ved en kortslutningssituasjon [29].

3 Identifisering av sikker vernutkobling

Dette kapittelet inneholder bakgrunnen for å identifisere sikker vernutkobling i elektriske installasjoner, metodene som ble benyttet og resultatene. Dette kapittelet legger grunnlaget for å besvare problemstillingen: " Hvordan kan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner oppnås med NEK 400:2018 som grunnlag".

3.1 Bakgrunn

Flere av nettselskapene i OptiNett-prosjektet har avdekket områder i lavspenningsnettene sine med lav tilført kortslutningsytelse. De søker derfor etter alternative tiltak til nettoppgradering som kan utsette kostbare nettinvesteringer, som vil gi en samfunnsøkonomisk gevinst. For å unngå eller utsette en kostbar nettinvestering er nettselskapene avhengig av å identifisere om den tilførte kortslutningsytelsen til elektriske installasjoner gir sikker utkobling av vern [1].

Identifisering av sikker vernutkobling i elektrisk installasjoner avhengig av to ting: minste kortslutningsstrøm og utkoblingskarakteristikken til vern. En teoretisk kartlegging av utkoblingstiden til vern vil bidra til å identifisere nettområder som må/ikke må oppgraderes.

NEK 400 stiller krav til at en kortslutningsstrøm skal brytes før ledere, isolasjon og omgivelsen tar skade. I 2018 kom NEK 400 i tillegg med et krav om at alle kortslutningsstrømmer i en elektrisk installasjon skal kobles ut innen 5 sekunder. Ettersom flere elektriske installasjoner går over til den nyeste normen vil behovet for nettoppgradering sannsynligvis øke i fremtiden [3].

Vernprodusentene oppgir strøm/tid-karakteristikken med en øvre og nedre kurve. Den faktiske strøm/tid-kurven skal i teorien ligge et sted imellom disse to kurvene. Strøm/tid-intervallet oppgis blant annet fordi omgivelsestemperaturen kan påvirke den faktiske strøm/tid-karakteristikken betydelig. Dimensjoneringen av vern gjøres med øvre strøm/tid-kurve som grunnlag [2].

Teoretisk kartlegging av øvre og nedre strøm/tid-kurve vil gi en oversikt om det er store forskjeller på karakteristikken til ulike vernprodusenter ved samme merkestrøm. I " Utkobling av sikringer i svake lavspenningsnett" viste resultatene at den teoretiske utkoblingstiden til vern avhenger av produsenten [4]. Produsentene av vern står fritt til å bestemme utkoblingskarakteristikk så lenge I_1 , I_2 , I_4 og I_5 er oppfylt (se kapittel 2.2.2).

Labtest av automatsikringer gir et bedre bilde på om den reelle strøm/tid-kurven ligger innenfor øvre og nedre strøm/tid-kurve. Troverdigheten til den teoretiske kartleggingen vil

dermed bli styrket, avhengig av hva resultatet blir. Dette gir samtidig et bedre bilde på hvor stor risikoen det er å bytte vern i en elektrisk installasjon for å unngå en nettoppgradering.

En kartlegging av "vanlige" hovedsikringer og kurssikringer vil gi et vurderingsgrunnlag for hvilke vern som eventuelt vil få problemer med å oppnå utkoblingskravene ved en kortslutning. Utvalgte vern fra anerkjente og store vernprodusenter gjør at tilgjengelighet blir høy.

3.2 Metode

I dette kapittelet beskrives metodene for å kartlegge utkoblingskarakteristikkene til vern både teoretisk og ved labtest.

3.2.1 Teoretisk kartlegging

Dataprogram og vern

FebDok sitt vern-register ble benyttet til å kartlegge utkoblingskarakteristikken til vern.

Tabell 5 viser hvilke vern som ble kartlagt for hver merkestrøm. Se vedlegg for mer detaljer om vernene.

Tabell 5: Vern som er teoretisk kartlagt

10 A	16 A	50 A	63 A	80 A
Hager ADA9	Hager ADA9	Teresaki TD3 M06	Teresaki TD3 M06	Hager HMB-C-D
Eaton NMRBM	ABB S200M	Schneider iC60H	Schneider iC60H	Schneider C120H
ABB S200M	Eaton NMRBM	Siemens 5SY4	Siemens 5SY4	Siemens 5SY4
Schneider iC60 RCBO	Schneider iC60 RCBO	Eaton FAZ	Eaton FAZ	ABB S800 S
Siemens 5SU1	Siemens 5SU1	ABB S200M	ABB S200M	Gewiss GW93_C MTHP
		Chint NB1-63/H	Chint NB1-63/H	Centech FTB1
		Schneider C60B	Schneider C60B	Doepke MCB
		Eaton PLSM	Eaton PLSM	Gewiss kombivern
		ABB S750 DR E	ABB S750 DR E	

For hovedsikringer ble OV- og C-karakteristikk valgt. I FebDok-registeret gir disse to karakteristikkene et stort utvalg av vern som kan benyttes som hovedsikringer.

Merkestrømmen på hovedsikringene ble valgt til 50 A-, 63 A- og 80 A. I en rapport utgitt av NVE [30] oppgis det at 63 A er den vanligste merkestrømmen på hovedsikringen til en elektrisk installasjon i Norge.

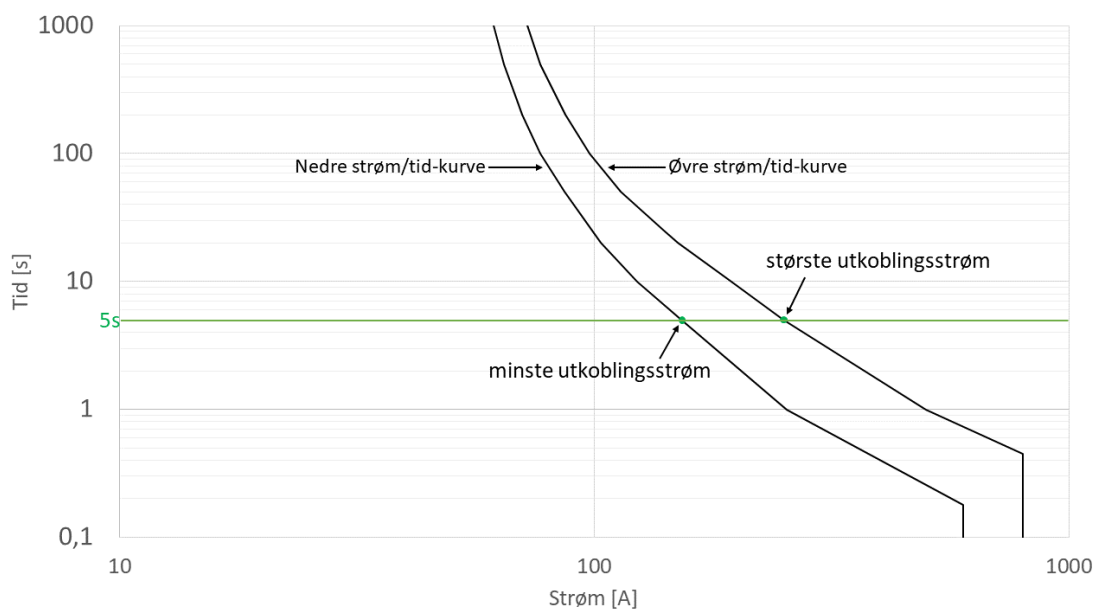
For kurssikringer ble merkestrøm på 10 A og 16 A valgt. Dette er vanlige forbrukerкурser til stue, soverom, kjøkken, vaskemaskin, varmtvannsbereder og etc, se vedlegg for et eksempel på en kursfortegnelse. Både B- og C-karakteristikk er valgt. C-karakteristikk ble valgt fordi Montørhåndboka NEK 400:2018 [2] sier at høy elektromagnetisk utløserstrøm kan gi

problemer med utkobling. B-karakteristikk ble valgt for å se hvor lav minste kortslutningsstrøm som gir sikker utkobling med standard elektrisk utstyr.

Fremgangsmåte

Figur 12 viser strøm/tid-kurvene til et vern. Den teoretisk minste og største strømmen som kobler ut vernet på 5 sekunder er bestemt av øvre og nedre strøm/tid-kurve. Disse variere fra fabrikant til fabrikant. Derfor ble strømmen som teoretisk tidligst og senest kobler ut hver enkelt vern kartlagt.

For å finne frem til vern ble følgende fremgangsmåte benyttet i FebDok: Register → Vern → Liste → Bryterklasse → Utløserklasse → Fabrikant → Maksimal merkestrøm → Bryterenhet. I/t-funksjonen i FebDok ga en oversikt over strøm/tid-kurvene til hver enkelt automatsikring. Utkoblingstiden i I/t-funksjonen ble satt til 5 s, som ga ut den teoretisk største og minste strømmen som kobler ut vernet på 5 sekunder.



Figur 12: Strøm/tid-karakteristikk med største og minste utkoblingsstrøm som kobler ut automatsikringen på 5 sekunder

3.2.2 Labtest av automatsikringer

Labutstyr

Tabell 6 viser labutstyret som ble benyttet til å eksperimentelt finne strøm/tid-karakteristikkene til vernene. Det ble benyttet to variac'er, en fra Noratel og en fra Elektrometer. Variac'en fra Elektrometer ble benyttet til å finne strøm/tid-kurvene til alle vernene, utenom de med merkestrøm på 63 A. Det skyldtes at variac'en ikke klarte å koble ut 63 A-vernene innen 5 sekunder. Noratel sin variac ble benyttet til å teste 63 A-vernene fordi den klarer å levere mer strøm enn variac'en fra Elektrometer.

Tabell 6: Utstysliste for lab

Utstysliste	Produsent, modell
Trafo variac 1fas	Noratel
Trafo variac 1fas	Elektrometer, U-21-A
Strømtang	Fluke, i1000s
Oscilloskop 4kanal	Keysight technologies, DSOX2014A

Vernene som ble testes er listet opp i Tabell 7. Se vedlegg for mer informasjon om vernene.

Tabell 7: Vern som ble testes

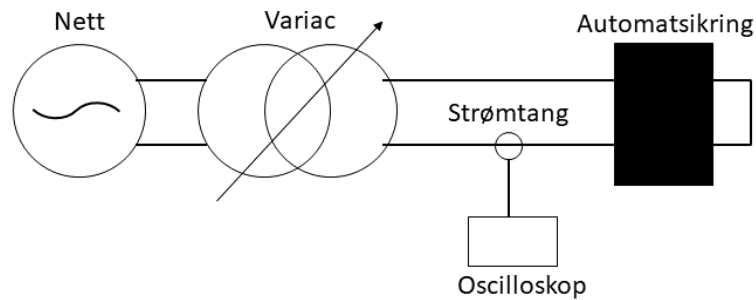
10 A	16 A	50 A	63 A
Eaton DRBM	Eaton FAZ	Schneider iC60H	Schneider C60B
Schneider DCP H VIGI	Schneider iC60H	Eaton FAZ	Chint NB1-63/H
Schneider DCP N VIGI	Siemens 5SX22	Schneider C60B	
Schneider iC60 RCBO		Eaton PLSM	
		ABB S753 DR E	

Det ble gjort labtest av hovedsikringer på 50 A- og 63 A-vern fordi dette er sannsynligvis de vanligste vernene i svake lavspenningsnett, som også kan slite med å oppnå utkoblingskravet.

C10 og C16 ble valgt fordi dette er vern som kan slite å oppnå utkoblingskravet hvis forbrukerkursene blir spesielt lange. B16 ble testet i lab for å sammenligne et alternativ til C16-vern.

Fremgangsmåte

Figur 13 viser en prinsippskisse av testoppsettet. Det ble benyttet to forskjellige variacer til å teste strøm/tid-karakteristikken til automatsikringene. Fremgangsmåten er den samme for begge. Før testene ble dokumentert ble varicen justert til å gi utkobling av vernet på litt over 5 sekunder. Dette ble funnet eksperimentelt.



Figur 13: Testoppsett med en variac som kan regulere strømmen gjennom automatsikringen

Oscilloskopet ble satt til å ta opptak av strømmen gjennom automatsikringen med triggerfunksjonen. Ved teststart ble variacen koblet til strømmettet. Ved første test koblet automatsikringen ut på litt over 5 sekunder. Oscilloskopet ble brukt til å beregne RMS-strømmen og tiden det tok før vernet brøt strømmen. Det ble lagt inn en pause på 5 minutter mellom hver test. Strømmen gjennom automatsikringen ble justert opp med variacen mellom hver test, som gir en lavere utkoblingstid. Det ble gjennomført 3-5 tester med utkoblingstid av hver automatsikring på litt over og litt under 5 sekunder.

Etter at målingene ble gjennomført ble strøm og tid lagt inn i en grafkalkulator på Desmos.com. Strømmen som kobler ut vernet på 5 sekunder ble estimert med formel (15).

$$I(t) = A - B * \log(t) \quad (15)$$

hvor:

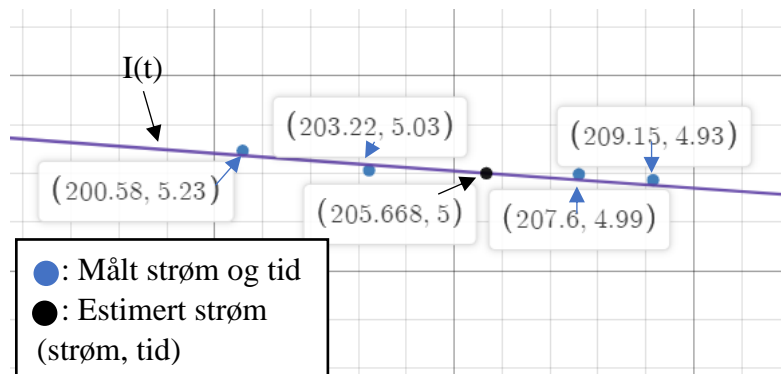
I(t): Den estimerte strømmen som kobler ut vernet på tiden t,

A: Konstant som bestemmer hvor grafen begynner å øke strømverdien fra 0,

B: Konstant som bestemmer stigningstall,

log(t): logaritmisk funksjon med tiden t som variabel.

Figur 14 viser målepunkt som ble benytt til å tegne en strøm/tid-kurve. Konstantene A og B ble justert sånn at alle punktene ligger inntil grafen. Dette ble gjort eksperimentelt.



Figur 14: Estimering av strøm som kobler ut en automatsikring på 5 sekunder

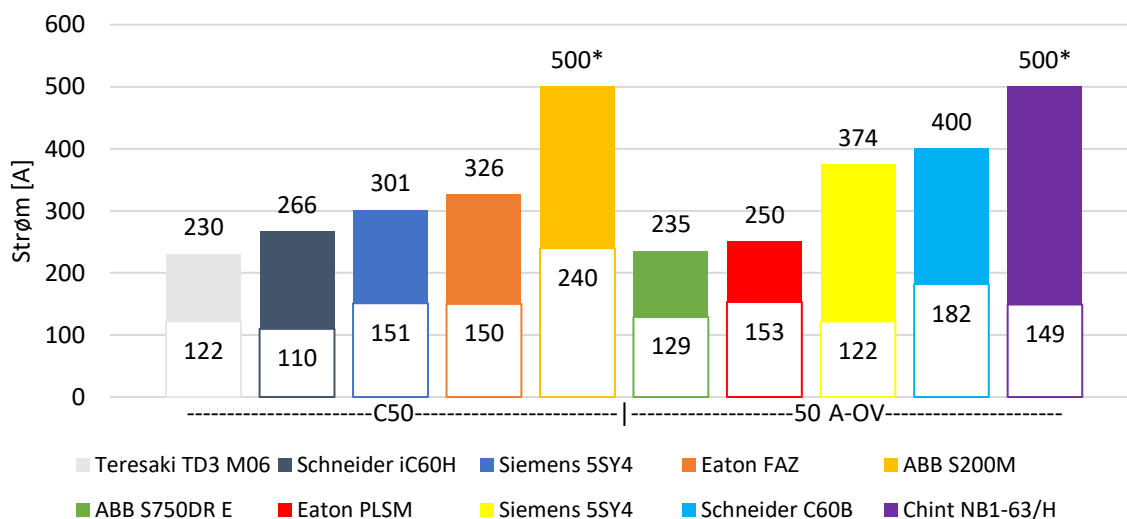
3.3 Resultater

I dette kapitlet presenteres resultatene av teoretisk kartlegging og labtest av vern.

3.3.1 Hovedsikringer

50 A-hovedsikringer, teoretisk kartlegging

Figur 15 viser intervallet (det fargede område) der kortslutningsstrømmen kobler ut 50 A-hovedsikringer, med C- og OV-karakteristikk, på 5 sekunder. C50-vernene fra Teresaki, Schneider, Siemens, Eaton og ABB kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 230 A, 266 A, 301 A, 326 A og 500 A. I teorien kan den minste kortslutningsstrømmen som kobler ut de samme vernene på 5 sekunder være henholdsvis 122 A, 110 A, 151 A, 150 A og 240 A.

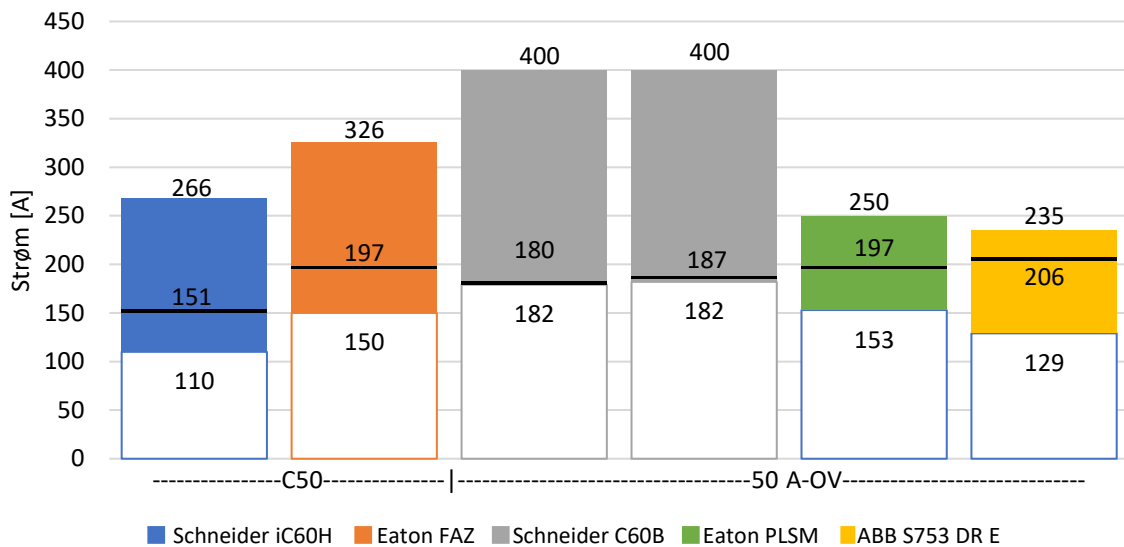


Figur 15: Intervall for kortslutningsstrømmen som i teorien kobler ut 50 A-hovedsikringer på 5 sekunder. *Momentan utkobling

OV-vernene fra ABB, Eaton, Siemens, Schneider og Chint kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 235 A, 250 A, 374 A, 400 A og 500 A. I teorien kan de samme vernene koble ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 129 A, 153 A, 122 A, 182 A og 149 A.

50 A-hovedsikringer, labtest

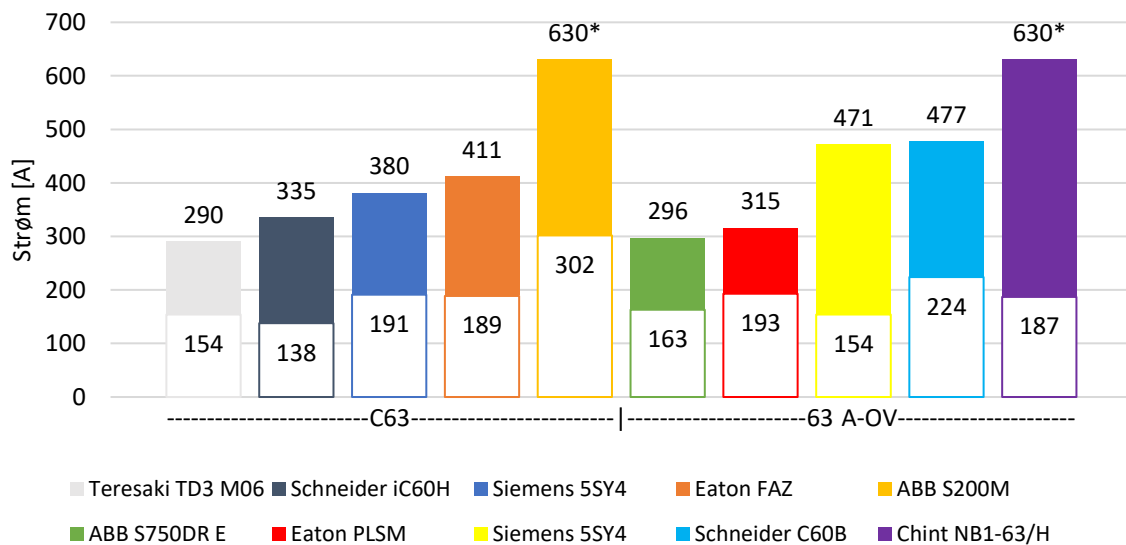
Figur 16 viser kortslutningsstrømmen som koblet ut 50 A-hovedsikringer på 5 sekunder i labtest. Omgivelsestemperaturen til vernene var 22 °C under testene. Vernene med C-karakteristikk, fra Schneider og Eaton, koblet i labben ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 151 A og 197 A. OV-vernene fra Schneider (2 stk.), Eaton og ABB koblet i labben ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 180 A, 187 A, 197 A og 206 A. Se Figur 39-Figur 44 i vedlegg for estimering av strøm.



Figur 16: Kortslutningsstrøm i lab som koblet ut 50 A-hovedsikringer på 5 sekunder. Omgivelsestemperatur på 22 °C

63 A-hovedsikringer, teoretisk kartlegging

Figur 17 viser intervallet der kortslutningsstrømmen kobler ut 63 A-hovedsikringer, med C- og OV-karakteristikk, på 5 sekunder. C63-vernene fra Teresaki, Schneider, Siemens, Eaton og ABB kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 290 A, 335 A, 380 A, 411 A og 630 A. I teorien kan den minste kortslutningsstrømmen som kobler ut de samme vernene på 5 sekunder være henholdsvis 154 A, 138 A, 191 A, 189 A og 302 A. I teorien kan de samme vernene koble ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 163 A, 193 A, 154 A, 224 A og 187 A.

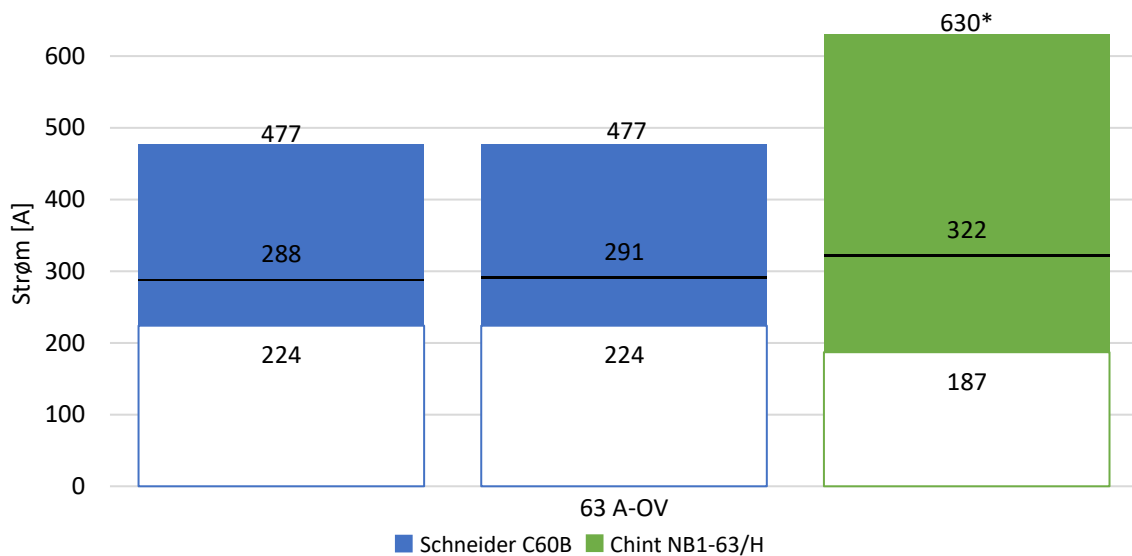


Figur 17: Intervall for kortslutningsstrømmen som i teorien kobler ut 63 A-hovedsikringer på 5 sekunder. *Momentan utkobling

OV-vernene fra ABB, Eaton, Siemens, Schneider og Chint kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 296 A, 315 A, 471 A, 477 A og 630 A. I teorien kan de samme vernene koble ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 163 A, 193 A, 154 A, 224 A og 187 A.

63 A-hovedsikringer, labtest

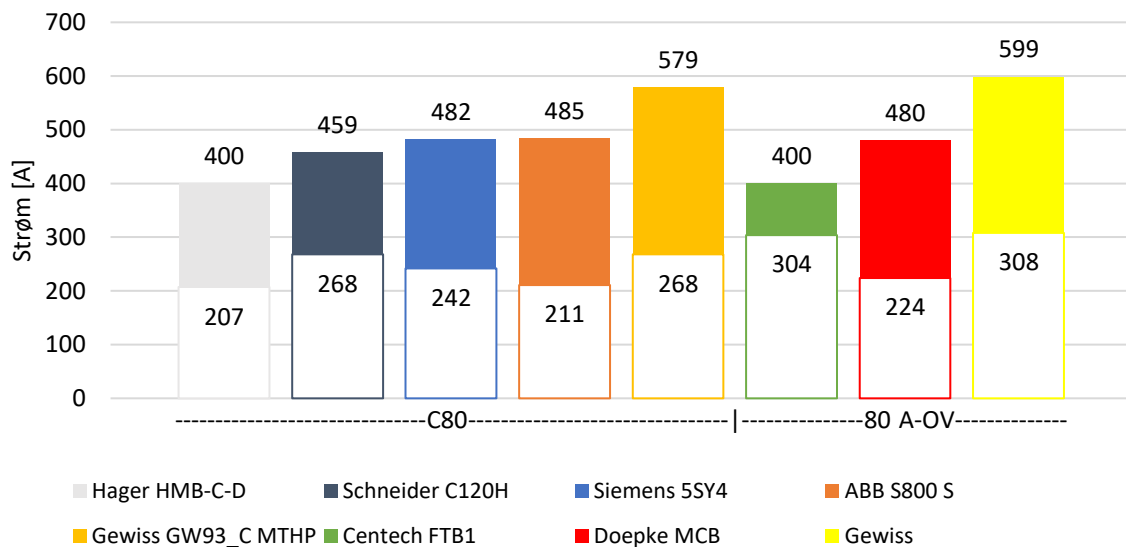
Figur 18 viser kortslutningsstrømmen som koblet ut 63 A-hovedsikringer på 5 sekunder i labtest. Omgivelsestemperaturen til vernene var 22 °C under testen. OV-vernene fra Schneider koblet i labben ut på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 288 A og 291 A. Chint-vernet koblet ut på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på 322 A. Se Figur 45-Figur 47 i vedlegg for estimering av strøm.



Figur 18: Kortslutningsstrømmen i lab som koblet ut 63 A-hovedsikringer på 5 sekunder. Omgivelsestemperatur på 22 °C.
*Momentan utkobling

80 A-hovedsikringer, teoretisk kartlegging

Figur 19 viser intervallet der kortslutningsstrømmen kobler ut 80 A-hovedsikringer, med C- og OV-karakteristikk, på 5 sekunder. C80-vernene fra Hager, Schneider, Siemens, ABB og Gewiss kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 400 A, 459 A, 482 A, 485 A og 579 A. I teorien kan den minste kortslutningsstrømmen som kobler ut de samme vernene på 5 sekunder være henholdsvis 207 A, 268 A, 242 A, 211 A og 268 A.



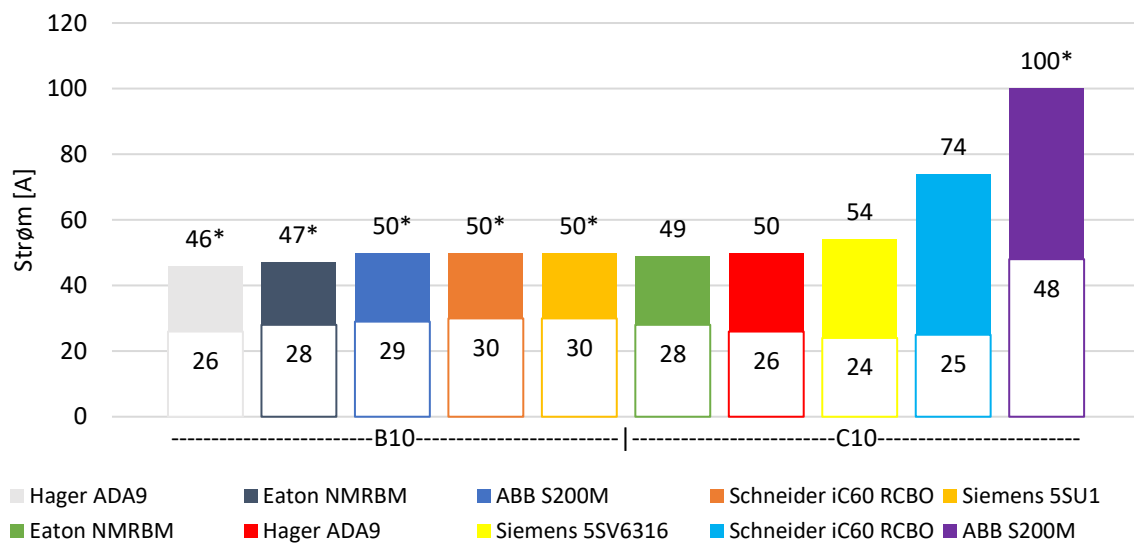
Figur 19: Intervall for kortslutningsstrømmen som i teorien kobler ut 80 A-hovedsikringer på 5 sekunder

OV-vernene fra Centech, Doepke og Gewiss kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 400 A, 480 A og 599 A. I teorien kan de samme vernene koble ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 304 A, 224 A og 308 A.

3.3.2 Kurssikringer

10 A-kurssikringer, teoretisk kartlegging

Figur 20 viser intervallet der kortslutningsstrømmen kobler ut 10 A-kurssikringer med B- og C-karakteristikk innen 5 sekunder. B10-vernene fra Hager, Eaton, ABB, Schneider og Siemens kobler i teorien ut innen 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 46 A, 47 A, 50 A, 50 A og 50 A. Karakteristikken viser at det kreves momentan utkobling. I teorien kan den minste kortslutningsstrømmen som kobler ut de samme vernene på 5 sekunder være henholdsvis 26 A, 28 A, 29 A, 30 A og 30 A.

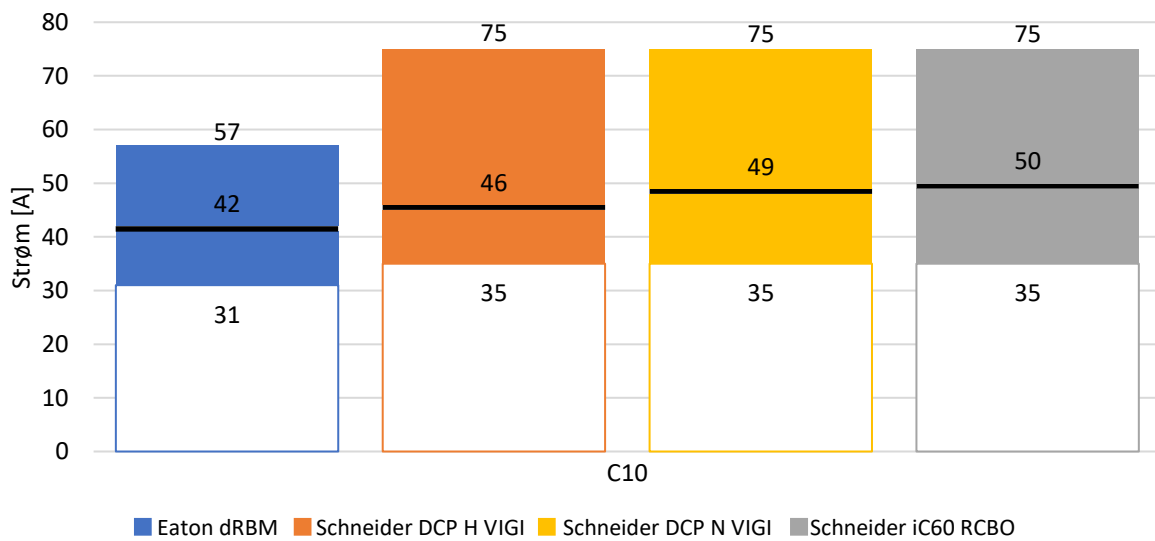


Figur 20: Intervall for kortslutningsstrømmen som i teorien kobler ut 10 A-kurssikringer på 5 sekunder. *Momentan utkobling

Kurssikringene med C-karakteristikk fra Eaton, Hager, Siemens, Schneider og ABB kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 49 A, 50 A, 54 A, 74 A og 100 A. I teorien kan de samme vernene koble ut innen 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 28 A, 26 A, 24 A, 25 A og 48 A.

10 A-kurssikringer, labtest

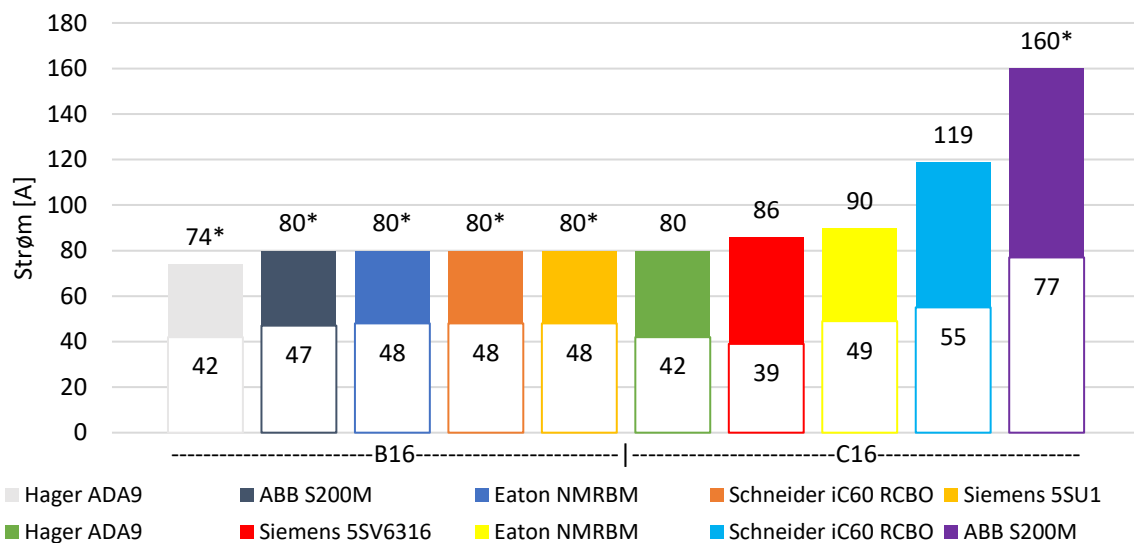
Figur 21 viser kortslutningsstrømmen som kobler ut 10 A-kurssikringer på 5 sekunder i labtest. Omgivelsestemperaturen til vernene var 22 °C under testen. Vernet med C-karakteristikk fra Eaton og de tre fra Schneider koblet i labben ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 42 A, 46 A, 49 A og 50 A. Se Figur 48-Figur 51 i vedlegget for estimering av strøm.



Figur 21: Kortslutningsstrømmen i lab som koblet ut 10 A-kurssikringer på 5 sekunder. Omgivelsestemperatur på 22 °C

16 A-kurssikringer, teoretisk kartlegging

Figur 22 viser intervallet der kortslutningsstrømmen kobler ut 16 A-kurssikringer, med B- og C-karakteristikk, innen 5 sekunder. B16-vernene fra Hager, ABB, Eaton, Schneider og Siemens kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 74 A, 80 A, 80 A, 80 A og 80 A. Karakteristikken viser at det kreves momentan utkobling. I teorien kan de samme vernene koble ut på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 42 A, 47 A, 48 A, 48 A og 48 A.

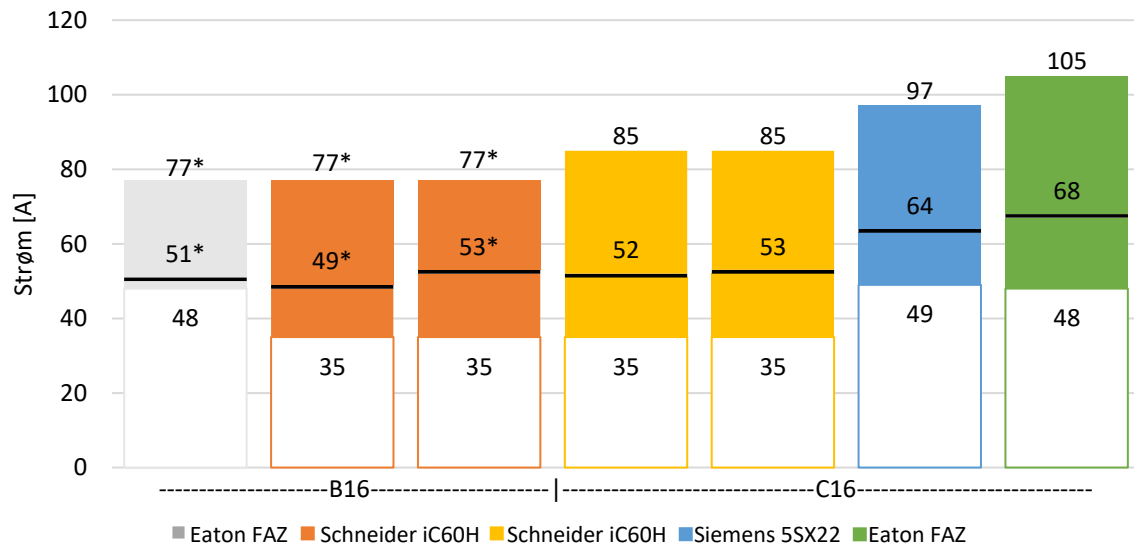


Figur 22: Intervall for kortslutningsstrømmen som i teorien kobler ut 16 A-kurssikringer på 5 sekunder. *Momentan utkobling

Kurssikringene med C-karakteristikk fra Hager, Siemens, Eaton, Schneider og ABB kobler i teorien ut senest på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 80 A, 86 A, 90 A, 119 og 160 A. I teorien kan de samme vernene koble ut innen 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 42 A, 39 A, 49 A, 55 A og 77 A.

16 A-kurssikringer, labtest

Figur 23 viser kortslutningsstrømmen som kobler ut 16 A-hovedsikringer på 5 sekunder i labtest. Omgivelsestemperaturen til vernene var 22 °C under testene. Vernet med B-karakteristikk fra Eaton og de to fra Schneider koblet i labben ut på 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på henholdsvis 51 A, 49 A og 53 A. Se Figur 52-Figur 55 i vedlegget for estimering av strøm.



Figur 23: Kortslutningsstrømmen i lab som koblet ut 16 A-kurssikringer på 5 sekunder. Omgivelsestemperatur på 22 °C.
*Momentan utkobling

C16-vernene fra Schneider (2 stk.), Siemens og Eaton koblet ut på 5 sekunder med en kortslutningsstrøm på henholdsvis 52 A, 53 A, 64 A og 68 A.

4 Kostnad av sikker vernutkobling

I dette kapitlet presenteres bakgrunnen for å finne kostnad av tiltakene som gir sikker vernutkobling i elektriske installasjoner, metodene som er brukt og resultatene. Dette kapitlet legger grunnlaget for å besvare problemstillingen: " Hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås". Kostnad av vernbytte, nettoppgradering og tilkobling av asynkronmotor var tiltakene som ble vurdert.

4.1 Bakgrunn

Det er estimert at 13,7% av tilknytningspunktene i det norske lavspenningsnettet har en kortslutningsytelse på 500 A eller lavere [1]. Montørhåndboka NEK 400:2018 regner minste kortslutningsstrøm lavere enn 500 A som lav tilført kortslutningsytelse [2].

Kostnadene av å oppgradere distribusjonsnettet til en tilstrekkelig nettstyrke er estimert til mellom 9 og 33 milliarder kroner. Kostnadsestimater viser at alternativer til tradisjonell nettførsterkning kan redusere investeringskostnaden med inntil 80%, som vil gi samfunnsøkonomisk gevinst. Ved en nettoppgradering vil tapskostnadene bli redusert. Siden svake lavspenningsnett ofte har få kunder vil belastningen være relativt lav. De reduserte tapskostnadene ved en nettoppgradering vil være lite lønnsomme sammenlignet med kostnaden av oppgraderingen [1].

Problemet med for treg utkobling av vern kan ses fra to sider:

1. Kortslutningsstrømmen er for lav til å koble ut vernet, og må derfor økes.
2. Nettstyrken er tilstrekkelig, men vernet har for treg utkoblingskarakteristikk.

Vern med samme merkestrøm kan koble ut en kortslutning på 5 sekunder ved ulike kortslutningsstrøm. Dette ble etablert i kapittel 3. Ved å velge vern som har en raskere utkoblingskarakteristikk, uten å sikre ned, kan kunden opprettholde den vanlige driften uten at nettselskapet må oppgradere nettet.

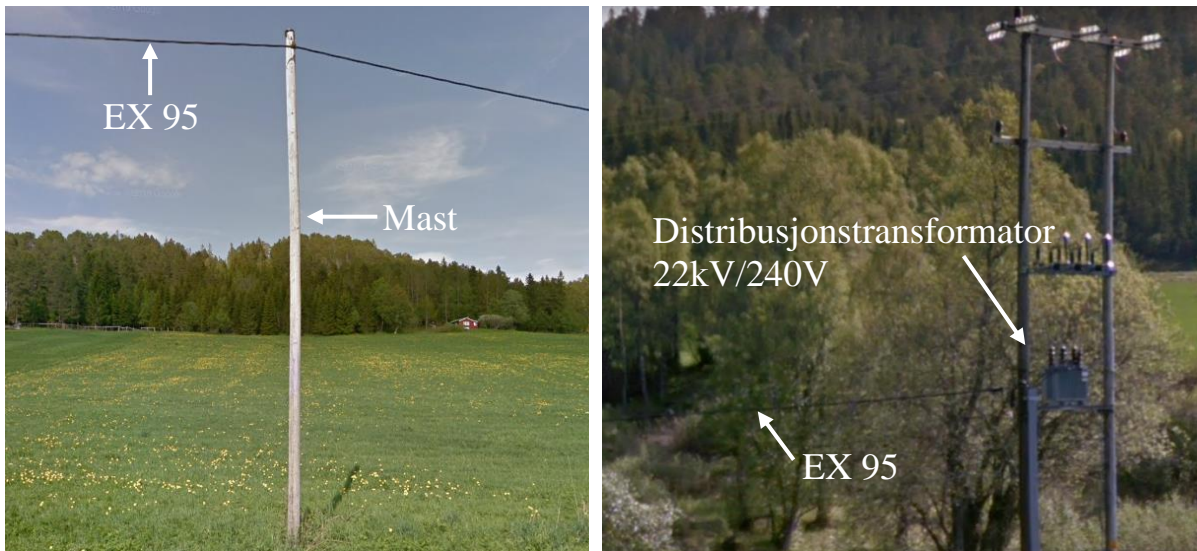
Alternativer til de tradisjonelle metodene er å installere energilager. Et roterende energilager forsynes fra nettet ved vanlig drift. Når en kortslutning inntreffer kommer feilstrømmen både fra nettet og fra energilageret, som gir en høyere kortslutningsstrøm til feilstedet.

4.2 Metode

I dette kapittelet presenteres metodene for hvordan kortslutningsstrøm og kostnad av tiltak ble beregnet.

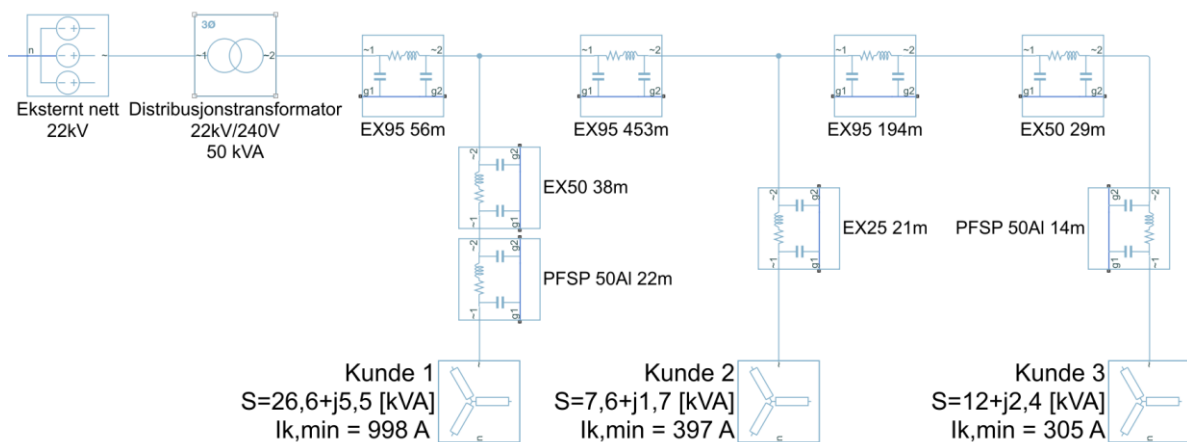
4.2.1 Beregningsmodellene av et svakt lavspenningsnett

For å studere utkoblingstid til vern ble det gjennomført beregninger med et lavspenningsnett fra et anonymt nettselskap. Lavspenningsnettet har slitt med lav kortslutningsytelse. Figur 24 viser EX 95-hengeledningen og distribusjonstransformatoren i lavspenningsnettet.



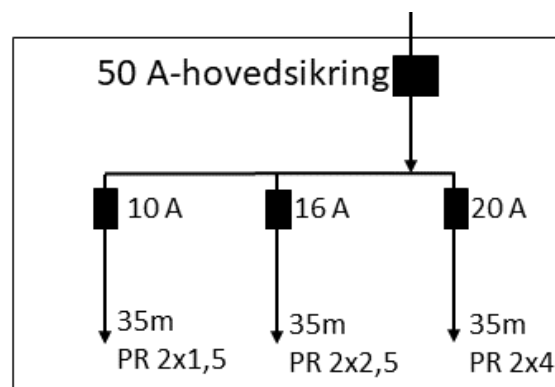
Figur 24: EX 95-hengeledning og distribusjonstransformator i lavspenningsnettet til et anonymt nettselskap. Bildene er hentet fra Google maps

Hele radialnettet er illustrert i Figur 25. Minste kortslutningsstrøm for kunde 1, 2 og 3 er beregnet i FebDok til henholdsvis 998 A, 397 A og 305 A. Merkestrømmen på hovedsikringen er henholdsvis 80 A, 50 A og 50 A, som ble oppgitt av nettselskapet. Det antas at kunde 1 har sikker vernutkobling.



Figur 25: Det svake lavspenningsnettet, med 3 kunder. Tunglast og minste kortslutningsstrøm er oppgitt

Figur 26 viser den elektriske installasjonen til kunde 2 og kunde 3 med 35 meter lange forbrukerkurser. 35 meter ble valgt som en maksimal lengde forbrukerkursene realistisk kan ha, siden kursfortegnelsen til kundene ikke er tilgjengelige. Hvis kabellengdene på 35 meter gir sikker utkobling av vern vil kortere kabellengder også gi sikker utkobling av vern. 10 A-, 16 A- og 20 A-kurssikring er valgt fordi dette er relativt vanlige vern i elektriske installasjoner, se vedlegg for noen eksempler på kursfortegnelser. Kurssikringene er valgt til å beskytte henholdsvis PR 1,5 mm², 2,5 mm² og 4 mm². Det er ikke tatt hensyn til spenningsfall med så lange kabler, som kan overskride grensen spesifisert i NEK 400 ($\Delta u=3\%$ for belysning og 5% for annen bruk [3]).



Figur 26: Den elektriske installasjonen til kunde 2 og 3 med maksimal lengde på forbrukerkursene

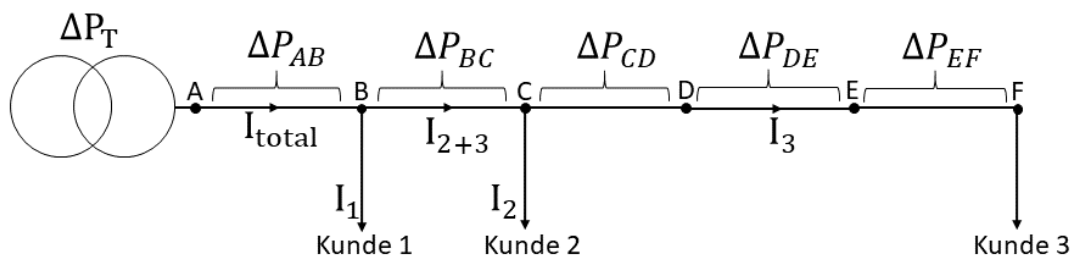
4.2.2 Beregningsmetode

FebDok ble benyttet til å beregne minste kortslutningsstrøm inne i de elektriske installasjonene til kunde 2 og 3. Dette ble gjort for å sammenligne ulike alternativer med opprinnelig nett. Simulink ble benyttet til å beregne kortslutningsbidrag fra asynkronmotorene. Tiltakene for å oppnå sikker utkobling av vern som ble sammenlignet med nullalternativet (ingen tiltak) er:

- 1) nettoppgradering til minst 500 A
- 2) bytte av vern til vern med raskere utkoblingskarakteristikk, uten å sikre ned
- 3) tilkoble asynkronmotor til nettet

Nullalternativ

Nullalternativet ble tatt med for å sammenligne hvor kostbart tiltakene er i forhold til å ikke gjøre noen tiltak. Effekttap var derfor den eneste kostnaden som ble beregnet for de neste 30 årene. Det antas at lasten hos alle kundene er den samme gjennom hele perioden. Figur 27 viser effekttap i radialnettet og strøm i mateledning og stikkledning til kundene.



Figur 27: Effekttap i radialnettet

Formel (13) i kapittel 2.3.3 ble brukt til å beregne effekttap for hvert segment. Totalt effekttap i ledningene ved tunglast ble beregnet med formel (16). Kostnaden av effekttap ($K_{tap,2021-2050}$) de neste 30 årene ble beregnet med formel (17). Kapitalisert ekvivalent effekttap ($K_{pekv,2021-2050}$) ble hentet fra SINTEF Energi sin planbok [15].

$$\Delta P_{tunglast} = \Delta P_{AB} + \Delta P_{BC} + \Delta P_{CD} + \Delta P_{DE} + \Delta P_{EF} \quad (16)$$

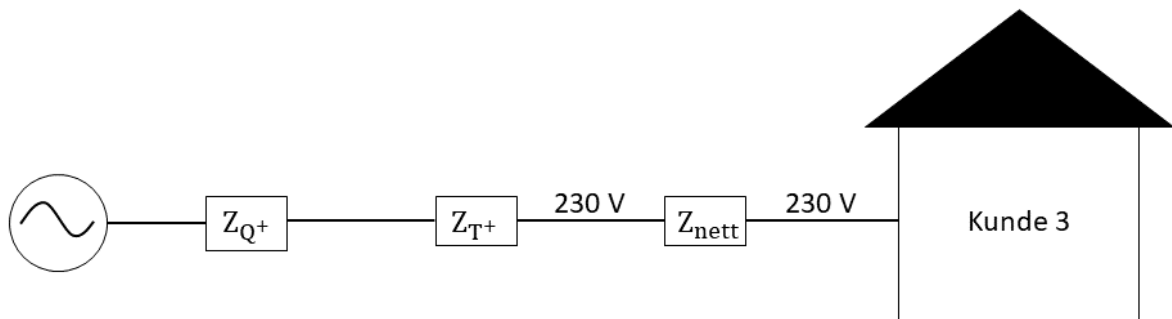
$$K_{tap,2021-2050} = K_{pekv,2021-2050} \cdot \Delta P_{tunglast} \quad (17)$$

Kostnaden av tomgangs- og belastningstap i transformatoren ble beregnet med formel (18). Kapitalisert ekvivalent effekttap (K_{pekV}) ble hentet fra SINTEF Energi sin planbok [15]. Tomgangs- og belastningstap ble funnet i databladet (22000+2-4/240V EU548 Ao Transformator Plug) til Møre Trafo [31].

$$K_{tap,2021-2050} = K_{pekV,tomgang} \cdot \Delta P_{tomgang} + K_{pekV,tunglast} \cdot \Delta P_{tunglast} \quad (18)$$

Nettoppgradering

Figur 28 viser impedansen som bestemmer minste kortslutningsstrøm hos kunde 3. For å øke minste kortslutningsstrøm fra 305 A til minst 500 A reduseres impedansen mellom distribusjonstransformatoren og inntaket til kunde 3 (Z_{nett}).



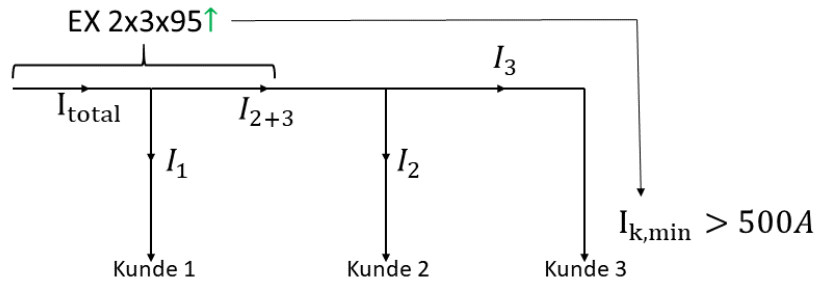
Figur 28: Impedanser som bestemmer minste kortslutningsstrøm hos den siste kunde i radialnettet

For å beregne impedansen som gir en minste kortslutningsstrøm til minimum 500 A ble formel (1) fra kapittel 2.1.2 benyttet. Transformatorimpedansen og impedansen til høyspenningsnettet ble trukket fra total impedans. Impedansen til lavspennings distribusjonsnettet ble benyttet til å beregne ledningstverrsnittet:

$$I_{k,min} = 500 \text{ A} = \frac{0,95 \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot Z_{\theta} \cdot Z_{ytre}} \rightarrow Z_{ytre} = \frac{0,95 \cdot 230 \text{ V}}{2 \cdot 1,2 \cdot 500 \text{ A}}$$

$$Z_{nett} = Z_{ytre} - Z_{Q+} - Z_{T+}$$

Figur 29 viser en skisse av hvordan nettoppgraderingen ble planlagt. Ledertverrsnittet ble oppgradert for å redusere impedansen. Oppgraderingen av ledertverrsnittet i nettet ble gjort fra fordelingstransformatoren og ut mot kunde 3. Det ble gjort fordi det går mest strøm i starten av radialen og dermed reduseres tapkostnadene maksimalt. Lengden som ble oppgradert ble beregnet med FebDok ved å øke tverrsnittet fra 95 mm^2 til $2 \times 95 \text{ mm}^2$ for hver fase.



Figur 29: Oppgradering av tverrsnitt i radialnett øker minste kortslutningsstrøm hos kunde 3

Kostnaden av nettoppgraderingen (I) ble beregnet ved å multiplisere lengden av ledningen ($l_{EX\ 2x95}$) som må oppgraderes med kostnad per kilometer ($K_{EX\ 2x95}$):

$$I = l_{EX\ 2x95} \cdot K_{EX\ 2x95} = l_{EX\ 2x95} \cdot 329\ 038 \frac{\text{kr}}{\text{km}}$$

Total kostnad per kilometer med EX 2x95 ble estimert ved hjelp av planboka til SINTEF Energi [20]. Total kostnad av EX 2x95 ble estimert til 329 038 kr/km ved å summere total kostnad per kilometer med EX 95-ledning (282 450 kr/km) og kostnaden av en ekstra EX 95-ledning (46 588 kr/km).

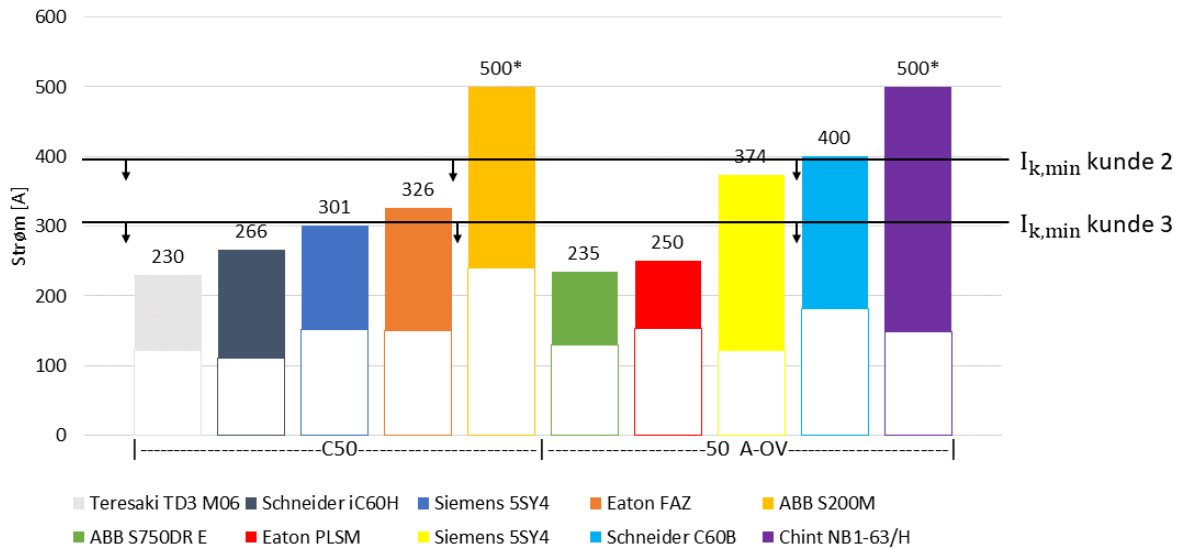
Tapskostnadene ble beregnet med samme metode som for nullalternativet, men med redusert resistans i noen ledninger pga. økt ledertverrsnitt. Se formel (16), (17) og (18).

Total kostnad (K_{total}) ble beregnet ved å summere investeringskostnad og kapitalisert tapskostnad, se formel (19).

$$K_{\text{total}} = I + K_{\text{tap},2021-2050} \quad (19)$$

Vernbytte

Figur 30 viser hvordan det ble identifisert om vern gir sikker utkobling. Hvis søylen er lavere enn minste kortslutningsstrøm hos kunde 2 og kunde 3 gir vernbytte sikker utkobling. Dette ble sjekket for hovedsikringen og kurssikringene hos begge kundene.



Figur 30: Sikker vernutkobling hos kunde 2 og kunde 3 med NEK 400:2018 som grunnlag

Investeringskostnadene består av en oppstartskostnad (K_{start}), kostnad av elektroinstallatør ($K_{installatør}$) og kostnad av vern (K_{vern}). Kostnaden øker med tiden (t) som brukes på hver post. Se formel (20).

$$I = K_{start} \cdot t_{start} + K_{installatør} \cdot t_{installatør} + K_{vern} \quad (20)$$

Oppstartskostnad og kostnad av elektroinstallatør ble satt til 1000 kr/time. Tapskostnadene er de samme som for nullalternativet, se formel (16), (17) og (18). Totale kostnader ble beregnet med formel (19).

Asynkronmotor

Simulink ble benyttet til å beregne minste kortslutningsstrøm med kortslutningsbidrag fra en asynkronmotor. Eksperimentelt ble det funnet ut at asynkronmotoren ga mest kortslutningsbidrag til kunde 3 ved å plassere motoren så nærme kunde 3 som mulig. Det ble derfor valgt å plassere asynkronmotoren ved den siste stolpen før ledningen er nedgravd, i overgangen mellom EX 50 og PFSP 50AL. Motoreffekten som ble valgt var 22 kW og 37 kW. Informasjon om motorimpedansen ble levert av Siemens, se vedlegg.

Den beregnede minste kortslutningsstrømmen hos kunde 2 og kunde 3 ble dokumentert med stasjonært feilstrømsbidrag fra asynkronmotoren. Tapskostnadene ble beregnet med samme metode som for nullalternativet. Strømmen som motoren trekker ved tomgang ble i tillegg tatt med i beregningene.

Investeringskostnadene ble beregnet med planlegging, nettstasjon, kostnad av asynkronmotor og arbeid. Kostnad av nettstasjon ble funnet i planboka til SINTEF Energi [20]. Kostnad av asynkronmotor ble funnet på hjemmesidene til Siemens. Kostnad av prosjektering ble satt til 1000 kr/time. Totale kostnader ble beregnet med formel (19).

Reaktiv kompensering ble funnet eksperimentelt i Simulink. Tilkoblingen ble gjort i siste stolpe før kunde 3. Den reaktive kompenseringen ble satt til å gi samme spenningsfall hos kunde 3 både før tilkobling av asynkronmotor og med asynkronmotor i tomgang. Det ble gjort for begge asynkronmotorene.

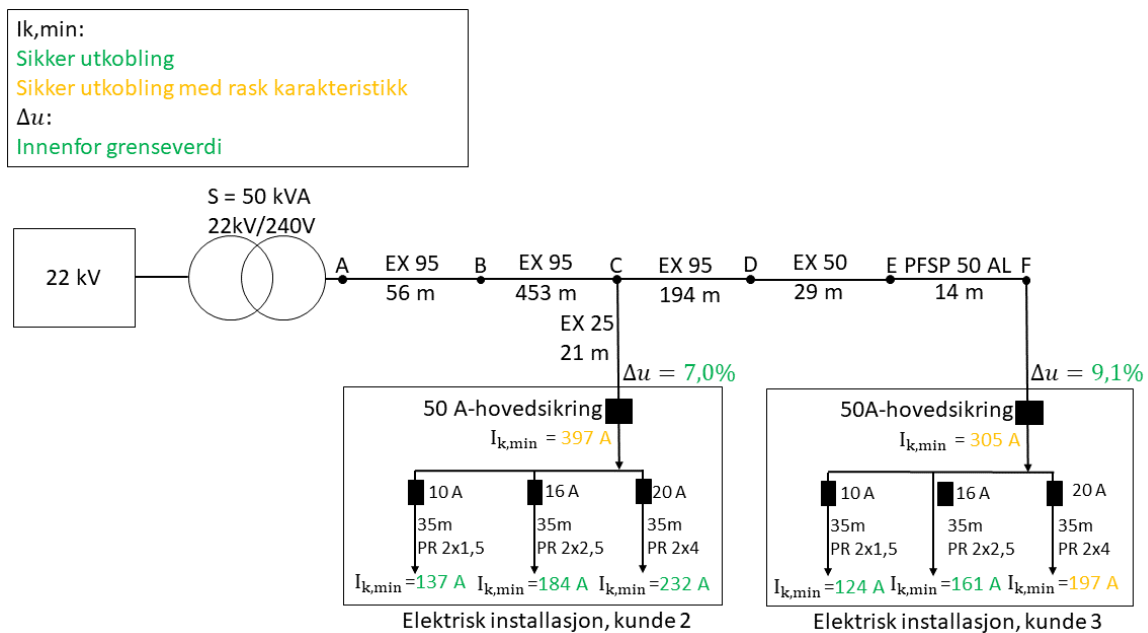
4.3 Resultater

I dette kapittelet presenteres kostnadene av å oppnå sikker utkobling av vern i de elektriske installasjonene i lavspenningsnettet til et anonymt nettselskap. NEK 400:2018 benyttes som grunnlag for å bestemme om utkoblingen av vern er sikker.

Kartlegging av minste kortslutningsstrøm

Figur 31 viser minste kortslutningsstrøm i lavspenningsnettet til et anonymt nettselskap. Spenningsfallet er innenfor grenseverdien på $\pm 10\%$ avvik fra 230 V. Minste kortslutningsstrøm i inntaket til kunde 2 og 3 er beregnet til henholdsvis 397 A og 305 A. Med hovedsikringer på 50 A kan det føre til at vern ikke kobler ut innen 5 sekunder ved minste kortslutningsstrøm. En rask karakteristikk gir utkoblingstid innen 5 sekundere ved minste kortslutningsstrøm. Med rask karakteristikk siktes det til den termiske delen av strøm/tid-kurven.

Minste kortslutningsstrøm for forbrukerkursene til kunde 2 ble beregnet til å være større enn 10 ganger vernenes merkestrøm. Dette vil gi sikker utkobling opp til en C-karakteristikk. Kunde 3 har sikker utkobling av PR 2x1,5 mm²- og PR 2x2,5 mm²-kabel opp til 35 meter. For PR 2x4 mm²-kabelen er minste kortslutningsstrøm 9,85 ganger vernets merkestrøm. En B20-karakteristikk gir sikker utkobling. En C20-karakteristikk kan gi utkoblingstid på mer enn 5 sekunder.



Figur 31: Minste kortslutningsstrøm hos kunde 2 og kunde 3 i lavspenningsnettet

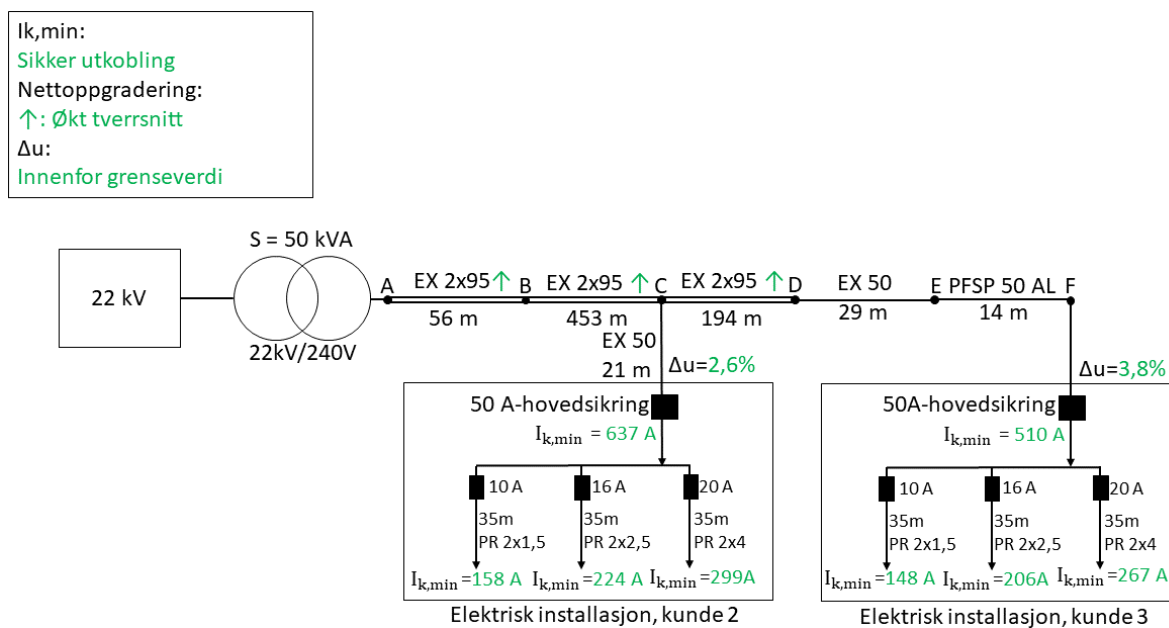
De kapitaliserte tapkostnadene for de neste 30 årene er beregnet til 74,7 kkr. Se økonomiske beregninger i vedlegg.

Nettoppgradering

Figur 32 viser at EX 95-kabelen fra A til D er oppgradert til EX 2x95-kabel (EX 2x95 kan også skrives EX 2x3x95 siden 3 individuelle kabler er tvinnet sammen til 1). Minste kortslutningsstrøm i inntaket til kunde 3 øker fra 305 A til 510 A, ifølge FebDok-beregningene. For kunde 2 øker minste kortslutningsstrøm fra 397 A til 637 A. Denne kortslutningsstrømmen gir sikker utkobling av 50 A-hovedsikringene til kundene 2 og 3, ifølge Figur 15 i kapittel 3.3.1.

Minste kortslutningsstrøm for PR 2x4 mm²-kabelen til kunde 3 har økt fra 197 A til 267 A. Nå gir også en C-karakteristikk sikker utkobling, siden minste kortslutningsstrøm er 13,3 ganger vernets merkestrøm.

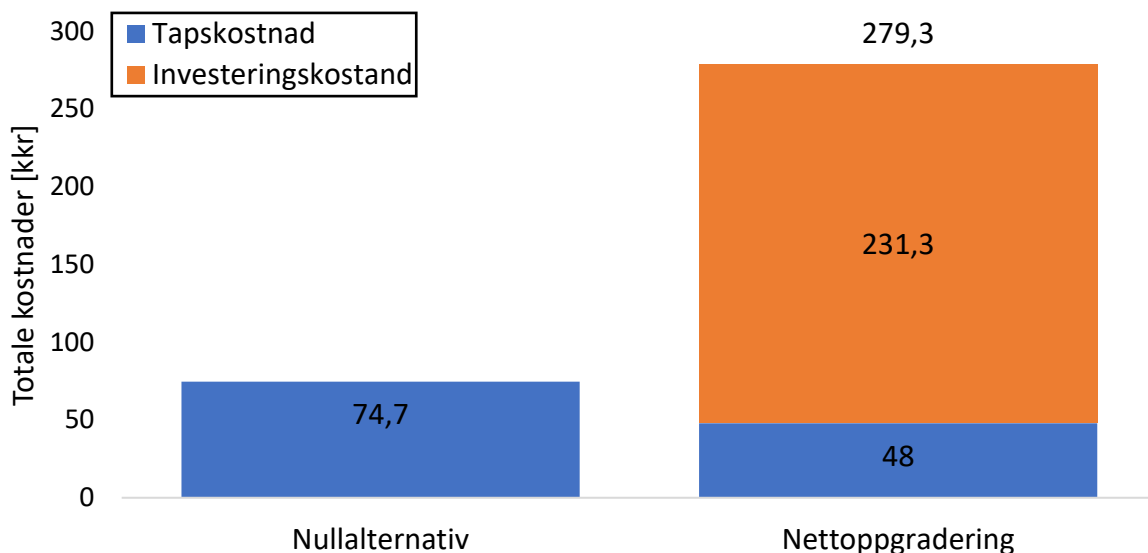
Spenningsfallet i tunglast, beregnet ved kunde 3, har blitt redusert fra 9,1 % til 3,8% av 230 V. Hos kunde 2 er spenningsfallet i tunglast redusert fra 7 % til 2,6 %.



Figur 32: Nettoppgradering av svakt lavspenningsnett

Figur 33 viser at kostnadene av nettoppgraderingen er beregnet til 279,3 kkr, sammenlignet med nullalternativet som er beregnet til 74,7 kkr. Investeringskostnaden er beregnet til 231,3 kkr. De kapitaliserte tapskostnadene for de neste 30 årene er beregnet til 48 kkr.

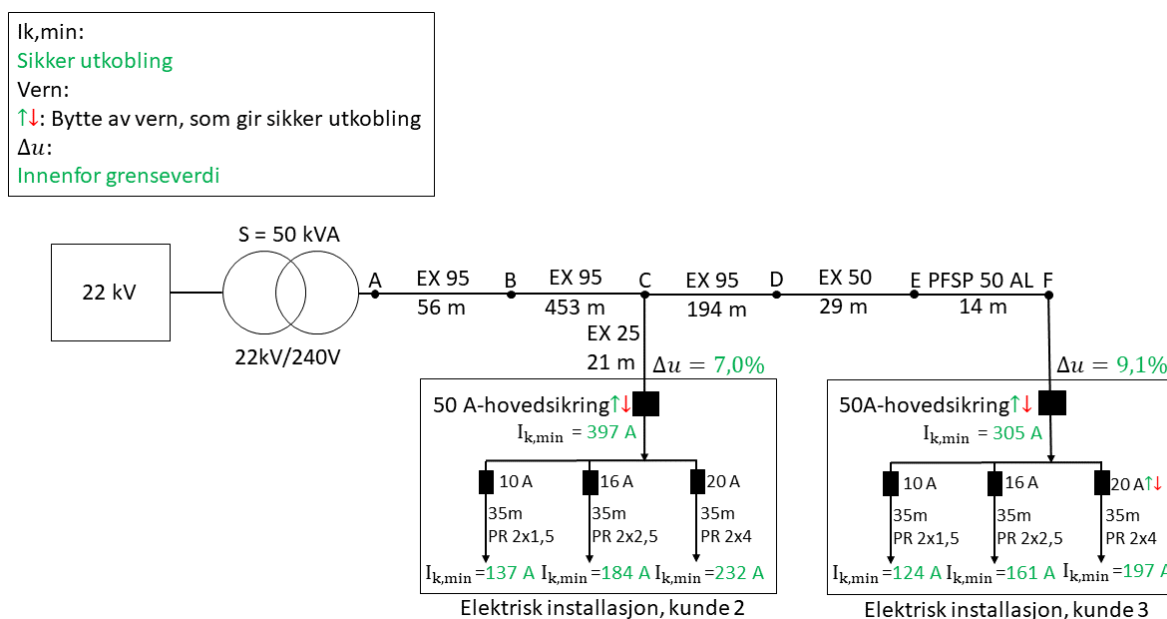
Sammenlignet med nullalternativet synker tapskostnadene med 26,7 kkr, mens total kostnad øker med 204,6 kkr.



Figur 33: Kapitalisert kostnad av nettinvestering de neste 30 årene sammenlignet med nullalternativ

Bytte til vern med rask termisk utkoblingstid

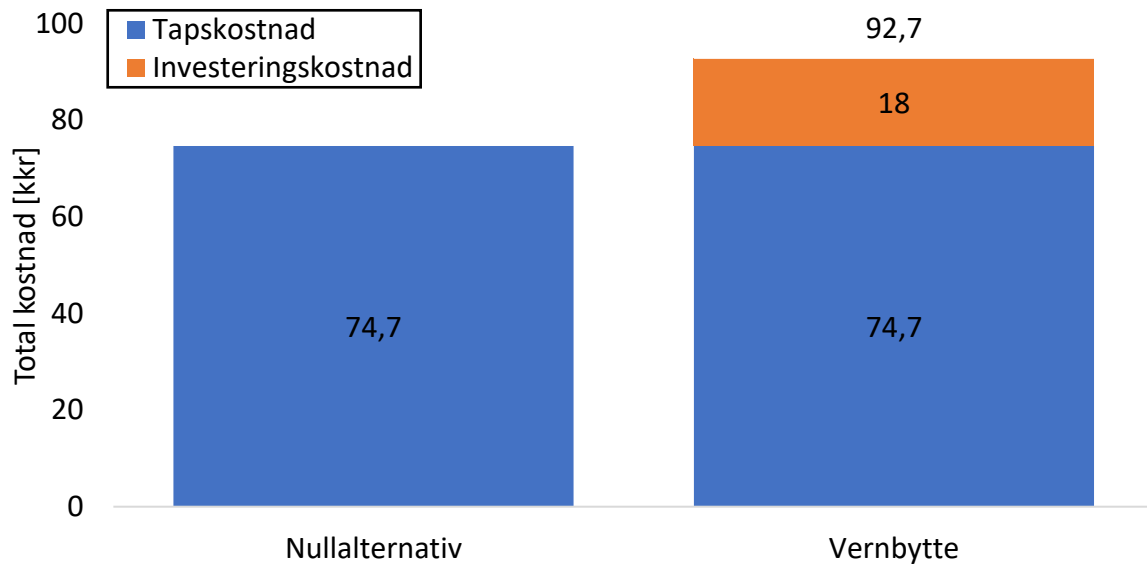
Figur 34 viser lavspenningsnettet med vernbytte hos kunde 2 og kunde 3. For kunde 2 gir 11 av de 14 kartlagte hovedsikringene i kapittel 3.3.1 sikker utkobling, med NEK 400:2018 som grunnlag. For kunde 3 gir 5 av de 14 kartlagte 50 A-hovedsikringene i kapittel 3.3.1 sikker utkobling. Hvis vernet som er installert i den elektriske installasjonen til kunde 3 er et C20-vern gir bytte av kurssikringen sikker utkobling. Kurssikringen kan f.eks. byttes til Hager ADA9 C20 A-vern.



Figur 34: Vernbytte, til vern med rask utkoblingskarakteristikk, i det svake lavspenningsnettet

Figur 35 viser at kostnaden av å bytte vern i de elektriske installasjonene til kunde 2 og 3 er estimert til 92,7 kkr, sammenlignet med kostnaden av nullalternativet på 74,7 kkr. Ved bytte av vern forblir den kapitaliserte tapskostnaden 74,7 kkr de neste 30 årene.

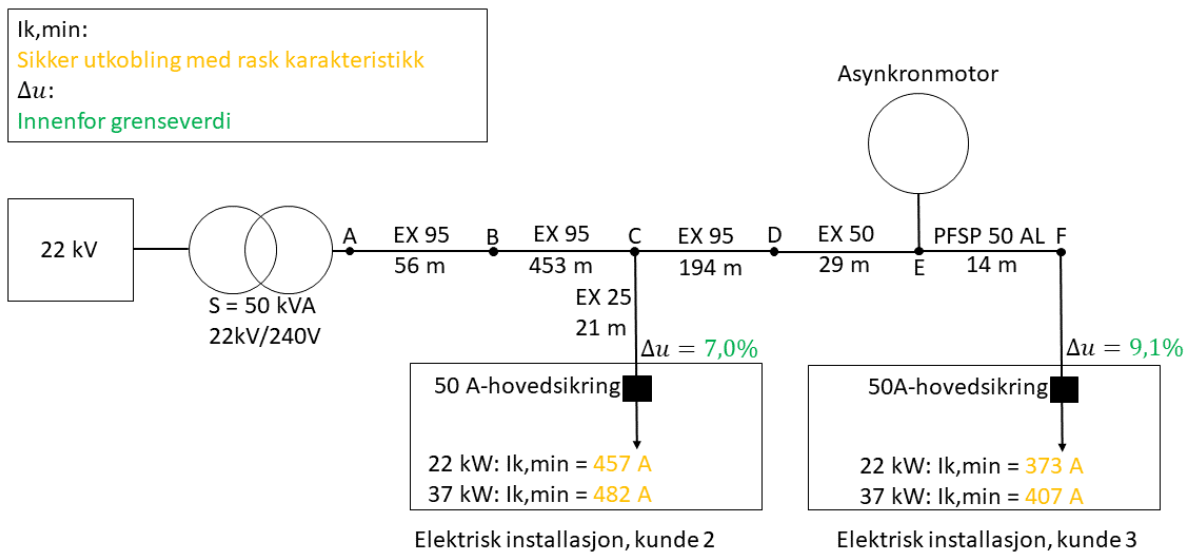
Investeringskostnaden er beregnet til 18 kkr. Se økonomiske beregninger i vedlegg.



Figur 35: Kostnad av å bytte vern sammenlignet med nullalternativet

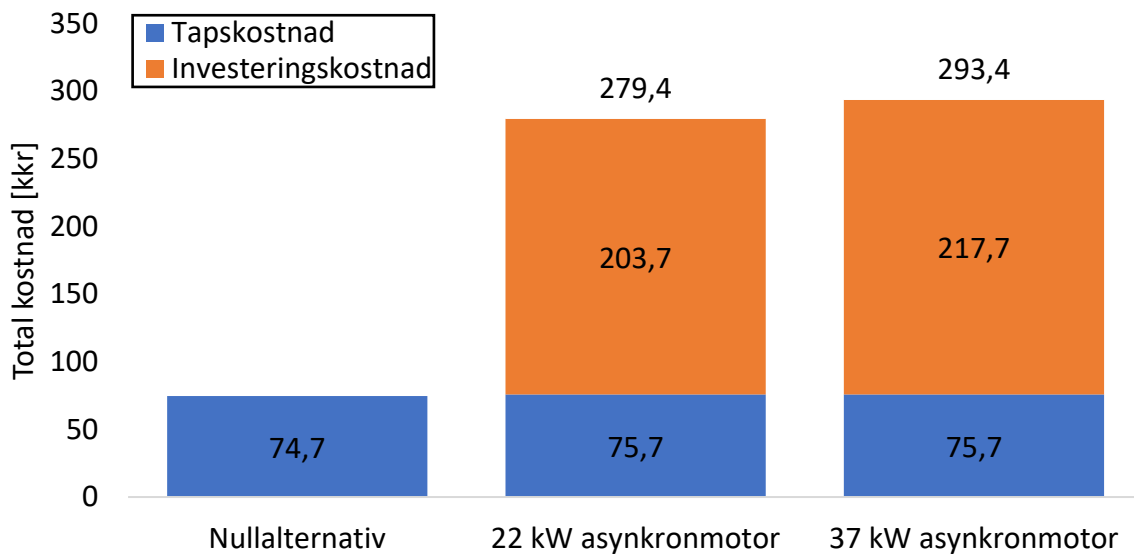
Asynkronmotor

Figur 36 viser lavspenningsnettet med asynkronmotor tilkoblet den nærmeste masten til kunde 3. Det er ikke tatt hensyn til at vern kan byttes ut, siden den løsninger i seg selv er forskriftsmessig. Med en 22 kW- og 37 kW-asynkronmotoren beregnes minste kortslutningsstrøm hos kunde 3 til henholdsvis 372,6 A og 406,6 A. For kunde 2 er minste kortslutningsstrøm beregnet til henholdsvis 457 A og 481,8 A. Uten vernbytte er kortslutningsstrømmen for lav til å gi sikker utkobling av hovedsikringen til kunde 2 eller kunde 3. Sikker utkobling oppnås med en rask termisk karakteristikk.



Figur 36: Asynkronmotor med merkeeffekt på 22 kW eller 37 kW tilkoblet svakt lavspenningsnett

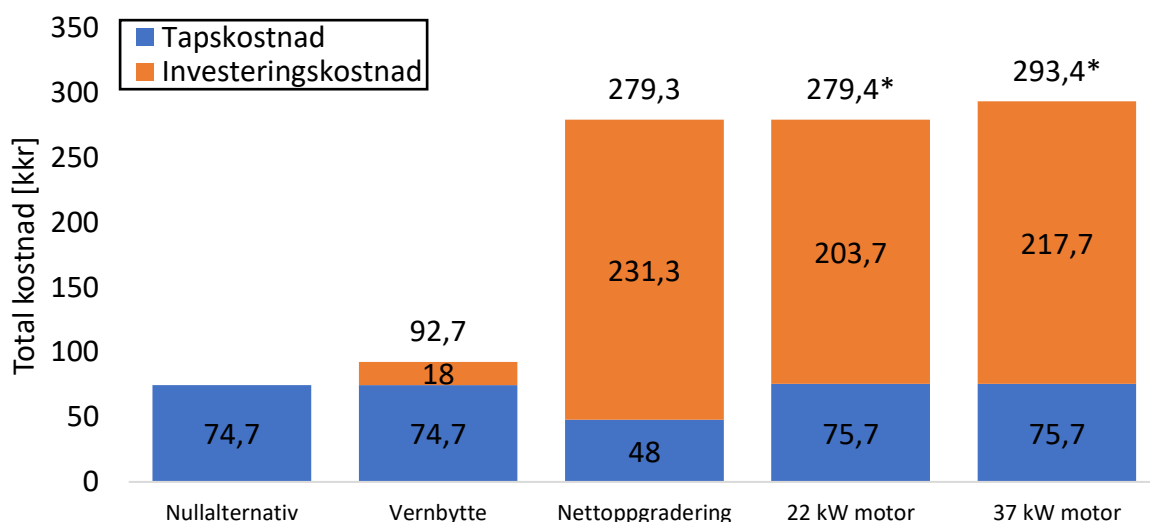
Figur 37 viser totale kostnader av å tilkoble en asynkronmotor med merkeeffekt på 22 kW eller 37 kW til det svake lavspenningsnettet, sammenlignet med nullalternativet. De kapitaliserte tapskostnadene øker fra 74,7 kkr til 75,7 kkr for begge alternativene. Investeringskostnaden er 203,7 kkr og 217,7 kkr. Totale kostnader for tilkobling av asynkronmotor på 22 kW eller 37 kW er henholdsvis 279,4 kkr og 293,4 kkr. Se økonomiske beregninger i vedlegg.



Figur 37: Totale kostnader av å tilkoble en asynkronmotor på 22 kW eller 37 kW de neste 30 årene, sammenlignet med nullalternativet

Alternativer for å oppnå sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner

Figur 38 oppsummerer de totale kostnadene av vernbytte, nettoppgradering, tilkobling av asynkronmotor og nullalternativ. Vernbytte, nettoppgradering, 22 kW asynkronmotor og 37 kW asynkronmotor koster henholdsvis 18 kkr, 204,6 kkr, 204,7 kkr og 218,7 kkr mer enn nullalternativet. Sammenlignet med en nettoppgradering vil et vernbytte, en 22 kW og en 37 kW asynkronmotor gi besparelse på 66,8 %, 0 % og -5 %.



Figur 38: Sammenligning av alternativer for å oppnå sikker utkobling av vern. *Gir ikke sikker utkobling alene, vern må byttes/kartlegges

Tabell 8 viser en oppsummering av spenningsfall og tilført kortslutningsytelse til kunde 2 og kunde 3.

Tabell 8: Spenningsfall og tilført kortslutningsytelse til kunde 2 og kunde 3

Tiltak	Spenningsfall [%]		Tilført kortslutningsytelse [A]	
	Kunde 2	Kunde 3	Kunde 2	Kunde 3
Nullalternativ	7	9,1	397	305
Nettoppgradering	2,6	3,8	637	510
Vernbytte	7	9,1	397	305
22 kW asynkronmotor	7	9,1	457	373
37 kW asynkronmotor	7	9,1	482	407

5 Diskusjon

I dette kapittelet diskuteres fremgangsmåtene og resultatene fra kapittel 3 og 4.

5.1 Identifisere sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner

I dette kapittelet diskuteres fremgangsmåtene og resultatene fra kapittel 3. Bakgrunnen for dette kapittelet er problemstillingen: " Hvordan kan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner oppnås med NEK 400:2018 som grunnlag".

5.1.1 Teoretisk kartlegging av vern

Utvalgte vern

For hovedsikringene ble OV- og C-karakteristikk valgt ut. Som regel benyttes OV som hovedsikring. I_5 -verdien til overbelastningsvernene som ble valgt varierer fra $6,25 \cdot I_n$ til $25 \cdot I_n$ (ABB S750 DR E og Siemens 5SY4). En C- eller D-karakteristikk vil derfor i teorien være et like godt alternativ som et overbelastningsvern. Dette utvider utvalget av vern.

Vern fra ABB, Eaton, Schneider og Siemens ble valgt ut for 50 A- og 63 A-vernene. Disse vernene er tilgjengelig fra store elektrogrossister i Norge. I tillegg ble det tatt med et vern som i teorien egner seg best og et som egner seg dårligst i svake lavspenningsnett, nemlig Terasaki TD3 M06 og Chint NB1-63H. Fordelen med å ta med et vern fra begge ender av skalaen er å se hvor stor forskjell det teoretisk er på vern med samme merkestrøm.

For hovedsikringene på 80 A lå det kun tre overbelastningsvern i registeret, alle disse ble tatt med. I registeret for C80-automater ble ABB, Schneider og Siemens valgt. Eaton hadde ikke vern i registeret. Hager ble valgt ut fordi vernet kobler teoretisk ut på 5 sekunder ved en lavere kortslutningsstrøm enn resten av C80-vernene. Gewiss ble valgt fordi det i teorien ikke er et godt egnet vern i et svakt lavspenningsnett.

Siden det kun var tre overbelastningsvern i registeret, ble termomagnetisk effektbryter også vurdert. Her lå det fem 80 A-vern. Ingen av disse vernene kobler ut på en lavere strøm innen fem sekunder enn den raskeste automatsikringen. Disse ble derfor ikke tatt med. Siden utvalget av 80 A-vern var mindre enn 50 A og 63 A kunne det ha blitt forespurt karakteristikker fra produsenter. Både Onninen og Elektroimportøren har et relativt lite utvalg av 80 A-automater. Onninen har et større utvalg av 80 A-effektbrytere, med vern fra Schneider, Hager, Siemens, Eaton og EFA.

For kurssikringene med merkestrøm på 10 A og 16 A ble vern fra ABB, Eaton, Hager, Schneider og Siemens valgt. ABB, Eaton, Schneider og Siemens ble valgt av samme grunn som for hovedsikringene, nemlig at det er stor tilgjengelighet i Norge.

Hager ble valgt fordi vernet kobler ut innen 5 sekunder på den laveste kortslutningsstrømmen av alle B10-, B16- og C16- automater med jordfeilbryter i FebDok-registeret.

I utgangspunktet er det antatt at det kun er kurssikringene med C-karakteristikk som vil slite med å oppnå utkoblingskravet på 5 sekunder. Dette gjelder for spesielt lange ledningen, ifølge montørhåndboka [2], med lengde på 20-25 meter for "normale" tverrsnitt. B-karakteristikk er tatt med fordi dette er vanlige karakteristikk for kurser som ikke forsyner motorer (vaskemaskin, oppvaskmaskin, kompressor, med mer).

Et alternativ til en vanlig automatsikring er en justerbar effektbryter. Potensielt kan dette vernet gi sikker utkobling ved veldig lav tilført kortslutningsytelse, samtidig som vanlig drift ikke blir hindret. Dette må undersøkes nærmere for å konkludere med noe.

Resultater

Hovedsikringene på 50 A kobler ut teoretisk ved en kortslutningsstrøm fra 230 A til 500 A, avhengig av vernkarakteristikken til produsentene. Teoretisk kreves det en kortslutningsstrøm fra 290 A til 630 A for å koble ut hovedsikringene på 63 A. For hovedsikringene på 80 A kreves det teoretisk en kortslutningsstrøm fra 400 A til 599 A for å koble ut innen 5 sekunder. Det er flere hundre ampere i forskjell mellom strømmen som kobler ut vernene innen 5 sekunder. For å oppnå sikker vernutkobling vil valg av vern i teorien ha stor betydning.

Estimatet i Tabell 2, kapittel 2.1.3, sier at 13,7% av alle tilknytningspunkt i det norske lavspenningsnettet har lav tilført kortslutningsytelse. NVE sin rapport [30] opplyser om at 63 A-hovedsikring er den vanligste hovedsikringen for elektriske installasjoner i Norge. I elektriske installasjonene med hovedsikringer på 63 A eller lavere vil prosentandelen som ikke oppnår sikker utkobling i Norge sannsynligvis være lavere enn 6,2% ($I_{k,min} < 350 A$). Hovedsikringen på 63 A og 50 A kan teoretisk koble ut sikkert ned til en kortslutningsstrøm på 290 A og 230 A. Det er ikke oppgitt en mer detaljert inndeling av estimert kortslutningsytelse. Det er derfor vanskelig å estimere akkurat hvor mange tilknytningspunkt som trenger en høyere tilført kortslutningsytelse, med NEK 400:2018 som grunnlag.

I elektriske installasjoner med 80 A-hovedsikring kan det vise seg å bli krevende å bytte ut vernet for å oppnå sikker utkobling i et svakt lavspenningsnett. I FebDok-registeret er 400 A den laveste strømmen som teoretisk kobler ut 80 A-automatene på 5 sekunder. 400 A er fortsatt lavere enn det som montørhåndboka definerer som en lav tilført kortslutningsytelse (500 A).

Sannsynligvis vil det være flere tilfeller der 80 A-vernbytte gjør at nettet ikke trenger å oppgraderes. Dette er med tanke på at ca. 7,5% av norske tilknytningspunkt har en kortslutningsytelse mellom 350 A og 500 A.

Resultatene viser at økt merkestrøm på hovedsikringen øker bunnverdien på den minste kortslutningsstrømmen som kan koble ut vernet innen 5 sekunder. Desto større merkestrøm på hovedsikringen desto færre elektriske installasjoner vil vernbytte fungere for. Å sikre ned kan være et alternativ hvis kunden har fått utdelt en vesentlig større hovedsikring enn det er behov for. Det er ikke gitt at kunden går med på en nedsikring. Ut ifra beregnet tunglast hos kunde 2 og kunde 3 i radialnettet til det anonyme nettselskapet vil en nedsikring være mulig ($I_{tunglast} = 19,5 \text{ A}$ og $31,2 \text{ A}$, med 50 A hovedsikringer). Ved å se på disse to tilfellene er det sannsynlig at mange elektriske installasjoner kan sikre ned uten at kundens vanlige drift blir unødvendig avbrutt.

Kortslutningsstrøm som teoretisk kobler ut kurssikringer på 10 A og 16 A varierer relativt lite for B-karakteristikkene og relativt mye for C-karakteristikkene. De tregeste B10- og B16-kurssikringene kobler i teorien ut en kortslutningsstrøm på henholdsvis 50 A og 80 A innen 5 sekunder.

Hvis forbrukerkursene blir lange er det ikke sikkert at C10- og C16-kurssikringer gir sikker vernutkobling i svake lavspenningsnett. Det er stor forskjell på den teoretiske strømmen som kobler ut disse vernene på 5 sekunder. C10-kurssikringer varierer fra 49 A til 100 A. C16-kurssikringer varierer fra 80 A til 160 A. Vernbytte, uten nedsikring, vil sannsynligvis gi sikker utkobling ved lange forbrukerkurser.

Med en 50 A hovedsikring og tilført kortslutningsytelse på 240 A kan det raskeste C10- og C16-vernnet teoretisk koble ut en $1,5 \text{ mm}^2$ -kabel og en $2,5 \text{ mm}^2$ -kabel på 5 sekunder med lengde på henholdsvis 120 meter og 100 meter. Dette er usannsynlige lange lengder. Se vedlegg for utregning. Hvis minste kortslutningsstrøm er lavere enn 240 A vil 50 A-hovedsikringen være den begrensende faktoren. Hvis kunden sikrer ned til 40 A hovedsikring kan tilført minste kortslutningsstrøm være ned mot 184 A, med Terasaki TD3 M06 C40-vern.

Identifisering av sikker utkobling for et nettselskap

En av målsetningene i masteroppgaven er å identifisere hvordan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner kan oppnås, med NEK 400:2018 som grunnlag. De siste 10-15 årene har nettselskapene fått bedre dokumentasjon av ledningslengder og kabeltyper i nettene sine. Dette har avdekket nettområder hvor minste kortslutningsstrøm er lavere enn først antatt [1]. Spørsmålet blir da om nettselskapet må oppgradere nettet til den oppgitte kortslutningsytelsen eller om den elektriske installasjonen må endres for å tilfredsstille kravene.

Når et nettselskap har beregnet minste kortslutningsstrøm for inntaket til en elektrisk installasjon er det fortsatt stor usikkerhet om sikker utkobling av vern kan oppnås. Utkoblingstiden til vern i elektriske installasjoner avhenger av nettet sin kortslutningsytelse og verndimensjoneringen som elektroinstallatøren har gjort. Hvis det i god tro dimensjoneres vern etter en høyere ytre impedans enn den reelle verdien, er det sannsynlig at vern ikke gir sikker utkobling. Identifisering av områder der minste kortslutningsstrøm ikke gir sikker utkobling av vern er viktig for å kunne bedre sikkerheten til elektriske installasjoner.

Hvis et nettselskap skal beregne sikker utkobling av vern må de ha en oversikt over kursfortegnelsen til den elektriske installasjonen med lav tilført kortslutningsytelse. Ved hjelp av melding om installasjonsarbeid fra elektroinstallatør vet sannsynligvis nettselskapet merkestrømmen på hovedsikringen. Som det ble kartlagt i kapittel 3.2.1 kan kortslutningsstrømmen som teoretisk gir sikker utkobling variere med flere hundre ampere.

For å beregne om vernene gir sikker utkobling ved en kortslutning vil en befaring, der nettselskapet registrere vernene i sikringsskapet til kunden, gjøre at utkoblingstid kan beregnes med FebDok. Dette arbeidet må sannsynligvis settes bort til en elektroinstallatør som har mer kunnskap om vern i elektriske installasjoner, og som har erfaring med FebDok-beregninger.

Arbeidet med identifisering av sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner kan bli omfattende. Installatør kan møte på vern med ukjent utkoblingskarakteristikk. Hvis det ikke er dokumentert hva minste kortslutningsstrøm i inntaket ble oppgitt som under bygging er det usikkert om vern gir sikker utkobling. Hvis installatør bestemmer at noen vern i installasjon må byttes er det ikke sikkert kunden er fornøyd med å betale for nye vern.

Vern-registeret til FebDok har et relativt stort utvalg av vern fra 21 automatprodusenter, 7 produsenter av smeltesikringer og 13 termomagnetisk effektbryterprodusenter. Det store utvalget av vern gjør det lett å finne hvilke vern som er godt egnet i elektriske installasjoner med lav kortslutningsytelse.

Utkobling av vern innen 5 sekunder ble innført i NEK 400 [3] i 2018. Alle elektriske installasjoner som er utført før 2018 har ikke et direkte krav om å koble ut enhver kortslutning innen 5 sekunder. De forskriftene som gjald da installasjonen ble bygget er de forskriftene som skal oppfylles for de gjeldene installasjonene. Hvis tilført kortslutningsytelse ble oppgitt som vesentlig høyere enn det den faktisk er kan dimensjoneringen av vern ved bygging av den elektrisk installasjon være uforskriftsmessig. For å utsette en nettoppgradering vil en befarings sannsynligvis være nødvendig.

I fremtiden vil flere og flere elektriske installasjoner moderniseres, og dermed få innført et utkoblingskrav på 5 sekunder ved en kortslutning. Elektroinstallatøren som gjør arbeidet kan få problemet med verndimensjonering hvis kortslutningsytelsen er for lav til å tilfredsstille NEK 400:2018 eller eventuelt senere utgaver. Å vite at vern med samme merkestrøm kan gi forskjellig utkoblingstid med samme kortslutningsstrøm kan utsette en nettoppgradering. Det kan være billigere å oppgradere tverrsnittet på forbrukerkursene i den elektriske installasjonen hvis anleggsbidraget ved en nettoppgradering blir høyt.

Ifølge NEK 400:2018 er en utkoblingstid inntil 5 sekunder forskriftsmessig for utkobling av 2. jordfeil, for hovedkurser (kurs som forsyner fordelingen). 5-sekunderskravet gjelder også for stikkledninger (stikkledning defineres som en avgrensning fra fordelingsnettet som forsyner en installasjon). Dette kravet påvirker både nettselskapet og kunden sin elektriske installasjon. Som nettselskap er man derfor avhengig å vite hvilken forskrift som den elektriske installasjonen følger for å kunne oppfylle kravet om utkoblingstid ved kortslutningsstrøm i stikkledning. Det vites ikke om dette er en ny norm, siden tidligere utgaver av NEK 400 er trukket tilbake.

5.1.2 Labtest av vern

Laboratorieforsøk

Labtest av hoved- og kurssikringer ble gjort for å finne ut hvor stor kortslutningsstrøm som gir utkobling på 5 sekunder. Vernfabrikantene oppgir strømmen som kobler ut vern på 5 sekunder som et intervall.

Alle testene ble gjennomført i romtemperatur, på ca. 22 °C. Vernprodusentene må oppfylle I_1 , I_2 , I_4 og I_5 fra -5 °C til 40 °C. 22 °C ligger ca. midt mellom disse to temperaturene. For å få de høyeste strømmene som kobler ut vernene på 5 sekunder burde vernene hatt en omgivelsestemperatur på -5 °C. Samtidig vil minste kortslutningsstrøm oppstå når lederne er ved maksimal tillatt driftstemperatur. At bimetallet da holder -5 °C, mens kablene tilkoblet vern holder 70°C (PVC/cu) er usannsynlig. Dette viser hvor store krav det settes til sikkerhet i elektriske installasjoner.

Det ble brukt to forskjellige variacer til å teste vernene. Kurssikringene og 50 A-vernene ble testet med en variac fra Elektrometer AS. For 63 A-testene ble en større variac fra Noratel benyttet, siden Variacen fra Elektrometer AS ikke leverte nok strøm til å koble ut 63 A-vernene innen 5 sekunder. Ingen av variacene ga konstant strøm gjennom hele testperioden. I hver test var strømmen ved slutten av testen lavere enn ved starten av testen. Dette skyldes sannsynligvis at strømmen varmet opp lederne, som ga økt resistans. Måleresultatene er derfor gjennomsnittlig RMS-strøm av hele kortslutningsperioden, noe oscilloskopet beregnet. Det antas at synkende strøm i kortslutningsperiode påvirker resultatene noe, hvor mye er usikkert. Synkende kortslutningsstrøm er også et fenomen i en forbrukerkurs når ledermaterialet varmes opp.

Strømmen som kobler ut vernene på nøyaktig 5 sekunder ble estimert basert på 3-5 måleresultater av strøm som koblet ut noen tiendels sekunder før og etter 5 sekunder. Det ble brukt en logaritmisk funksjon til å estimere strømmene som koblet ut vernene på akkurat 5 sekunder. De 3-5 punktene ble bare funnet en gang. For å oppnå enda større sikkerhet rundt måleresultatene burde strømmen som gir utkobling på ca. 5 sekunder vært funnet flere ganger. For så benytte en statistisk metode for å estimere et mer nøyaktig resultat.

Det ble lagt inn en ventetid på fem minutter mellom hver strøm/tid-test av en automatsikring. Det er sannsynlig at temperaturen til bimetallet hadde sunket ned mot romtemperatur etter hver test. Det var ønskelig at starttemperaturen skulle være den samme for hver test. Det er vanskelig å måle bimetallets temperatur siden det er innkapslet. Derfor ble det kjent etter om

yttersiden av innkapslingen var kald. Hvis testene skulle blitt gjennomført igjen kunne det vært benyttet et termometer. Når yttersiden av automatsikringen hadde holdt 22 °C kunne strømmen blitt skrudd på.

Resultater ved labtest

Labforsøkene ble gjennomført for å se hvor den reelle strømmen som kobler ut vernene på 5 sekunder ligger innenfor intervallet. Det var forventet at strømmene som kobler ut vernene på 5 sekunder ikke ligger opp mot øvre strøm/tid-grense, fordi labtestene ble gjennomført på ca. 22 °C. 22 °C er ca. midt imellom -5 °C og 40 °C. Det ble derfor forventet at de reelle strøm/tid-kurvene skulle ligge midt imellom nedre og øvre grense.

Trenden er et sted mellom nedre grense og midten av intervallet. Det indikerer at det er lagt inn en sikkerhetsmargin. Hvis vernene har en omgivelsestemperatur på 22 °C er sannsynligheten høy for at vern kobler ut før 5 sekunder ved øvre strømverdi som grunnlag for verndimensjoneringen.

Det ble målt et unntak til at utkoblingsstrømmen lå imellom nedre grense og midten av strømintervallet som kobler ut vernet på 5 sekunder. Det var ABB S753 DR E 50 A-vernene. Vernets utkoblingsstrøm lå ca. midt imellom midten og øvre strøm/tid-grense. Dette er fortsatt godt innenfor øvre strømgrense. Det betyr at 1 av 20 vern ble målt til å ligge over midten av strøm-intervallet ved 5 sekunders utkoblingstid.

Av alle 50 A-testvernene er det ABB S753 DR E som teoretisk klarer å koble ut på 5 sekunder ved lavest strøm. I labtest var dette det vernet som kobler ut på 5 sekunder på den høyeste strømmen av 50 A-vernene. Som det ble nevnt over var utkoblingsstrømmen godt innenfor øvre grense. Det er sannsynlig at det raskeste vernet ikke blir valgt av elektroinstallatøren ved å dimensjonere etter øvre strøm/tid-kurve. Samtidig skal vernene også innfri kriteriene til timesverdi og momentutkobling ved -5°C. Det trengs videre forsøk for å vite om en temperaturendring gir stor endring i strøm som kobler ut vern på 5 sekunder.

Chint NB1-63/H var teoretisk det vernet med både høyest og laveste strøm/tid-grense av 63 A-vernene. Måleresultatet ble 322 A for å koble ut på 5 sekunder, som er litt under midten av strøm/tid-intervallet (øvre grense: 630 A, nedre grense: 187 A). På grunn av den teoretisk høye øvre strømgrensen på 630 A vil dette vernet aldri kunne brukes i en elektrisk installasjon i et svakt nett, med NEK 400:2018 som grunnlag. Måleresultatet viser at de elektriske installasjonene som har minste kortslutningsstrøm mellom 350 A og 500 A fint kan benytte dette vernet. Gitt at omgivelsestemperaturen ikke er vesentlig lavere enn 22 °C.

Det ble testet to av de samme vernene for Schneider C60B 50 A, Schneider C60B 63 A, Schneider iC60H B16 og Schneider iC60H C16. Den største differansen mellom vernene som ble målt var 7 A ved 5 sekunders utkoblingstid. Det kan tyde på at bimetallene i vernene med samme bryterenheter har ca. de samme termiske egenskapene.

Ett av Schneider C60B 50 A-vernene lå 2 A under nedre strømgrense ved 5 sekunder utkobling. Det er ikke et direkte krav at utkoblingsstrømmen skal ligge mellom øvre og nedre grense, med unntak av I_1 , I_2 , I_4 og I_5 . Produsentene har valgt å legge seg ned mot og under nedre grense, som gir en stor sikkerhetsmargin opp til øvre strømgrense (som vern dimensjoneres etter).

For kurssikringene var det en sammenheng mellom øvre strømverdi og strømverdi som ga 5 sekunders vernutkobling i lab. Desto høyere den teoretiske strømverdien er desto høyere ble strømmen målt.

5.2 Kostnad av å oppnå sikker vernutkobling i elektriske installasjoner

I dette kapitlet diskuteres fremgangsmåtene og resultatene fra kapittel 4. Bakgrunnen for dette kapitlet er problemstillingen: " Hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås".

Beregningsmetode

Lavspenningsnettet til det anonyme nettselskapet ble lagt inn i FebDok og Simulink for å gi et teknisk grunnlag for å beregne kostnad av nettoppgradering og alternative løsninger.

Bakgrunnen for at asynkronmotoren er valgt er at kunde 1 er bonde og bruker flere elektriske maskiner som gir kortvarige spenningsdipper. Nettselskapet har spekulert i om asynkronmotoren kan være med på å dempe spenningsprang og flimmer som kunde 1 påfører nettet. Dette er ikke studert.

For nullalternativet er tapskostnadene beregnet for fordelingstransformatoren og lavspenningsnettet. Det ble brukt kapitaliserte tapskostnader for en 30-års periode. Da er verdien kapitalisert for perioden fra starten av 2021 til slutten av 2050. For fordelingstransformatoren er det tatt hensyn til både tap i tunglast og tomgang. Effekten for disse tilfellene er hentet fra databladet til Møre trafo, som er vedlagt. Det ble antatt at årlige tunglasttimer er 2400. Det ble gjort fordi SINTEF har en ferdig utregnet tapskostnad/kW-tabell. Det er sannsynlig at nettselskapet har det reelle tallet, men det ble ikke etterspurt. En mer nøyaktig estimering av kostnad er sannsynligvis mulig.

For ledningene i nettet er tapet beregnet i tunglast. Dette er vanlig å gjøre ifølge planboken til SINTEF Energi [15]. Det er ved tunglast at tapene i nettet er høyest, siden det er da det går mest strøm i ledningene. Nettselskapet oppga hva de regner som tunglast for hver kunde i nettet. Tunglasttimene ble antatt å være 2300, som er hentet fra SINTEF sin ferdige utregnede tapskostnad/kW-tabell. Siden det er knyttet stor usikkerhet til antall tunglasttimer er det gjort en estimering. Også her har sannsynligvis nettselskapet mer nøyaktige tall. Det kunne ha blitt forespurt.

Det er ikke oppgitt noen informasjon om hvilke vern som er installert i de elektriske installasjonene. Som krav til å oppnå sikker utkobling benyttes det vernet som teoretisk krever høyest kortslutningsstrøm for å koble ut innen 5 sekunder. Det vil si at en 50 A-hovedsikring krever en kortslutningsytelse på 500 A, eller mer, for å gi sikker utkobling. Det ble gjort for å finne den kortslutningsytelsen som gir sikker utkobling for samtlige vern med 50 A-merkestrøm.

Oppstart- og avviklingskostnad ble satt til 5000 kr. Her inngår organisering og innhenting av informasjon om nettet. Det er antatt at det settes av 5 timer til denne jobben (1000 kr/time). Det ble antatt at nettet ble dokumentert ved bygging, sånn at informasjonen var lett tilgjengelig. Nettet ligger rett ved veien som gjør det lett tilgjengelig å innhente informasjon om noe informasjon skulle mangle. Hvis det var tilfelle ved innhenting av nettinformasjon må ytterligere kostnader legges til.

Kostnaden av en elektroinstallatør ble satt til 9000 kr. Det er beregnet tilsammen 9 timers arbeid i de elektriske installasjonene til kunde 2 og kunde 3 (1000 kr/time). Her er det ikke noen erfaringstall tilgjengelig, derfor ble det gjort en grov estimering. Hvis installatør møter på uventede problemer i installasjonene kan kostnaden bli vesentlig større.

Kostnaden av å installere en asynkronmotor er hentet fra Siemens. Det ble gjort fordi Siemens har et bredt utvalg av motorer. Det kunne blitt forespurt asynkronmotorer fra andre produsenter for å få en bedre prisoversikt. Kostnaden av en nettstasjon ble hentet fra planboka til SINTEF Energi [20]. Det ble også forespurt hva det anonyme nettselskapet betaler for en nettstasjon. Prisen var nesten lik. Kostnad av reaktiv kompensering var vanskelig å finne. Kostnaden ble derfor estimert til 2000 kr. Det er sannsynlig at dette er for lavt.

Resultater

De elektriske installasjonene i nettet er sannsynligvis forskriftsmessig utført. Det antas at vernene klarer å koble ut minste kortslutningsstrøm før kabelisolasjonen tar skade. Hvis de elektriske anleggene til kunde 2 og kunde 3 skal følge NEK 400:2018 eller eventuelt senere utgaver må det sannsynligvis gjøres noen tiltak for å teoretisk oppnå sikker utkobling av vern.

Det tradisjonelle tiltaket til nettselskapet er å oppgradere ledertverrsnitt eller fordelingstransformatoren. Kostnaden av å øke minste kortslutningsstrøm hos kunde 3 fra 305 A til 510 A ble beregnet til 279,3 kkr. De potensielle tapskostnadene ble redusert fra 74,7 kkr til 48 kkr. Som det er beskrevet i prosjektbeskrivelsen til OptiNett vil reduksjon av tapskostnader i grisgrendte strøk ikke kompensere for den dyre nettinvesteringen. Et billigere alternativ til nettoppgradering vil gi en samfunnsøkonomisk gevinst.

I tillegg til å oppgradere nettet har et tradisjonelt alternativ for å oppnå sikker utkobling vært å sikre ned. Som resultatene i kapittel 3.3 indikerer vil et bytte av vern til et vern med samme merkestrøm potensielt være en bedre løsning enn å sikre ned. Det er verken nødvendig med en nedsikring eller nettoppgradering hvis installasjonene følger NEK 400:2018.

Total kostnad av vernbytte kapitalisert for de neste 30 årene kan reduseres med 66,8 % sammenlignet med en nettoppgradering. Samtidig kan kundene opprettholde den vanlige driften, siden vernet har den samme merkestrømmen som før.

Fordelen med å bytte vern er å kunne utsette en nettoppgradering, samtidig som sikker utkobling oppnås. Det gir store besparelser når tpskostnadene er relativt lave. Utsettelse fører til lavere risiko ved nettoppgradering fordi man vet mer om fremtidig driftssituasjon. Sannsynligheten for under- eller overdimensjonering blir mindre. Samtidig blir utnyttelsen av det bestående nettet større.

Asynkronmotoren på 22 kW og 37 kW økte minste kortslutningsstrøm hos kunde 3 fra 305 A til henholdsvis 457 A og 481,8 A. Dette er ikke nok til å gi sikker utkobling av vern med NEK 400:2018 som grunnlag. Sammenlignet med en nettoppgradering blir total kostnad redusert med 0% og -5%. I dette tilfelle vil det lønne seg mer med en nettoppgradering enn å installere en asynkronmotor. Spesielt med tanke på at asynkronmotoren ikke ga nok kortslutningsbidrag til å oppnå sikker utkobling av hovedsikringen til kunde 2 og kunde 3.

Ved kostnadsberegningene er motoren plassert på et fundament, inne i en nettstasjon. Kostnaden av en asynkronmotor er ca. 60-70 kkr. Nettstasjonen koster 118 kkr. Tenio TS oppgir at de regner rundt 140 kkr på å etablere en nettstasjon, uten transformator. Nettstasjonen spiser opp all gevinsten sammenlignet med en nettoppgradering i dette nettet.

Det kan spekuleres i om en asynkronmotor vil lønne seg om en nettoppgradering koster vesentlig mer enn 300 kkr. Det forutsetter at et vernbytte i seg selv ikke gir sikker utkobling. Istedenfor å oppgradere nettet kan asynkronmotoren i tillegg til vernbytte redusere totale kostnader.

5.3 Videre arbeid

I dette kapitlet presenteres forslag til videre arbeid.

Test av automatsikringer med en omgivelsestemperatur på -5°C . Det er usikkert hvor mye karakteristikkene endrer seg ved en reduksjon i temperatur. Fra teorien er det kjent at en lavere temperatur gjør at bimetallet trenger høyere strømgjennomgang for å bøye seg nok til at mekanismen løser ut vernet.

Beregn kostnad av nettoppgradering sammenlignet med tilkobling av asynkronmotor og vernbytte. Asynkronmotoren viste seg å ikke være gunstig i nettet til det anonyme nettselskapet. Kostnaden av å etablere nettstasjon er relativt høy. Prisen for å øke merkeeffekten til en asynkronmotor er relativt lav. I et nett der nettoppgraderingen er vesentlig dyrere enn 300 000 kr kan løsningen redusere totale kostnader sammenlignet med en nettoppgradering.

En justerbar effektbryter kan potensielt gjøre at en kostbar nettinvestering kan utsettes. Det forutsetter at kunden ikke har høy nok tilført kortslutningsytelse til å benytte en vanlig automatsikring. Kostnaden av en automatsikring er ca. 1 000 - 2 000 kr, mens en justerbar effektbryter er vesentlig dyrere.

6 Konklusjon

Oppgaven har omhandlet sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner i svake lavspenningsnett. To problemstillinger har blitt definert og besvart. Den første problemstillingen omhandlet hvordan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner kan oppnås med NEK 400:2018 som grunnlag. For å besvare denne problemstillingen, har strøm som kobler ut kurs- og hovedsikringer på 5 sekunder blitt kartlagt både teoretisk og ved labtest.

Den andre problemstillingen omhandlet hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering som kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås. For å besvare dette har kostnad av vernbytte, nettoppgradering og tilkobling av asynkronmotor blitt beregnet. Videre følger en kort oppsummering av resultatene og diskusjonen for hver av problemstillingene.

Hvordan kan sikker utkobling av vern i elektriske installasjoner oppnås med NEK 400:2018 som grunnlag:

- Elektriske installasjoner som er bygget før 2018 må koble ut en kortslutning før isolasjonen tar skade. Med NEK 400:2018 som grunnlag må en kortslutningsstrøm i tillegg kobles ut innen 5 sekunder.
- Med hovedsikring på 50 A, 63 A og 80 A kan sikker vernutkobling oppnås ved en tilført minste kortslutningsstrøm på 230 A, 290 A og 400 A. En lavere minste kortslutningsstrøm krever f. eks en nedsikring, nettoppgradering eller et energilager.
- Med minste kortslutningsstrøm på 230 A vil kurssikringene på 10 A og 16 A oppnå sikker utkobling ved relativt lange forbrukerкурser. Det forutsetter relativt rask C-karakteristikk, eller B-karakteristikk. En hovedsikring på 50 A vil være den begrensende faktoren ved en lavere tilført minste kortslutningsstrøm enn 230 A.
- Labtester viser at strømmen som kobler ut automatsikringer på 5 sekunder ligger betydelig lavere enn øvre strøm/tid-kurve ved 22 °C. I praksis betyr det at vern dimensjoneres med en relativt god sikkerhetsmargin.

Hvilke alternative tiltak til en nettoppgradering kan redusere kostnadene, samtidig som sikker utkobling av vern oppnås:

- Ved å bytte vern i de elektriske installasjonene til kunde 2 og kunde 3, uten å sikre ned, kan totale kostnader reduseres med 66,8 % sammenlignet med en nettoppgradering de neste 30 årene.
- Asynkronmotoren kan gi besparelser hvis en nettoppgradering koster betydelig mer enn 300 kkr, og vern i de elektriske installasjonene byttes til vern med rask termisk karakteristik.

Referanser

- [1] *OptiNett prosjektbeskrivelse*. SINTEF Energi, 2018.
- [2] J. E. Ormbostad and K. M. Halvorsen, *Montørhåndboka NEK 400:2018*. Elforlaget, Nelfo, 2019.
- [3] *NEK 400:2018 Norsk elektrisk norm Elektriske lavspenningsinstallasjoner*. Norsk Elektroteknisk Komite, 2018.
- [4] N. Skyrud, *Utkobling av sikringer i svake lavspenningsnett*. 2020.
- [5] Eaton Electric AS, 'Eaton Store blå håndbok for inntak i boliger og elektriske installasjoner etter FEL, NEK 400 og NEK 399 IT, TT og TN-S-nett'.
- [6] E. H. Hansen, *Elektroinstallasjoner*, Utg. 2010. Trondheim: Classica, 2010.
- [7] J. E. Ormbostad, *FEB-91 Håndbok for montører*. Elforlaget, Nelfo, 1992.
- [8] 'How Bimetallic Thermometers Work', *Tameson*. <https://tameson.com/bimetallic-thermometer.html> (accessed May 03, 2021).
- [9] *NEK EN 60898-1:2019*. Norsk Elektroteknisk Komite, 2019.
- [10] *NEK IEC 60947-1:2020*. Norsk Elektroteknisk Komite, 2020.
- [11] 'xEffect- FAZ automatsikringer | Eaton'.
<https://www.eaton.com/EatonNO/ProdukterLosninger/Elektriske/ProdukterTjenester/Ver n/Automatsikringer/xEffect-FAZ/index.htm#tabs-2> (accessed Feb. 21, 2021).
- [12] *Mål og rammebetingelser ved teknisk/økonomisk planlegging av kraftnett*. SINTEF Energi, 2010.
- [13] *Systematikk ved fornyelse av nett*. SINTEF Energi, 2010.
- [14] *Systematikk ved mindre utbygginger i lavspenningsnettet*. SINTEF Energi, 2010.
- [15] *Tapkostnader*. SINTEF Energi, 2019.
- [16] 'Anleggsbidrag - NVE'.
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettilknytning/anleggsbidrag/> (accessed Apr. 21, 2021).
- [17] 'Slik jobber Elvia – en oversikt over prosessen'. <https://www.elvia.no/proff/planlegge-prosjekter/planlegging/slik-jobber-elvia-%E2%80%93-en-oversikt-over-prosessen> (accessed Apr. 22, 2021).
- [18] 'Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet - Lovdata'.
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557> (accessed Apr. 22, 2021).
- [19] 'Forsterke effekt til din bolig'. <https://www.elvia.no/mitt-elvia/prisoversikt/forsterke-effekt-til-din-bolig> (accessed Apr. 21, 2021).
- [20] *Kostnadskatalog distribusjonsnett*. SINTEF Energi, 2019.
- [21] *Grunnleggende økonomisk teori*. SINTEF Energi, 2010.
- [22] *Økonomisk optimalt tverrsnitt*. SINTEF Energi, 2010.
- [23] S. J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, 5th ed. New York : McGraw-Hill Higher Education, 2008.
- [24] 'Broussard - UNDERSTANDING SHORT CIRCUIT MOTOR CONTRIBUTION.pdf'. Accessed: May 18, 2021. [Online]. Available: <https://library.industrialsolutions.abb.com/publibrary/checkout/SC-Motor?TNR=White%20Papers%7CSC-Motor%7Cgeneric>
- [25] W. Hofmann, J. Schlabbach, and W. Just, *REACTIVE POWER COMPENSATION A PRACTICAL GUIDE*. Wiley, 2012.
- [26] *Kompensering i kraftnett*. SINTEF Energi, 2016.
- [27] 'Febdok'. <https://www.nelfo.no/produkter-tjenester/programvare/febdok/om/> (accessed May 15, 2021).
- [28] 'Leverandører'. <https://www.nelfo.no/produkter-tjenester/programvare/febdok/leverandorer/> (accessed May 16, 2021).

- [29] ‘SimPowerSystems - The MathWorks - PDF Catalogs | Technical Documentation | Brochure’. <https://pdf.directindustry.com/pdf/mathworks/simpowersystems/12865-579461.html> (accessed May 19, 2021).
- [30] Sweco Norge AS, *Vurdering av behov for å sette grenseverdi for minimum kortslutningsytelse i lavspenningsnett*. NVE, 2015.
- [31] ‘Standard Transformatorer’, *Møre Trafo*. <https://moretrafo.no/produkter/500-kva/> (accessed May 18, 2021).

Vedlegg

A Automatsikringer

Utstysliste

Teoretisk kartlagte vern

U/jfb: uten jordfeilbryter.

Tabell 9: 50 A og 63 A automatsikringer med C-og OV-karakteristikk

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhets	Norm	Utløserklasse
C, 50 A og 63 A	Terasaki TD3 M06	EN 60898	Automat u/jfb
	Schneider iC60H	EN 60898	Automat u/jfb
	Siemens 5SY4	EN 60898	Automat u/jfb
	Eaton FAZ	EN 60898	Automat u/jfb
	ABB S200M	EN 60898	Automat u/jfb
OV, 50 A og 63 A	ABB S750 DR E	EN 60898	Automat overbelastning
	Eaton PLSM	EN 60898	Automat overbelastning
	Siemens 5SY4	EN 60898	Automat overbelastning
	Schneider C60B	EN 60898	Automat overbelastning
	Chint NB1-63/H	EN 60898	Automat overbelastning

Tabell 10: 80 A automatsikringer med C-og OV-karakteristikk

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhets	Norm	Utløserklasse
C 80 A	Hager HMB-C-D	EN 60898	Automat u/jfb
	Schneider C120H	En 60898	Automat u/jfb
	Siemens 5SY4	EN 60898	Automat u/jfb
	ABB S800 S	EN 60898	Automat u/jfb
	Gewiss GW93_C MTHP	EN 60898	Automat u/jfb
OV 80 A	Centech FTB1	EN 60898	Automat overbelastning
	Doepke MCB	EN 60898	Automat overbelastning
	Gewiss	EN 60898	Automat overbelastning

M/jfb: med jordfeilbryter integrert i vernet.

Tabell 11: 10 A og 16 A kurssikring

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhets	Norm	Utløserklasse
B 10 A og C 16 A	Hager ADA 9	EN 60898	Automat m/jfb
	Eaton NMRBM	EN 61009	Automat m/jfb
	ABB S200M	EN 60898	Automat m/jfb
	Schneider iC60 RCBO	EN 60898	Automat m/jfb
	Siemens 5SU1	EN 60898	Automat m/jfb

C 10 A og C16 A	Eaton NMRBM	EN 61009	Automat m/jfb
	Hager ADA 9	EN 60898	Automat m/jfb
	Siemens 5SV6316	EN 60898	Automat m/jfb
	Schneider iC60 RCBO	EN 60898	Automat m/jfb
	ABB S200M	EN 60898	Automat m/jfb

Labtest av vern

Tabell 12: 50 A automatsikring med C- og OV-karakteristikk

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhet	Norm	Utløserklasse
C 50 A	Schneider iC60H	EN 60898	Automat u/jfb
	Eaton FAZ	EN 60898	Automat u/jfb
OV 50 A	Schneider C60B	EN 60898	Automat overbelastning
	Eaton PLSM	EN 60898	Automat overbelastning
	ABB S753 DR E	EN 60898	Automat overbelastning

Tabell 13: 63 A automatsikring med C- og OV-karakteristikk

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhet	Norm	Utløserklasse
OV 63 A	Schneider C60B	EN 60898	Automat overbelastning
	Chint NB1-63/H	EN 60898	Automat overbelastning

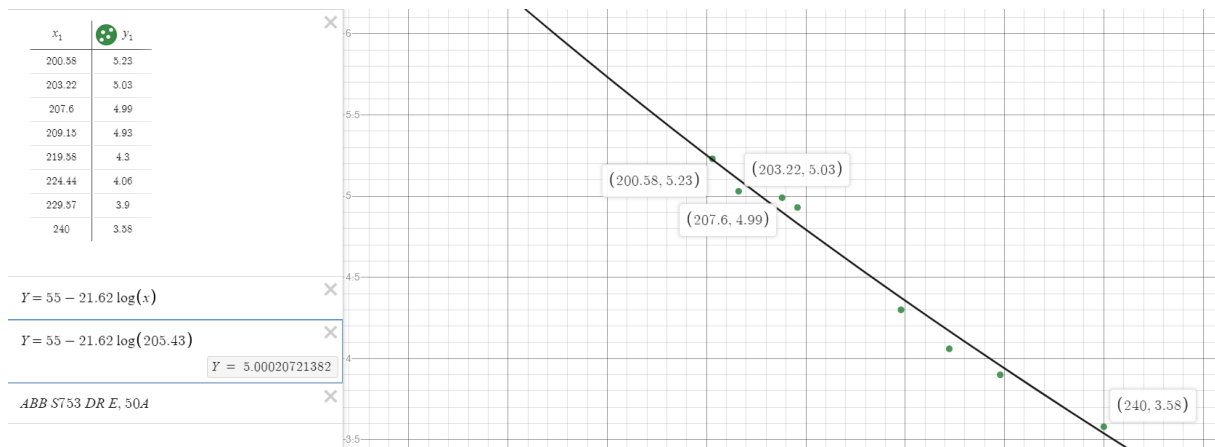
Tabell 14: 10 A automatsikring med C-karakteristikk

Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhet	Norm	Utløserklasse
C10	Eaton dRBM	EN 61009	Automat m/jfb
	Schneider DCP H VIGI	EN 60898	Automat m/jfb
	Schneider DCP N VIGI	EN 60898	Automat m/jfb
	Schneider iC60 RCBO	EN 60898	Automat m/jfb

Tabell 15: 16 A automatsikring med B- og C-karakteristikk

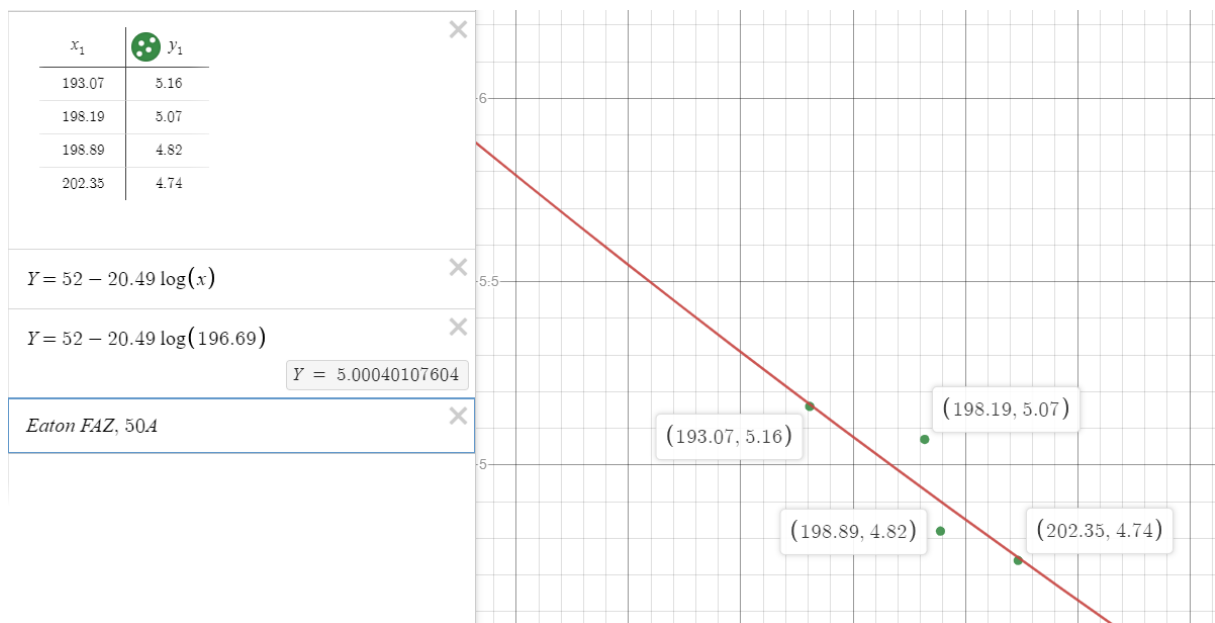
Vernkarakteristikk og merkestrøm	Fabrikant og bryterenhet	Norm	Utløserklasse
B16	Eaton FAZ	EN 60898	Automat u/jfb
	Schneider iC60H	EN 60898	Automat u/jfb
C16	Schneider iC60H	EN 60898	Automat u/jfb
	Siemens 5SX22	EN 60898	Automat u/jfb
	Eaton FAZ	EN 60898	Automat u/jfb

Labtest av automatsikringer ABB S753 DR E 50 A



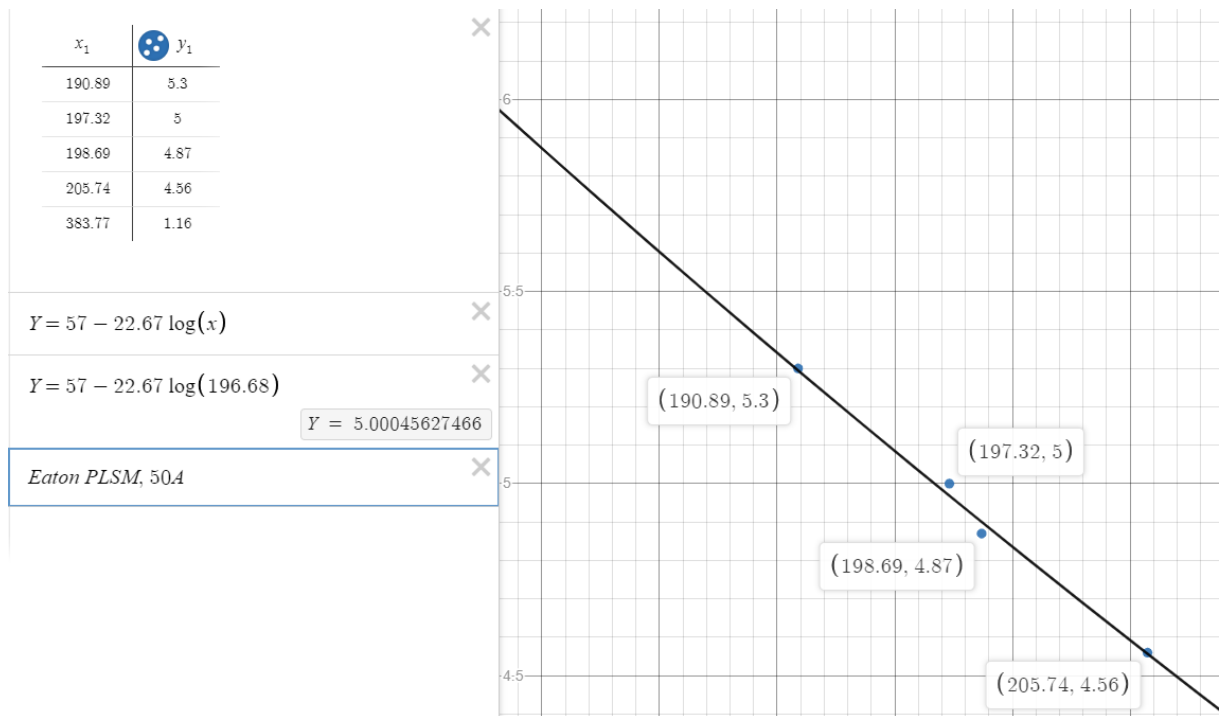
Figur 39: Estimering av utkoblingskarakteristikken til ABB S753 DR E 50 A

Eaton FAZ 50 A



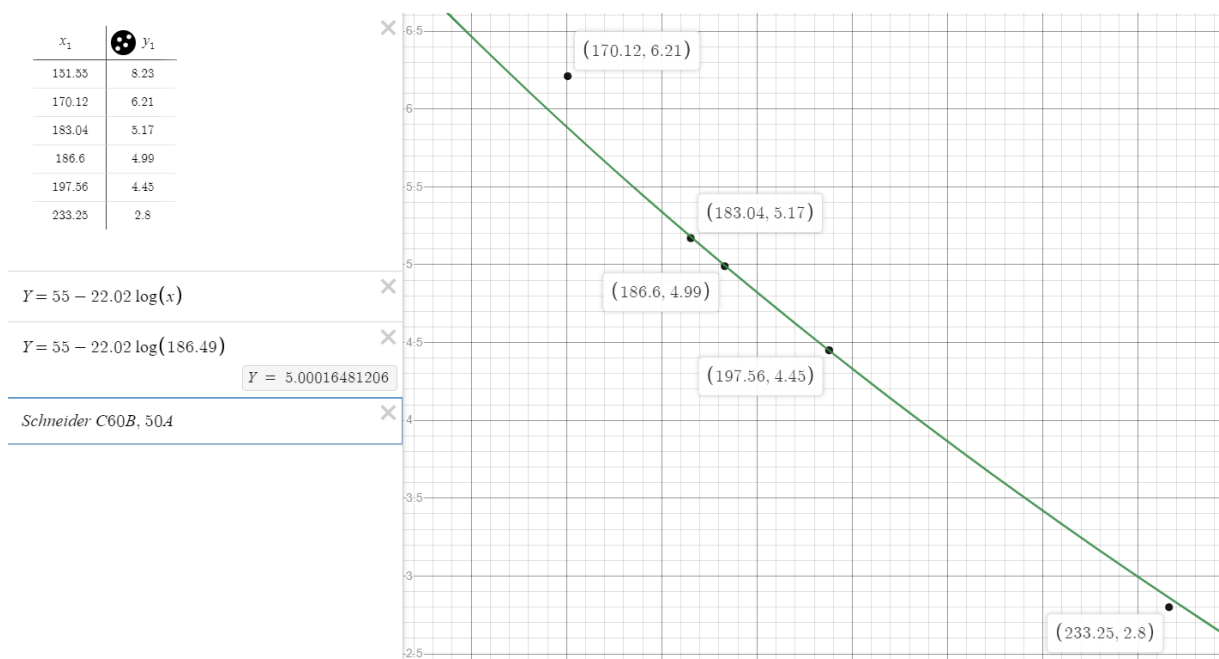
Figur 40: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Eaton FAZ 50 A

Eaton PLSM 50 A

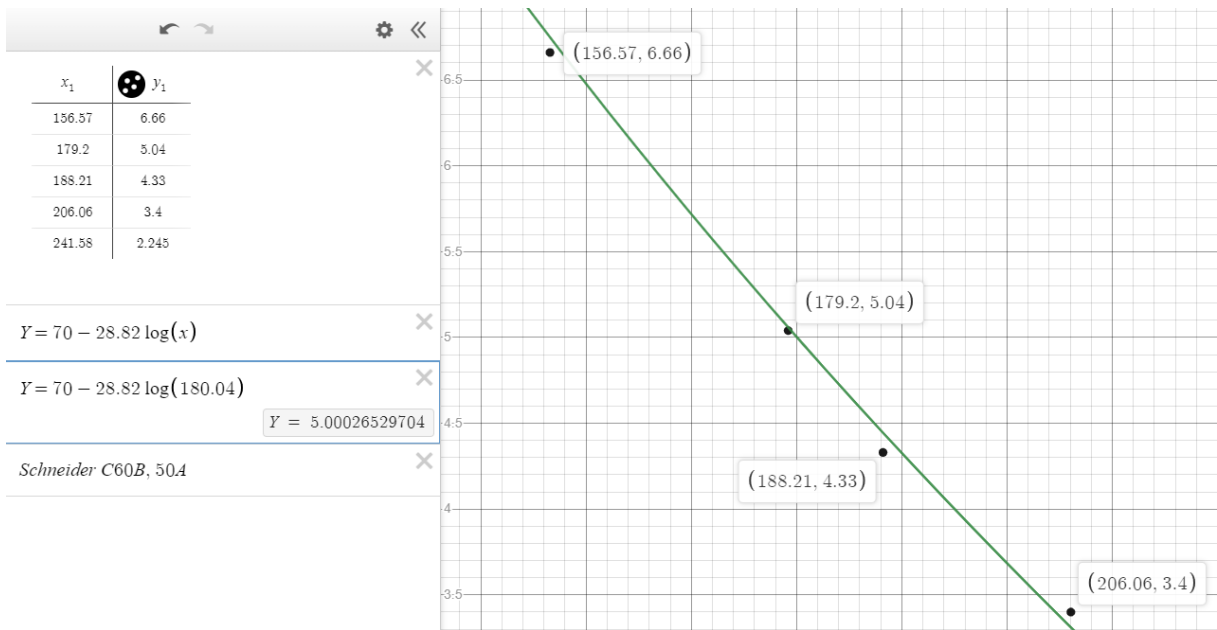


Figur 41: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Eaton PLSM 50 A

Schneider C60B 50 A

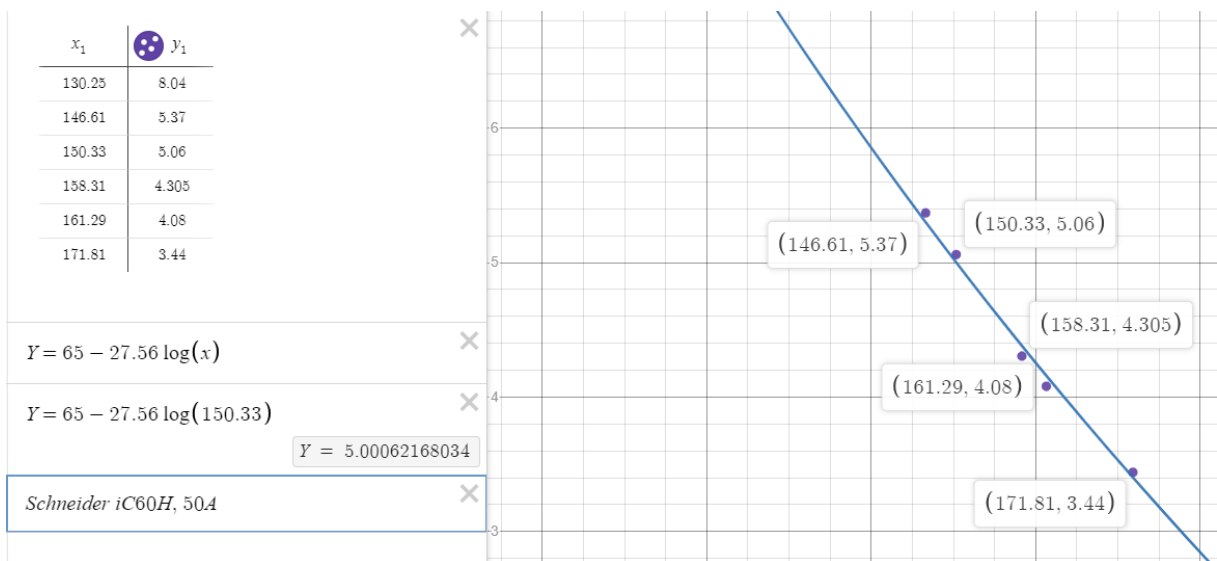


Figur 42: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider C60B 50 A



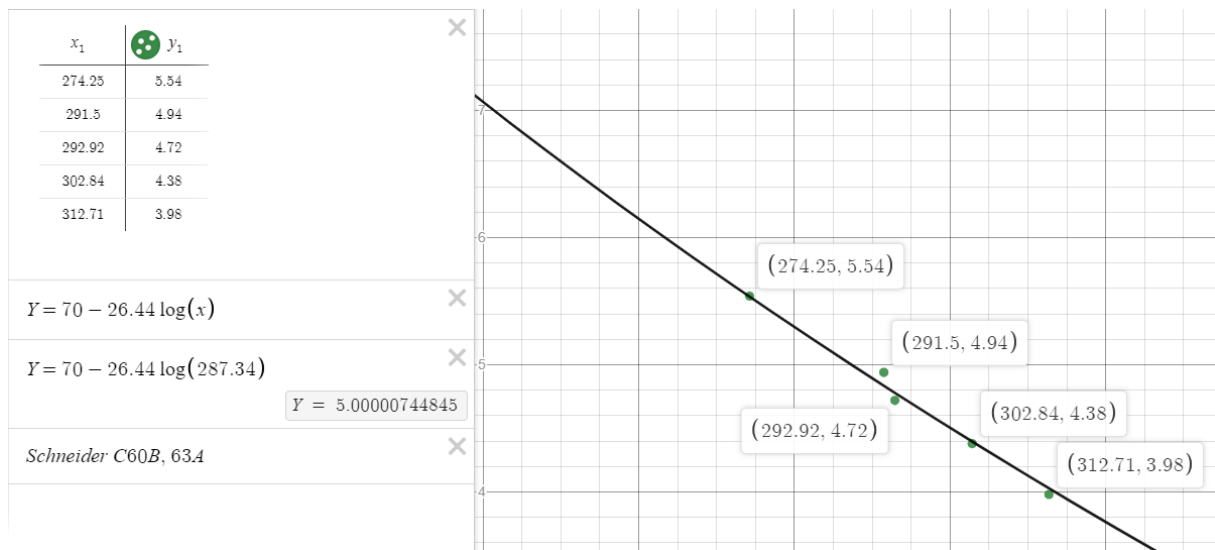
Figur 43: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider C60B 50 A

Schneider iC60H 50 A

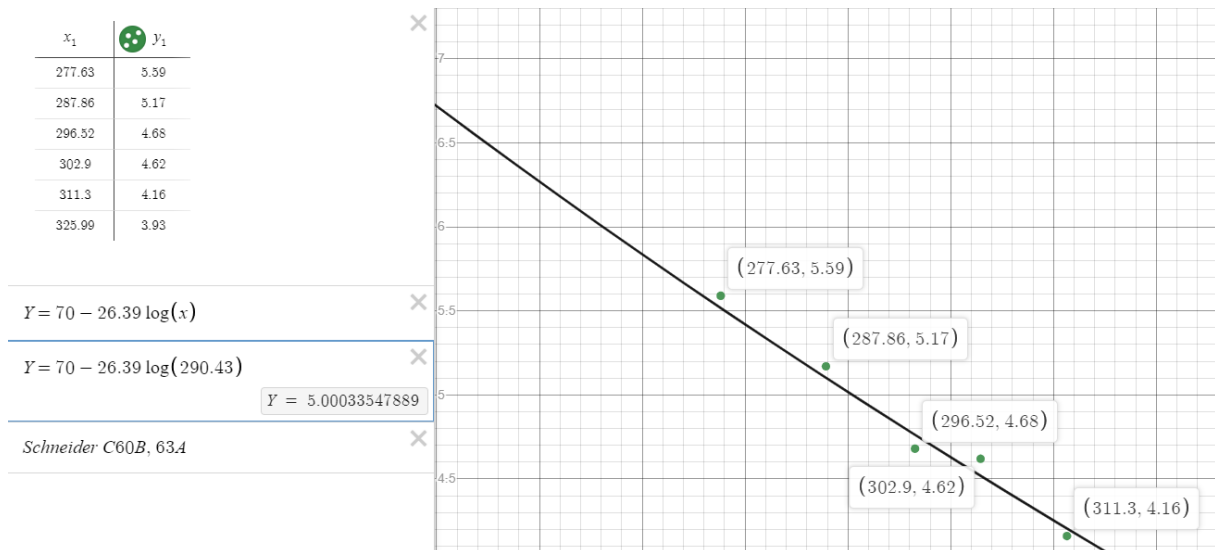


Figur 44: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider iC60H 50 A

Schneider C60B 63 A

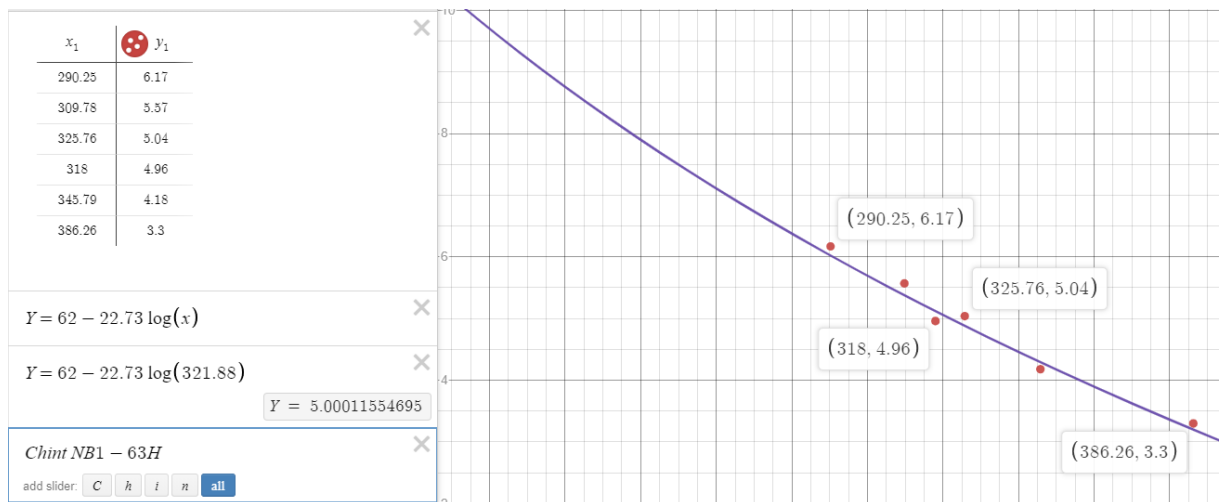


Figur 45: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider C60B 63 A



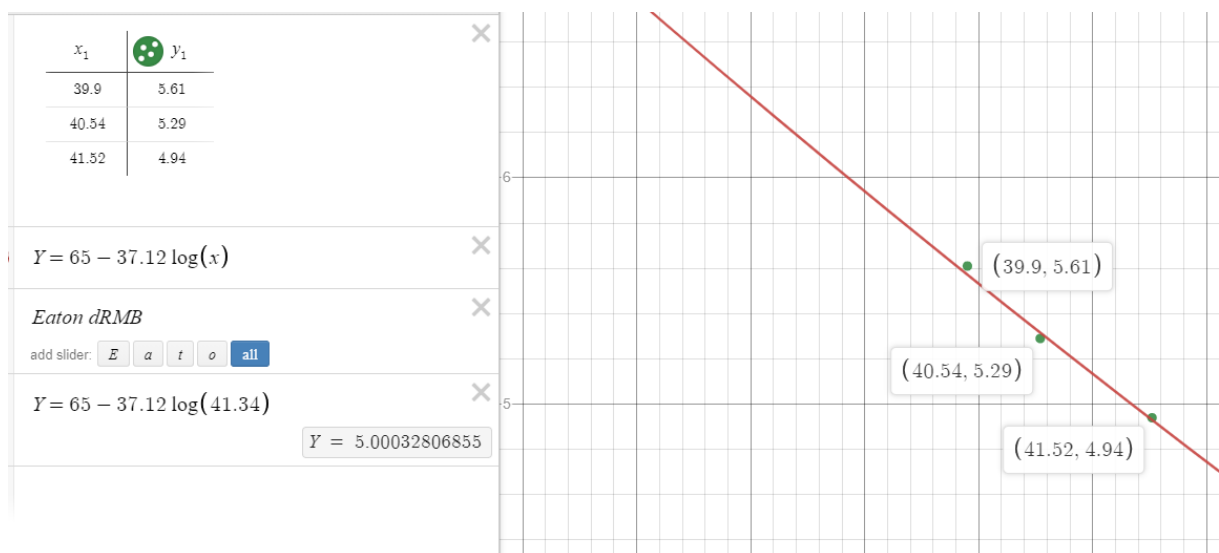
Figur 46: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider C60B 63 A

Chint NB1/63H 63 A



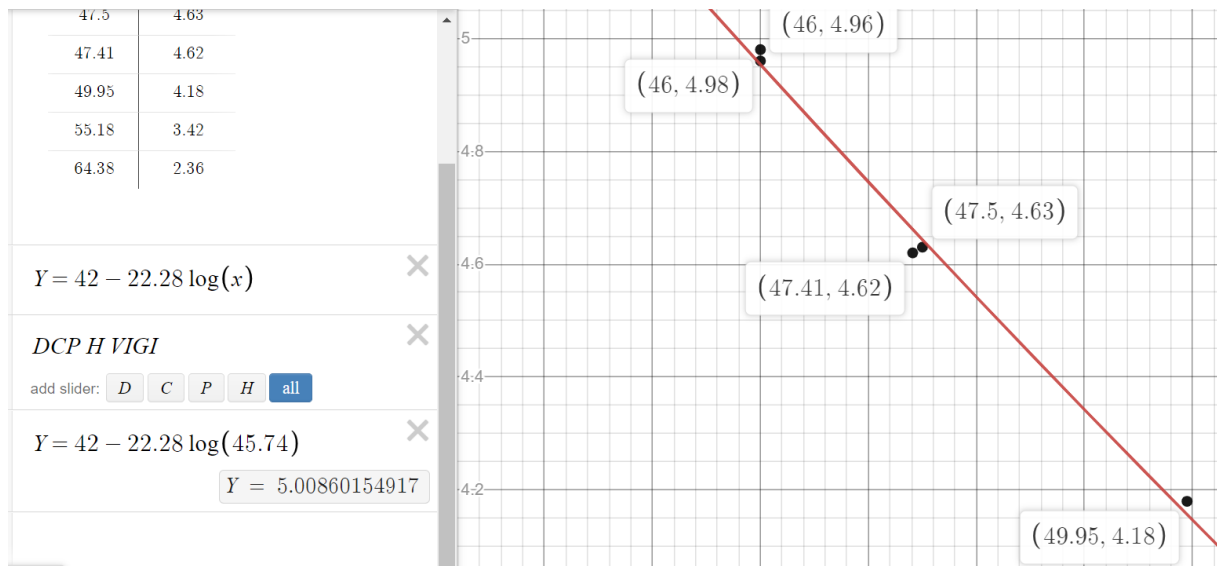
Figur 47: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Chint NB1/63H

Eaton dRMB C10 A



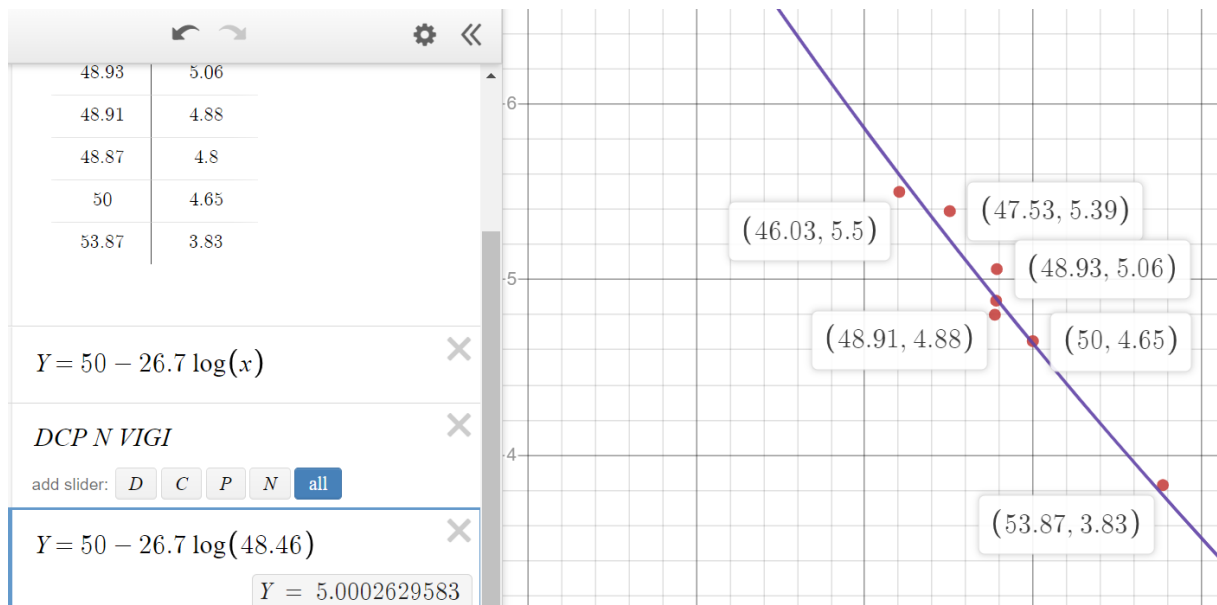
Figur 48: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Eaton dRMB C10 A

Schneider DCP H VIGI C10 A



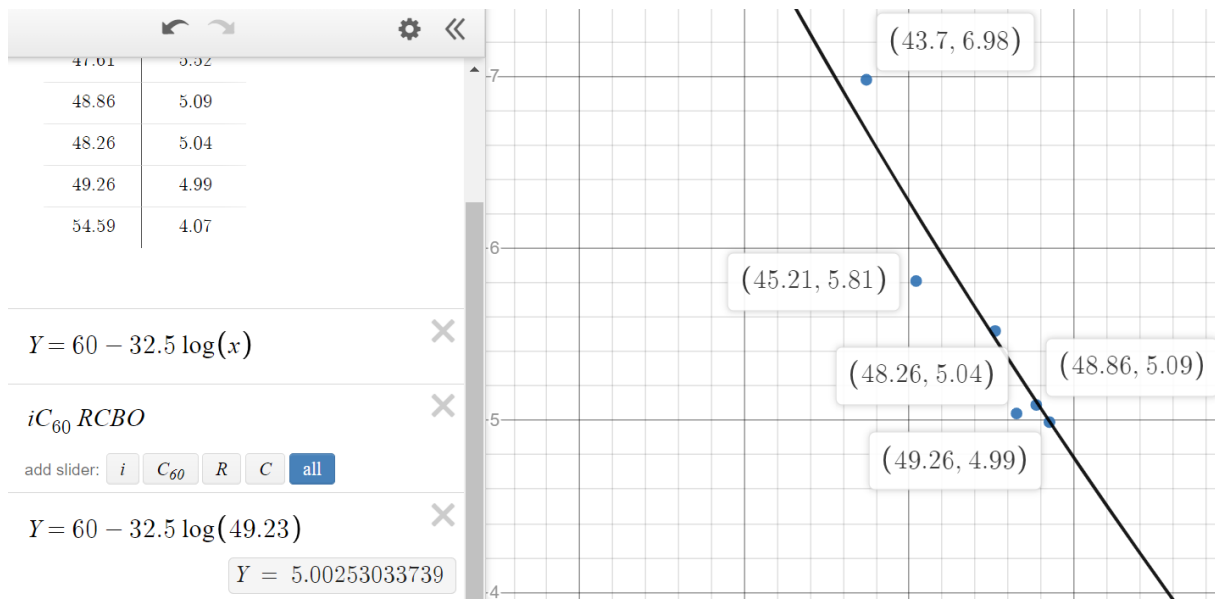
Figur 49: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider DCP H VIGI C10 A

Schneider DCP N VIGI C10 A



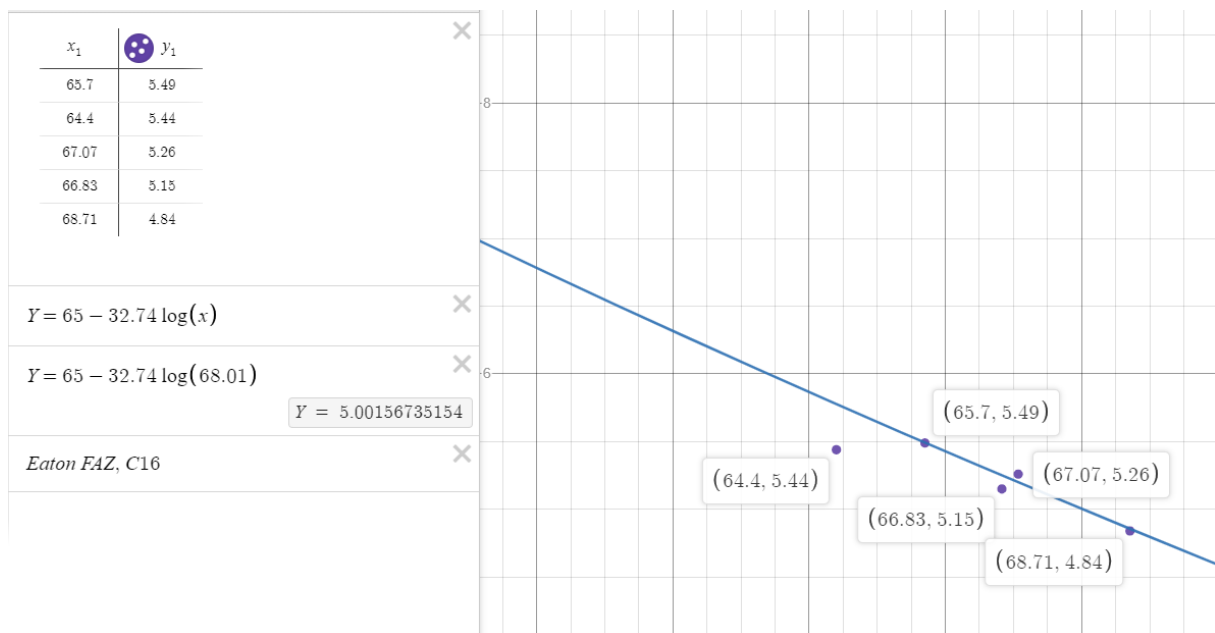
Figur 50: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider DCP N VIGI C10 A

Schneider iC60 RCBO C10 A



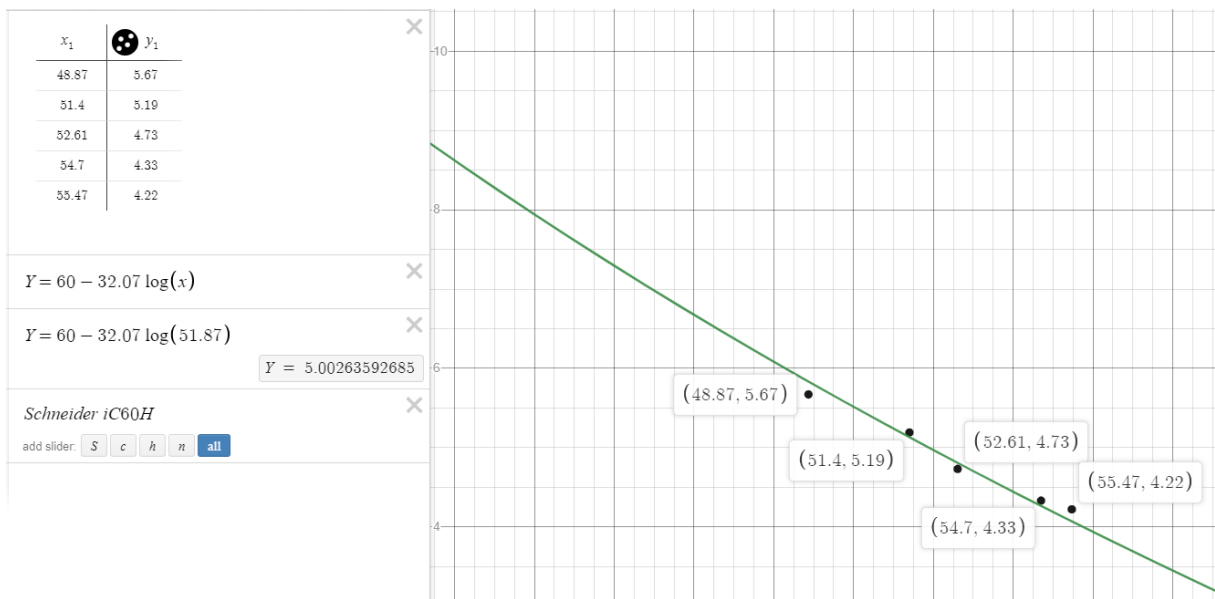
Figur 51: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider iC60H RCBO C10 A

Eaton FAZ C16 A



Figur 52: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Eaton FAZ C16 A

Schneider iC60H C16 A

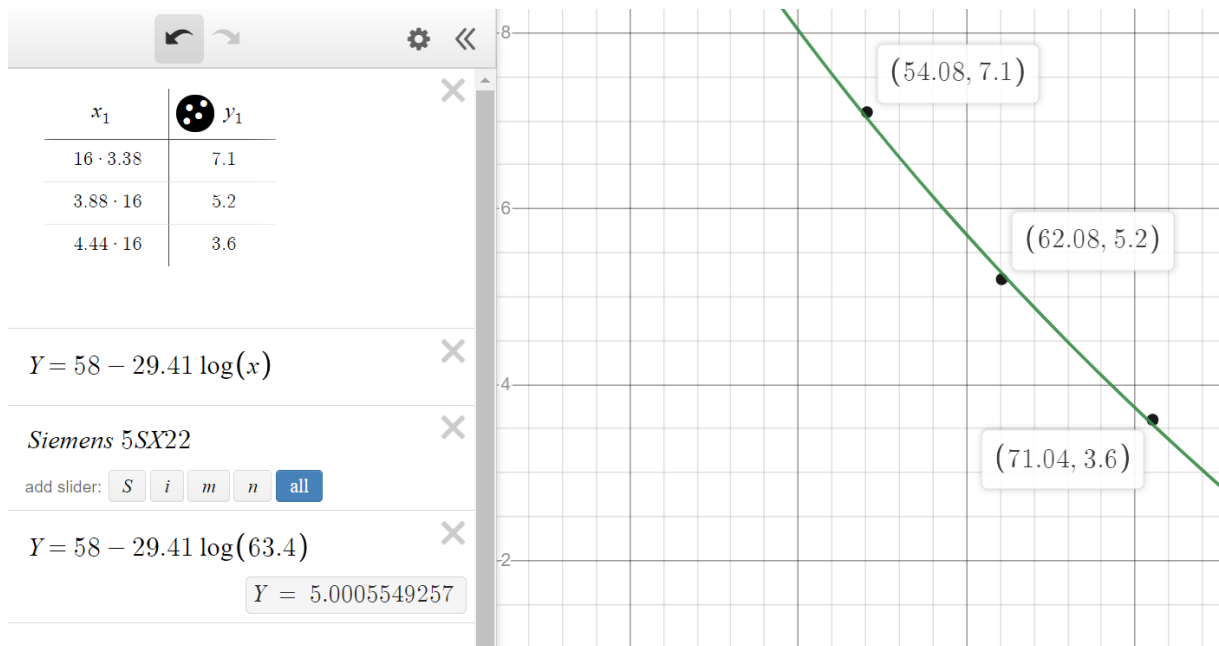


Figur 53: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider iC60H C16 A



Figur 54: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Schneider iC60H 16 A

Siemens 5SX22 C16 A



Figur 55: Estimering av utkoblingskarakteristikken til Siemens 5SX22 C16 A

Kursfortegnelse

Kurs nr.	Lastbeskrivelse / utstyr	Vern			Kabel			Rekkekl. Nr	JFB [mA]
		Type	In [a]	Kar.	S [mm ²]	L [m]	R.inst.met.		
01	Bibliotek		10	B	2x1,5			30	
02	Lys kjeller		10	B	2x1,5			30	
03	Stue, gang øst		10	B	2x1,5			30	
04	Gang		10	B	2x1,5			30	
05	Varme gang		16	C	2x2,5			30	
06	Oppvaskmaskin		16	C	2x2,5			30	
07	Kjøkken		16	B	2x2,5			30	
08	VVB		16	B	2x2,5			30	
09	Vaskerom		16	B	2x2,5			30	
10	Vaskemaskin		16	B	2x2,5			30	
11	Stikk kjeller		16	B	2x2,5			30	
12	Res.		16	B				30	
13	Kontor, stue		16	B	2x2,5			30	
14	Komfyr		20	B	2x4			30	
15	Stiger tørke		50	C	3x35 al				
16	Stiger 2 etg.		40	C	3x10				
17	Gulvvarme		40	B	3x10				
18	Stiger fjøs		25		3x4				
19	Vannpumpe		16	C	2x2,5			30	
20	Overspenningsvern								
21	Overbelastningsvern		63		3x16				

Figur 56: Kursfortegnelse for en enebolig på et gårdsbruk med overbelastningsvern på 63 A

KURS NR:	KURSFORTEGNELSE:	LEDNING MM2 :	SIKRING A:
1	KOMFYR	2 X 4	20
2	VARME+ STIKK I STUER	2 X 2,5	16
3	LYS I KJØKKEN	2 X 1,5	10
4			
5	SOVEROM 1. OG 2. ETASJE	2 X 2,5	16
6	VASKEMASKIN	2 X 2,5	16
7	OPPVASKMASKIN	2 X 2,5	16
8	GARASJE	2 X 2,5	16
9	BOD + STIKK I SPISEKROK + Varmepumpe	2 X 2,5	16
10			
11	Jordfeilbryter Kurs 9		
12			
13			
14			
15	VVB. + LYS I KJELLER	2 X 2,5	16
16	BAD + LYS I TRAPP	2 X 2,5	16
17	VF, GARDEROBE OG UTELYS	2X1,5	10
18	JORDFEILBRYTER FOR KURS 16		
19	OVERSPENNINGSVERN		
20	OVERBELASTNINGSVERN	3 X 16 CU	56

Figur 57: Kursfortegnelse i en enebolig med hovedsikring på 56 A

B Svakt lavspenningsnett

Parametere

Tabell 16: Transformatordata

U_p/U_s	22 kV/240V
S	50 kVA
e_k	4,44%
e_r	1,42%
e_x	4,21%

Tabell 17: Ledningsimpedans

Ledning	Resistans [Ω /km]	Reaktans [Ω /km]
EX 95	0,32	0,076
EX 50	0,641	0,077
EX 25	1,2	0,082
PFSP 50AL	0,641	0,079

Tabell 18: Eksternt nett

Spenning	22 kV
Kortslutningseffekt	25 MVA

Tabell 19: Reaktiv kompensering av asynkronmotor i lavspenningsnettet til det anonyme nettselskapet

Merkeeffekt asynkronmotor [kW]	Reaktiv kompensering [kVAr]
22	-8,5
37	-14,5

Økonomiske beregninger

Tabell 20: Tunglast hos kunde 1, 2 og 3

Kunde	Effekt ved tunglast [kVA]
1	26,6 + j5,5
2	7,6 + j1,7
3	12 + j2,4

Nullalternativ

Tap i ledninger:

$$\Delta P_{EF} = \left(\frac{P_{EF}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12kW}{0,23kV * 0,98} \right)^2 * 0,014m * 0,641 \frac{\Omega}{km} = 25,4 W$$

$$\Delta P_{DE} = \left(\frac{P_{DE}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 kW}{0,23kV * 0,98} \right)^2 * 0,029m * 0,641 \frac{\Omega}{km} = 52,9 W$$

$$\Delta P_{CD} = \left(\frac{P_{CD}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 kW}{0,23kV * 0,98} \right)^2 * 0,194m * 0,32 \frac{\Omega}{km} = 178,3 W$$

$$\Delta P_{BC} = \left(\frac{P_{BC}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 0,26)kW}{0,23kV * 0,98} \right)^2 * 0,453m * 0,32 \frac{\Omega}{km} = 1124,9 W$$

$$\Delta P_{AB} = \left(\frac{P_{AB}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 26,6 + 1,38)kW}{0,23kV * 0,98} \right)^2 * 0,056m * 0,32 \frac{\Omega}{km} = 798,5 W$$

$$\Delta P = 2,18 kW$$

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 24\ 900 \text{ kr/kW} * 2,18kW = 54\ 282 \text{ kr}$$

Transformator:

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 21\ 450 \text{ kr/kW} * 0,76kW + 52\ 300 \text{ kr/kW} * 0,079kW = 20\ 433,7 \text{ kr}$$

Totalt:

$$K = 54\ 282 \text{ kr} + 20\ 433,7 \text{ kr} = 74,7 \text{ kkr}$$

Nettoppgradering

Investeringskostnad:

EX 3x95 med stolper og full jobb: 282 450 kr/km.

EX 3x95 uten stolper og jobb: 46 588 kr/km.

703 meter skal oppgraderes med dobbelt EX 3x95.

1406 m EX 2x3x95: 231,3 kkr

Kapitalisert tapkostnad for de 30 neste årene:

Tap i linjer:

$$\Delta P_{EF} = \left(\frac{P_{EF}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 kW}{0,23 kV * 0,98} \right)^2 * 0,014 m * 0,641 \frac{\Omega}{km} = 25,4 W$$

$$\Delta P_{DE} = \left(\frac{P_{DE}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 kW}{0,23 kV * 0,98} \right)^2 * 0,029 m * 0,641 \frac{\Omega}{km} = 52,9 W$$

$$\Delta P_{CD} = \left(\frac{P_{CD}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 kW}{0,23 kV * 0,98} \right)^2 * 0,194 m * 0,16 \frac{\Omega}{km} = 88,0 W$$

$$\Delta P_{BC} = \left(\frac{P_{BC}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 0,166) kW}{0,23 kV * 0,98} \right)^2 * 0,453 m * 0,16 \frac{\Omega}{km} = 557,4 W$$

$$\Delta P_{AB} = \left(\frac{P_{AB}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 26,6 + 0,72) kW}{0,23 kV * 0,98} \right)^2 * 0,056 m * 0,16 \frac{\Omega}{km} = 388,3 W$$

$$\Delta P = 1,11 kW$$

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 24 900 kr/kW * 1,11 kW = 27 639 kr$$

Transformator:

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 21 450 kr/kW * 0,76 kW + 52 300 kr/kW * 0,079 kW = 20 433,7 kr$$

Totalt:

$$K = 48 072,7 kr$$

Vernbytte

Investeringskostnad:

Vern: 4 000 kr (2 hovedsikringer og en C20)

Oppstart- og avviklingskostnader: 5000 kr

Elektroinstallatør, med prosjektering: 9000 kr

Asynkronmotor

Investeringskostnad:

22 kW asynkronmotor fra Siemens: 60,5 kkr

37 kW asynkronmotor fra Siemens: 74,7 kkr

Nettstasjon med fundament: 133,3 kkr

Ledning: 1,7 kkr

Kondensatorbank: 2 kkr

Prosjektering: 6 kkr

Tap i linjer:

$$\Delta P_{EF} = \left(\frac{P_{EF}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12 \text{ kW}}{0,23 \text{ kV} * 0,98} \right)^2 * 0,014 \text{ m} * 0,641 \frac{\Omega}{\text{km}} = 25,4 \text{ W}$$

$$\Delta P_{DE} = \left(\frac{P_{DE}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12,205 \text{ kW}}{0,23 \text{ kV} * 0,98} \right)^2 * 0,029 \text{ m} * 0,641 \frac{\Omega}{\text{km}} = 54,5 \text{ W}$$

$$\Delta P_{CD} = \left(\frac{P_{CD}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{12,26 \text{ kW}}{0,23 \text{ kV} * 0,98} \right)^2 * 0,194 \text{ m} * 0,32 \frac{\Omega}{\text{km}} = 183,6 \text{ W}$$

$$\Delta P_{BC} = \left(\frac{P_{BC}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 0,44) \text{ kW}}{0,23 \text{ kV} * 0,98} \right)^2 * 0,453 \text{ m} * 0,32 \frac{\Omega}{\text{km}} = 1146,3 \text{ W}$$

$$\Delta P_{BC} = \left(\frac{P_{AB}}{U * \cos(\phi)} \right)^2 * L * R = \left(\frac{(12 + 7,6 + 26,6 + 1,59) \text{ kW}}{0,23 \text{ kV} * 0,98} \right)^2 * 0,056 \text{ m} * 0,32 \frac{\Omega}{\text{km}} = 805,6 \text{ W}$$

$$\Delta P = 2,22 \text{ kW}$$

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 24 \text{ 900 kr/kW} * 2,22 \text{ kW} = 55 \text{ 278 kr}$$

Transformator:

$$K = K_{pekv} * \Delta P = 21\,450 \text{ kr/kW} * 0,76 \text{ kW} + 52\,300 \text{ kr/kW} * 0,079 \text{ kW} = 20\,433,7 \text{ kr}$$

Totalt:

$$K_{Tap} = 75\,712 \text{ kr}$$

Forenklet beregning av vernutkobling av forbrukerkurs

Tilført kortslutningsytelse	Minste kortslutningsstrøm	
	120 m 1,5 mm ²	100 m 2,5 mm ²
240 A	49,7 A	81,3

C10: Kobler ut innen 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på 49 A.

C16: Kobler ut innen 5 sekunder ved en kortslutningsstrøm på 80 A.

Økonomiske tabeller

Kapitaliserte tapkostnader

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
T_r	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400	2400	2400	2300	1400
2014	20100	20600	24100	17950	20700	22650	22600	17300	20700	22850	22600	17450
2015	20150	20650	24150	18000	20750	22700	22700	17350	20750	22900	22700	17500
2016	20300	20750	24250	18100	20900	22850	22800	17450	20900	23000	22800	17600
2017	20450	20900	24400	18200	21050	23000	22950	17550	21050	23150	22950	17700
2018	20600	21050	24550	18300	21200	23150	23100	17650	21200	23300	23100	17800
2019	20700	21200	24700	18400	21300	23250	23200	17750	21300	23450	23200	17850
2020	20850	21300	24800	18450	21450	23400	23350	17800	21450	23600	23350	17950
2021	20950	21450	24900	18550	21550	23500	23450	17900	21550	23700	23450	18050
2022	21050	21550	25000	18600	21650	23600	23550	17950	21650	23800	23550	18100
2023	21150	21650	25100	18700	21750	23700	23650	18050	21750	23900	23650	18200

Figur 58: Kapitalisert ekvivalent tapkostnader K_{pekv} de neste 30 årene. Kalkulasjonsrenten er 4,5% [15]

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7 22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.	7 11-22 kV	8 trafo	9 230 V	10 Stikk- ledn.
T_i	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760
2014	47950	51250	52750	55400	47950	50250	51200	54400	47950	50450	51200	54600
2015	47850	51200	52700	55350	47850	50200	51150	54350	47850	50400	51150	54550
2016	48000	51300	52850	55500	48000	50350	51300	54450	48000	50550	51300	54650
2017	48250	51550	53100	55750	48250	50600	51550	54750	48250	50800	51550	54900
2018	48500	51800	53350	56000	48500	50850	51750	54950	48500	51050	51800	55150
2019	48700	52000	53550	56200	48700	51050	52000	55200	48700	51250	52000	55400
2020	48850	52200	53700	56350	48850	51200	52150	55350	48850	51400	52150	55550
2021	49000	52300	53850	56500	49000	51350	52300	55500	49000	51550	52300	55700
2022	49100	52400	53950	56600	49100	51450	52400	55600	49100	51650	52400	55800
2023	49200	52550	54100	56750	49200	51600	52550	55750	49200	51750	52550	55950

Figur 59: Kapitalisert ekvivalent tapskostnader K_{pekv} de neste 30 årene. Kalkulasjonsrenten er 4,5% [15]

Asynkronmotor

22 kW asynkronmotor: Siemens 1CV4182A

37 kW asynkronmotor: Siemens 1CV1205A

	22 kW asynkronmotor	37 kW asynkronmotor
$R_s(\Omega)$	0.129698 Ω	0.0690506 Ω
$X_s(\Omega)$	0.5613272 Ω	0.3504949 Ω
$R_r'(\Omega)$	0.0718252 Ω	0.0384667 Ω
$X_r'(\Omega)$	0.5784897 Ω	0.3622853 Ω
$X_m(\Omega)$	18.9192364 Ω	10.7709818 Ω
Pris	60 500 kr	74 700 kr

