

Rune Lunde og Daniel Mika

Anvendelse av AMS-data for tapsberegninger i fordelingstransformatorer

Bacheloroppgave i Bachelor i ingeniørfag, elektro
Mai 2020



Kunnskap for en bedre verden

Anvendelse av AMS-data for tapsberegninger i fordelingstransformatorer

Rune Lunde og Daniel Mika

Bachelor i elektrofag

Innlevert: Mai 2020

Hovedveileder: Tor Arne Folkestad

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elektroniske systemer

Rapportens tittel: Anvendelse av AMS-data for tapsberegninger i fordelingstransformatorer	Dato: 20.05.2020		
	Antall sider: 56		
Navn: Rune Lunde, Daniel Mika		Masteroppgave:	<input type="checkbox"/>
		Bacheloroppgave:	<input checked="" type="checkbox"/>
Veileder: Tor Arne Folkestad, NTNU i Gjøvik			
Ekstern faglig kontakt/veileder: Jan Bergan, Elvia AS			

Sammendrag

Innføringen av AMS har disponert målinger som gir en mer detaljert oversikt av kraftnettet. Målingene muliggjør nye metoder å beregne tap og tpskostnader. Resultatene kan anvendes til å optimalisere dimensjonering i kraftnettet og påvirke metoder for nettplanlegging.

Oppgaven har analysert tpskostnader forårsaket av fordelingstransformatorer og besvarer problemstillingen: «Hvordan kan AMS-data fra fordelingstransformatorer optimalisere valg av ytelse?».

Gjennomsnittlige timesverdier av effektforbruket målt i nettstasjonen er anvendt for å beregne tap og tpskostnader i tre transformatorer. Dette er gjort ved å beregne tap ved bruk av tpsformelen for transformatorer, beregne brukstid for tap og bruke SINTEF sin prosedyre for utregning av tpskostnader [1]. Beregningene omfatter dermed en 30 års periode og inkluderer kostnader i ovenforliggende nett.

Mange elementer påvirker fremtidig strømforbruk med mulig innføring av dynamisk tariff, elbiler, oppvarmingskilder, klimautvikling og byggetekniske krav. Med disse faktorene var det utfordrende å prognosere eksakt utvikling i forbruket for de tre analyserte transformatorer. Derfor ble modeller med forskjellige laster, transformatorytelser og tpskrav brukt for å beregne tpskostnadene.

Resultatene fra de tre transformatorer viser at nye tpskrav (Tier 2) vil forårsake en besparelse av tpskostnader på 22% i snitt for transformatorer med nåværende tpskrav (Tier 1) som er økonomisk optimalt dimensjonert.

Hovedresultatene indikerer at utbygging av eksisterende fordelingstransformatorer sjeldent gir økonomisk gevinst da kostnader ved utbygging antas å være høyere enn besparelsen av beregnede tpskostnader. Resultatene viser, i flertall av modellene analysert, at overdimensjonering er mer rimelig enn underdimensjonering basert på investerings- og tpskostnad for transformatoren.

Stikkord:

Tpskostnader
Fordelingstransformator
AMS



Rune Lunde



(sign.)

Daniel Mika

Title: Use of AMI-data for calculation of power losses in distribution transformers	Date: 20.05.2020				
	Number of pages: 56				
<table border="1"> <tr> <td>Master thesis:</td> <td><input type="checkbox"/></td> <td>Bachelor thesis</td> <td><input checked="" type="checkbox"/></td> </tr> </table>		Master thesis:	<input type="checkbox"/>	Bachelor thesis	<input checked="" type="checkbox"/>
Master thesis:	<input type="checkbox"/>	Bachelor thesis	<input checked="" type="checkbox"/>		
Name: Rune Lunde, Daniel Mika					
Supervisor: Tor Arne Folkestad, NTNU in Gjøvik					
External supervisor: Jan Bergan, Elvia AS					

Abstract

The introduction of AMI provides measurements for a more detailed overview of the power grid. The measurements enable new methods to calculate losses and loss costs. The results can be used to optimize power grid dimensioning and influence grid planning methods.

This thesis has analyzed the cost of losses caused by distribution transformers and answers the thesis question: «How can AMI-data from distribution transformers optimize choice of rating?».

Average hourly values of power usage measured in the substation is used to calculate losses and the cost of losses in three transformer circuits. This is achieved by using the loss-formula for transformer, calculate the time of use for losses and utilizing SINTEFs procedure for calculating cost of losses [1]. These calculations cover a 30 years period and includes cost from higher grid levels.

A lot of elements affect future power consumption with dynamic tariff, electric cars, heating sources, climate change and building specifications. With all these factors it was difficult to forecast exact development in consumption for the three transformer circuits analyzed. Therefore, models with different loads, transformer rating and loss requirements were used to calculate cost of losses.

The results from the three transformer circuits show that new loss requirements (Tier 2) will save on average 22% loss costs for transformers with current loss requirements (Tier 1) that are economically optimally sized.

The main results show that replacing existing distribution transformers rarely becomes economically viable on the basis of loss costs, mainly due to the replacement costs. The results show, in most of the models analyzed, that over-dimensioning is more reasonable than under-dimensioning based on the investment and loss cost of the transformer.

Keywords:

Cost of losses
Distribution transformers
AMI



Rune Lunde


 (sign.)

Daniel Mika

Forord

Rapporten ble utarbeidet i emnet BIELE40 våren 2020 og er den avsluttende oppgaven for elkraftingeniørstudiet ved NTNU i Gjøvik. Arbeidet ble påbegynt januar 2020 og avsluttet mai 2020.

Covid-19 satte en stopp for all personlig kontakt i perioden. Dette utfordret oss til å jobbe kun over digitale plattformer. Mange ansatte hadde også hjemmekontor og ikke tilgang på alle ressursene, noe som kompliserte innhenting av informasjon.

Rapportens problemstilling har tidligere vært lite utforsket og derfor spesielt interessant å jobbe med. Det har vært en omfattende prosess med innhenting og bearbeiding av informasjon hvor Norges Vassdrags- og Energidirektorat, spesielt ved Mona Helen Heien, Møre Trafo AS og Elhub AS har bidratt i stor grad.

Vi vil takke vår veileder ved NTNU Tor Arne Folkestad for utmerket samarbeid i perioden. Jan Bergan ved Elvia AS har også vært til stor hjelp som veileder fra bedrift. Anders Dalseg, Anders Anseth, Christopher Coello og flere fra Elvia med programvare, tekniske systemer og relevant informasjon. I tillegg takk til Daniels kone, Julie Vines, for korrektur.

Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
2	TEORI	3
2.1	KRAFTNETTET I NORGE	3
2.2	TRANSFORMATOREN	4
2.2.1	<i>Tap i transformator</i>	4
2.2.2	<i>Krav til tap i transformator</i>	5
2.3	BRUKSTID	7
2.4	TAPSKOSTNADER	7
2.5	AMS	9
2.5.1	<i>Dynamisk tariffing</i>	10
2.5.2	<i>Måling i fire kvadranter</i>	10
2.6	INNTEKTSRAMMEREGLERING AV NETTSELSKAP	11
2.7	GRADDAGSTALL OG NORMALÅRSKORRIGERING	13
3	METODE	15
3.1	ESTIMERTE PERIODER	15
3.2	KALKULASJONSVERKTØY	18
3.2.1	<i>Timesbasert input</i>	19
3.2.2	<i>Tilsynelatende effekt</i>	19
3.3	MODELLERTE SCENARIO	20
3.3.1	<i>Transformatoralternativer</i>	20
3.3.2	<i>Skalering av last</i>	21
3.3.3	<i>Døgnutjevnet last</i>	23
3.4	ANALYSE AV TAP	24
3.4.1	<i>Tapsberegninger</i>	24
3.4.2	<i>Nøkkeltall</i>	24
3.5	ØKONOMISK ANALYSE	26
3.5.1	<i>Eksisterende</i>	26
3.5.2	<i>Alternative transformatorer</i>	26
3.5.3	<i>Utjevning av last</i>	27
3.5.4	<i>Prognosering av last</i>	27
4	RESULTATER	28
4.1	UTVALGTE NETTSTASJONER	28
4.1.1	<i>Trollhaugen II, 200kVA</i>	28
4.1.2	<i>Gran Brandval, 100kVA</i>	28
4.1.3	<i>Nøttetrevegen, 500kVA</i>	29
4.2	TAP	29
4.2.1	<i>Døgnutjevning av last</i>	29
4.2.2	<i>Bruktid for tap og toppverdi tap</i>	30
4.2.3	<i>Virknings- og belastningsgrad</i>	30
4.2.4	<i>Transformatoralternativer</i>	30
4.3	ØKONOMISKE RESULTATER	32
4.3.1	<i>Eksisterende last</i>	32
4.3.2	<i>Prognosering av last</i>	34
4.3.3	<i>Totaloversikt</i>	41
5	DISKUSJON	45

5.1	ØKONOMISK USIKKERHET	45
5.2	BRUK AV SNITTVERDIER	46
5.3	DØGNUTJEVNING.....	48
5.4	TEMPERATURAVHENGIGHET.....	49
5.5	NORMALÅR	50
5.6	GRADDAGSTALL OG SKALERING.....	50
6	KONKLUSJON	52
	LITTERATURLISTE	54
	VEDLEGG.....	56

Figurliste

FIGUR 2.1: GENERELL OPPBYGNING AV DET NORSKE KRAFTNETTET [5]	3
FIGUR 2.2: EKVIVALENTSKJEMA FOR ENFAS TRANSFORMATOR HENFØRT TIL PRIMÆRSIDEN	4
FIGUR 2.3: FORENKLET EKVIVALENTSKJEMA FOR ENFAS TRANSFORMATOR FOR TAPSBEREGNINGER	4
FIGUR 2.4:UTDRAG FRA EU-548, KRAV TIL MAKSIMALE TOMGANGS- OG BELASTNINGSTAP [8].....	6
FIGUR 2.5: MODELL AV DET NORSKE KRAFTNETTET FOR BEREGNINGER AV TAPSKOSTNADER [1]	8
FIGUR 2.6: ENERGIMÅLING I ALLE FIRE KVADRANTER. A STÅR FOR AKTIV EFFEKT, R FOR REAKTIV.	10
FIGUR 3.1: SKJERMBILDE FRA AZURE. GRAF FOR BELASTNING PÅ TRAFOKRETS	15
FIGUR 3.2: TIDSFORMAT FOR MÅLINGER I NETTSTASJON OPP MOT AZURE.....	16
FIGUR 3.3: SKJERMBILDE FRA AZURE. ANTALL KUNDER PÅ TRAFOKRETS MED AMS MÅLER.....	16
FIGUR 3.4: SKJERMBILDE FRA AZURE. JEVNT ANTALL KUNDER MED AMS MÅLER PÅ TRAFOKRETS.	17
FIGUR 3.5: SORTERING AV MÅLINGER FRA AZURE.....	17
FIGUR 3.6: SNITTVERDIER AV R+ OG R- MÅLINGER I HVERT INTERVALL	18
FIGUR 3.7: GENERERTE DATA UT FRA BEREGNINGER	18
FIGUR 3.8: EKSEMPEL: REAKTIV EFFEKTFLYT FOR EN TIME.....	19
FIGUR 3.9: STRØMFORBRUK I FASTLANDS-NORGE. [18]	21
FIGUR 3.10: DØGNUTJEVNET LAST SETT OVER 5 DØGN.....	23
FIGUR 4.1: BRUKSTID FOR TAP OG TOPPVERDI TAP SOM FUNKSJON AV SKALERINGSGRAD PÅ LAST	30
FIGUR 4.2: VIRKNINGSGRAD OG BELASTNINGSGRAD SOM FUNKSJON AV SKALERINGSGRAD PÅ LAST	30
FIGUR 4.3: TOTALE TAP VED ULIKE TRANSFORMATORYTELSE OG TAPSKRAV.....	31
FIGUR 4.4: TOTALE TAP VED ULIKE TRANSFORMATORYTELSE OG TAPSKRAV	31
FIGUR 4.5: TOTALE TAP VED ULIKE TRANSFORMATORYTELSE OG TAPSKRAV	31
FIGUR 4.6:KOSTNADER MED EKSISTERENDE LAST, NETTSTASJON TROLLHAUGEN II, 200kVA.....	33
FIGUR 4.7:KOSTNADER MED EKSISTERENDE LAST, NETTSTASJON GRAN BRANDVAL, 100kVA.....	33
FIGUR 4.8:KOSTNADER MED EKSISTERENDE LAST, NETTSTASJON NØTTETREVEGEN, 500kVA	34
FIGUR 4.9:KOSTNADER VED LAST PROGNOTERT MED KORRIGERINGSFAKTOR FOR GRADDAGSTALL.....	36
FIGUR 4.10:KOSTNADER VED DØGNUTJEVNING AV EFFEKT.	37
FIGUR 4.11:KOSTNADER VED LAST PROGNOTERT MED GRADDAGSTALL OG 20% ØKNING.	38
FIGUR 4.12:KOSTNADER VED LAST PROGNOTERT MED GRADDAGSTALL, 20% ØKNING OG DØGNUTJEVNET.	39
FIGUR 4.13:KOSTNADER VED LAST PROGNOTERT MED GRADDAGSTALL OG REDUSERT 50%.	40
FIGUR 4.14: ALLE TAPSKOSTNADER, REFERERT TIL EKSISTERENDE TRAFØ MED EKSISTERENDE LAST.	41
FIGUR 4.15: ALLE TAPSKOSTNADER, REFERERT TIL EKSISTERENDE TRAFØ MED EKSISTERENDE LAST.	42
FIGUR 4.16: ALLE TAPSKOSTNADER, REFERERT TIL EKSISTERENDE TRAFØ MED EKSISTERENDE LAST.	42
FIGUR 5.1: EKSEMPEL - FIKTIVE MINUTTVERDIER MED SNITTVERDIER	47
FIGUR 5.2:TROLLHAUGEN II LAST FOR ÅR 2019 FØR OG ETTER UTJEVNING	49
FIGUR 5.3:FØRDELING AV GRADDAGSTALL SAMMENLIKNET MED FØRDELING AV TROLLHAUGEN II LAST	51

Tabelliste

TABELL 2.1: LINEÆR INTERPOLERING FOR BEREKNING AV TAPSKRAV FOR 200kVA TRANSFORMATOR	6
TABELL 4.1: OPPLYSNINGER NETTSTASJON TROLLHAUGEN II, HENTET FRA NETBAS OG AZURE.....	28
TABELL 4.2: OPPLYSNINGER NETTSTASJON GRAN BRANDVAL, HENTET FRA NETBAS OG AZURE.....	28
TABELL 4.3: OPPLYSNINGER NETTSTASJON NØTTETREVEGEN, HENTET FRA NETBAS OG AZURE.....	29
TABELL 4.4: ENDRING I TOTALE TAP VED DØGNUTJEVNING	29
TABELL 4.5: ENDRING AV BRUKSTID FOR TAP OG TOPPVERDI TAP VED DØGNUTJEVNING	29
TABELL 4.6: OPTIMAL TRANSFORMATORYTELSE BASERT PÅ TAP	32
TABELL 4.7: LASTPROGNOSERINGER	35
TABELL 4.8: ØKONOMISK OPTIMAL TRANSFORMATORYTELSE OG BESPARELSE FRA TIER 1 TIL TIER 2 KRAV	43
TABELL 4.9: SNITTBESPARELSER TROLLHAUGEN II.....	43
TABELL 4.10: SNITTBESPARELSER GRAN BRANDVAL.....	44
TABELL 4.11: SNITTBESPARELSER NØTTETREVEGEN	44
TABELL 5.1: REDUKSJON I TAP OG TAPSKOSTNADER VED UTJEVNING	48
TABELL 5.2: NORMALPERIODER OG KORRIGERINGSFAKTOR RINGSAKER	50
TABELL 5.3: FORDELING AV GDT I 2019 FOR RINGSAKER [25].....	51

Definisjoner og forkortelser

AMS	Avanserte Måle- og Styringsystemer
AMI	Advanced Metering Infrastructure
Azure	Analyseprogram Elvia anvender for oversikt på forbruk i nettstasjoner
DEA	Data Envelopment Analysis
Elvia AS	Nettselskap av sammenslåtte Eidsiva Nett og Hafslund Nett
Enova SF	Selskap som eies av Klima- og miljødepartementet
GDT	Graddagstall
HES	Head end system
Kalkulasjonsverktøyet	Excelprogram for analyse av AMS-data ifra nettstasjonen.
KILE	Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi
NEK	Norsk elektroteknisk komité
Netbas	Analyseprogram brukt for å planlegge og beregne nett
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
REN	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet AS
SINTEF	Uavhengig forskningsinstitutt
SSB	Statistisk sentralbyrå
Tapskoeffisienter	P_o og P_k som brukes til å beregne tap i en transformator
TEK	Byggteknisk forskrift
Timesverdi	Gjennomsnittlig målt energi levert
Toppverdi tap	Høyeste tap beregnet i løpet av en periode
Transformorkrets	Nett underliggende en transformator

1 Innledning

Elvia AS, heretter kalt Elvia, er Norges største nettselskap og et resultat av fusjoneringen mellom Eidsiva Nett og Hafslund Nett. Selskapet forsyner om lag to millioner kunder i Viken, Innlandet og Oslo med strøm og drifter et stort antall nettstasjoner i distribusjonsnettet [2].

Tap i transformatorer kan være unødvendig høyt ved over- eller underbelastning. Dette er tap som kraftstasjonene må produsere og kraftnettet overføre. Oppgavens bedriftskontakt og eksterne veileder, Jan Bergan ved Elvia, ønsket en rapport om hvordan AMS-data kan benyttes til å redusere tapskostnadene. Rapporten er en videreutvikling av en bacheloroppgave fra år 2019 ved NTNU i Gjøvik, som utarbeidet et kalkulasjonsverktøy for å beregne tapskostnader i fordelingstransformatorer [3]. Verktøyet er benyttet i denne rapporten.

AMS energimålere er montert i de fleste målepunkt hos sluttkunder i Norge. I tillegg har flere nettstasjoner også AMS-måler montert. Målerne gir nøyaktige data på energiforbruket som kan benyttes til ulike formål. Et eksempel er dynamisk tariff som kan gi insentiv til jevnere belastning i kraftnettet. Et annet formål kan være å kartlegge utnyttelse av installert utstyr i nettet. På denne måten kan tidligere dimensjoneringsmetoder, erstatning av komponenter og fremtidig planlegging vurderes.

Fordelingstransformatorer kan dimensjoneres på bakgrunn av hvilken ytelse installatøren har bestilt for underliggende anlegg og eventuell utvidelse i fremtiden. En annen måte kan være å vurdere opp mot «økonomisk ytelse». Dette innebærer å dimensjonere med hensyn på tap i transformatoren. En transformator er mest effektiv ved en gitt belastningsgrad og burde derfor ha denne belastningen konstant for optimal drift. Brukstid for last og tap er viktige faktorer som legges til grunn ved dimensjonering av transformatorer med tanke på økonomisk ytelse. Verdiene er basert på målinger utført av SINTEF på slutten av 1980-tallet, og benyttes gjerne generelt for hele landet [1]. Siden den gang har bruksmønsteret til sluttkunder endret seg betraktelig. I husstander er noen av endringene lading av elbil, induksjonstopper på kjøkken og generelt kraftigere elektrisk utstyr som gir høyere effektbehov enn tidligere.

AMS-data, som nå er tilgjengelig, gir muligheter for å ha oppdaterte bruksmønstre. Denne teknologien kan brukes til å gi et mer korrekt bilde på typiske lastprofiler for fordelingstransformatorer og danne nye referanseverdier på brukstid for last og tap. Verdiene kan brukes til å forbedre beregning av tapskostnader forårsaket av transformatorer, i tillegg er

det mulig å vurdere kostnader med alternative transformatorer. Ved å undersøke potensialet for innsparing kan det vurderes om økonomisk optimal transformator er benyttet.

Problemstillingen denne rapporten vil ta for seg er derfor:

«Hvordan kan AMS-data fra fordelingstransformatorer optimalisere valg av ytelse?»

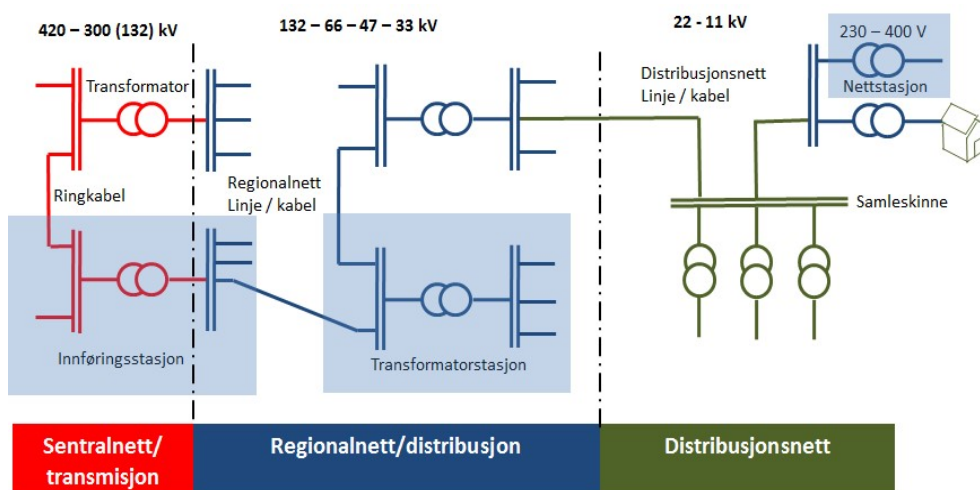
2 Teori

2.1 Kraftnettet i Norge

Det norske kraftnettet deles inn i to hovednivåer: transmisjons- og distribusjonsnett. Tradisjonelt sett er regionalnett beskrivende for nivået mellom disse, og brukes derfor i denne rapporten. Illustrert i figur 2.1. [4]

Transmisjonsnettet tilsvarer motorveiene, og driftes på spenninger fra 300-420kV med innslag av 132kV. Statnett eier og drifter mesteparten av dette nettet. Regionalnettet er mellomledet med spenninger fra 33-132kV som hovedsakelig eies av kommuner og fylkeskommuner. Nettet er i henhold til EU-regelverk ansett som distribusjonsnett. [4]

Distribusjonsnettet er nærmest sluttkunden med spenninger mellom 0,23-22kV. Hovedsakelig eid av kommuner og fylkeskommuner, og driftes av lokale nettselskaper. Det skilles mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett, henholdsvis over og under 1kV. I dette skillet står nettstasjonene som transformerer spenningene ned til 230V eller 400V. I Norge var det over 120.000 slike transformatorer i år 2018. [4-6]

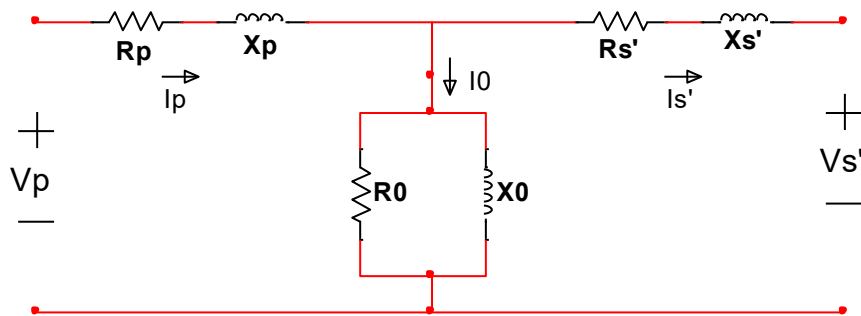


Figur 2.1: Generell oppbygning av det norske kraftnettet [5]

2.2 Transformatoren

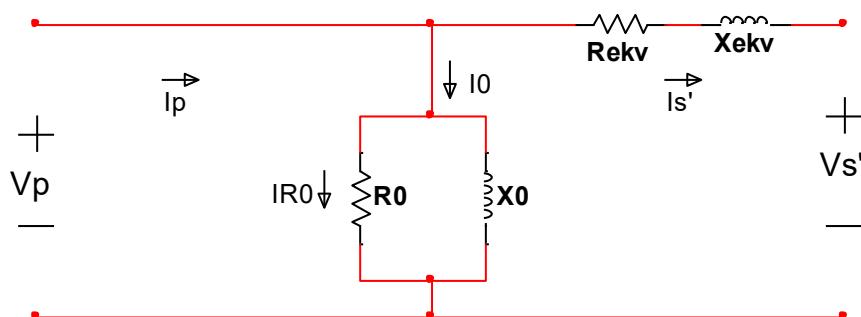
2.2.1 Tap i transformator

En transformator har to typer aktive effekttap, tomgangstap (P_0) og belastningstap (P_b). Figur 2.2 viser ekvivalentskjema for en enfas transformator.



Figur 2.2: Ekvivalentskjema for enfas transformator henført til primærsiden

Ved beregning av tapene gjøres noen forenklinger, slik at vikleingsresistansene og lekkreaktansene R_p , X_p , R_s' og X_s' adderes og danner én felles impedans. Se figur 2.3. [7]



Figur 2.3: Forenklet ekvivalentskjema for enfas transformator for tapsberegninger

Strømmen I_0 er nå uavhengig av belastningen forutsatt konstant primærspenning V_p , tomgangstapene som omsettes i R_0 er derfor også konstante. Belastningstapene omsettes i R_{ekv} og avhenger derfor av strømmen I_s' som flyter gjennom transformatorviklingene. [7]

Både P_0 og P_k oppgis av produsent i transformatorkort eller datablad. Belastningstap oppgis ved merkelast og må derfor beregnes for andre belastninger. Det innføres en faktor « x » kalt

belastningsgrad, som er et uttrykk for hvor mye transformatoren belastes av dens merkeeffekt. Formel 1 beregner det totale tapet P_l i en transformator.

$$P_l = P_0 + P_b = P_0 + \left(\frac{S_b}{S_N}\right)^2 * P_k = P_0 + x^2 * P_k \quad (1)$$

Ved å se på uttrykket for virkningsgraden η for en transformator kan optimal belastningsgrad beregnes. Se formel 2.

$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{in}} = \frac{P_2}{P_2 + P_0 + P_b} = \frac{x * P_N}{x * P_N + P_0 + x^2 * P_k} \quad (2)$$

Der

P_2 : Aktiv effekt levert,

P_N : Nominell aktiv effekt.

Uttrykket deriveres og settes lik 0, og høyest virkningsgrad har optimal belastningsgrad x_{opt} som i formel 3.

$$x_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_k}} \quad (3)$$

2.2.2 Krav til tap i transformator

EU 548 og NEK EN 50588-1 med RENblad 6021 beskriver krav til tomgangs- og belastningstap på forskjellige transformatorytelser i fordelingsnettet. Begge tapskoeffisientene har tre nivåer av krav, hvor tomgangstap har A_0 , AA_0 , og AAA_0 og belastningstap har C_k , B_k og A_k , rangert fra størst til minst tap. [8-10]

I EU 548 er det beskrevet to krav, et fra 01.07.2015 (Tier 1), og et fra 01.07.2021 (Tier 2). Tier 1 består av de mildeste kravene spesifisert i NEK EN 50588-1, C_k og A_0 . Tier 2 består av AA_0 og A_k . Et utdrag av EU 548 er vist på figur 2.4 hvor $A_0 - 10\% = AA_0$. [8,10]

Rated Power (kVA)	Tier 1 (from 1 July 2015)		Tier 2 (from 1 July 2021)	
	Maximum load losses P _k (W) (*)	Maximum no-load losses P _o (W) (*)	Maximum load losses P _k (W) (*)	Maximum no-load losses P _o (W) (*)
100	C _k (1 750)	A _o (145)	A _k (1 250)	A _o - 10 % (130)
160	C _k (2 350)	A _o (210)	A _k (1 750)	A _o - 10 % (189)
250	C _k (3 250)	A _o (300)	A _k (2 350)	A _o - 10 % (270)
315	C _k (3 900)	A _o (360)	A _k (2 800)	A _o - 10 % (324)
400	C _k (4 600)	A _o (430)	A _k (3 250)	A _o - 10 % (387)
500	C _k (5 500)	A _o (510)	A _k (3 900)	A _o - 10 % (459)
630	C _k (6 500)	A _o (600)	A _k (4 600)	A _o - 10 % (540)
800	C _k (8 400)	A _o (650)	A _k (6 000)	A _o - 10 % (585)
1 000	C _k (10 500)	A _o (770)	A _k (7 600)	A _o - 10 % (693)
1 250	B _k (11 000)	A _o (950)	A _k (9 500)	A _o - 10 % (855)

(*) Maximum losses for kVA ratings that fall in between the ratings given in Table I.1 shall be obtained by linear interpolation.

Figur 2.4: Utdrag fra EU-548, krav til maksimale tomgangs- og belastningstap [8]

Rapporten har analysert standard transformatorytelser angitt i RENblad 6021 § 3.1. I utdraget fra EU 548 på figur 2.4 er det vist at ytelsen 200kVA ikke har angitte krav. Disse er utregnet ved lineær interpolering som beskrevet i EU 548 og NEK EN 50588-1. Se formel 4 for utregningsmetode og tabell 2.1 for resultatene. [8-10]

$$Tap_{200kVA} = \frac{Tap_{250kVA} - Tap_{160kVA}}{250 - 160} * (200 - 160) + Tap_{160kVA} \quad (4)$$

Tabell 2.1: Lineær interpolering for beregning av tapskrav for 200kVA transformator.

	S _n [kVA]	A _k [W]	B _k [W]	C _k [W]	AAA ₀ [W]	AA ₀ [W]	A ₀ [W]
Fra EN 50588-1	160	1750	2000	2350	105	189	210
	250	2350	2750	3250	150	270	300
Kalkulert	200	2017	2333	2750	125	225	250

2.3 Brukstid

Ved dimensjonering av transformatorer og beregning av tapskostnader benyttes ofte brukstid for last og brukstid for tap. Over en bestemt periode måles total energi levert P_b , totale tap P_l , toppverdien for belastningen $\Delta P_{b_{Max}}$ og toppverdien for tapet $\Delta P_{l_{Max}}$.

Brukstid for last, T_b , uttrykker antall timer transformatoren bruker på å levere den totale energien P_b belastet med toppverdien $\Delta P_{b_{Max}}$. Brukstid for tap, T_t , uttrykker antall timer transformatoren bruker for å dekke det totale tapet P_l med et tap på $\Delta P_{l_{Max}}$. [1, 11]

$$\text{Brukstid for last} = T_b = \frac{P_b}{\Delta P_{b_{Max}}} \quad (5)$$

$$\text{Brukstid for tap} = T_t = \frac{P_l}{\Delta P_{l_{Max}}} \quad (6)$$

Der

P_b : Sum energi levert i perioden, [kWh],

$\Delta P_{b_{Max}}$: Toppverdi belastning i perioden, [kW],

P_l : Sum tap energi i perioden, [kWh],

$\Delta P_{l_{Max}}$: Toppverdi tap i perioden, [kW].

2.4 Tapskostnader

Ved dimensjonering og drift av kraftnettet er tapskostnader sentralt. Energiloven av 1990 § 1-2 sier følgende:

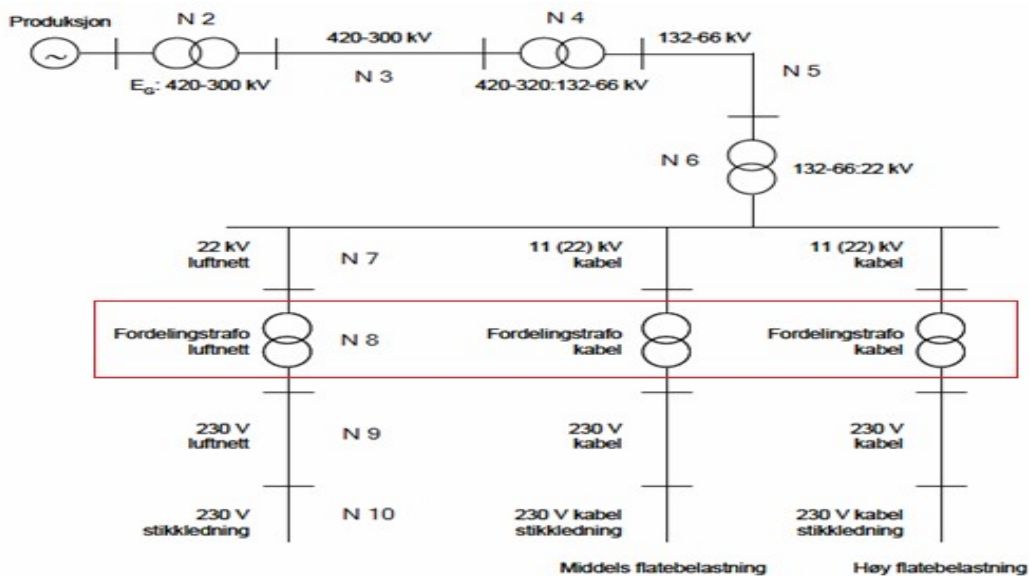
«Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.»

Dette setter krav til nettselskapene om å ta samfunnsansvar. Det norske vassdrags- og energidirektoratet, NVE, har ansvar for at dette håndheves. De har derfor satt krav til nettselskapene om å gjøre nøye vurderinger rundt tiltak i kraftnettet. Disse skal omhandle følgende: [11]

- Investeringskostnader, korrigert for eventuell restverdi
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- **Tapskostnader**
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

De elektriske tapene hvert enkelt nettselskap forårsaker inkluderes i NVEs beregninger for å fastsette inntektsrammene deres, jf. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 8-1 (d).

Ved beregning av tapskostnader kan SINTEFs «Planleggingsbok for kraftnett, Tapskostnader» benyttes [1]. Som utgangspunkt for beregningene benyttes en forenklet modell av det norske kraftnettet, se figur 2.5.



Figur 2.5: Modell av det norske kraftnettet for beregninger av tapskostnader [1]

Modellen er delt inn i ulike nivåer, N2-N10. I tillegg er distribusjonsnettet delt i tre kategorier med ulike kostnadsnivå. Fra høyest til lavest er disse:

- Luftnett med lav flatebelastning
- Kabelnett med høy flatebelastning (typisk byer)
- Kabelnett med middels flatebelastning (typisk tettsteder og byggefelt)

Tap har kostnader i ovenforliggende nett, som må øke sin produksjon og overføringskapasitet. De spesifikke tapskostnadene i kroner per år for nivå N er vist i formel 7. [1]

$$\begin{aligned}
K_{Tap} &= k_{pN} * \Delta P_{maxN} + k_{wekvN} * T_{tN} * \Delta P_{maxN} \\
&= (k_{pN} + k_{wekvN} * T_{tN}) * \Delta P_{maxN}
\end{aligned}
\tag{7}$$

Der

k_{pN} : Kostnad av maksimale effekttap for nivå N [kr/kWår],

k_{wekvN} : Ekvivalent årskostnad for energitap for nivå N [kr/kWh],

T_{tN} : Brukstid for tap for året for nivå N [timer/år],

ΔP_{maxN} : Toppverdi tap for året for nivå N [kW].

Av formel 7 fremkommer et energiledd k_{wekvN} basert på marginalkostnadene ved å produsere tapsenergien og et effektledd k_{pN} av at kapasitet i kraftnettet beslaglegges.

Normal analyseperiode for tapskostnader er 30 år, som regnes som økonomisk levetid for fordelingstransformatorer. Kostnadene diskonteres og summeres over perioden som gir kapitaliserte tapskostnader, se formel 8. [1]

$$K_{TapNV} = \sum_{i=1}^n K_{Tap(i)} * \left(1 + \frac{r}{100}\right)^{-i}
\tag{8}$$

Der

K_{TapNV} : Kapitaliserte tapskostnader,

$K_{Tap(i)}$: Tapskostnad i kroner for år i ,

r : Kalkulasjonsrente i prosent,

n : Antall år i analyseperiode.

2.5 AMS

24.06.2011 ble AMS-forskriften offentliggjort. Denne påla nettselskap å erstatte gamle energimålere og installere Avanserte Måle- og Styringsystemer (AMS) i alle målepunkt innen 01.01.2019. Kundens energiforbruk registreres automatisk og videreformidles til en datasentral eid av selskapet Elhub AS. Elhub sørger deretter for å dele dataene med nettselskap og kraftleverandør. [12]

AMS-forskriften § 4-2 angir åtte funksjonskrav til målerne. To av dem er spesielt aktuelle ved effektivisering av nettdriften:

«f) Kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal»

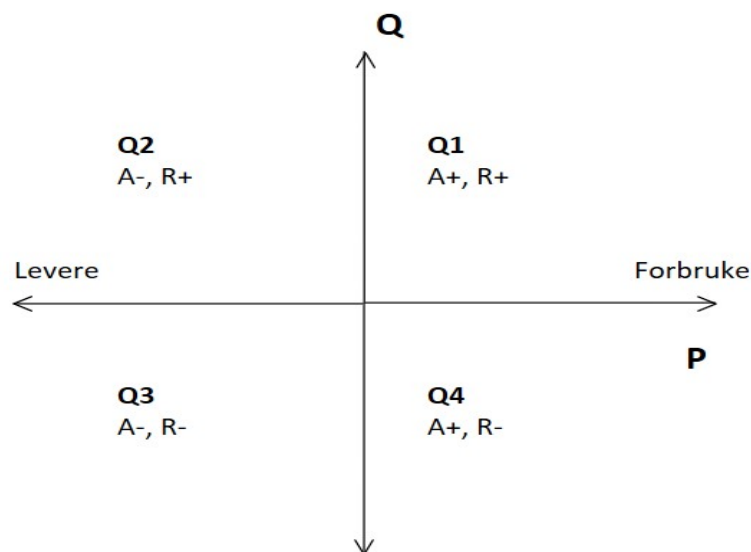
«h) Registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger»

2.5.1 Dynamisk tariffing

For å utnytte nettkapasiteten bedre har dynamisk tariffing som hensikt å utjevne effekttopper i kraftnettet. Dette vil si at nettselskapene differensierer sine tariffer for energileddet i nettleien. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 13-1 (d) og (e) gir nettselskapene hjemmel til slik tariffing og AMS-forskriften § 4-2 (f) muliggjør dette.

2.5.2 Måling i fire kvadranter

AMS-forskriften § 4-2 (h) spesifiserer krav om målt effektflyt i alle fire kvadranter, såkalt 4Q-måling. Se figur 2.6.



Figur 2.6: Energimåling i alle fire kvadranter. A står for aktiv effekt, R for reaktiv.

Ved økende antall plusskunder, forbrukere som selv kan produsere nok energi for eget behov i tillegg til å mate ut på nettet, er slik måling nødvendig [13]. 4Q-måling gir i tillegg nettselskapene oversikt over reaktiv effektflyt på kundenivå.

2.6 Inntektsrammeregulering av nettselskap

Alle nettselskaper i Norge er underlagt inntektsrammer fastsatt av NVE. Dette setter grenser for inntektene fra sluttbrukere og er nødvendig grunnet selskapenes monopol. Uten inntektsrammen kunne nettselskapene økt prisene uten fare for konkurranse. Dette er en uønsket situasjon da kundene ikke har alternative tilbydere. Inntektsrammene utgjør nesten all inntekt TI for et nettselskap, men i tillegg kommer noen mindre summer. Se formel 9. [14]

$$TI_t = IR_t + E_t + KON_t + FoU_t - KILE_t + TE_t \quad (9)$$

Der

IR_t : Årets inntektsramme,

E_t : Eiendomsskatt,

KON_t : Kostnader til overliggende strømmnett (regionalt distribusjonsnett og sentralnett),

FoU_t : Forsknings- og utviklingskostnader. Kan tilsvare maksimalt 0,3% av avkastningsgrunnlag,

$KILE_t$: Kostnader ved ikke-levert energi,

TE_t : Justering for tidsetterslep på investeringer, da inntektsrammeberegningene baserer seg på kostnader to år tilbake i tid.

Den totale inntektsrammen skal sørge for at selskapet får dekt sine kostnader og samtidig gi avkastning på egenkapitalen, i henhold til Forskrift om kontroll av nettvirksomhet. Den skal også belønne selskap som driftes effektivt, slik at selskapene selv har mulighet til å påvirke sitt økonomiske resultat. Summen av alle nettselskapers kostnadsnormer skal tilsvare kostnadene, slik at bransjen sett under ett får dekt sine kostnader. Her gjør effektiviteten til hvert selskap seg gjeldende. Kostnadsnormen tar utgangspunkt i noen nettselskaper som anses å være gjennomsnittlig effektive, disse blir referanseselskapene. Ut fra referanseselskapene dannes virtuelle selskap som hver netteier sammenlignes med. De virtuelle selskapene har samme oppgaver og driftsbetingelser som det faktiske nettselskap. Hvis selskapet er gjennomsnittlig effektivt får det en effektivitetsscore lik 100%, og kostnadsnormen blir tilnærmet lik kostnadsgrunnlaget. Men hvis effektiviteten fraviker snittet vil ikke dette gjelde. Et selskap med dårlig effektivitet (høye kostnader ift. referanseselskap) får lavere inntektsrammer, mens selskap med høy effektivitet får høyere rammer. Sammenligningsmetoden kalles Data Envelopment Analysis (DEA-analyse), en anerkjent metode for beregning av selskapers

effektivitet. Ved å stille selskaper opp mot hverandre på denne måten innføres en form for konkurranse blant nettmonopolene, noe som gir sterke insentiver til å drifte effektivt. [14, 15]

Den totale inntektsrammen for et nettselskap består av to komponenter; kostnadsgrunnlag og kostnadsnorm. Se likning 10. [14]

$$IR_t = 0,4 * K_t + 0,6 * KN_t \quad (10)$$

Der

IR_t : Nettselskapets inntektsramme for år t,

K_t : Kostnadsgrunnlag for år t. Basert på nettselskapets reelle kostnader to år tilbake i tid,

KN_t : Nettselskapets kostnader ut fra kostnadsnorm for år t.

Kostnadsnormen baserer seg på kostnadsgrunnlaget:

$$KN_t = K_t * \beta + \Delta K \quad (11)$$

Der

β : Selskapets effektivitetsscore,

ΔK : Kalibreringstillegg. Samlet sett skal bransjen få dekt sine kostnader. I DEA-analysen tas ikke dette rett hensyn til underveis. Den avsluttes derfor med å kalibrere kostnadsnormen slik at dette ivaretas.

Kostnadsgrunnlaget som benyttes i beregningene består av flere faktorer. Se formel 12.

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) * \left(\frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \right) + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE} \quad (12)$$

Der

DV_{t-2} : Drifts- og vedlikeholdskostnader for to år siden,

$KILE_{t-2}$: Kostnader ved ikke levert energi for to år siden,

KPI : Konsumprisindeks,

NT_{t-2} : Nettap i MWh for to år siden,

P_t : Årets gjennomsnittlige områdepris for strøm,

AVS_{t-2} : Avskrivninger på investert kapital for to år siden,

AKG_{t-2} : Avkastningsgrunnlag for to år siden. Består av selskapets bokførte verdier pluss arbeidskapital på 1%,

r_{NVE} : Årets referanserente fra NVE. Beregnes med utgangspunkt i estimert avkastning og estimert gjeldskostnad med en WACC-modell. Mer effektive selskaper vil kunne få høyere rente enn mindre effektive selskaper.

2.7 Graddagstall og normalårskorrigerings

Graddagstall er et mål på utetemperatur brukt for å estimere oppvarmingsbehovet for en gitt periode.

Graddagstallet beregnes ved å anvende basistemperaturen, normalt 17°C, og trekke fra gjennomsnittlig utetemperatur for et døgn. Kun positive resultater summeres som angitt i formel 13. Graddagstallet øker derfor kun når gjennomsnittlig utetemperatur for et døgn er lavere enn 17°C. Deretter beregnes dette for en gitt periode. [16]

$$\text{Hvis } T_{Si} < T_B \rightarrow GDT = \sum_{\text{døgn } i} (T_B - T_{Si}) \quad (13)$$

Der

T_{Si} : Snittemperatur for døgn "i",

T_B : Basistemperatur,

GDT : Graddagstall.

Normalårskorrigerings estimerer et normalt års energiforbruk ut fra et spesifikt år. Snittet av graddagstallet for en periode, kalt normalen, brukes som referanse. Kun energimengden som er temperaturavhengig blir påvirket av graddagstallet og derfor introduseres faktoren «k». Se formel 14. [17]

$$E_{korr} = E_{m\ddot{a}lt} \left\{ \left(k * \frac{GDT_{normal\ddot{a}r}}{GDT_{m\ddot{a}lt \ddot{a}r}} \right) + (1 - k) \right\} \quad (14)$$

Der

E_{korr} : Temperaturkorrigert energibruk,

$E_{m\ddot{a}lt}$: M\ddot{a}lt energi,

k : Temperaturavhengig andel av m\ddot{a}lt energi,

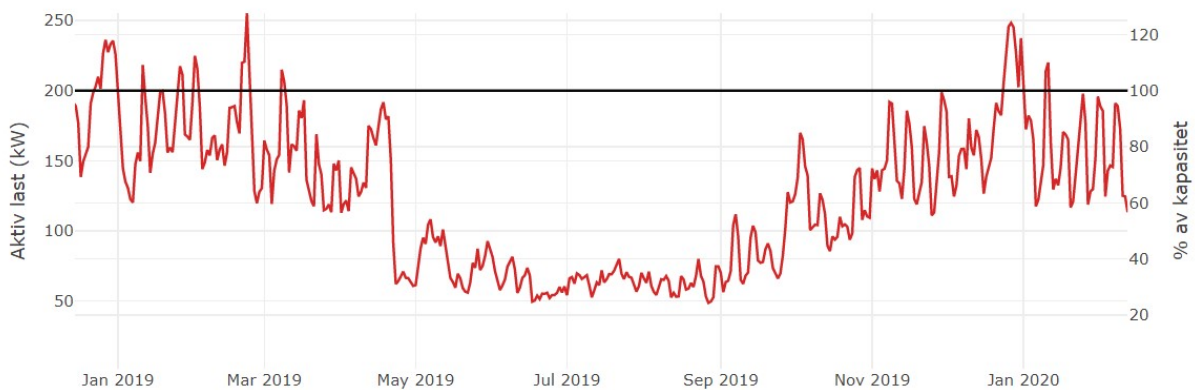
$GDT_{normal\ddot{a}r}$: Snitt av graddagstall for normal\ddot{a}rsperioden,

$GDT_{m\ddot{a}lt\ \ddot{a}r}$: Graddagstall for aktuelt \ddot{a}r.

3 Metode

3.1 Estimerte perioder

For å kunne utføre en økonomisk analyse på en transformator i kalkulasjonsverktøyet, trengs AMS-data for et helt kalenderår. Data mottatt fra nettstasjonene viser at AMS-utstyr ikke var operativt i starten av år 2019. Dette etterlater en periode uten AMS-data fra nettstasjonen.



Figur 3.1: Skjerm bilde fra Azure. Graf for belastning på trafokrets

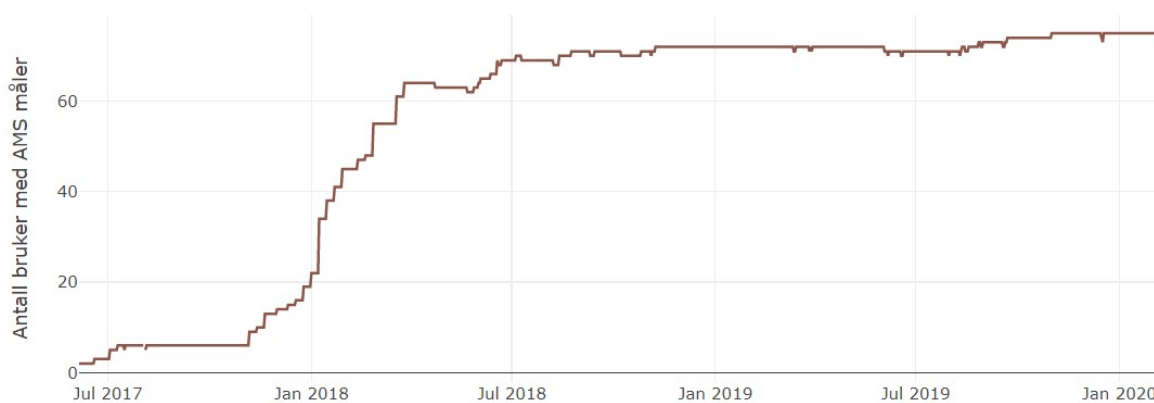
Azure brukes av Elvia til å behandle AMS-data fra sluttkunder. Programmet aggregerer forbruket til alle kundene i samme transformator krets, se figur 3.1. Denne dataen sammenliknes med AMS-data fra nettstasjonen og brukes til å estimere belastningen på transformatoren for perioden med manglende data i år 2019.

Dato og klokkeslett for AMS-data fra nettstasjonen og Azure-data har forskjellig format avhengig av sommertid eller vintertid. For å kunne sammenlikne målingene må derfor en time trekkes fra Azure-data ved vintertid og to timer ved sommertid, se figur 3.2.

Dato Nettstasjonen	A+ nettstasjon [kWh]	Dato Azure	A+ Azure [kWh]	Differanse (NS-Azure) [kWh]	(Differanse /A+ Azure) [%]
06.03.2019 05:00	126,40	2019-03-06 06:00:00+01:00	115,61	10,79	9,33
06.03.2019 06:00	127,20	2019-03-06 07:00:00+01:00	115,90	11,30	9,75
06.03.2019 07:00	124,80	2019-03-06 08:00:00+01:00	113,81	10,99	9,65
06.03.2019 08:00	120,40	2019-03-06 09:00:00+01:00	110,41	9,99	9,05
06.03.2019 09:00	115,60	2019-03-06 10:00:00+01:00	105,50	10,10	9,58
15.04.2019 03:00	115,20	2019-04-15 05:00:00+02:00	104,79	10,41	9,94
15.04.2019 04:00	125,60	2019-04-15 06:00:00+02:00	113,74	11,86	10,43
15.04.2019 05:00	129,60	2019-04-15 07:00:00+02:00	117,94	11,66	9,88
15.04.2019 06:00	131,20	2019-04-15 08:00:00+02:00	118,54	12,66	10,68
15.04.2019 07:00	138,40	2019-04-15 09:00:00+02:00	126,00	12,40	9,84

Figur 3.2: Tidsformat for målinger i nettstasjon opp mot Azure.

Azure har et varierende antall AMS-målere koblet opp mot Head end system (HES), se figur 3.3. HES mottar AMS-data fra sluttkundene, hvor blant annet tap i kommunikasjon kan gi grunnlag for den varierende kurven. Dette skaper et avvik mellom AMS-data fra nettstasjonene og Azure-data for aggregerte slutt kunder, mer enn kun tap i fordelingsnettet. Derfor burde dette tas i betraktning når forbruket i nettstasjonen skal estimeres.



Figur 3.3: Skjermbilde fra Azure. Antall kunder på trafokrets med AMS måler.

Perioden med Azure-data som skal anvendes til sammenlikning må ha likt antall kunder koblet opp mot HES som i perioden hvor det mangler AMS-data fra nettstasjonen. En oversikt i Azure viser hvor mange kunder som er koblet opp mot HES til enhver tid, se figur 3.4. Med oversikten er det mulig å finne en periode hvor det foreligger AMS-data fra både nettstasjonen og Azure som har riktig antall kunder koblet opp mot HES. Differansen i denne perioden kan anvendes for å estimere manglete data fra nettstasjonen.



Figur 3.4: Skjermbilde fra Azure. Jevnt antall kunder med AMS måler på trafokrets.

I den aktuelle perioden med data fra begge kilder blir differansen i prosent av Azure-data utregnet for hver time. Deretter opprettes intervall i Azure-data hvor det beregnes gjennomsnittlig differanse i prosent. Dette brukes til å estimere data i nettstasjonen for hvert intervall, se figur 3.5.

Intervall A+ Azure [kWh]	Snitt differanse [%]	Antall målinger
0-40	9,73	565
40-80	10,44	636
80-120	10,07	641
120-160	10,03	240
160-200	10,32	15

Figur 3.5: Sortering av målinger fra Azure

Azure-data består kun av A+ måling, dermed er estimeringen gjort for AMS-data fra nettstasjonen kun for A+. Manglende målinger er da R+, A- og R-. I denne rapporten er det kun A+, R+ og R- som er analysert på grunn av A- er konstant null i all data behandlet. Videre er det derfor R+ og R- som er av interesse å estimere.

For å estimere R+ og R- i den manglende perioden ble resterende målinger fra AMS i nettstasjonen brukt til å finne differansen mellom A+ og R+ og mellom A+ og R-. Det ble igjen delt opp i intervaller av A+ målingene og kalkulert gjennomsnittlig differanse i prosent for hvert intervall. Deretter ble hvert intervall brukt til å estimere R+ og R- verdiene i perioden ut fra A+ verdien som ble estimert tidligere, se figur 3.6.

Intevall A+ Nettstasjon [kWh]	Snitt R+ [%]	Snitt R+ [kWh]	Snitt R- [%]	Snitt R- [kWh]	Ant målinger
0-40	0,04	0,01	7,23	2,01	2789
40-80	0,01	0,01	3,85	2,20	1663
80-120	0,02	0,02	2,14	2,09	2233
120-160	0,12	0,17	1,02	1,36	1231
160-200	0,30	0,53	0,45	0,76	230
200-240	1,11	2,40	0,03	0,06	47

Figur 3.6: Snittverdier av R+ og R- målinger i hvert intervall

Resultatet er data som skal brukes videre i rapporten. Disse estimerte verdiene vil ha et avvik opp mot de reelle, men metoden er utført slik at differansen er antatt å være neglisjerbar for videre beregninger. Figur 3.7 viser et utdrag fra tabellen for generert data, samt prosentsetser brukt til å estimere, se figur 3.5 og figur 3.6.

Dato NS	A+ Azure [kWh]	% for A+	% for R+	% for R-	A+ Generert [kWh]	R+ Generert [kVArh]	R- Generert [kVArh]
01.01.2019 00:00	117.736	10.066	0.122	1.021	129.587	0.158	1.324
01.01.2019 01:00	120.618	10.025	0.122	1.021	132.710	0.162	1.355
01.01.2019 02:00	112.529	10.066	0.122	1.021	123.856	0.151	1.265
01.01.2019 03:00	98.172	10.066	0.019	2.143	108.054	0.020	2.315
01.01.2019 04:00	112.390	10.066	0.122	1.021	123.703	0.151	1.263
01.01.2019 05:00	111.114	10.066	0.122	1.021	122.298	0.149	1.249
01.01.2019 06:00	111.529	10.066	0.122	1.021	122.755	0.150	1.254
01.01.2019 07:00	121.171	10.025	0.122	1.021	133.318	0.162	1.362
01.01.2019 08:00	127.922	10.025	0.122	1.021	140.746	0.172	1.438

Figur 3.7: Genererte data ut fra beregninger

All kode som er blitt brukt i forbindelse med estimeringene foreligger i vedlegg nr. 7.

3.2 Kalkulasjonsverktøy

Kalkulasjonsverktøyet i «*Fordelingstransformatorer og tapskostnader – Beregning av en mer detaljert modell for tapskostnader ved bruk av AMS-data*» anvendes i denne rapporten til å beregne tapskostnader [3]. Verktøyet bruker timesverdier fra AMS, transformatorytelse, tomgangs- og belastningstap og formelen for tap i transformator. Videre beregnes brukstid for tap, brukstid for last, toppbelastning i prosent av nominell verdi og prosent utnyttet kapasitet i transformatoren. Verktøyet genererer graf på forbruk og tap.

Kalkulasjonsverktøyet er videreutviklet i forbindelse med denne rapporten for enklere anvendelse og mer korrekte resultat. Delkapittel 3.2.1 og 3.2.2 beskriver hvilke endringer som er foretatt. Endringene i koden foreligger i vedlegg 6.

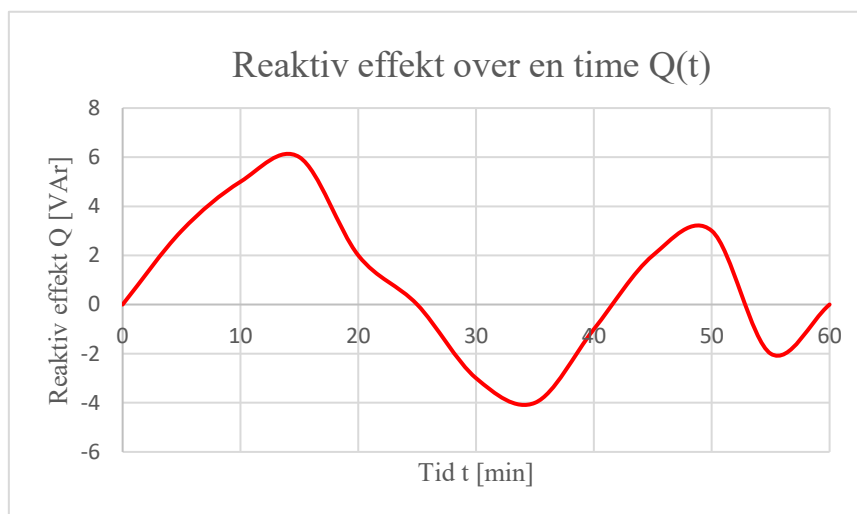
3.2.1 Timesbasert input

Input, A+, R+, A- og R+ var tidligere lagt inn som akkumulerte verdier. Dette er endret slik at timesverdier kan legges direkte inn i verktøyet.

3.2.2 Tilsynelatende effekt

Tidligere rapport omhandlet kun én transformator krets som var induktiv, dette ga kun utslag på A+ og R+ og det ble valgt å neglisjere A- og R- [3]. For at resultatet skal bli mer korrekt er R- nå tatt med i beregningene. A- er fortsatt antatt null.

Verdiene fra AMS i nettstasjonen er gjennomsnitt for én time, både A+, R+, A- og R-. For å beregne tilsynelatende effekt brukes aktiv og reaktiv effekt. Figur 3.8 illustrerer et eksempel på reaktiv belastning over en time hvor den varierer mellom induktiv (R+) og kapasitiv (R-).



Figur 3.8: Eksempel: Reaktiv effektflyt for en time

Den tilsynelatende effekten og gjennomsnittet uttrykkes i formel 15.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (15)$$
$$\bar{S} = \sqrt{(\bar{P})^2 + (\bar{Q})^2}$$

I perioder hvor både R+ og R- forekommer kan gjennomsnittlig reaktiv effekt beregnes med formel 16.

$$\bar{Q} = \frac{1}{t} * \int \sqrt{Q(t)^2} dt = \frac{1}{t} * \int |Q(t)| dt \quad (16)$$

Integralet i likning 16 tilsvarer summen av arealet under kurven. En alternativ måte å beskrive dette arealet er ved bruk av R+ og R- som er gjennomsnittlig verdier av Q, henholdsvis over og under linjen Q lik null. For å finne det totale arealet ut fra R+ og R- må disse multipliseres med tiden. Se formel 17.

$$\int |Q(t)| dt = ((R +) + (R -)) * t$$

$$\rightarrow \bar{Q} = \frac{1}{t} ((R +) + (R -)) * t = (R +) + (R -) \quad (17)$$

Der

Q: Reaktiv effekt,

R+: Gjennomsnittlig induktiv reaktiv effekt fra AMS,

R-: Gjennomsnittlig kapasitiv reaktiv effekt fra AMS,

t: Tid for snittverdiene.

Utleddningen viser at for mest korrekt gjennomsnittlig tilsynelatende effekt skal R+ og R- adderes i kalkulasjonsverktøyet.

3.3 Modellerte scenario

For utregningene av transformator tap er det brukt timesverdier for last fra AMS i nettstasjonen og ytelse, tomgangstap og belastningstap for transformatoren. Ved å modifisere disse verdiene er det mulig å simulere ulike scenario. Det er hovedsakelig tre endringer gjort på parameterne som enkeltvis eller kombinert utføres videre i analysen. Endringene er beskrevet videre i dette kapitlet.

3.3.1 Transformatoralternativer

En tungt belastet transformator har relativt mye tap, den er også utsatt for overbelastning dersom det skulle forekomme utvidelser på transformator kretsen. Ved å bytte en transformator til en høyere ytelse vil tapskoeffisientene ofte øke, men belastningsgraden reduseres.

Ved å endre transformatorytelsen endres parameterne som brukes til å beregne tapet, mer spesifikt belastningsgraden, tomgangstapet og belastningstapet. Belastningsgraden er bestemt av ytelsen på transformatoren og tomgangs- og belastningstapet er gitt av produsenten. Formel

1 viser hvordan disse parameterne påvirker utregningen. I modellene er det brukt standard transformatorstørrelser angitt i RENblad 6021 § 3.1. [10]

For å analysere forskjellige ytelser er det brukt tapsverdier lik kravene i EU-548. Dette for å ha en lik referanse i sammenlikningen. [8]

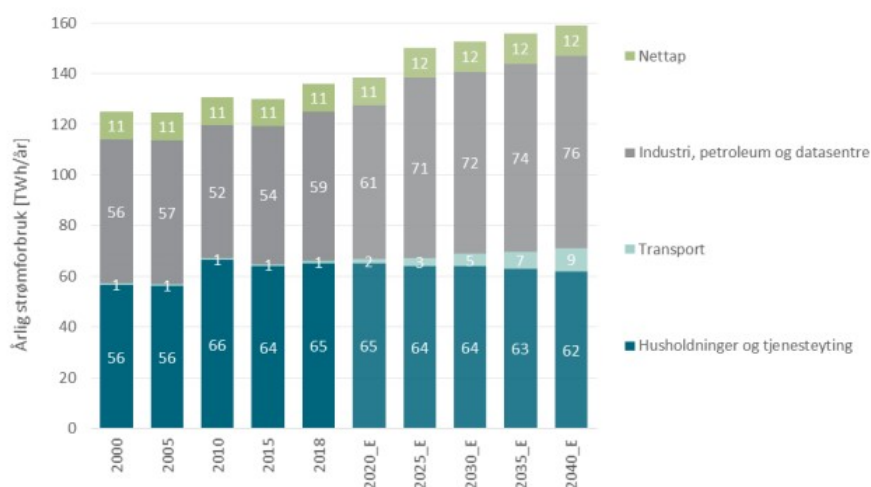
Transformatorer med samme ytelse kan ha forskjellige tapskoeffisienter. Tapet i en transformator skal forholde seg til kravene i EU-548 og dette kravet blir strengere, med Tier 1 fra 01.07.2015 og Tier 2 fra 01.07.2021. Utregningene gir en indikasjon på hvor mye tap og tapkostnader avtar når tapskoeffisientene reduseres med innføring av nye krav. [8]

De reelle tapskoeffisientene sammen med Tier 1 og Tier 2 er anvendt for analysen. Verdiene er benyttet i kalkulasjonsverktøyet. Verktøyet bruker formel 1 til å beregne tapet i transformatoren med de forskjellige tapskoeffisientene.

3.3.2 Skalering av last

NVE har utarbeidet en rapport vedrørende strømforbruk i Norge frem til år 2040 [18]. Her anslås en økning i det totale forbruket for fastlands-Norge. Likevel er det estimert en reduksjon i energibehovet for husholdninger.

Det totale strømforbruket i Norge er antatt å øke fra 136TWh i år 2018 til 159TWh i år 2040. Se figur 3.9. Rapporten har prognosert et varmere klima som kan bidra til en reduksjon av strømforbruket i husholdninger. Dette henger sammen med strengere byggtekniske krav i kombinasjon med mer effektive oppvarmingskilder og andre elektriske apparater.[18]



Figur 3.9: Strømforbruk i fastlands-Norge. [18]

Fra år 2010 til 2020 har antall boliger i Norge økt med omtrent 10% [19]. Eldre boliger blir erstattet med mer effektive som må følge nye byggtekniske forskrifter [20]. Dette kan indikere en ytterligere reduksjon av strømforbruk i eksisterende husholdninger enn antatt i rapporten fra NVE [18].

Oppvarming utgjør en stor del av strømforbruket i husholdninger som avhenger av utetemperaturen. Dette måles i graddagstall og kan brukes til å korrigere energibruken for et år. Rapporten «Klima i Norge 2100» estimerer en reduksjon i vinterdager og dermed redusert oppvarmingsbehov [21].

I formel 14 for normalårskorrigerer er normalen for år 2019 basert på tall fra 1961 til 1990 [22]. Faktoren «k» i formelen er temperaturavhengig andel og 0,64 (64%) er antatt gjennomsnitt i norske husholdninger ifølge SINTEF sin undersøkelse utført i år 2006 [23]. Dette er beskrevet som et varmt år slik at $k=0,64$ kan være lavere enn gjennomsnittet. Faktoren «k» er satt til 0,60 i denne rapporten for å kompensere for klimaendringer og mer effektive varmekilder siden år 2006. [23,24]

Eksempelvis er graddagstallet i år 2019 for Ringsaker kommune 4274, og normalen mellom årene 1961-1990 er 5111. Se formel 18 for beregning av korrigeringsfaktor. [25]

$$E_{korr} = E_{m\grave{a}lt} \left\{ \left(0,6 * \frac{5111}{4274} \right) + (1 - 0,6) \right\} = E_{m\grave{a}lt} * 1,118 \quad (18)$$

Den målte energien i Ringsaker kommune må skaleres opp med 11,8% for å representere et normalår og gi snittverdien på det årlige energibehovet til transformatorkretsen.

År 2010 har graddagstall på 5382 [25]. Dette resulterer i en økning ut over normalåret, men kan regnes som et aktuelt tilfelle for et fremtidig år. Se formel 19.

$$E_{korr} = E_{m\grave{a}lt} \left\{ \left(0,6 * \frac{5382}{4274} \right) + (1 - 0,6) \right\} = E_{m\grave{a}lt} * 1,156 \quad (19)$$

Energibehovet i år 2010 var da 15,6% mer enn i år 2019.

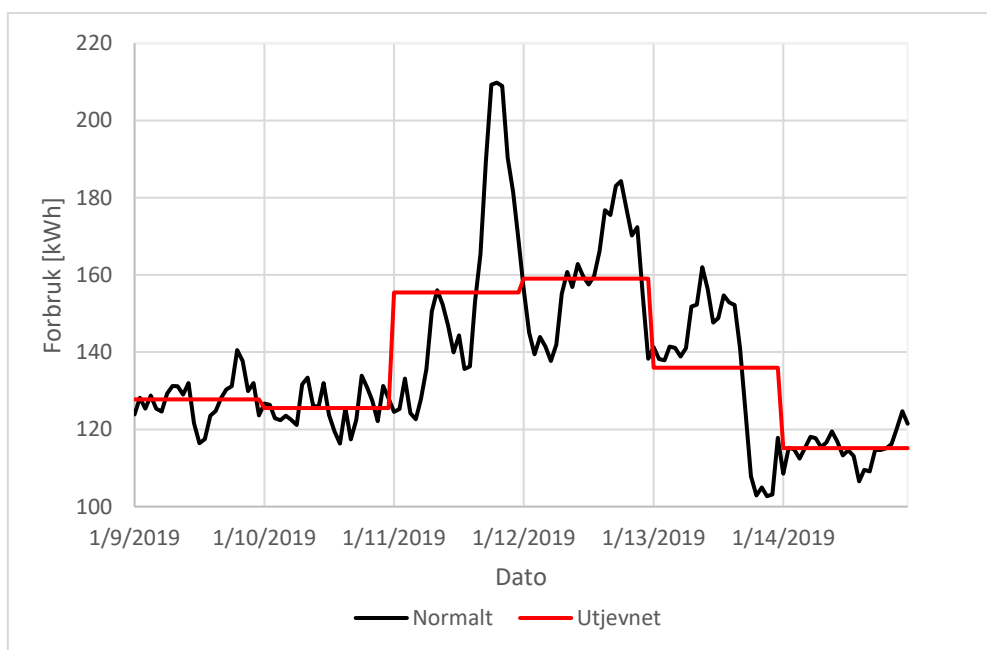
For å prognosere endringer som kan forekomme skaleres eksisterende last. Ved å skalere timesverdiene simuleres en økning eller reduksjon i belastning. Dette vil beholde fordelingen på lasten og kan representere en reell endring.

3.3.3 Døgnutjevnet last

Med innføring av AMS i Norge er dynamisk tariff en mulighet. Dette skal gi kunder insentiv til å opprettholde et jevnt forbruk som vil utnytte nettkapasiteten bedre og i tillegg redusere tap i nettet.

I et høringsdokument fra NVE utgitt i januar 2020 er det foreslått tre måter et nettselskap kan utforme nettleien [26]. Målt effekt, abonnert effekt eller sikringsstørrelse. Med målt effekt betaler kunden for en døgnmaks. Med abonnert effekt betaler kunden ut fra en fastsatt kapasitet hvor ekstra kostnad påløper hvis denne overstiges. Disse to er de mest aktuelle forslagene for å redusere topper i forbruket.

Timesverdiene fra AMS i nettstasjonen blir utjevnet for å simulere hvordan en dynamisk tariff kan påvirke tapet i en transformator. Det er mange måter å simulere dette på, men den totale energimengden levert over perioden skal forbli uforandret. Rapporten modellerer et tilfelle hvor effektforbruket for hvert døgn er konstant. Figur 3.10 viser et utdrag av timesverdiene for en transformator krets og hvordan disse er utjevnet. Se i tillegg formel 20.



Figur 3.10: Døgnutjevnet last sett over 5 døgn

$$\text{Daglig gjennomsnittlig energiforbruk} = \frac{1}{24} * \sum_i^{24} E_i \quad (20)$$

Der

E_i : Timesverdi for time "i" ifra AMS [kWh].

3.4 Analyse av tap

Tap i de forskjellige modellene er utregnet i henhold til delkapittel 3.3. Resultatene benyttes til å analysere tapet i transformatoren. Modellene blir sammenliknet for å finne optimale løsninger. Dette er kun analyse av tapet og vil ikke reflektere den økonomiske optimale løsningen.

3.4.1 Tapsberegninger

Nøkkeltallene med den reelle lasten og eksisterende transformator presentert for år 2019. Dette er hensiktsmessig for å kunne ha et referansepunkt til andre prognoser.

Graddagstall, antall abonnenter og elbiler er eksempler som kan forandre lasten. Noen faste prosentsetser inkludert normalårskorrigerings anvendes for å skalere lasten og analysere nøkkeltallene mot hverandre. Det er valgt å skalere lasten fra 80% til 120% med intervall på fem prosentpoeng for å kunne analysere hvordan tapet i transformatoren påvirkes.

Nøkkeltallene blir sammenliknet ved forskjellige transformatorytelser samt tapskrav Tier 1 og Tier 2.

Ved døgnutjevning er nøkkeltallene sammenliknet mot den reelle lasten. Dette gir en indikasjon på hvordan en slik utjevning påvirker tapet i en transformator.

3.4.2 Nøkkeltall

Analysen anvender nøkkeltall definert som følger:

Energi levert – Summen av energi levert av transformatoren ut til abonnentene over et år.

$$E_{lev} = \sum_{i=1}^{8760} \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (21)$$

Der

E_{lev} : Totalt energi levert for et år (8760 timer) [kVAh],

P_i : Gjennomsnittlig aktiv effekt for time «i» [kW],

Q_i : Gjennomsnittlig reaktiv effekt for time «i» [kVAr].

Totale tap – Summen av tap i transformatoren over et år.

$$E_{tap} = \sum_{i=1}^{8760} \left(P_0 + \left(\frac{S_{bi}}{S_n} \right)^2 * P_k \right) \quad (22)$$

Der

E_{tap} : Totale tap for et år (8760 timer) [kWh],

P_0 : Tomgangstap [W],

P_k : Belastningstap [W],

S_{bi} : Gjennomsnittlig belastning for time «i» [kVA],

S_n : Merkelast [kVA].

Virkningsgrad – Gjennomsnittlig virkningsgrad til transformatoren.

$$Virkningsgrad = \eta = \frac{E_{lev}}{E_{lev} + E_{tap}} \quad (23)$$

Belastningsgrad – Hvor mye av transformatorens totale kapasitet som anvendes.

$$Belastningsgrad = \alpha = \frac{E_{lev}}{S_n * 8760} \quad (24)$$

Tapsfordeling – Hvor stor andel av tapet i transformatoren består av belastningstap og tilsvarende tomgangstap.

$$Totale tomgangstap = E_0 = P_0 * 8760 [kWh] \quad (25)$$

$$Totale belastningstap = E_k = E_{tap} - E_0 [kWh] \quad (26)$$

Brukstid for tap og Toppverdi tap – Se delkapittel 2.3 for definisjon.

3.5 Økonomisk analyse

For å kartlegge potensialet vedrørende innsparing av tapskostnader utføres ulike økonomiske analyser, som består av tre hovedpunkter:

- Eksisterende.
- Alternative transformatorer.
- Lastmodellering.

Det er omfattende å utføre kostnadsanalyser grunnet faktorer ved inntekstrammereguleringen, ref. kapittel 2.6. Det er derfor foretatt forenklede vurderinger som kan benyttes til videre arbeid.

Med prosedyre beskrevet i planbok for tapskostnader, utføres en kalkyle for spesifikke tapskostnader. Med likning 7 beregnes tapskostnadene for perioden 2019-2048. Det benyttes konstant verdi for både toppverdi tap ΔPl_{max} og brukstid for tap T_t hvis ikke annet er beskrevet. Alle beløpene diskonteres med kalkulasjonsrente lik 4% etter retningslinjer fra planbok for tapskostnader og summeres, i henhold til likning 8 [1]. Dette gir tapskostnadene forårsaket av transformatoren i perioden. Beregningen er utgangspunktet for alle analysene.

3.5.1 Eksisterende

Reelle lastdata og eksisterende transformator er anvendt i tapsberegningene.

3.5.2 Alternative transformatorer

Ved å endre transformatorytelse og tapskrav kan tapskostnader reduseres.

Det gjøres kostnadsberegninger for to mulige erstatningstransformatorer:

1. Transformatorer produsert etter gjeldende standard (Tier 1), beskrevet i NEK EN50588-1 kap. 6.2.2 Tabell 2 og 3 og EU548, som spesifisert i RENblad 6021. Her benyttes tapskrav A_0 og C_k . Dette kan indikere i hvilken grad eksisterende transformator er riktig dimensjonert. [8-10]
2. Transformator med krav fra EU548 gjeldende f.o.m. 01.07.2021 (Tier 2). Her benyttes tapskrav AA_0 og A_k . Transformatorene er aktuelle for å vurdere utbygging, men også for plassering i nye anlegg. [8]

Det beregnes kostnader for ett og to ytelsestrinn større enn eksisterende. For punkt 1 ovenfor inkluderes investeringskostnaden, dvs. kostnad for innkjøp av trafo, hentet fra REN-prosjekt.

3.5.3 Utjevning av last

Innføring av dynamisk tariffing og dermed utjevning av effekttopper vil ha betydning for tapskostnadene til en transformator. Både effekttopp for tap ΔPl_{max} og brukstid for tap Tt påvirkes. Den reelle lasten benyttes som utgangspunkt, og hvert døgn utjevnes. Lastdataene legges deretter inn i kalkulasjonsverktøyet.

Det beregnes tapskostnader for eksisterende transformator i tillegg til både Tier 1 og Tier 2 transformatorer med en og to standardytelser større.

3.5.4 Prognosering av last

Energibehov for fremtiden er prognosert ved skalering av eksisterende last. Alle timesverdier for året er endret med samme faktor. Rapporten har to prognoseringsmetoder:

1. Alle verdier skaleres med en faktor, legges inn i kalkulasjonsverktøyet og gir dermed lik toppverdi og brukstid for tap for alle 30 år.
2. Lasten skaleres gradvis over perioden på 30 år. Brukstid for tap og toppverdi for tap blir utregnet for reell last og for ønsket skalering av lasten. Det antas en lineær sammenheng i perioden, og de årlige verdiene for brukstid og toppverdi for tap beregnes. Deretter kan de ulike årlige verdiene diskonteres og summeres, og resultatet er tapskostnader over 30 år som følge av en gradvis lastøkning.

Lasten prognoseres med både økning og reduksjon:

1. Graddagskorrigerering.

Belyser tapskostnader i scenariet med normalisert last. Anvender prognoseringsmetode 1.

2. Graddagskorrigerering og lasten økes 20%.

Prognose ved økning i antall abonnenter eller økende effektbehov, eksempelvis elbillading. Anvender prognoseringsmetode 2.

3. Graddagskorrigerering, lasten økes 20% og døgnutjevnes.

Lik prognose som punkt to, inkludert dynamisk tariff. Anvender prognoseringsmetode 2.

4. Graddagskorrigerering og lasten halveres.

I rapporten er det valgt ut høyt belastede transformator-kretser. Ved å redusere lasten kan dette tilsvare mindre belastede kretser. Anvender prognoseringsmetode 1.

4 Resultater

4.1 Utvalgte nettstasjoner

Tre nettstasjoner med underliggende transformatorretser i Elvias distribusjonsnett er valgt ut for analysene. Det er fokusert på høyt belastede transformatorer, og valgene er tatt ut fra belastningsgrad i Netbas og grafer for lastflyt i Azure. Nettstasjonene må i tillegg ha operativ AMS-måler, noe som har vært utfordrende å oppfylle for hele året 2019. AMS-data for den resterende perioden er derfor estimert, ref. kapittel 3.1.

Transformatorkort foreligger i vedlegg 5, som inkluderer tomgangs- og belastningstap.

4.1.1 Trollhaugen II, 200kVA

Trollhaugen II er en frittstående nettstasjon lokalisert på Sjusjøen i Ringsaker kommune. Transformatoren er produsert av Schneider Electric i år 2006 og hadde i 2019 en beregnet gjennomsnittlig belastningsgrad på $\alpha = 41\%$ (iht. likning 24). Belastningen er fordelt 90% / 10% luftnett/kabelnett. Effekttopp i år 2019 var 254,7kW målt 22.02.2019 som tilsvarer 127,4% belastning. Se tabell 4.1 for flere opplysninger om nettstasjonen.

Tabell 4.1: Opplysninger nettstasjon Trollhaugen II, hentet fra Netbas og Azure

Navn	Radial	Drifts-merking	Primær-spenning	Sekundær-spenning	Type nett lavspenkrets	Kunder med AMS-måler	AMS-måler montert i nettstasjon
Trollhaugen II	Heståsen	ENS00375	22kV	0,24kV	90% Luft 10% Kabel	75/75	05.03.2019 kl 13:00

4.1.2 Gran Brandval, 100kVA

Gran Brandval er en frittstående nettstasjon ved Skotterud i Kongsvinger kommune. Transformator er produsert av ABB i år 2012 og hadde i 2019 en beregnet gjennomsnittlig belastningsgrad på $\alpha = 51\%$. Belastningen består av luftnett. Effekttoppen i år 2019 var 137,8kW målt 20.01.2019 som tilsvarer 137,8% belastning. Tabell 4.2 viser mer informasjon om nettstasjonen.

Tabell 4.2: Opplysninger nettstasjon Gran Brandval, hentet fra Netbas og Azure.

Navn	Radial	Drifts-merking	Primær-spenning	Sekundær-spenning	Type nett lavspenkrets	Kunder med AMS-måler	AMS-måler montert i nettstasjon
Gran Brandval	Skotterud	ENS10103	22kV	0,24kV	Luft	33/33	28.01.2019 kl 07:00

4.1.3 Nøttetrevegen, 500kVA

Nøttetrevegen er en frittstående nettstasjon plassert i Lillehammer by. Transformatoren er produsert i år 2014 av ABB og hadde i 2019 en beregnet gjennomsnittlig belastningsgrad på $\alpha = 42\%$. Belastningen består av kabelnett. Effekttoppen i år 2019 var 438,6kW målt 30.01.2019 som tilsvarer 87,7% belastning. Tabell 4.3 viser mer informasjon om nettstasjonen.

Tabell 4.3: Opplysninger nettstasjon Nøttetrevegen, hentet fra Netbas og Azure.

Navn	Radial	Drifts-merking	Primær-spenning	Sekundær-spenning	Type nett lavspent-krets	Kunder med AMS-måler	AMS-måler montert i nettstasjon
Nøttetrevegen	Nøttetrevegen	ENS10774	11kV	0,24kV	Kabel	117/120	11.02.2019 kl 10:00

4.2 Tap

Resultatene i dette kapitlet viser hvordan ytelse, tapskoeffisienter og lasten påvirker tapet i transformatorene. Alle nøkkeltall er definert i kapittel 3.4.2 og komplett data for hver transformator-krets foreligger i vedlegg nr.3.

4.2.1 Døgnutjevning av last

Resultatene ved utjevning av lasten viser liten forskjell i totale tap for hver transformator-krets. Dette er vist i tabell 4.4.

Tabell 4.4: Endring i totale tap ved døgnutjevning

Transformator-krets	Gran Brandval	Trollhaugen II	Nøttetrevegen
Reelt tap [kWh]	5973	7312	14738
Utjevnet tap [kWh]	5926	7259	14616
Endring [%]	-0,8 %	-0,7 %	-0,8 %

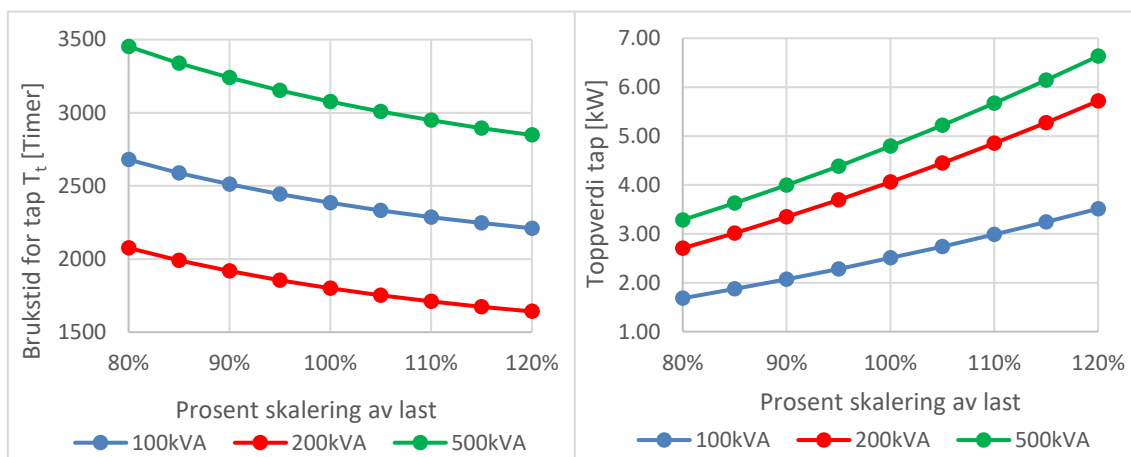
Brukstid for tap og toppverdi tap har betydelig endring for transformator-kretsene, vist i tabell 4.5. Se kapittel 4.3.2 for hvordan utjevning påvirker det økonomiske resultatet.

Tabell 4.5: Endring av brukstid for tap og toppverdi tap ved døgnutjevning

Transformator-krets	Gran Brandval		Trollhaugen II		Nøttetrevegen	
	T _t [timer]	Peak loss [kW]	T _t [timer]	Peak loss [kW]	T _t [timer]	Peak loss [kW]
Reelt	2383	2,506	1801	4,061	3076	4,792
Utjevnet	2818	2,103	2714	2,675	3573	4,091
Endring [%]	-18,2 %	16,1 %	-50,7 %	34,1 %	-16,2 %	14,6 %

4.2.2 Brukstid for tap og toppverdi tap

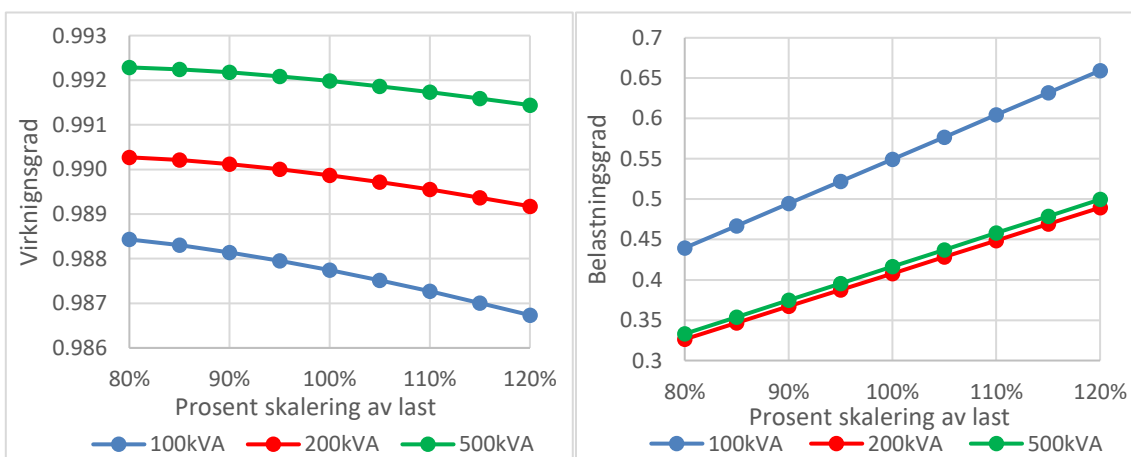
Brukstid for tap og toppverdi tap anvendes videre i den økonomiske analysen. Figur 4.1 viser hvordan skalering av lasten påvirker disse verdiene. Hvordan dette påvirker det økonomiske resultatet vises i kapittel 4.3.2.



Figur 4.1: Brukstid for tap og toppverdi tap som funksjon av skaleringsgrad på last

4.2.3 Virknings- og belastningsgrad

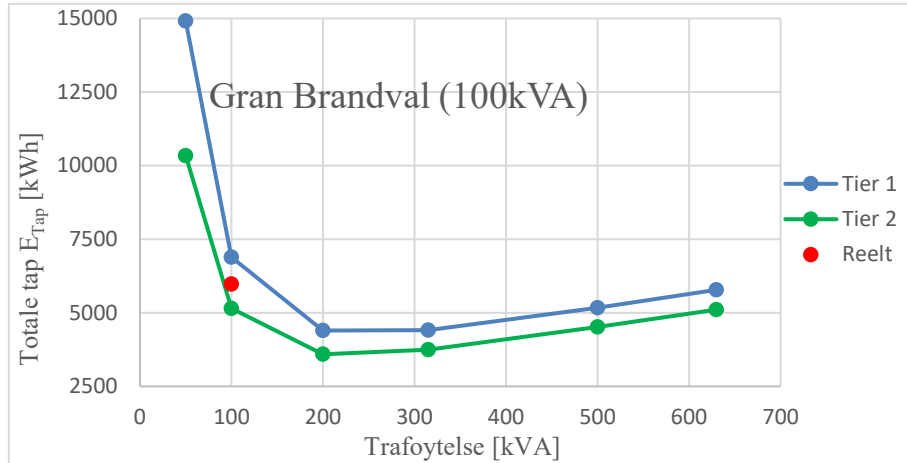
Virkningsgrad har en eksponentiell reduksjon og belastningsgraden har en lineær økning over intervallet modellert i analysen, se figur 4.2.



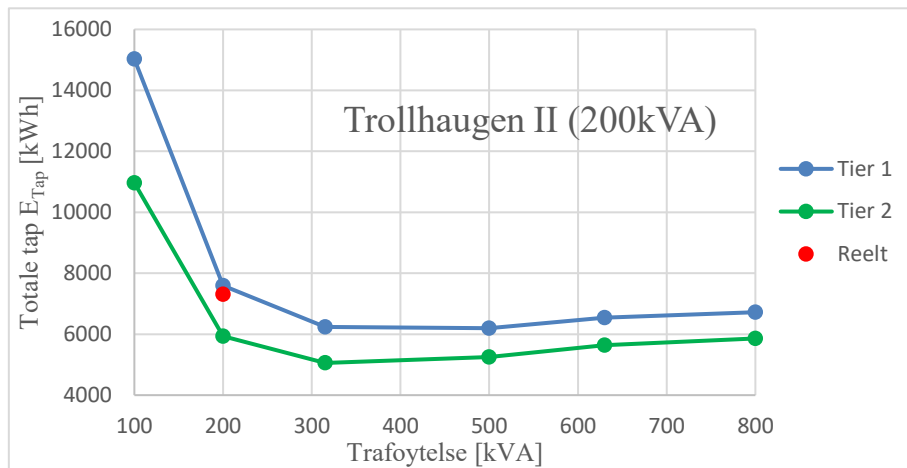
Figur 4.2: Virkningsgrad og belastningsgrad som funksjon av skaleringsgrad på last

4.2.4 Transformatoralternativer

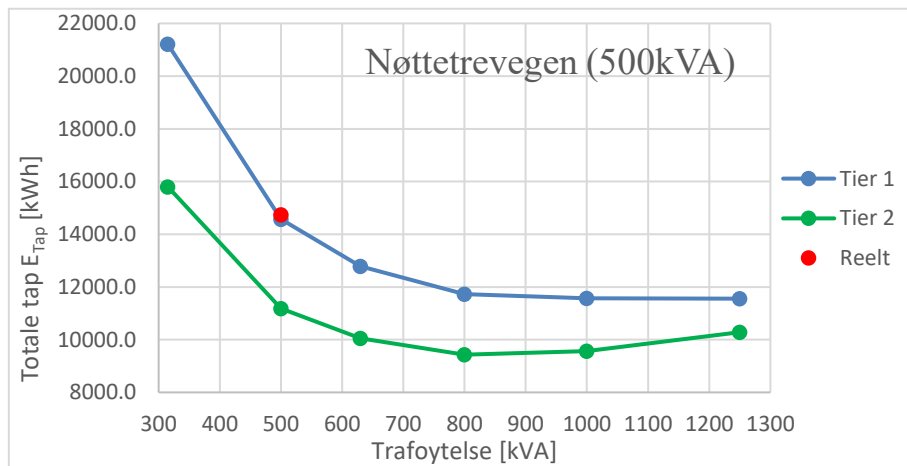
Figurene 4.3, 4.4 og 4.5 viser tap med forskjellige transformatorytelser og tapskrav for de tre transformatoralternativene analysert i rapporten. Transformatoralternativene er modellert med én ytelse mindre enn den reelle og fire standardytelser større. Transformatoralternativet med de reelle tapskoeffisientene er lagt inn som et rødt punkt i figurene.



Figur 4.3: Totale tap ved ulike transformatorytelser og tapskrav



Figur 4.4: Totale tap ved ulike transformatorytelser og tapskrav



Figur 4.5: Totale tap ved ulike transformatorytelser og tapskrav

Figur 4.3, 4.4 og 4.5 illustrerer den optimale standardytelsen for tap i de analyserte transformator kretsene. Se tabell 4.6 for samlet resultat.

Tabell 4.6: Optimal transformatorytelse basert på tap

Transformatorkrets	Gran Brandval (100kVA)		Trollhaugen II (200kVA)		Nøttetrevegen (500kVA)	
	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2
Tapskrav						
Optimal ytelse	200kVA	200kVA	500kVA	315kVA	≥1250kVA	800kVA

Resultatet i tabell 4.6 viser at nye krav (Tier 2) kan forskyve den optimale ytelsen på transformatorer kun tatt tap i betraktning.

4.3 Økonomiske resultater

Hvert lastscenario er representert med ett stolpediagram for hver transformatorkrets. Her presenteres både tapskostnader beregnet i kalkulasjonsverktøyet og innkjøpskostnader for transformatorene, hentet fra REN-prosjekt. Prisene er benyttet både for de alternative Tier 1 og de eksisterende transformatorene. Alle tapskostnader er referert til år 2019.

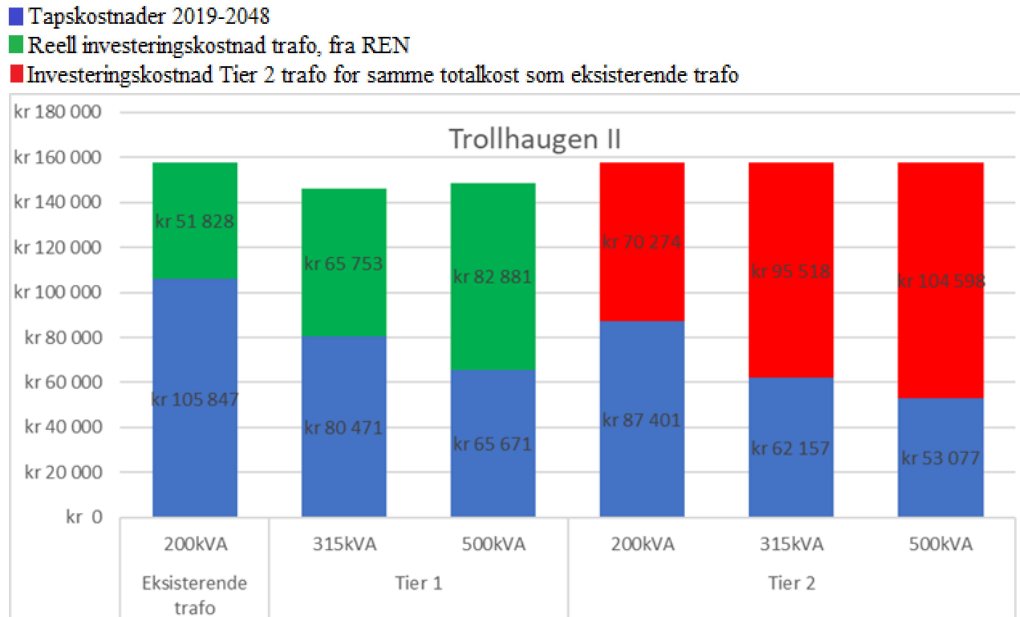
Innkjøpskostnaden for Tier 2 transformatorer er foreløpig ukjent. Totalkostnadene for Tier 2 alternativene i diagrammet er satt lik de eksisterende. Fiktive investeringskostnader for Tier 2 transformatorene i diagrammet er dermed eksisterende totalkostnad minus tapskostnad for den aktuelle Tier 2 transformatoren.

Det er utført følsomhetsanalyser på tapskostnadene til alternative transformatorer. Her undersøkes mulige besparelser i tapskostnader for lastscenariene. I tillegg er det produsert en totaloversikt med tapskostnader for alternative transformatorer. Denne er presentert i stolpediagram og viser kostnader referert til eksisterende transformator og last.

I vedlegg 2 følger utfyllende tabeller med nøkkeltall for hvert lastscenario, samt mer informasjon om investeringskostnader og restverdi for eksisterende transformator.

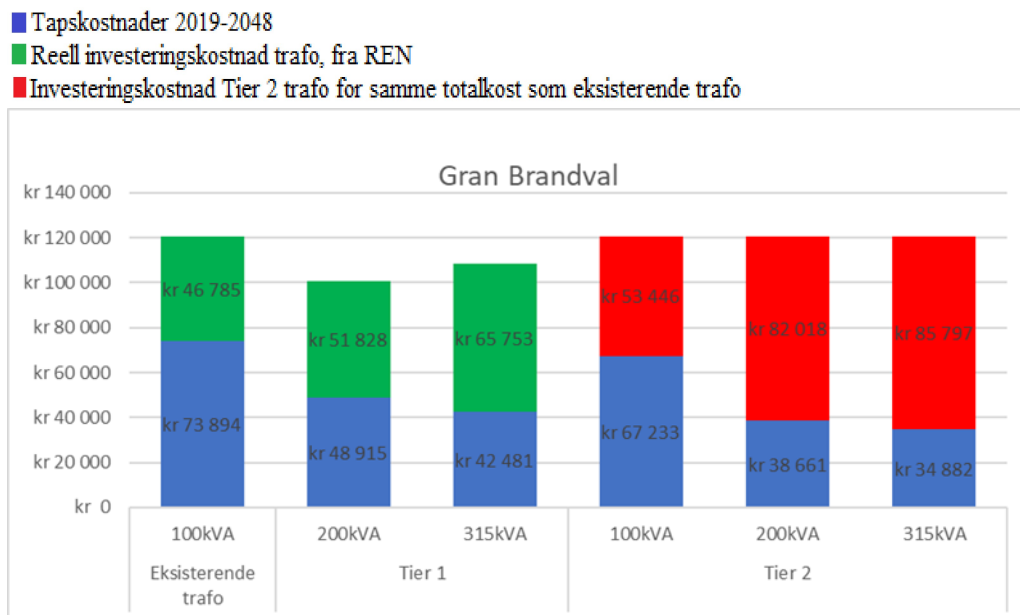
4.3.1 Eksisterende last

Det er potensiale for innsparing av tapskostnader i de tre transformatorkretsene. Figur 4.6, 4.7 og 4.8 gir en grafisk fremstilling av taps- og investeringskostnader.



Figur 4.6: Kostnader med eksisterende last, nettstasjon Trollhaugen II, 200kVA.

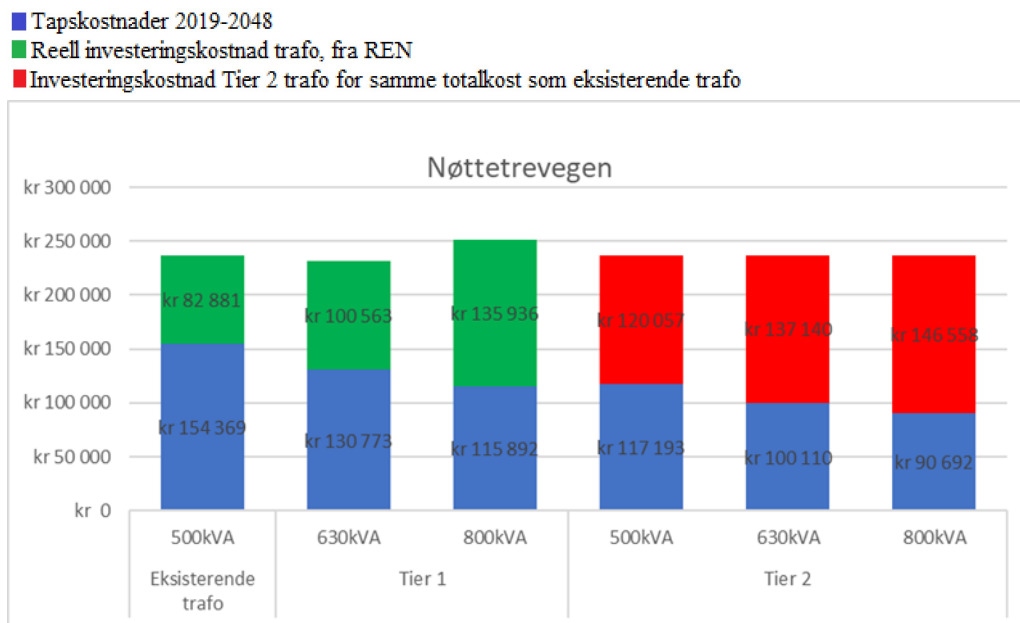
Tapskostnadene til eksisterende transformator for Trollhaugen II utgjør kr 105 847. Med en transformatorcost på kr 51 828 utgjør dette en totalcost på kr 157 675. Figur 4.6 viser at 315kVA Tier 1 transformator er det økonomisk optimale alternativet som reduserer tapskostnadene med 25% og totalcostnadene med 7%.



Figur 4.7: Kostnader med eksisterende last, nettstasjon Gran Brandval, 100kVA

Tapskostnadene til eksisterende transformator for Gran Brandval utgjør kr 73 894. Med en transformatorcost på kr 46 785 utgjør dette en totalcost på kr 120 679. Figur 4.7 viser at

200kVA Tier 1 transformator er det økonomisk optimale alternativet som reduserer tapskostnadene med 35% og totalkostnadene med 17%.



Figur 4.8: Kostnader med eksisterende last, nettstasjon Nøttetrevegen, 500kVA

Tapskostnadene til eksisterende transformator for Nøttetrevegen utgjør kr 154 369. Med en transformator kostnad på kr 82 881 utgjør dette en total kostnad på kr 237 250. Figur 4.8 viser at 630kVA Tier 1 transformator er det økonomisk optimale alternativet som reduserer tapskostnadene med 15% og total kostnadene med 2,5%.

4.3.2 Prognosering av last

Det er utført fem ulike lastprognoser. Disse innebærer tre forskjellige økninger av eksisterende last, en reduksjon og en døgnutjevning. Se tabell 4.7.

Tabell 4.7: Lastprognoseringer

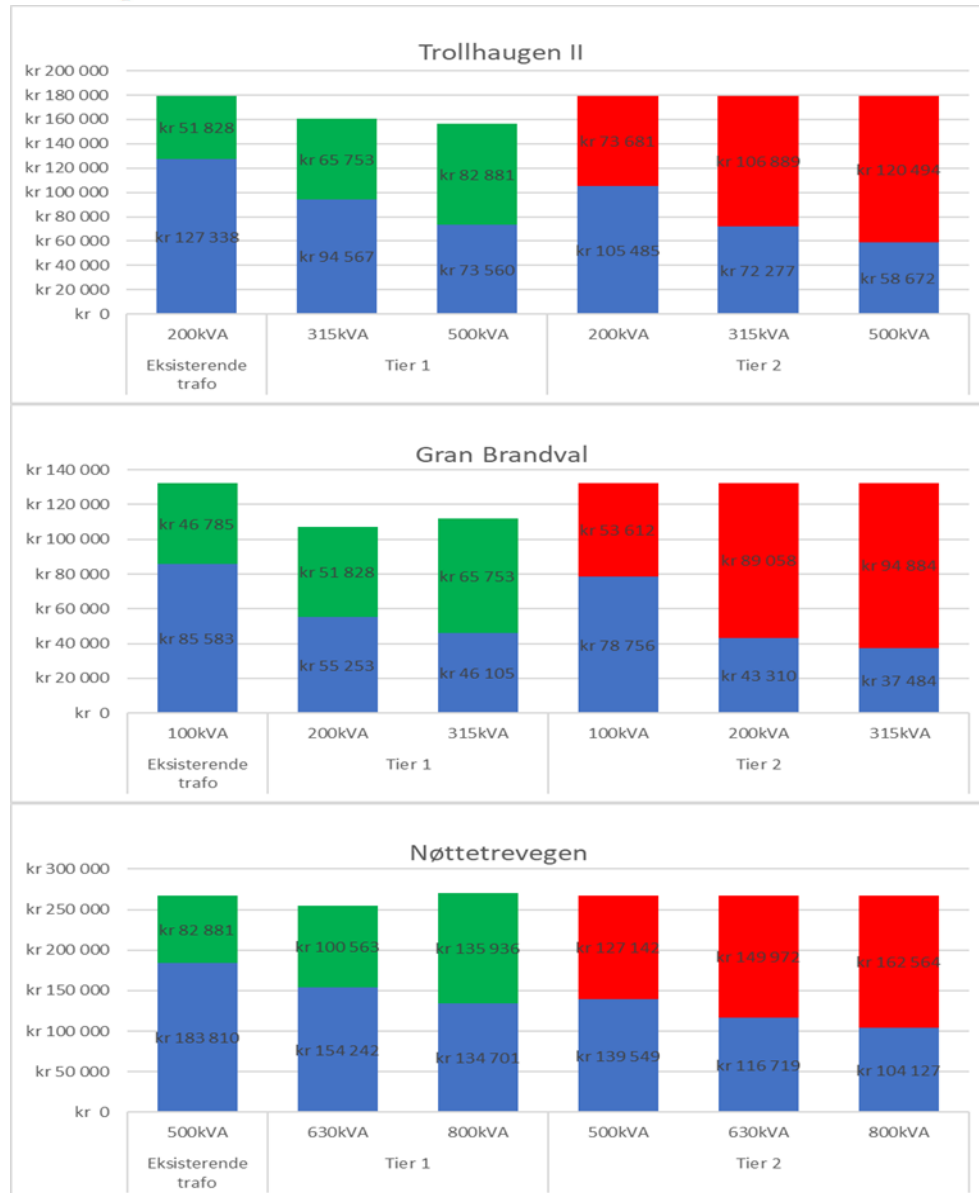
Navn	Forkortet	Beskrivelse
Graddagstall	(GDT)	Lasten er skalert med korrigeringsfaktoren for graddagstall.
Døgnutjevning	(Utj)	Lasten er utjevnet for hvert døgn.
Graddagstall og økt til 120% last	(GDT+120%)	Lasten er skalert med korrigeringsfaktoren for graddagstall og skalert lineært opp til 120% i løpet av en 30 års periode.
Graddagstall og økt til 120% last med utjevning	(GDT+120%+Utj)	Lasten er først døgnutjevnet og deretter skalert med korrigeringsfaktoren for graddagstall og skalert lineært opp til 120% i løpet av en 30 års periode.
Graddagstall og 50% last	(GDT+50%)	Lasten er skalert med korrigeringsfaktoren for graddagstall og skalert ned 50% for alle år.

Korrigeringsfaktor for graddagstallene, heretter GDT, er ulike for alle transformator-kretsene da de ligger i forskjellige kommuner. Tallene er beregnet i henhold til kap 2.7:

- Trollhaugen II, Ringsaker kommune, GDT = 1,118
- Gran Brandval, Kongsvinger kommune, GDT = 1,094
- Nøttetrevegen, Lillehammer kommune, GDT = 1,121

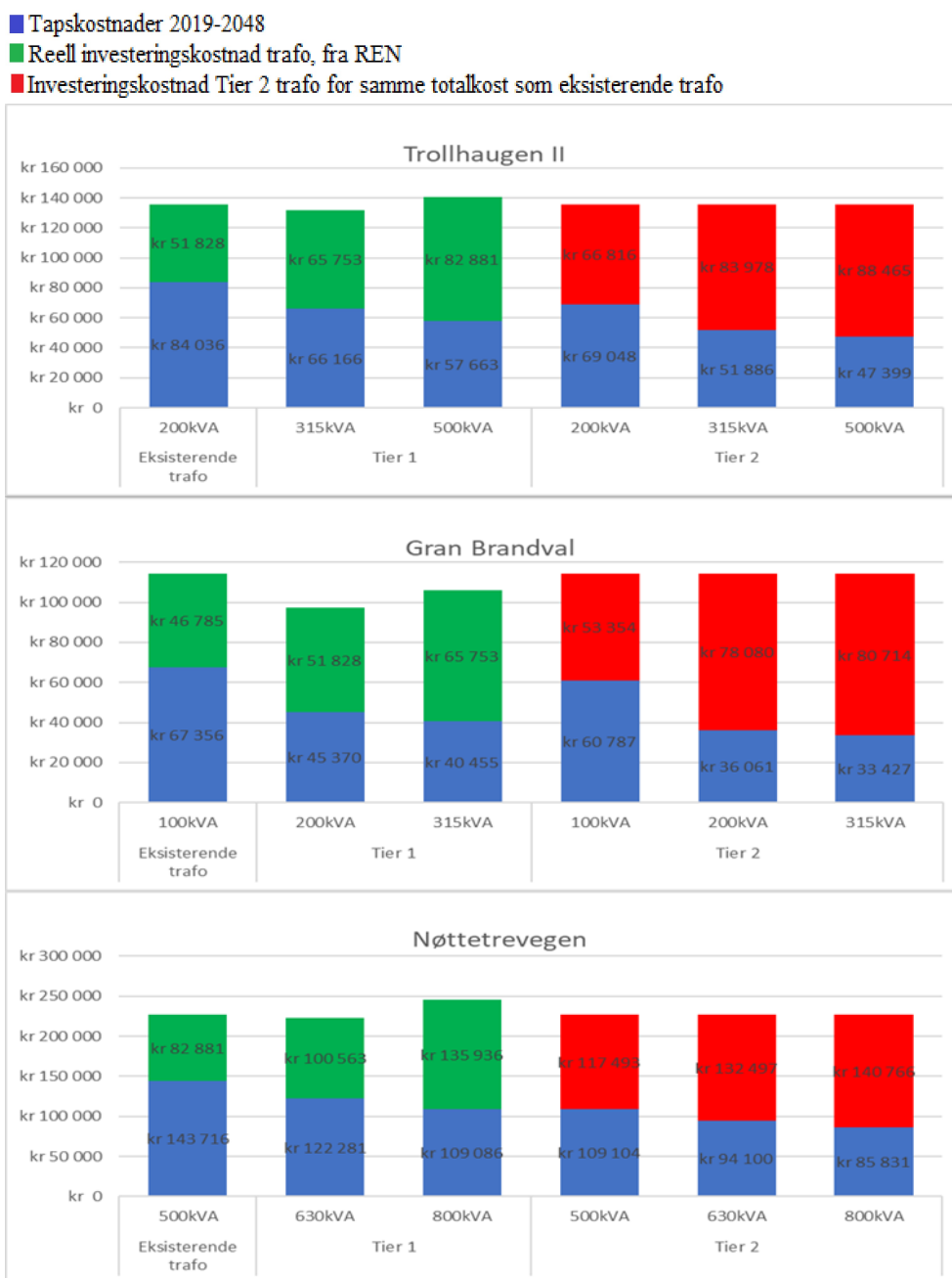
Se figur 4.9 til 4.13 for alle prognoseringer.

- Tapskostnader 2019-2048
- Reell investeringskostnad trafo, fra REN
- Investeringskostnad Tier 2 trafo for samme totalcost som eksisterende trafo



Figur 4.9: Kostnader ved last prognosert med korrigeringsfaktor for graddagstall.

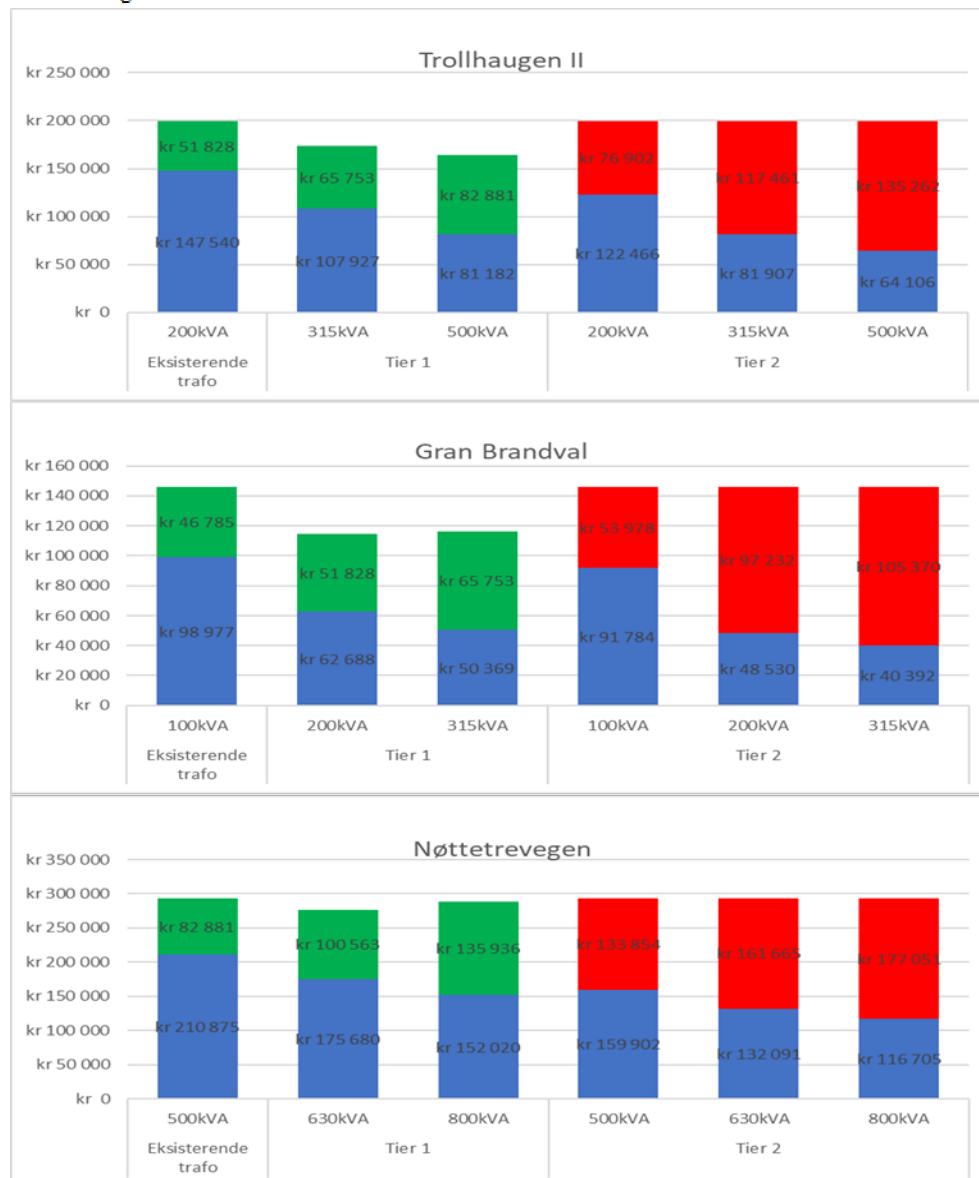
Lastprognosering med korrigeringsfaktor for graddagstall viser at for Trollhaugen II vil 500kVA Tier 1 være det økonomisk optimale alternativet, to ytelser større enn eksisterende. For Gran Brandval og Nøttetrevegen er én ytelse større optimal, slik som ved eksisterende last.



Figur 4.10: Kostnader ved døgnutjevning av effekt.

Døgnutjevning av effekten fører til en reduksjon i effekttopp for tap og en økning i brukstid for tap. For eksisterende transformatorer fører dette til en reduksjon i tapskostnader på henholdsvis 21%, 9% og 7% for Trollhaugen II, Gran Brandval og Nøttetrevegen.

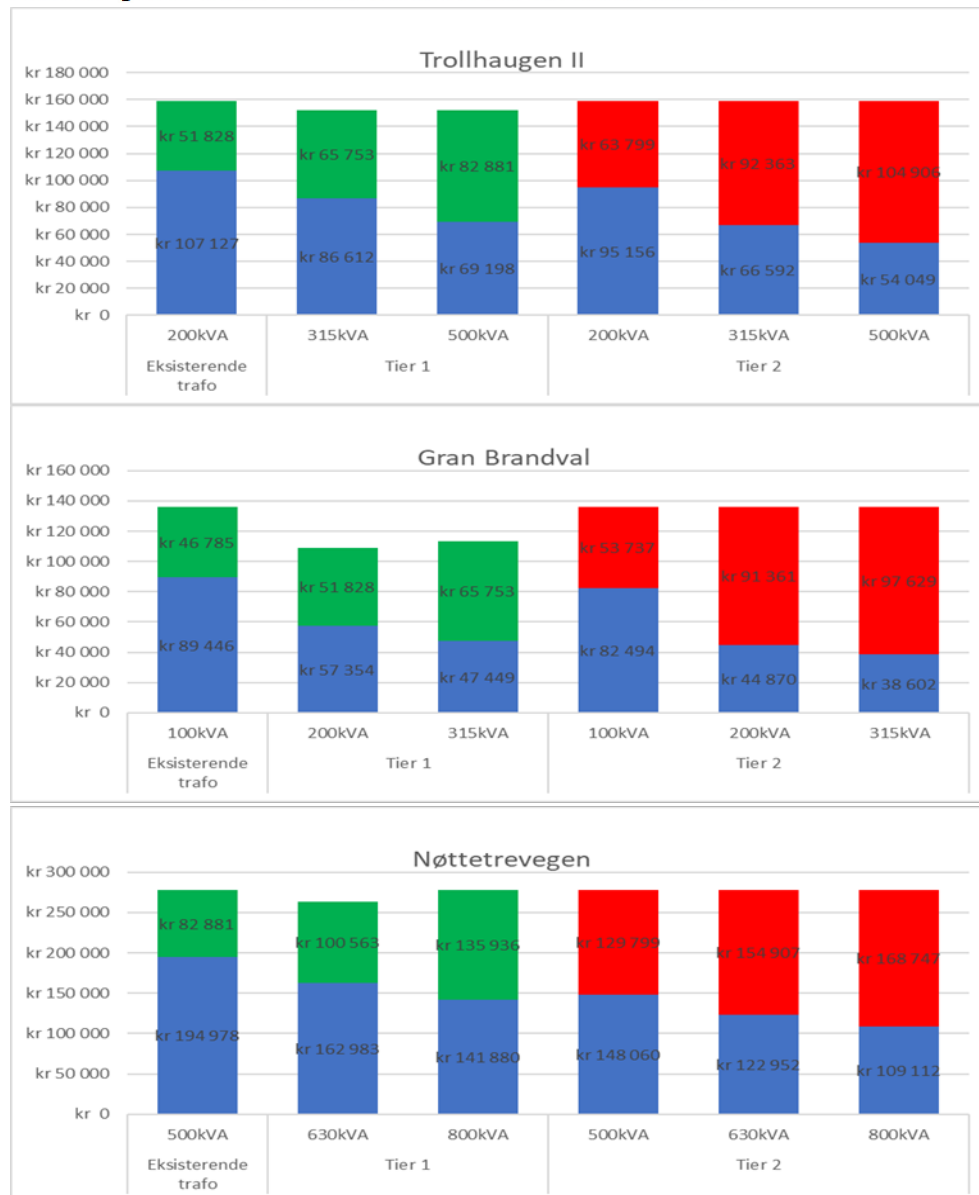
- Tapkostnader 2019-2048
- Reell investeringskostnad trafo, fra REN
- Investeringskostnad Tier 2 trafo for samme totalcost som eksisterende trafo



Figur 4.11: Kostnader ved last prognosert med graddagstall og 20% økning.

De økonomisk optimale Tier 1 transformatoralternativene holder seg konstante ved lastøkning, som vist i figur 4.9 og 4.11. To ytelser større for Trollhaugen II og én større for Gran Brandval og Nøttetrevegen.

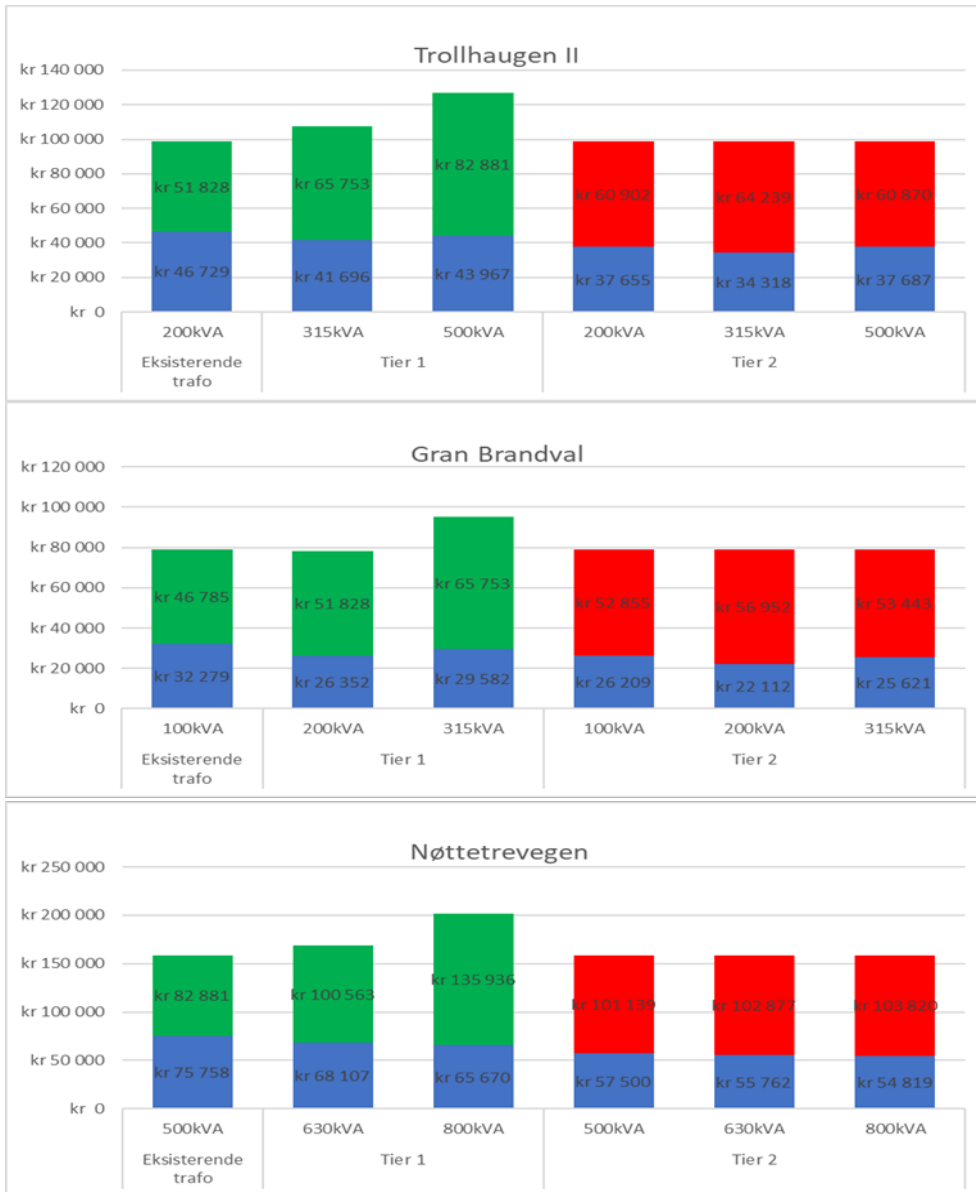
- Tapskostnader 2019-2048
- Reell investeringskostnad trafo, fra REN
- Investeringskostnad Tier 2 trafo for samme totalcost som eksisterende trafo



Figur 4.12: Kostnader ved last prognosert med graddagstall, 20% økning og døgnutjevnet.

En døgnutjevning av lastprognosen benyttet for resultater vist i figur 4.11 vil ikke endre de økonomisk optimale Tier 1 transformatoralternativene, som vist i figur 4.12. Forskjellen mellom 315kVA og 500kVA Tier 1 for Trollhaugen II er nå redusert.

- Tapskostnader 2019-2048
- Reell investeringskostnad trafo, fra REN
- Investeringskostnad Tier 2 trafo for samme totalcost som eksisterende trafo



Figur 4.13: Kostnader ved last prognosert med graddagstall og redusert 50%.

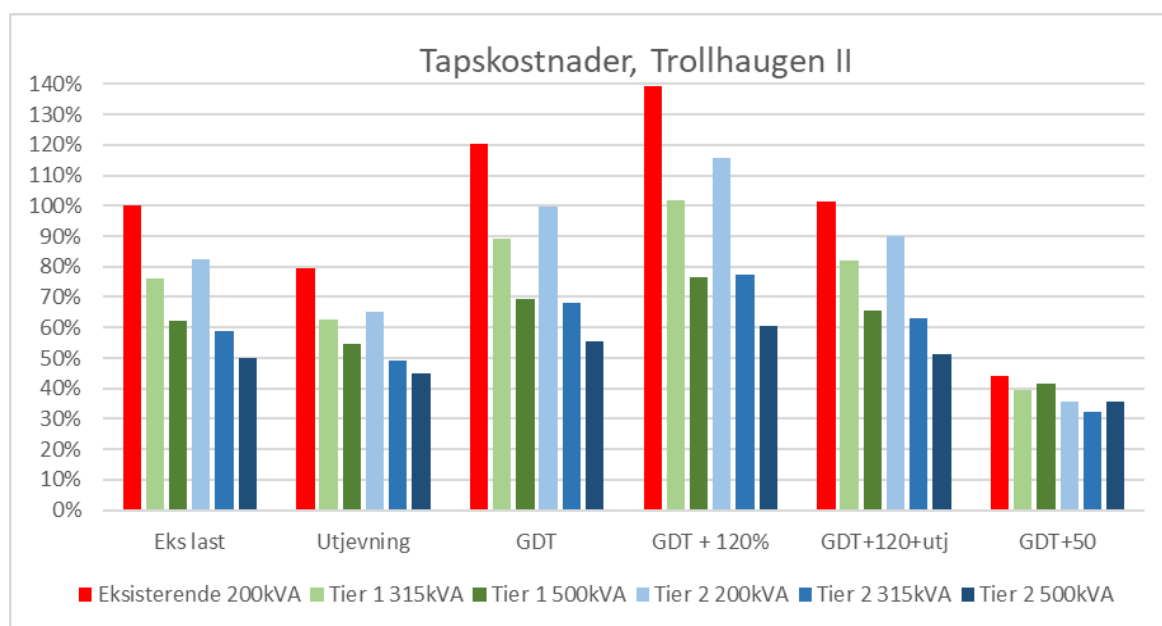
For Nøttetrevegen og Trollhaugen II viser det seg at de eksisterende transformatorene er de optimale ved lastprognosen vist i figur 4.13. Gran Brandval derimot har fortsatt lavest totalcostnader ved en ytelse større.

4.3.3 Totaloversikt

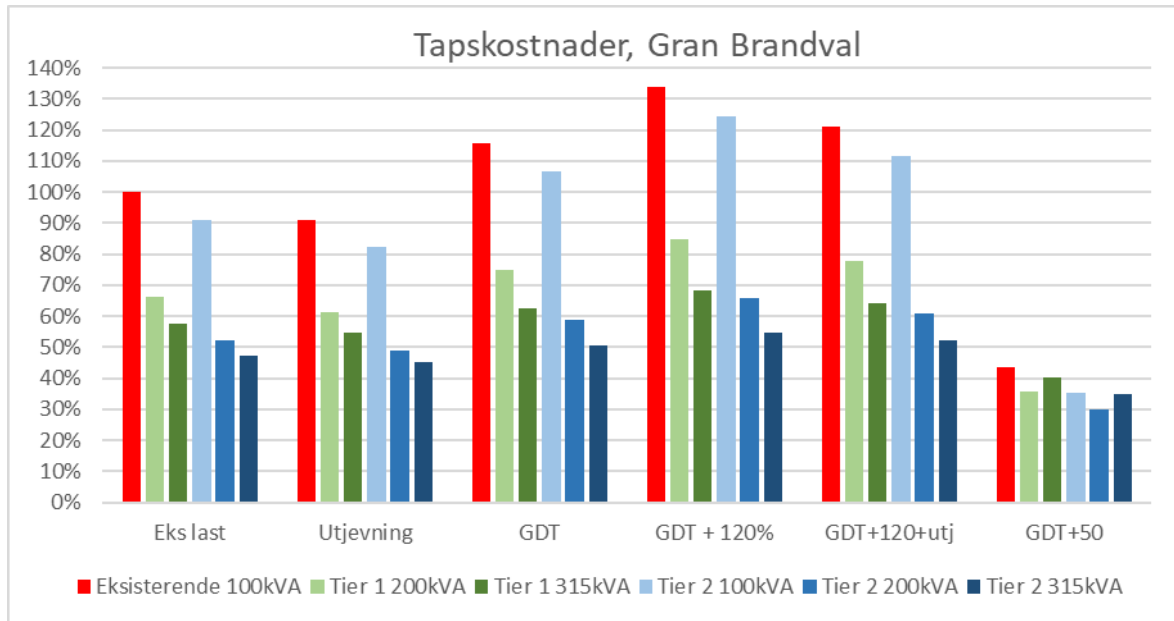
Figur 4.14, 4.15 og 4.16 viser en oppsummering av tapskostnader for transformatorkretsene. Kostnadene er referert til eksisterende transformator. Dette betyr at den røde stolpen helt til venstre er eksisterende transformator med eksisterende last og er satt til 100%. Som eksempel brukes Trollhaugen II:

- En endring i last som følge av graddagskorreksjon og 20% økning (GDT+120%) gir for denne trafokretsen en skaleringsfaktor på 1,342. Det betyr at lasten økes med 34,2 %, men lineært over de 30 årene ref. kapittel 3.5.4. Tapskostnadene leses av fra figur 4.14 til 139% for eksisterende transformator, dvs. 39% økning fra eksisterende last.

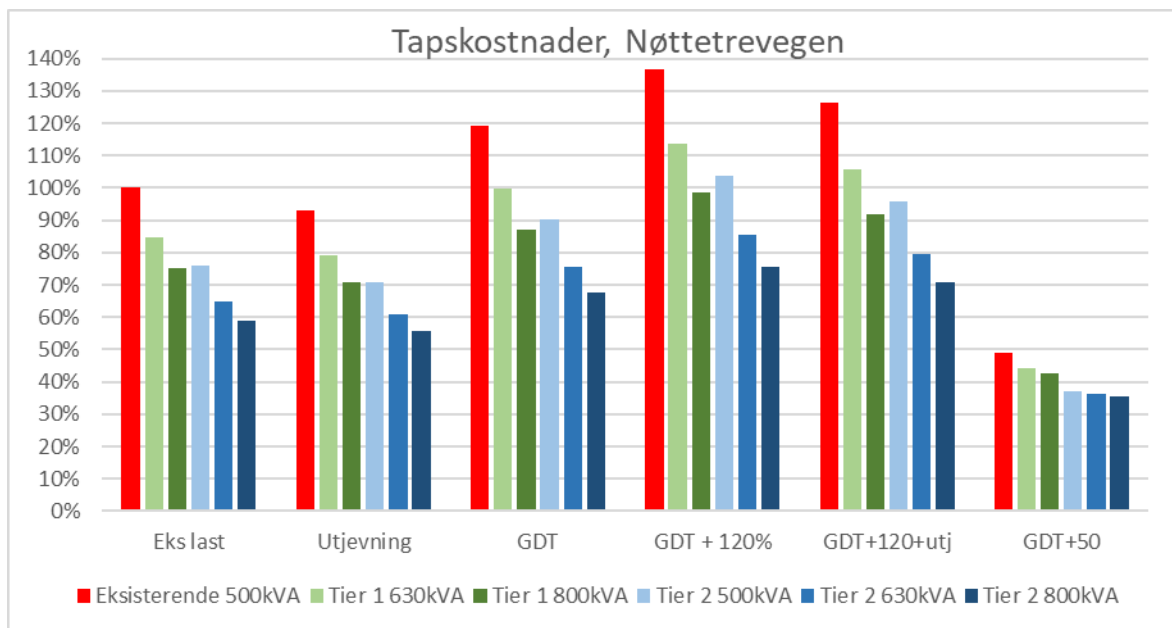
Lastprognosene er delt opp i grupper som inneholder de alternative transformatorene analysert, inkludert den eksisterende. Resultatene viser vesentlig forskjell i tapskostnader for de ulike scenarioene og transformatoralternativene.



Figur 4.14: Alle tapskostnader, referert til eksisterende trafo med eksisterende last.



Figur 4.15: Alle tapkostnader, referert til eksisterende trafo med eksisterende last.



Figur 4.16: Alle tapkostnader, referert til eksisterende trafo med eksisterende last.

Tabell 4.8 viser hvilken transformator av Tier 1 som er økonomisk optimal ved hvert scenario. Det vil si transformatoren med lavest innkjøps- og tapkostnader over 30 år. Tabellen viser også reduksjonen i tapkostnader hvis samme ytelse med Tier 2 krav benyttes. Snittet for tapkostnadsbesparelsen er 22% med et standardavvik på to prosentpoeng.

Tabell 4.8: Økonomisk optimal transformatorytelse og besparelse fra Tier 1 til Tier 2 krav

Utforming av last for år 2019	Transformatornett	Økonomisk optimal ytelse (Tier 1) [kVA]	Reduksjon av tapkostnader fra Tier 1 til Tier 2
Reell last	Trollhaugen II (200kVA)	315	23%
	Gran Brandval (100kVA)	200	21%
	Nøttetrevegen (500kVA)	630	23%
Utjevnet last	Trollhaugen II (200kVA)	315	22%
	Gran Brandval (100kVA)	200	21%
	Nøttetrevegen (500kVA)	630	23%
GDT	Trollhaugen II (200kVA)	500	20%
	Gran Brandval (100kVA)	200	22%
	Nøttetrevegen (500kVA)	630	24%
GDT og skalert lineært opp til 120%	Trollhaugen II (200kVA)	500	21%
	Gran Brandval (100kVA)	200	23%
	Nøttetrevegen (500kVA)	630	25%
GDT og skalert lasten ned til 50%	Trollhaugen II (200kVA)	200	19%
	Gran Brandval (100kVA)	200	16%
	Nøttetrevegen (500kVA)	500	24%
GDT, skalert lineært opp til 120% og utjevnet	Trollhaugen II (200kVA)	500	22%
	Gran Brandval (100kVA)	200	22%
	Nøttetrevegen (500kVA)	630	25%

Endringsraten beskriver endringen i tapkostnader med eksisterende tapkostnader som utgangspunkt. Beregningene er gjort ved følgende scenario basert på målinger fra år 2019:

- Eksisterende last.
- Døgnutjevnet last.
- Graddagstall.
- Graddagstall med lineær skalering opp til 120%.
- Graddagstall med lineær skalering opp til 120% som er døgnutjevnet.

Ved å bruke tapkostnader for eksisterende transformator som utgangspunkt er endringene beregnet i prosent. I tabell 4.9, 4.10 og 4.11 er snittet og standardavviket presentert for alle scenarioene. Eksempelvis tabell 4.9 viser at ved de fem ovennevnte scenarioene vil besparelsen fra eksisterende transformator til en 315kVA Tier 1 ha et snitt på 23,9% og et standardavvik på 2,6 prosentpoeng.

Tabell 4.9: Snittbesparelser Trollhaugen II

Trollhaugen II (200kVA)	200kVA		315kVA		500kVA	
	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2	
Snitt besparelse tapkostnader	16,1 %	23,9 %	41,0 %	39,7 %	50,7 %	
Standardavvik [prosentpoeng]	2,5	2,6	2,6	3,4	4,4	

Tabell 4.10: Snittbesparelser Gran Brandval

Gran Brandval (100kVA)	100kVA	200kVA		315kVA	
	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2
Snitt besparelse tapskostnader	8,4 %	34,9 %	48,9 %	44,9 %	55,1 %
Standardavvik [%-poeng]	0,9	1,5	1,6	3,3	3,1

Tabell 4.11: Snittbesparelser Nøttetrevegen

Nøttetrevegen (500kVA)	500kVA	630kVA		800kVA	
	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2
Snitt besparelse tapskostnader	24,1 %	15,9 %	36,1 %	26,2 %	42,7 %
Standardavvik [%-poeng]	0,0	0,7	1,1	1,4	1,7

Tabellene 4.9, 4.10 og 4.11 viser et generelt lavt standardavvik for de fem scenarioene. Dette indikerer at den prosentmessige besparelsen i tapskostnader er lite påvirket av hvilket av scenarioene som oppstår hvis transformatoren blir erstattet.

5 Diskusjon

Dette kapitlet omhandler temaer som burde tas i betraktning når resultatet og konklusjonen for analysen studeres.

5.1 Økonomisk usikkerhet

Nettselskapets tapskostnader er kun en liten del av det totale kostnadsgrunnlaget K_t som nevnt i kapittel 2.6. Likning 10, 11 og 12 skaper grunnlag for diskusjon rundt hvordan tapskostnadene påvirker inntektsrammene og hvordan dette kan beregnes.

Beregningene blander tall fra forskjellige år og har variabler som er vanskelig å forutse. Noen av usikkerhetsmomentene er:

- Nettapene som er registrert for to år tilbake multipliseres med inneværende års områdepris for strøm for å danne en tapskostnad i kroner. Beløpet beregnes derfor på en annen måte enn denne rapporten tar for seg.
- Det er KILE for to år tilbake som inngår i årets kostnadsgrunnlag. Ved bytte av transformator vil KILE oppstå og disse kommer da ikke med i årets beregninger.
- Effektivitetsscoren β er en variabel som bestemmes ut fra omfattende DEA-analyser av nettselskapene. Den vil med stor sannsynlighet bedres hvis nettselskapet reduserer sine kostnader, eksempelvis ved reduksjon av nettap. Dette vil være med på å øke inntektsrammen og dermed påvirke driftsresultatet.
- Kalibreringstillegget ΔK er en variabel som avhenger av alle nettselskap, og fordeles ut fra blant annet β . Denne kan derfor påvirkes ved reduksjon av nettap, men størrelsesorden er komplisert å anslå.

Med grunnlag i dette er det derfor gjort relativt enkle økonomiske analyser med få involverte parametere, slik at muligheten for feilkilder reduseres. Resultatene kan dermed brukes som grunnlag for videre undersøkelser.

Strengere tapskrav er antatt å føre til økte produksjonskostnader. I rapporten er det valgt å ikke spekulere i innkjøpskostnader for Tier 2 transformatorer. Det er i stedet gitt en indikasjon på hva innkjøpskostnaden kan utgjøre for å tilsvare dagens kostnadsnivå.

En årsak til at nettselskapene erstatter transformatorer er havari ved eksempelvis lynnedslag [27]. I slike tilfeller kan nettselskapet endre transformatorytelse siden utskiftning uansett er nødvendig. Det er da mer sannsynlig å oppnå en besparelse i totale kostnader.

En annen årsak for å erstatte transformatorer er ved overbelastning. Et scenario er en transformator som blir ytterligere belastet ved økende antall sluttbrukere slik at belastningsgraden overstiger 100%. Nettselskapet kan i dette tilfellet kreve kostnadene for transformatorbytte dekt av utbygger.

Beregninger for et 30 års perspektiv kan innebære stor usikkerhet. En av utfordringene omhandler prognosering av last. I denne rapporten er de fleste beregningene utført med konstante verdier for effekttopp for tap ΔP_{Imax} og brukstid for tap T_t for alle 30 år. Der lasten er økt til 120% er dette lineært tilnærmet fra startverdi i år 2019 til sluttverdi i år 2048. Her kan det være store avvik fra det som vil vise seg realistisk med tiden. Et annet usikkerhetsmoment er kostnadene som benyttes for beregningene, k_{pN} og k_{wekvN} . Dette er henholdsvis kostnadene for effekttap og energitap, funnet i REN Planbok for tapskostnader [1]. Forrige utgave av planboka ble utgitt i år 2014 og verdiene her var lavere [28]. De spesifikke verdiene for k_p og k_{wekv} brukt i denne rapporten har totalt sett i 30 års perioden økt med henholdsvis 14% og 30% i snitt. Så store endringer på fem år, en sjettedel av analyseperioden, betyr at man må være kritisk til beløpene som beregnes.

5.2 Bruk av snittverdier

Ved å anvende snittverdier over en time fra AMS vil ikke det kalkulerede tapet tilsvare tap utregnet med høyere oppløsning. Grunnet den kvadratiske belastningsgraden som brukes til å beregne tap i en transformator (formel 1). Dette er fremstilt matematisk i formel 27.

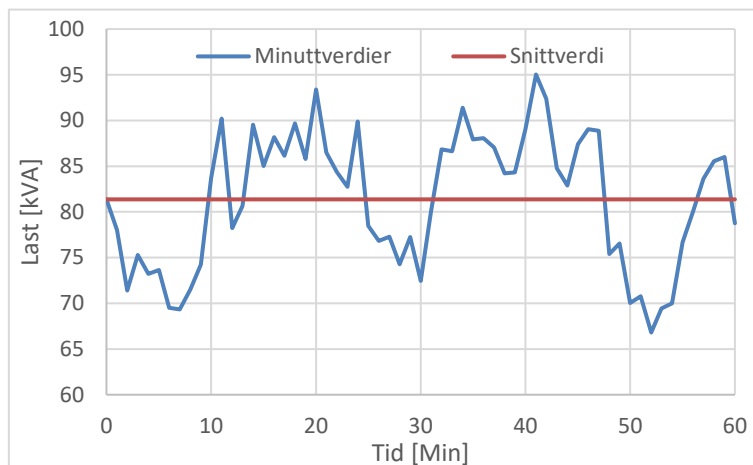
$$\left(\frac{1}{n} * \sum_i^n S_{b i} \right)^2 \neq \frac{1}{n} * \sum_i^n S_{b i}^2 \quad (27)$$

Der:

$S_{b i}$: målt effekt i tidspunkt "i",

n : oppløsningen (antall målinger i perioden).

Eksempelvis, anta det foreligger minuttverdier fra AMS. Et utdrag fra en transformator-krets med 100kVA transformator er brukt. Det er tatt 60 reelle timesverdier fra transformator-krets Gran Brandval og brukt som minuttverdier. Snittet av dette blir timesverdien. Eksempelet vil vise hvor stor differanse dette kan ha for tapet utregnet i rapporten. Utdraget er vist på figur 5.1 med minuttverdier og snittverdi for perioden.



Figur 5.1: Eksempel - Fiktive minuttverdier med snittverdi

Tapet som beregnes for hvert minutt må summeres og deretter deles på 60 for å få resultatet i wattimer. Dette eksempelet er vist i formel 28. Det er anvendt de reelle tomgangs- og belastningstapskoeffisientene for transformatoren.

$$\frac{1}{n} * \sum_i^n \left(P_0 + \left(\frac{S_{bi}}{S_n} \right)^2 * P_k \right) = 217W + \frac{1}{60} * \sum_{i=1}^{60} \frac{S_{bi}^2}{100kVA^2} * 1268W \quad (28)$$

$$= 1063,2 Wh$$

Først summeres minuttverdiene og deles på 60 for å finne snittverdien for hele perioden. Snittverdien anvendes direkte i tapsformelen for transformator, se formel 29.

$$P_0 + \left(\frac{\frac{1}{n} * \sum_i^n S_{bi}}{S_n} \right)^2 * P_k = 217W + \left(\frac{\frac{1}{60} * \sum_{i=1}^{60} S_{bi}}{100kVA} \right)^2 * 1268W \quad (29)$$

$$= 1056,5 Wh$$

Differansen på verdiene i eksempelet er minimal ($\approx 0,6\%$), men vil variere i størrelse ut fra hvor mye svingninger det er på lastkurven. Store svingninger forårsaker større differanser.

5.3 Døgnutjevning

Det er foretatt en utjevning av lasten i rapporten for å modellere dynamisk tariff. Det totale tapet i transformatoren oppnådde minimal endring, se tabell 4.4. Brukstid for tap og toppverdi på tap oppnådde derimot en signifikant endring, vist i tabell 4.5.

Den økonomiske analysen finner tapskostnader ved eksisterende last og ved utjevnet last. Differansen i prosent er vist i tabell 5.1 med differansen i tap.

Tabell 5.1: Reduksjon i tap og tapskostnader ved utjevning

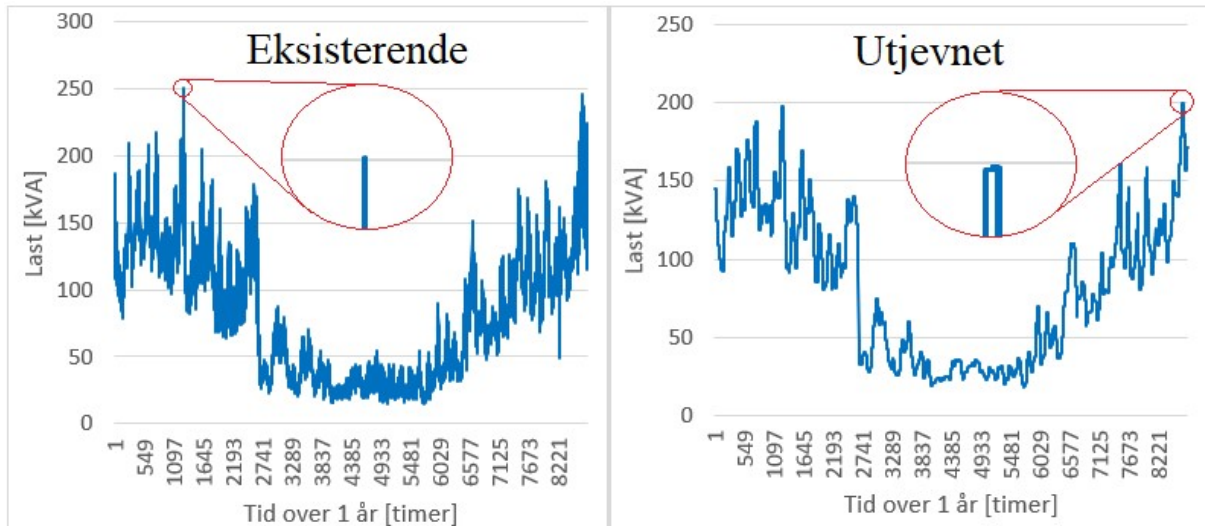
Transformator	100kVA	200kVA	500kVA
Reduksjon tap	0,79 %	0,72 %	0,82 %
Reduksjon tapskostnader	8,85 %	20,61 %	6,90 %

Tapskostnadene har en prosentmessig større endring enn tapet. Differansen skyldes hovedsakelig formelen for tapskostnader (formel 7) hvor brukstid for tap og toppverdi på tap anvendes. Ved å sette inn definisjonen av brukstid for tap (formel 6) er resultatet formel 30.

$$K_{Tap} = k_{p_N} * \Delta P_{lmax_N} + k_{wekv_N} * P_l \quad (30)$$

I formel 30 består tapskostnadene av to ledd, et som er avhengig av toppverdien på tapet og et som er avhengig av totale tap. Tabell 5.1 viser at det totale tapet for eksisterende last sammenliknet med utjevnet last har liten differanse. I tillegg er k_p vesentlig større enn k_{wekv} i SINTEF planleggingsbok [1]. Tapskostnadene i dette tilfellet er derfor en funksjon hovedsakelig avhengig av toppverdi på tap.

Utjevnet last resulterer i utjevnet tap. Hvordan dette påvirker toppverdien for tapet avhenger av lastkurven. Hvis toppverdi for tap på eksisterende last har én enkelt høy verdi vil denne utliknes med resterende målinger samme døgn. Dette resulterer i en reduksjon av toppverdien som også kan endre tidspunktet den oppstår. Et døgn med det høyeste snittet etter utjevningen er ikke nødvendigvis det samme døgnet med toppverdien for tap i eksisterende last. Figur 5.2 viser et eksempel for Trollhaugen II.



Figur 5.2: Trollhaugen II last for år 2019 før og etter utjevning

5.4 Temperaturavhengighet

Belastningstapet i en transformator er angitt ved en fast temperatur, normalt 75°C. Tapet er avhengig av resistansen i viklingene som igjen er temperaturavhengig. Formel 31 viser sammenhengen mellom temperatur og resistans i et materiale.

$$R = R_{ref}(1 + \alpha(T - T_{ref})) \quad (31)$$

Der

R : Resistans ved temperatur T ,

R_{ref} : Resistans ved referansetemperatur,

α : Temperaturkoeffisient for materialet (eksempelvis 0,00393 for kopper),

T : Temperatur i materialet,

T_{ref} : Temperatur T_{ref} er oppgitt ved.

Formelen viser forholdet mellom temperaturen og resistansen i et materiale. Ved å sette inn 75°C for T_{ref} og 0,00393 for α kan forholdet plottes som en funksjon av temperaturen T . Eksempelvis vil koppermotstand referert til 75°C endres med over 20% ved en temperatur på 20°C.

5.5 Normalår

Graddagstall brukes til å normalisere energien målt for året 2019. Metoden er beskrevet i kapittel 3.3.2. Meteorologisk institutt definerer normalen for året 2019 med gjennomsnitt fra perioden 1961-1990. Dette endres fra år 2021 hvor normalperioden forskyves 30 år til 1991-2020. I Enova sin oversikt over graddagstall er det ført opp normalen for 1961-1990, 1971-2000 og 1981-2010. [22, 25]

I eksempelet fra kapittel 3.3.2 ble det funnet en korrigeringsfaktor på 1,118 for Ringsaker kommune med normalperioden 1961-1990. I tabell 5.2 er korrigeringsfaktorene beregnet med de forskjellige normalperiodene. Korrigeringsfaktor er beregnet ved bruk av formel 14 med $k=0,60$.

Tabell 5.2: Normalperioder og korrigeringsfaktor Ringsaker

Normalperiode	Graddagstall for Ringsaker	Korrigeringsfaktor for Ringsaker
1961-1990	5111	1,118
1971-2000	4881	1,085
1981-2010	4706	1,061

Korrigeringsfaktoren for Ringsaker kommune reduseres gradvis og vil ha en innvirkning på utregningen av et normalår. I denne rapporten er graddagstall korrigert med normalperioden oppgitt av meteorologisk institutt (1961-1990), men dette kan være et høyt estimat. En reduksjon i graddagstall for normalårsperiodene er konsekvent for alle fylker i Norge fra år 1961 til år 2010. [25]

5.6 Graddagstall og skalering

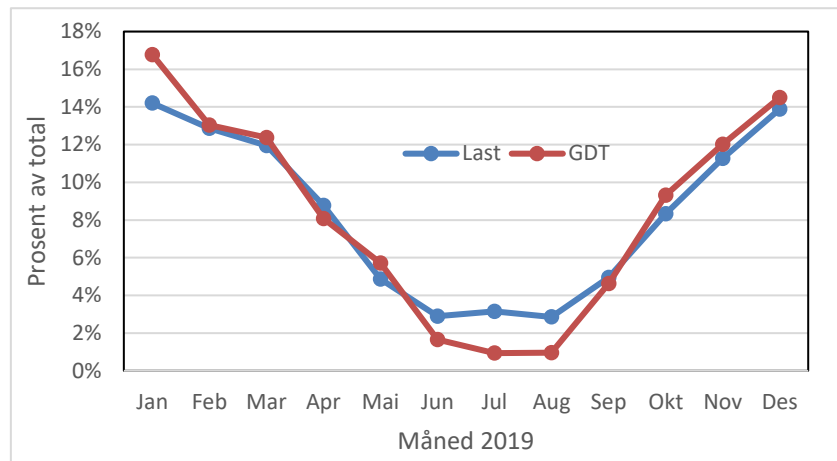
I rapporten er det anvendt graddagstall til å korrigere lasten. Dette er gjort ved å skalere timesverdiene til lasten med korrigeringsfaktoren fra normalårskorrigeringsfaktor. Lasten ble dermed skalert likt over hele året, det vil si alle timesverdiene ble multiplisert med den samme korrigeringsfaktoren.

Ved å skalere timesverdiene med samme faktor antas et høyere energibehov for hele året. Graddagstall brukes for å korrigere oppvarmingsbehovet som er størst i vintermånedene, som vist i tabell 5.3, eksempelvis Ringsaker kommune for år 2019. Ved å skalere timesverdiene vil vintermånedene med høy belastning øke mer enn sommermånedene i kWh. Metoden er derfor ansett i denne rapporten som en tilstrekkelig måte å korrigere for graddagstall.

Tabell 5.3: Fordeling av GDT i 2019 for Ringsaker [25]

Måned	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Totalt
GDT [dager]	717	557	529	345	244	71	40	41	198	398	514	620	4274
%GDT	17 %	13 %	12 %	8 %	6 %	2 %	1 %	1 %	5 %	9 %	12 %	15 %	100 %

Figur 5.3 viser fordelingen av verdiene i tabell 5.3 og timesverdiene fra AMS for Trollhaugen II. Dette viser en sammenheng mellom forbruk og graddagstall.



Figur 5.3: Fordeling av graddagstall sammenliknet med fordeling av Trollhaugen II last

6 Konklusjon

Resultatene i rapporten viser potensiale til innsparing av tapskostnader i fordelingstransformatorer. Det ble valgt ut tre transformatorretser med ulike ytelser for undersøkelsene. Alle disse er relativt høyt belastet, men arbeidet som har blitt gjort kan også være aktuelt for mindre belastede transformatorer. Rapporten kan derfor ha et bredere bruksområde enn for de tre utvalgte.

AMS-data gir et bedre beregningsgrunnlag for tapskostnader enn tidligere. SINTEFs planbok for tapskostnader benytter i stor grad 2400 timer som brukstid for tap i sine eksempler. Resultatene i rapporten viser at verdiene kan avvike signifikant fra dette. De analyserte transformatorretsene, Trollhaugen II, Gran Brandval og Nøttetrevegen, hadde henholdsvis brukstid for tap på 1801, 2383 og 3076 timer i år 2019.

Nye krav som innføres for transformatorer 01.07.2021 (Tier 2) er strengere og vil redusere tap og tapskostnader. Resultatene fra de tre transformatorretsene i rapporten indikerer en reduksjon av tapskostnader i fordelingstransformatorer på 22% i snitt for økonomisk optimal ytelse. Dette gjelder for overgang fra Tier 1 til Tier 2 krav. Rapporten har også fremstilt investeringskostnaden Tier 2 transformatorer kan ha uten påvirkning av total kostnad. Dette var et resultat som varierte vesentlig med de forskjellige modellene.

Resultatene viser vesentlig besparelse i tapskostnader ved å øke ytelsen på eksisterende transformator i de tre nettstasjonene. Dette grunnet relativt høy eksisterende belastning på kretsene. De fleste av modellene viser derfor en reduksjon av taps- og investeringskostnader for transformatorene med én standardytelse større. Ved to standardytelser større viser resultatene en reduksjon eller minimal økning i total kostnader ved eksisterende last. Konklusjonen er at det bør vurderes én transformatorytelse større, hvis dette ikke pådrar betydelige merkostnader ut over investeringskostnaden av transformatoren. En større transformatorytelse kan i tillegg gi fordeler som redusert spenningsfall og økt levetid.

Ved å erstatte eksisterende transformatorer for å redusere tapskostnader, indikerer resultatene at dette ikke er økonomisk gunstig. En bytteprosess er ikke beregnet i rapporten, men resultatene viser at mulige besparelser i tapskostnader antakelig ikke vil dekke inn kostnader ved bytting.

En utfordring med dimensjonering i kraftnettet er fremtidig usikkerhet. Det er ingen fasit på hvordan utviklingen i last blir fremover. Rapporten viser potensiale til innsparinger som ikke er tilstrekkelig kartlagt, men den belyser muligheter og gir et grunnlag å bygge videre på.

Forslag til videre arbeid:

- Med et bredere grunnlag av AMS-data kan det utvikles en prosess for optimal dimensjonering av fordelingstransformatorer.
- Foreta en liknende analyse i ovenforliggende nett.
- Vurdere muligheten å montere en midlertidig nettstasjon for å kartlegge lasten ved spesialtilfeller.

Litteraturliste

- [1] SINTEF Energi AS, "Planleggingsbok for kraftnett - Tapskostnader", 2019.
- [2] Elvia, "*Elvia nettside*". Hentet fra: <https://www.elvia.no/>, Lastet ned: 20.04.2020.
- [3] A. H. Amundsen og K. A. T. Vada, "Fordelingstransformatorer og tapskostnader - Beregning av en mer detaljert modell for tapskostnader ved bruk av AMS-data", Bachelor, NTNU, 2019.
- [4] Olje- og energidepartementet. 2019. "*Strømnettet*". Hentet fra: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>, Lastet ned: 27.02.2020.
- [5] Energi Norge. "*Nettstruktur og organisering*". Hentet fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/>, Lastet ned: 20.02.2020.
- [6] Norges vassdrags- og energidirektorat. 2020. "*Data og resultater lokalt distribusjonsnett*". Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2020-varsel/>, Lastet ned: 20.04.2020.
- [7] S. J. Chapman, *Electric machinery fundamentals*, 5th ed. utg. New York: McGraw-Hill, 2012.
- [8] Commission regulation *EU-548*, 2014.
- [9] *NEK EN 50588-1*, 2017.
- [10] REN, "Nettstasjon - Transformator Oljeisolerte (O) og (K) - spesifikasjon", RENblad NR 6021 VER 4.5, 2018.
- [11] SINTEF Energi AS, "Mål og rammebetingelser ved teknisk/økonomisk planlegging av kraftnett", 2010.
- [12] Norges vassdrags- og energidirektorat. 2015. "*Smarte strømmålere (AMS)*". Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/smarte-strommalere-ams/>, Lastet ned: 24.02.2020.
- [13] Norges vassdrags- og energidirektorat. 2015. "*Plusskunder*". Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>, Lastet ned: 26.03.2020.
- [14] Norges vassdrags- og energidirektorat. 2015. "*Infoark - Om reguleringen av strømnettselskapene*". Hentet fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/?ref=mainmenu>, Lastet ned: 04.03.2020.
- [15] N.-H. M. V. D. Fehr, "Den økonomiske reguleringen av strømnettet - en gjennomgang", Olje og energidepartementet, 2010, Hentet fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/Ekstern-evaluering-av-den-okonomiske-reguleringen-av-stromnettet/id621904/>, Lastet ned: 08.03.2020.

- [16] Pöyry Management Consulting AS, "Evaluering av modeller for klimajustering av energibruk", Norges vassdrags- og energidirektorat, Rapport nr.7, 2014, http://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_07.pdf, Lastet ned: 17.02.2020.
- [17] Enova SF, "Enovas byggstatistikk 2017", enova.no, Rapport nr.-, 2017, <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/publikasjoner/>, Lastet ned: 10.03.2020.
- [18] D. Spilde, L. E. Hodge, I. H. Magnussen, J. Hole, M. Buvik og H. Horne, "Strømforbruk mot 2040", NVE.no, Rapport nr.22, 2019, http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_22.pdf, Lastet ned: 09.03.2020.
- [19] Statistisk sentralbyrå. 2020. "Boliger". Hentet fra: <https://www.ssb.no/boligstat>, Lastet ned: 09.03.2020.
- [20] E. Junker. 2018. "Byggteknisk forskrift (TEK)". Hentet fra: [https://snl.no/Byggteknisk_forskrift_\(TEK\)](https://snl.no/Byggteknisk_forskrift_(TEK)), Lastet ned: 10.03.2020.
- [21] I. Hanssen-Bauer *et al.*, "Klima i Norge 2100", Norsk klimaservicesenter, Rapport nr.2, 2015, Hentet fra: <https://klimaservicesenter.no/faces/desktop/article.xhtml?uri=klimaservicesenteret/klima-i-norge-2100>, Lastet ned: 10.03.2020.
- [22] L. Grinde, J. Mamen, K. Tunheim og O. E. Tveito, "Været i Norge - Klimatologisk månedsoversikt: Februar 2020", Meteorologisk institutt, Rapport nr.2, 2020, Hentet fra: <https://www.met.no/publikasjoner/met-info/met-info>, Lastet ned: 17.02.2020.
- [23] SINTEF Energiforskning AS, "Ny kunnskap om fordeling av strømforbruket", 2006.
- [24] T. H. Dokka, T. Wigenstad, I. Andresen, T. F. Berg, A. Svensson og I. Simonsen, "Energibruk i bygninger", 2011, Hentet fra: https://www.sintefbok.no/book/index/888/energibruk_i_bygninger, Lastet ned: 10.03.2020.
- [25] Enova SF, "Graddagstall 2019", Hentet fra: <https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/> Lastet ned: 08.03.2020
- [26] A. B. Eriksen *et al.* 2020. "RME høringsdokument - Endringer i nettleistrukturen". Hentet fra: http://publikasjoner.nve.no/rme_hoeringsdokument/2020/rme_hoeringsdokument2020_01.pdf, Lastet ned: 13.3.2020.
- [27] Statnett SF, "Årsstatistikk 2018 - Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1-22 kV-nettet". Hentet fra: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/praktisering-av-systemansvaret/arsrapporter-fra-feilanalyse/>, Lastet ned: 12.04.2020.
- [28] SINTEF Energi AS. 2014. "Planleggingsbok for kraftnett - Tapskostnader".

Vedlegg

Vedlegg nr.1 – Lastgrafer

Vedlegg nr.2 – Økonomi

Vedlegg nr.3 – Tapsoversikt

Vedlegg nr.4 – Tomgangs- og belastningstap

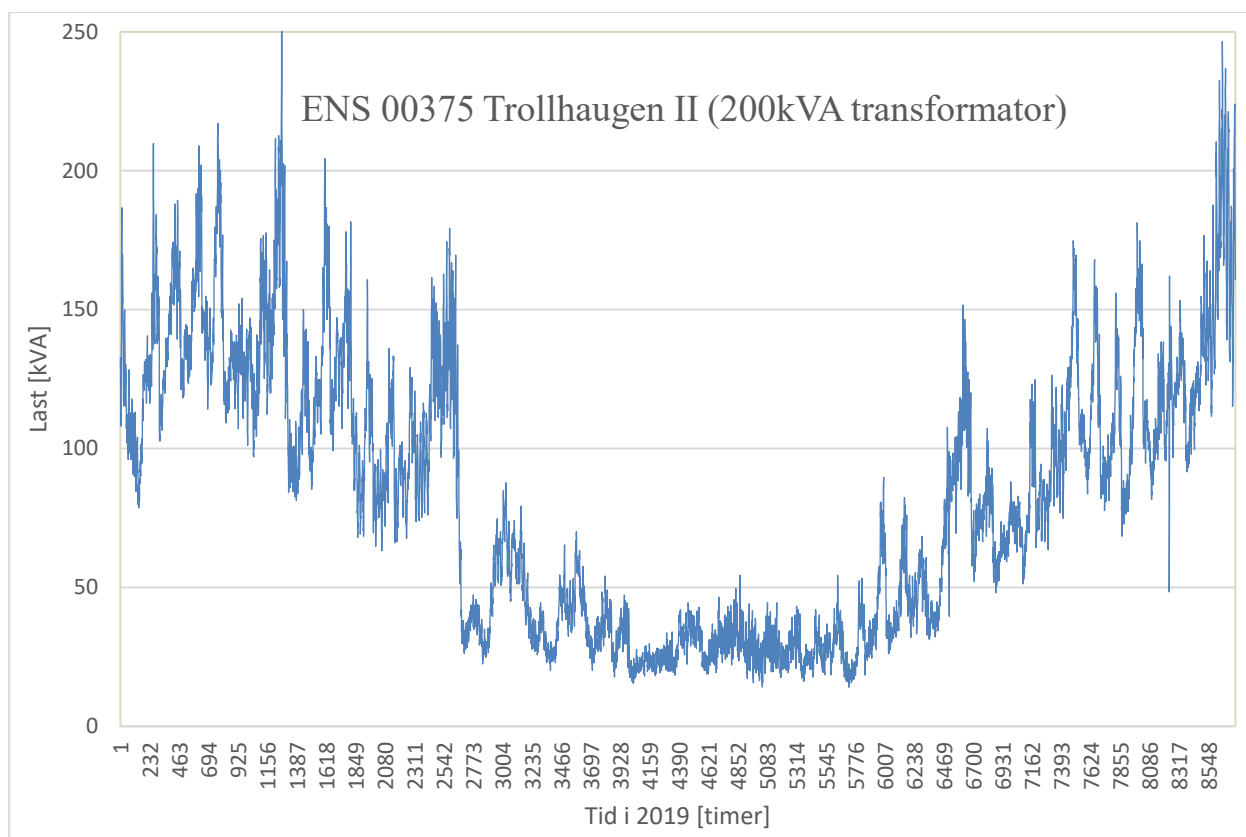
Vedlegg nr.5 – Transformatorkort

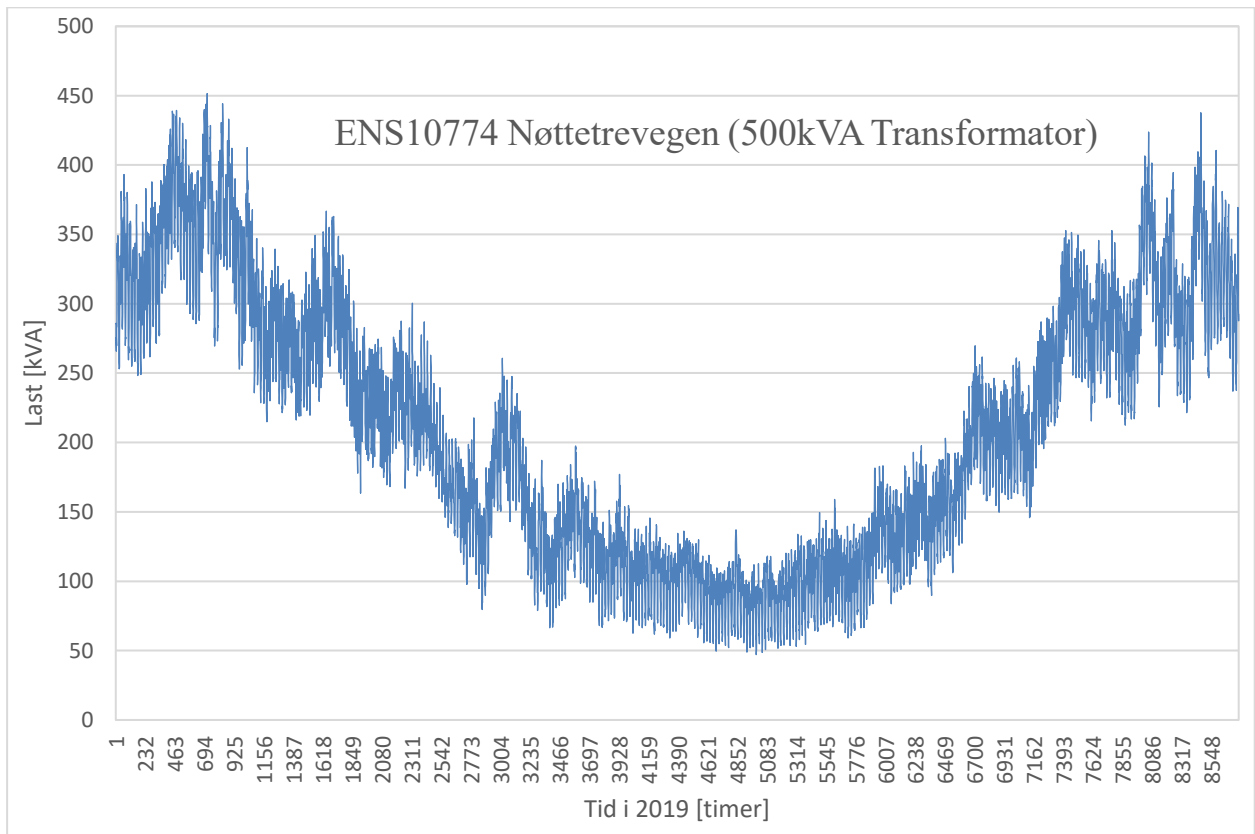
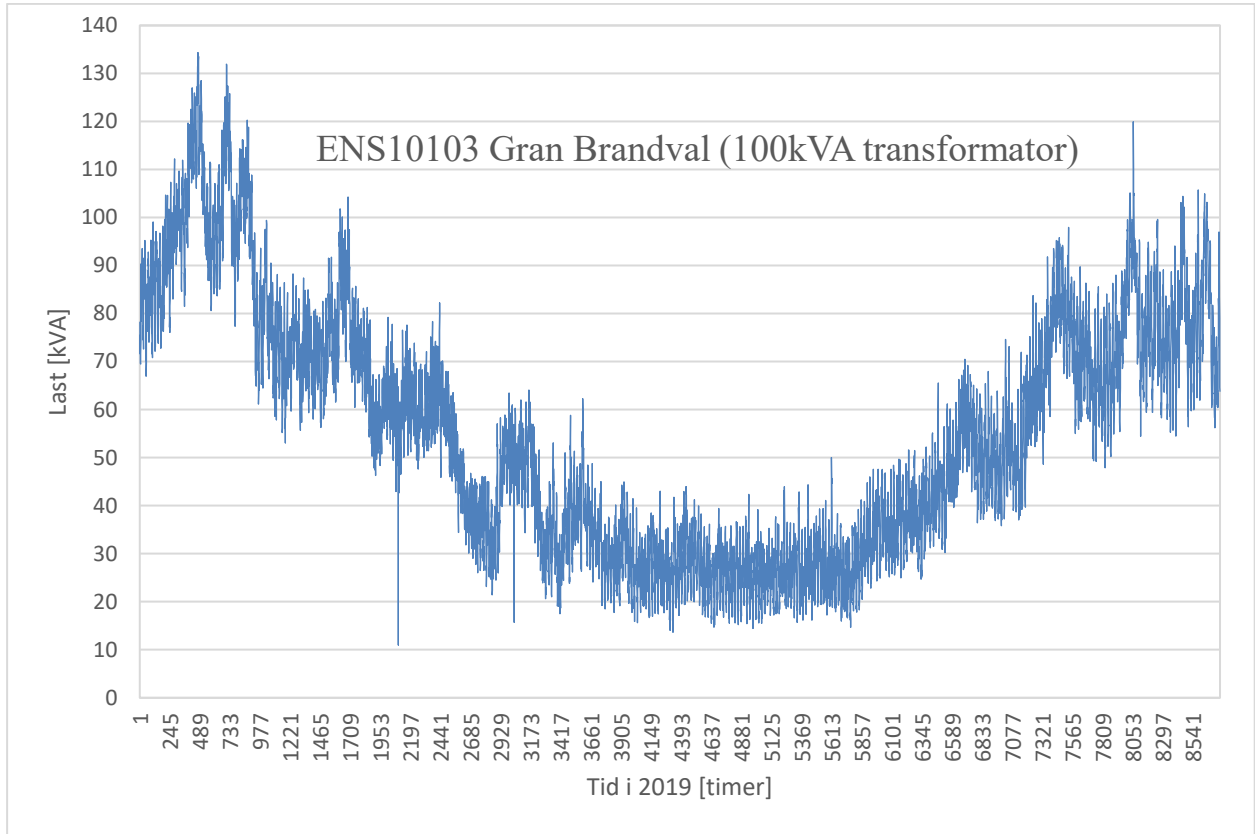
Vedlegg nr.6 – Revidering av kode for kalkulasjonsverktøy

Vedlegg nr.7 – Kode for estimering

Vedlegg 1 - Lastgrafer

Lastgrafer for transformatorcircene analysert i rapporten, gjelder for år 2019.





Vedlegg 2 - Økonomi

200kVA Trollhaugen II

	Eksisterende ytelse 200kVA		En ytelse større 315kVA		To ytelser større 500kVA		
	Eksisterende 297W/2397W	Tier 2 225W/2017W	Tier 1 360W/3900W	Tier 2 324W/2800W	Tier 1 510W/5500W	Tier 2 459W/3900W	
	PO/Pk						
Eksisterende last	Tapskost	kr 105 847	kr 87 401	kr 80 471	kr 62 157	kr 65 671	kr 53 077
	Besparelse tapskost		kr 18 446	kr 25 376	kr 43 690	kr 40 176	kr 52 770
	Besparelse tapskost i %		17,4 %	24,0 %	41,3 %	38,0 %	49,9 %
	Ved utskifting		-kr 14 573	-kr 13 793	-kr 5 342	-kr 16 121	-kr 15 960
	Trafokost + tapskost	kr 157 675	kr 147 003	kr 146 224	kr 137 773	kr 148 552	kr 148 390
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 10 672	kr 11 451	kr 19 902	kr 9 123	kr 9 285
	Besparelse trafokost + tapskost i %		6,8 %	7,3 %	12,6 %	5,8 %	5,9 %
Utjevning	Tapskost	kr 84 036	kr 69 048	kr 66 166	kr 51 886	kr 57 663	kr 47 399
	Besparelse tapskost		kr 14 988	kr 17 870	kr 32 150	kr 26 373	kr 36 637
	Besparelse tapskost i %		17,8 %	21,3 %	38,3 %	31,4 %	43,6 %
	Ved utskifting		-kr 18 031	-kr 21 299	-kr 16 882	-kr 29 924	-kr 32 093
	Trafokost + tapskost	kr 135 864	kr 128 650	kr 131 919	kr 127 502	kr 140 544	kr 142 712
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 7 214	kr 3 945	kr 8 362	-kr 4 680	-kr 6 848
	Besparelse trafokost + tapskost i %		5,3 %	2,9 %	6,2 %	-3,4 %	-5,0 %
Skalering 111,8% + 120%	Tapskost	kr 147 540	kr 122 466	kr 107 927	kr 81 907	kr 81 182	kr 64 106
	Besparelse tapskost		kr 25 074	kr 39 613	kr 65 633	kr 66 358	kr 83 434
	Besparelse tapskost i %		17,0 %	26,8 %	44,5 %	45,0 %	56,6 %
	Ved utskifting		-kr 7 945	kr 444	kr 16 601	kr 10 061	kr 14 704
	Trafokost + tapskost	kr 199 368	kr 182 068	kr 173 680	kr 157 523	kr 164 063	kr 159 419
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 17 300	kr 25 688	kr 41 845	kr 35 305	kr 39 949
	Besparelse trafokost + tapskost i %		8,7 %	12,9 %	21,0 %	17,7 %	20,0 %
Skalering 111,8% + 120% + Utjevning	Tapskost	kr 107 127	kr 95 156	kr 86 612	kr 66 592	kr 69 198	kr 54 049
	Besparelse tapskost		kr 11 971	kr 20 515	kr 40 535	kr 37 929	kr 53 078
	Besparelse tapskost i %		11,2 %	19,2 %	37,8 %	35,4 %	49,5 %
	Ved utskifting		-kr 21 048	-kr 18 654	-kr 8 497	-kr 18 368	-kr 15 652
	Trafokost + tapskost	kr 158 955	kr 154 758	kr 152 365	kr 142 208	kr 152 079	kr 149 362
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 4 197	kr 6 590	kr 16 747	kr 6 876	kr 9 593
	Besparelse trafokost + tapskost i %		2,6 %	4,1 %	10,5 %	4,3 %	6,0 %
Korreksjon for graddager (111,8%) + skalering (50%).	Tapskost	kr 46 729	kr 37 655	kr 41 696	kr 34 318	kr 43 967	kr 37 687
	Besparelse tapskost		kr 9 074	kr 5 033	kr 12 411	kr 2 762	kr 9 042
	Besparelse tapskost i %		19,4 %	10,8 %	26,6 %	5,9 %	19,3 %
	Ved utskifting		-kr 23 945	-kr 34 136	-kr 36 621	-kr 53 535	-kr 59 688
	Trafokost + tapskost	kr 98 557	kr 97 257	kr 107 449	kr 109 934	kr 126 848	kr 133 000
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 1 300	-kr 8 892	-kr 11 377	-kr 28 291	-kr 34 443
	Besparelse trafokost + tapskost i %		1,3 %	-9,0 %	-11,5 %	-28,7 %	-34,9 %
Korreksjon for graddager (111,8%)	Tapskost	kr 127 338	kr 105 485	kr 94 567	kr 72 277	kr 73 560	kr 58 672
	Besparelse tapskost		kr 21 853	kr 32 771	kr 55 061	kr 53 778	kr 68 666
	Besparelse tapskost i %		17,2 %	25,7 %	43,2 %	42,2 %	53,9 %
	Ved utskifting		-kr 11 166	-kr 6 398	kr 6 029	-kr 2 519	-kr 64
	Trafokost + tapskost	kr 179 166	kr 165 087	kr 160 320	kr 147 893	kr 156 441	kr 153 985
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 14 079	kr 18 846	kr 31 273	kr 22 725	kr 25 181
	Besparelse trafokost + tapskost i %		7,9 %	10,5 %	17,5 %	12,7 %	14,1 %
Investering	Innkjøp (2019)	kr 51 828	kr 59 602	kr 65 753	kr 75 616	kr 82 881	kr 95 313
	Innkjøp (2006)	kr 39 383					
	Årlig avskrivning	kr 985	kr 1 490	kr 1 644	kr 1 890	kr 2 072	kr 2 383
	Restverdi	kr 26 584					

100kVA Gran Brandval

		Eksisterende ytelse 100kVA		En ytelse større 200kVA		To ytelser større 315kVA	
		Eksisterende	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2
	PO/Pk	217W/1268W	130W/1250W	250W/2750W	225W/2017W	360W/3900W	324W/2800W
Eksisterende last	Tapskost	kr 73 894	kr 67 233	kr 48 915	kr 38 661	kr 42 481	kr 34 882
	Besparelse tapskost		kr 6 661	kr 24 979	kr 35 233	kr 31 413	kr 39 012
	Besparelse tapskost i %		9,0 %	33,8 %	47,7 %	42,5 %	52,8 %
	Ved utskifting		-kr 14 432	kr 5 861	kr 8 341	-kr 1 630	-kr 3 894
	Trafokost + tapskost	kr 120 679	kr 121 036	kr 100 743	kr 98 263	kr 108 234	kr 110 498
	Besparelse trafokost + tapskost		-kr 357	kr 19 936	kr 22 416	kr 12 445	kr 10 181
	Besparelse trafokost + tapskost i %		-0,3 %	16,5 %	18,6 %	10,3 %	8,4 %
Utjevning	Tapskost	kr 67 356	kr 60 787	kr 45 370	kr 36 061	kr 40 455	kr 33 427
	Besparelse tapskost		kr 6 569	kr 21 986	kr 31 295	kr 26 901	kr 33 929
	Besparelse tapskost i %		9,8 %	32,6 %	46,5 %	39,9 %	50,4 %
	Ved utskifting		-kr 14 524	kr 2 868	kr 4 403	-kr 6 142	-kr 8 977
	Trafokost + tapskost	kr 114 141	kr 114 590	kr 97 198	kr 95 663	kr 106 208	kr 109 043
	Besparelse trafokost + tapskost		-kr 449	kr 16 943	kr 18 478	kr 7 933	kr 5 098
	Besparelse trafokost + tapskost i %		-0,4 %	14,8 %	16,2 %	7,0 %	4,5 %
Skalering 109,4% + 120%	Tapskost	kr 98 977	kr 91 784	kr 62 688	kr 48 530	kr 50 369	kr 40 392
	Besparelse tapskost		kr 7 193	kr 36 289	kr 50 447	kr 48 608	kr 58 585
	Besparelse tapskost i %		7,3 %	36,7 %	51,0 %	49,1 %	59,2 %
	Ved utskifting		-kr 13 900	kr 17 171	kr 23 555	kr 15 565	kr 15 679
	Trafokost + tapskost	kr 145 762	kr 145 587	kr 114 516	kr 108 132	kr 116 122	kr 116 008
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 175	kr 31 246	kr 37 630	kr 29 640	kr 29 754
	Besparelse trafokost + tapskost i %		0,1 %	21,4 %	25,8 %	20,3 %	20,4 %
Skalering 109,4% + 120% + Utjevning	Tapskost	kr 89 446	kr 82 494	kr 57 354	kr 44 870	kr 47 449	kr 38 602
	Besparelse tapskost		kr 6 952	kr 32 092	kr 44 576	kr 41 997	kr 50 844
	Besparelse tapskost i %		7,8 %	35,9 %	49,8 %	47,0 %	56,8 %
	Ved utskifting		-kr 14 141	kr 12 974	kr 17 684	kr 8 954	kr 7 938
	Trafokost + tapskost	kr 136 231	kr 136 297	kr 109 182	kr 104 472	kr 113 202	kr 114 218
	Besparelse trafokost + tapskost		-kr 66	kr 27 049	kr 31 759	kr 23 029	kr 22 013
	Besparelse trafokost + tapskost i %		0,0 %	19,9 %	23,3 %	16,9 %	16,2 %
Korreksjon for graddager (109,4%) + skalering (50%).	Tapskost	kr 32 279	kr 26 209	kr 26 352	kr 22 112	kr 29 582	kr 25 621
	Besparelse tapskost		kr 6 070	kr 5 927	kr 10 167	kr 2 697	kr 6 658
	Besparelse tapskost i %		18,8 %	18,4 %	31,5 %	8,4 %	20,6 %
	Ved utskifting		-kr 15 023	-kr 13 191	-kr 16 725	-kr 30 346	-kr 36 248
	Trafokost + tapskost	kr 79 064	kr 80 012	kr 78 180	kr 81 714	kr 95 335	kr 101 237
	Besparelse trafokost + tapskost		-kr 948	kr 884	-kr 2 650	-kr 16 271	-kr 22 173
	Besparelse trafokost + tapskost i %		-1,2 %	1,1 %	-3,4 %	-20,6 %	-28,0 %
Korreksjon for graddager (109,4%)	Tapskost	kr 85 583	kr 78 756	kr 55 253	kr 43 310	kr 46 105	kr 37 484
	Besparelse tapskost		kr 6 827	kr 30 330	kr 42 273	kr 39 478	kr 48 099
	Besparelse tapskost i %		8,0 %	35,4 %	49,4 %	46,1 %	56,2 %
	Ved utskifting		-kr 14 266	kr 11 212	kr 15 381	kr 6 435	kr 5 193
	Trafokost + tapskost	kr 132 368	kr 132 559	kr 107 081	kr 102 912	kr 111 858	kr 113 100
	Besparelse trafokost + tapskost		-kr 191	kr 25 287	kr 29 456	kr 20 510	kr 19 268
	Besparelse trafokost + tapskost i %		-0,1 %	19,1 %	22,3 %	15,5 %	14,6 %
Investering	Innkjøp (2019)	kr 46 785	kr 53 803	kr 51 828	kr 59 602	kr 65 753	kr 75 616
	Innkjøp (2012)	kr 39 648					
	Årlig avskrivning	kr 991	kr 1 345	kr 1 296	kr 1 490	kr 1 644	kr 1 890
	Restverdi	kr 32 710					

500kVA Nøttetrevegen

	Eksisterende ytelse 500kVA		En ytelse større 630kVA		To ytelser større 800kVA		
	Eksisterende	Tier 2	Tier 1	Tier 2	Tier 1	Tier 2	
	605W/5136W	459W/3900W	600W/6500W	540W/4600W	650W/8400W	585W/6000W	
	kr 154 369	kr 117 193	kr 130 773	kr 100 110	kr 115 892	kr 90 692	
Eksisterende last	PO/PK						
	Tapskost		kr 37 176	kr 23 596	kr 54 259	kr 38 477	kr 63 677
	Besparelse tapskost		24,1 %	15,3 %	35,1 %	24,9 %	41,2 %
	Besparelse tapskost i %		kr 9 185	-kr 9 645	kr 5 934	-kr 30 137	-kr 25 327
	Ved utskifting						
	Trafokost + tapskost	kr 237 250	kr 212 506	kr 231 336	kr 215 757	kr 251 828	kr 247 018
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 24 744	kr 5 914	kr 21 493	-kr 14 578	-kr 9 768
Besparelse trafokost + tapskost i %		10,4 %	2,5 %	9,1 %	-6,1 %	-4,1 %	
Utjevning	Tapskost	kr 143 716	kr 109 104	kr 122 281	kr 94 100	kr 109 086	kr 85 831
	Besparelse tapskost		kr 34 612	kr 21 435	kr 49 616	kr 34 630	kr 57 885
	Besparelse tapskost i %		24,1 %	14,9 %	34,5 %	24,1 %	40,3 %
	Ved utskifting		kr 6 621	-kr 11 806	kr 1 291	-kr 33 984	-kr 31 119
	Trafokost + tapskost	kr 226 597	kr 204 417	kr 222 844	kr 209 747	kr 245 022	kr 242 157
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 22 180	kr 3 753	kr 16 850	-kr 18 425	-kr 15 560
	Besparelse trafokost + tapskost i %		9,8 %	1,7 %	7,4 %	-8,1 %	-6,9 %
Skalering 112,1% + 120%	Tapskost	kr 210 875	kr 159 902	kr 175 680	kr 132 091	kr 152 020	kr 116 705
	Besparelse tapskost		kr 50 973	kr 35 195	kr 78 784	kr 58 855	kr 94 170
	Besparelse tapskost i %		24,2 %	16,7 %	37,4 %	27,9 %	44,7 %
	Ved utskifting		kr 22 982	kr 1 954	kr 30 459	-kr 9 759	kr 5 166
	Trafokost + tapskost	kr 293 756	kr 255 215	kr 276 243	kr 247 738	kr 287 956	kr 273 031
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 38 541	kr 17 513	kr 46 018	kr 5 800	kr 20 725
	Besparelse trafokost + tapskost i %		13,1 %	6,0 %	15,7 %	2,0 %	7,1 %
Skalering 112,1% + 120% + Utjevning	Tapskost	kr 194 978	kr 148 060	kr 162 983	kr 122 952	kr 141 880	kr 109 112
	Besparelse tapskost		kr 46 918	kr 31 995	kr 72 026	kr 53 098	kr 85 866
	Besparelse tapskost i %		24,1 %	16,4 %	36,9 %	27,2 %	44,0 %
	Ved utskifting		kr 18 927	-kr 1 246	kr 23 701	-kr 15 516	-kr 3 138
	Trafokost + tapskost	kr 277 859	kr 243 373	kr 263 546	kr 238 599	kr 277 816	kr 265 438
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 34 486	kr 14 313	kr 39 260	kr 43	kr 12 421
	Besparelse trafokost + tapskost i %		12,4 %	5,2 %	14,1 %	0,0 %	4,5 %
Korreksjon for graddager (112,1%) + skalering (50%),	Tapskost	kr 75 758	kr 57 500	kr 68 107	kr 55 762	kr 65 670	kr 54 819
	Besparelse tapskost		kr 18 258	kr 7 651	kr 19 996	kr 10 088	kr 20 939
	Besparelse tapskost i %		24,1 %	10,1 %	26,4 %	13,3 %	27,6 %
	Ved utskifting		-kr 9 733	-kr 25 590	-kr 28 329	-kr 58 526	-kr 68 065
	Trafokost + tapskost	kr 158 639	kr 152 813	kr 168 670	kr 171 409	kr 201 606	kr 211 145
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 5 826	-kr 10 031	-kr 12 770	-kr 42 967	-kr 52 506
	Besparelse trafokost + tapskost i %		3,7 %	-6,3 %	-8,1 %	-27,1 %	-33,1 %
Korreksjon for graddager (112,1%)	Tapskost	kr 183 810	kr 139 549	kr 154 242	kr 116 719	kr 134 701	kr 104 127
	Besparelse tapskost		kr 44 261	kr 29 568	kr 67 091	kr 49 109	kr 79 683
	Besparelse tapskost i %		24,1 %	16,1 %	36,5 %	26,7 %	43,4 %
	Ved utskifting		kr 16 270	-kr 3 673	kr 18 766	-kr 19 505	-kr 9 321
	Trafokost + tapskost	kr 266 691	kr 234 862	kr 254 805	kr 232 366	kr 270 637	kr 260 453
	Besparelse trafokost + tapskost		kr 31 829	kr 11 886	kr 34 325	-kr 3 946	kr 6 238
	Besparelse trafokost + tapskost i %		11,9 %	4,5 %	12,9 %	-1,5 %	2,3 %
Investering	Innkjøp (2019)	kr 82 881	kr 95 313	kr 100 563	kr 115 647	kr 135 936	kr 156 326
	Innkjøp (2015)	kr 74 802					
	Årlig avskrivning	kr 1 870	kr 2 383	kr 2 514	kr 2 891	kr 3 398	kr 3 908
	Restverdi	kr 67 322					

Vedlegg 3 – Tapsoversikt

100kVA Gran Brandval

Reelle data

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
481 339	5973	98,774 %	1,226 %	54,95 %	31,83 %	68,17 %	2383	2,51

Utjevnet

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
481 339	5926	98,784 %	1,216 %	54,95 %	32,08 %	67,92 %	2818	2,10

Skalering av timesverdiene på lasten

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
80,0 %	385 071	4507	98,843 %	1,157 %	43,96 %	42,18 %	57,82 %	2680	1,68
85,0 %	409 138	4843	98,830 %	1,170 %	46,71 %	39,25 %	60,75 %	2589	1,87
90,0 %	433 205	5199	98,814 %	1,186 %	49,45 %	36,56 %	63,44 %	2510	2,07
95,0 %	457 272	5576	98,795 %	1,205 %	52,20 %	34,09 %	65,91 %	2442	2,28
105,0 %	505 406	6390	98,751 %	1,249 %	57,69 %	29,75 %	70,25 %	2332	2,74
110,0 %	529 473	6828	98,727 %	1,273 %	60,44 %	27,84 %	72,16 %	2286	2,99
115,0 %	553 540	7286	98,701 %	1,299 %	63,19 %	26,09 %	73,91 %	2246	3,24
120,0 %	577 607	7765	98,674 %	1,326 %	65,94 %	24,48 %	75,52 %	2210	3,51

Skalering med GDT:

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
109,4 %	526 585	6774	98,730 %	1,270 %	60,11 %	28,06 %	71,94 %	2291	2,96

Traføyttelser og tapskoeffisienter på reell last

Tapskrav	S_n [kVA]	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
Tier 1										
	50	481 339	14919	96,994 %	3,006 %	109,9	5,28 %	94,72 %	1857	8,03
	100	481 339	6890	98,589 %	1,411 %	54,9	18,44 %	81,56 %	2085	3,30
	200	481 339	4398	99,095 %	0,905 %	27,5	49,80 %	50,20 %	2949	1,49
	315	481 339	4416	99,091 %	0,909 %	17,4	71,42 %	28,58 %	4129	1,07
	500	481 339	5174	98,936 %	1,064 %	11,0	86,35 %	13,65 %	5704	0,91
	630	481 339	5782	98,813 %	1,187 %	8,7	90,90 %	9,10 %	6456	0,90
Tier 2										
	50	481 339	10344	97,896 %	2,104 %	109,9	6,86 %	93,14 %	1882	5,50
	100	481 339	5153	98,941 %	1,059 %	54,9	22,10 %	77,90 %	2159	2,39
	200	481 339	3590	99,260 %	0,740 %	27,5	54,90 %	45,10 %	3162	1,14
	315	481 339	3744	99,228 %	0,772 %	17,4	75,80 %	24,20 %	4493	0,83
	500	481 339	4522	99,069 %	0,931 %	11,0	88,92 %	11,08 %	6105	0,74
	630	481 339	5103	98,951 %	1,049 %	8,7	92,71 %	7,29 %	6810	0,75

200kVA Trollhaugen II

Reelle data

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
714 612	7312	98,987 %	1,013 %	40,8%	35,58 %	64,42 %	1801	4,06

Utjevnet

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
714 612	7259	98,994 %	1,006 %	40,79 %	35,84 %	64,16 %	2714	2,67

Skalering av timesverdiene på lasten

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
80,0 %	571 690	5616	99,027 %	0,973 %	32,6 %	46,33 %	53,67 %	2076	2,71
85,0 %	607 421	6005	99,021 %	0,979 %	34,7 %	43,33 %	56,67 %	1991	3,02
90,0 %	643 151	6417	99,012 %	0,988 %	36,7 %	40,54 %	59,46 %	1918	3,35
95,0 %	678 882	6853	99,001 %	0,999 %	38,7 %	37,97 %	62,03 %	1855	3,69
105,0 %	750 343	7795	98,972 %	1,028 %	42,8 %	33,38 %	66,62 %	1753	4,45
110,0 %	786 074	8301	98,955 %	1,045 %	44,9 %	31,34 %	68,66 %	1711	4,85
115,0 %	821 804	8831	98,937 %	1,063 %	46,9 %	29,46 %	70,54 %	1674	5,27
120,0 %	857 535	9384	98,918 %	1,082 %	48,9 %	27,72 %	72,28 %	1642	5,72

Skalering med GDT

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
118,0 %	798 937	8489	98,949 %	1,051 %	45,6 %	30,65 %	69,35 %	1697	5,00

Traføyelser og tapskoeffisienter på reell last

Tapskrav	S_n [kVA]	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
Tier 1										
	100	714 612	15025	97,941 %	2,059 %	81,6	8,45 %	91,55 %	1349	11,14
	200	714 612	7594	98,949 %	1,051 %	40,8	28,84 %	71,16 %	1662	4,57
	315	714 612	6243	99,134 %	0,866 %	25,9	50,51 %	49,49 %	2207	2,83
	500	714 612	6197	99,140 %	0,860 %	16,3	72,10 %	27,90 %	3276	1,89
	630	714 612	6543	99,093 %	0,907 %	12,9	80,33 %	19,67 %	4018	1,63
	800	714 612	6726	99,068 %	0,932 %	10,2	84,66 %	15,34 %	4562	1,47
Tier 2										
	100	714 612	10964	98,489 %	1,511 %	81,6	10,39 %	89,61 %	1374	7,98
	200	714 612	5934	99,176 %	0,824 %	40,8	33,21 %	66,79 %	1750	3,39
	315	714 612	5056	99,297 %	0,703 %	25,9	56,13 %	43,87 %	2412	2,10
	500	714 612	5247	99,271 %	0,729 %	16,3	76,63 %	23,37 %	3647	1,44
	630	714 612	5641	99,217 %	0,783 %	12,9	83,85 %	16,15 %	4449	1,27
	800	714 612	5861	99,186 %	0,814 %	10,2	87,43 %	12,57 %	4994	1,17

500kVA Nøttetrevegen

Reelle

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
1 823 746	14738	99,198 %	0,802 %	41,64 %	35,96 %	64,04 %	3076	4,79

Utjevnet

E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
1 823 746	14616	99,205 %	0,795 %	41,64 %	36,26 %	63,74 %	3573	4,09

Skalering av timesverdiene på lasten

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
80,0 %	1 458 996	11340	99,229 %	0,771 %	33,31 %	46,73 %	53,27 %	3453	3,28
85,0 %	1 550 184	12119	99,224 %	0,776 %	35,39 %	43,73 %	56,27 %	3339	3,63
90,0 %	1 641 371	12945	99,218 %	0,782 %	37,47 %	40,94 %	59,06 %	3239	4,00
95,0 %	1 732 558	13818	99,209 %	0,791 %	39,56 %	38,36 %	61,64 %	3152	4,38
105,0 %	1 914 933	15705	99,187 %	0,813 %	43,72 %	33,75 %	66,25 %	3008	5,22
110,0 %	2 006 120	16720	99,173 %	0,827 %	45,80 %	31,70 %	68,30 %	2948	5,67
115,0 %	2 097 307	17782	99,159 %	0,841 %	47,88 %	29,80 %	70,20 %	2895	6,14
120,0 %	2 188 495	18891	99,144 %	0,856 %	49,97 %	28,06 %	71,94 %	2848	6,63

Skalering med GDT

Skalering prosent	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
112,1 %	2 044 419	17160	99,168 %	0,832 %	46,68 %	30,88 %	69,12 %	2925	5,87

Traføyelser og tapskoeffisienter på reell last

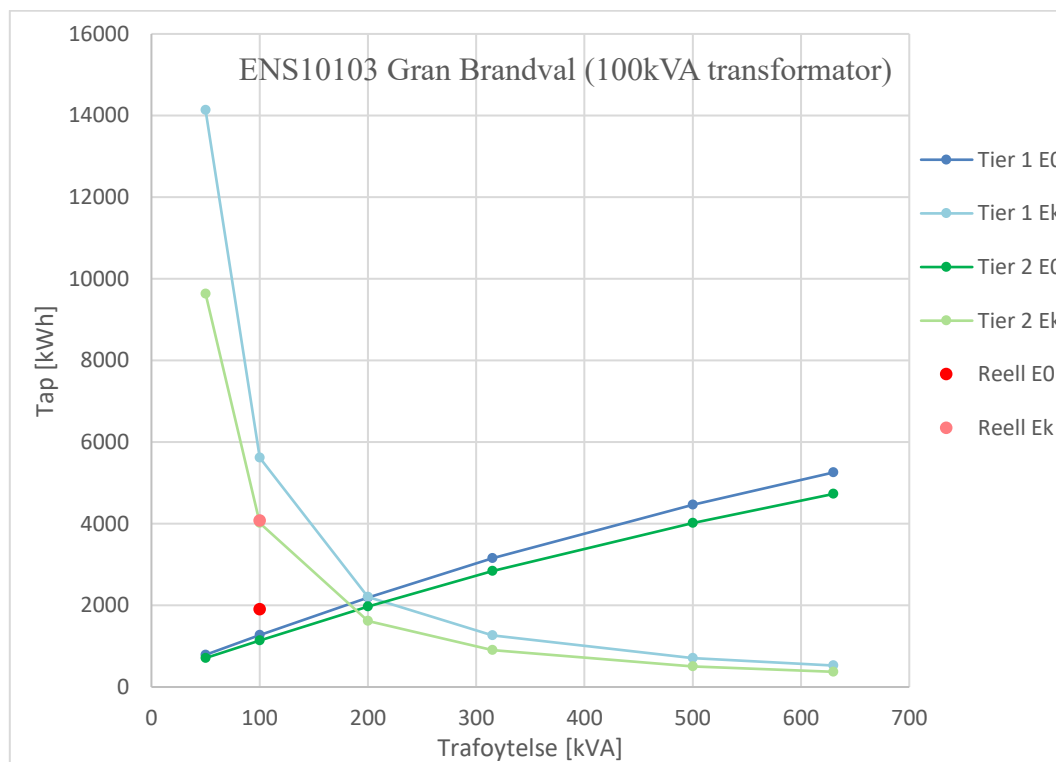
Tapskrav	S_n [kVA]	E_{lev} [kVAh]	E_{tap} [kWh]	η [%]	Tap_{andel} [%]	α [%]	E_0 [%]	E_k [%]	T_t [timer]	ΔP_{max} [kW]
Tier 1										
	315	1 823 746	21210	98,850 %	1,150 %	66,1	14,87 %	85,13 %	2534	8,37
	500	1 823 746	14575	99,207 %	0,793 %	41,6	30,65 %	69,35 %	2919	4,99
	630	1 823 746	12780	99,304 %	0,696 %	33,0	41,13 %	58,87 %	3246	3,94
	800	1 823 746	11724	99,361 %	0,639 %	26,0	48,57 %	51,43 %	3526	3,32
	1000	1 823 746	11569	99,370 %	0,630 %	20,8	58,30 %	41,70 %	3976	2,91
	1250	1 823 746	11556	99,370 %	0,630 %	16,7	72,01 %	27,99 %	4846	2,38
Tier 2										
	315	1 823 746	15802	99,141 %	0,859 %	66,1	17,96 %	82,04 %	2601	6,07
	500	1 823 746	11188	99,390 %	0,610 %	41,6	35,94 %	64,06 %	3075	3,64
	630	1 823 746	10055	99,452 %	0,548 %	33,0	47,05 %	52,95 %	3465	2,90
	800	1 823 746	9432	99,486 %	0,514 %	26,0	54,33 %	45,67 %	3779	2,50
	1000	1 823 746	9562	99,478 %	0,522 %	20,8	63,49 %	36,51 %	4265	2,24
	1250	1 823 746	10283	99,439 %	0,561 %	16,7	72,84 %	27,16 %	4911	2,09

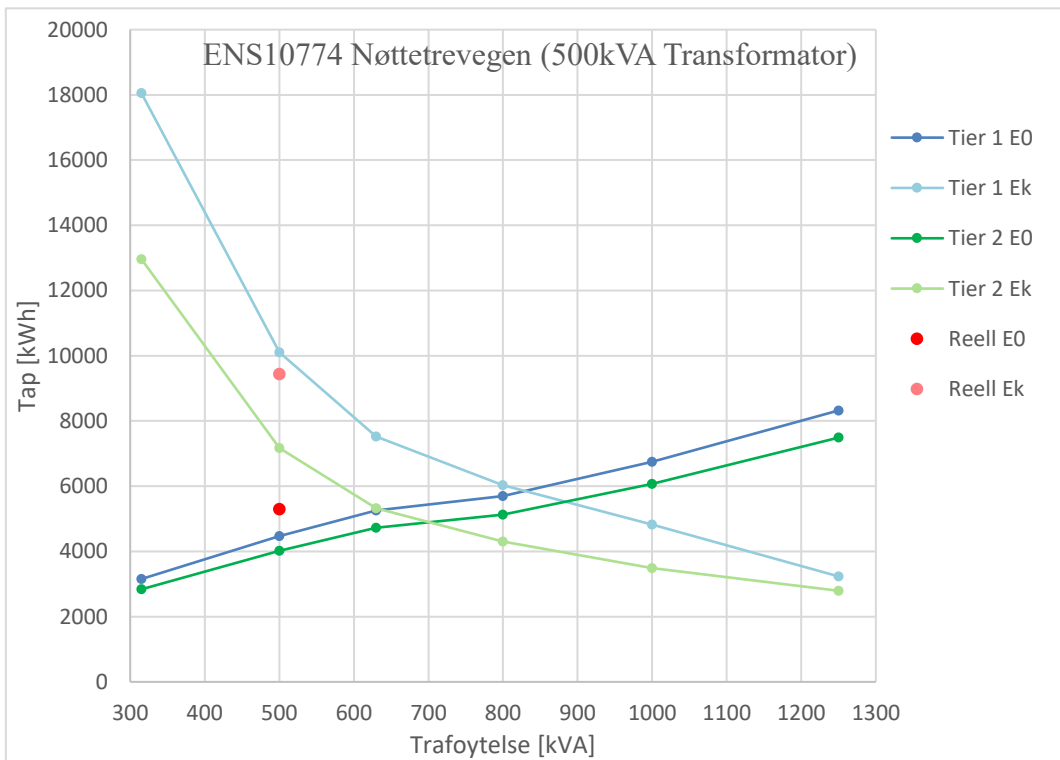
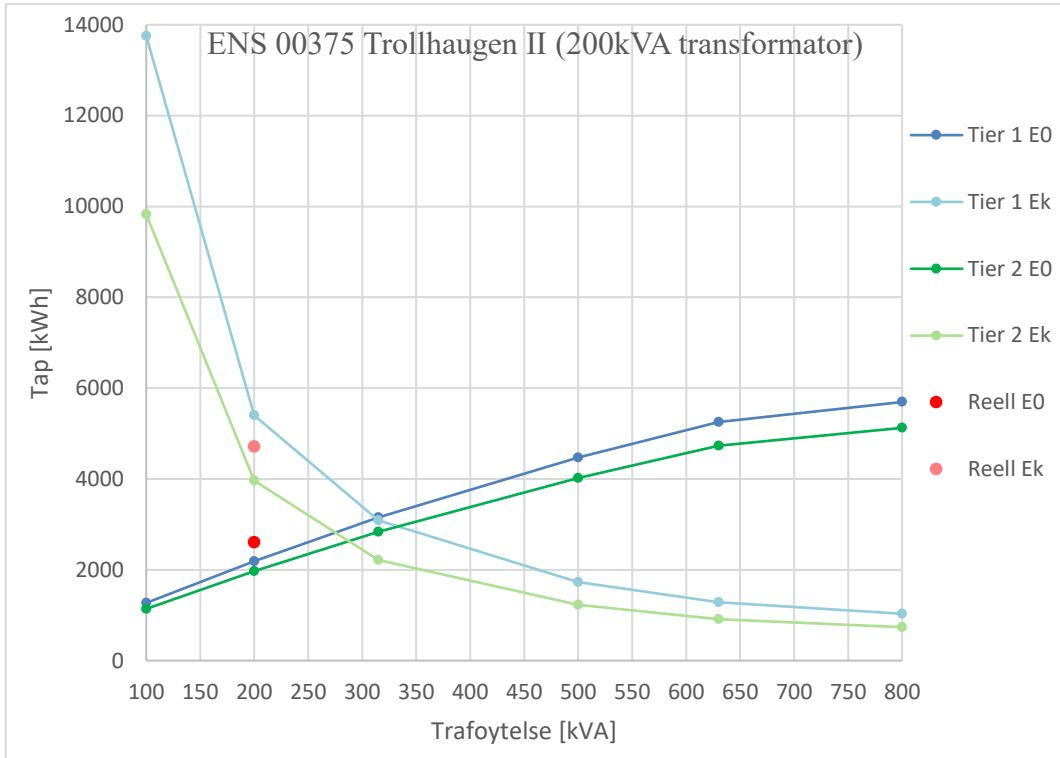
Vedlegg 4 – Tomgangs- og belastningstap

Figurene i dette vedlegget skisserer fordelingen mellom tomgangstap og belastningstap for forskjellige ytelser og tapskrav.

E0 – Totale tomgangstap

Ek – Totale belastningstap






Vedlegg 5 – Transformorkort


Trollhaugen II

ABB	L.nr 1851	KVA 200	Per 50	Omsetning 22000+2x2,5%-4x2,5%/240 V	På Lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overblåstet	
Revidert den									
ABB AS Steinkjer - Norway				Omsetning Volt 22000	240	St	A - B - C Volt	A - B - C Volt	
Kunde				Normalstr. Amp. 5,25	481	1	23100		
Type DTIE-L3S128				Po 297		2	22550		
Fabr. Nr. 1LN203773		År 2006		Pk. 75° 2397		3	22000		
Total Vekt 1020 kg	Tot. Bred. 735 mm		Uz% 3,64			4	21450		
Olje Vekt 290 kg	Tot. Lgd. 1110 mm		Ur% 1,20			5	20900		
Oljetype : Mineral		Tot. Høyde 1375 mm		Kobling og gruppe Yyn0		6	20350		
Omkobler		Utv. X	Innv.	Transp.hjul	Med	Uten X	7	19800	
Øvrige opplysninger om utstyr etc. HERMETISK TETT, MALT UTF.									
Dato i drift		Transformorkrets nr/navn			Dato	Oljemerke	Syretal Mg KOH/g	Gj.slag KV/cm	Slam-dannelse
8/10-08		ENS 00375 Trollhaugen II							
Revider år									
ABB AS Steinkjer - Norway	L.nr 1851	KVA 200	Per 50	Omsetning 22000+2x2,5%-4x2,5%/240 V	På lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overblåstet	

Gran Brandval

Kardex-kort									
 Norsk Transformator	Lnr	KVA	Per	Omsetning	På lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overbelastet	
		100	50	22000+2x2.5%-4x2.5%/24000V					
Revidert den									
Norsk Transformator AS Steinkjer - Norway				Omsetning Volt	240	St	A - B - C Volt	A - B - C Volt	
Kunde				Normal str. Amp		1			
Eidsiva Anlegg AS				2,62	241		23 100		
Type				Po		2			
Steinkjer				217			22 550		
Fabr nr.		År		Pk 75		3			
210335		2012		1268			22 000		
Total vekt		Total bredde		Uz %		4			
660 kg		645 mm		3,76	xo m Ω		21 450		
Olje vekt		Total lengde		Ur %		5			
175 kg		920 mm		1,27	ro m Ω		20 900		
Oljetype		Total høyde		Kobling og gruppe		6			
Mineral		1175 mm		Yyn0			20 350		
Omkobler		Trans.hjul				7			
Utvendig		Uten					19 800		
Øvrige opplysninger om utstyr etc. Hermetisk tett, Malt, 24 kV HSP.Gjennomføringer, best.nr. 5121549									
Dato i drift	Dato ut av drift	Transformatorrets nr/navn			Dato	Oljemerke	Syretal MgKOH/g	Gj.slag KV/cm	Slamdannelse
		Revider år							
L.nr	KVA	Per	Omsetning	På lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overbelastet		
	100	50	22000+2x2.5%-4x2.5%/24000V						

Nøttetrevegen

Kardex-kort									
 Norsk Transformator	Lnr	KVA	Per	Omsetning	På lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overbelastet	
		500	50	11000+2x2.5%-4x2.5%/240V					
Revidert den									
Norsk Transformator AS Steinkjer - Norway				Omsetning Volt	240	St	A - B - C Volt	A - B - C Volt	
Kunde Eidsiva Anlegg AS				Normal str. Amp	1203	1	11 550		
Type Steinkjer				Po		2	11 275		
Fabr nr. 304561		År 2015		Pk 75 5136		3	11 000		
Total vekt 1635 kg		Total bredde 845 mm		Uz % 4,33	xo m Ω	4	10 725		
Olje vekt 390 kg		Total lengde 1345 mm		Ur % 1,03	ro m Ω	5	10 450		
Oljetype Mineral		Total høyde 1635 mm		Kobling og gruppe Yyn0		6	10 175		
Omkobler Utvendig		Trans.hjul Med				7	9 900		
Øverige opplysninger om utstyr etc. Hermetisk tett, Malt, Berøringssikre HS-Gjennomføringer DIN 42358, Bestnr: 5134413									
Dato i drift	Dato ut av drift	Transformatorkrets nr/navn			Dato	Oljemerke	Syretal MgKOH/g	Gj.slag KV/cm	Slamdannelse
		Revider år							
L.nr	KVA	Per	Omsetning	På lager	Bør revideres	Olje bør prøves	Er overbelastet		
	500	50	11000+2x2.5%-4x2.5%/240V						

Vedlegg 6 – Revidert kode til kalkulasjonsverktøyet

Original funksjon hentet fra kalkulasjonsverktøyet:

A. H. Amundsen og K. A. T. Vada, "Fordelingstransformatorer og tapskostnader - Beregning av en mer detaljert modell for tapskostnader ved bruk av AMS-data", Bachelor, NTNU, 2019.

```
Sub makeDeltaArr() '
'calculates time, kVA, and kW between sample points,
'stores values in arrDelta array,
'[dt, kVA dt, kW dt], dt = 24-hour intervals

'declare local variables
Dim r, c, dts, kVAh, kWh As Variant, n As Long, ws As Worksheet

'get setup variables from sheet
Set ws = Sheets("Setup")
n = ws.Range("B6").Value 'measurement transformer scaling factor

'resize array to fit samples
ReDim arrDelta(LBound(arrInput, 1) To (UBound(arrInput, 1) - 1), 1 To 3)

'loop rows
For r = LBound(arrInput, 1) To (UBound(arrInput, 1) - 1)

    'loop columns
    For c = LBound(arrInput, 2) To UBound(arrInput, 2) 'outer array = 1, inner array =
2 [[,]]

        'calc delta dates and add to array column 1
        If c = 1 Then
            arrDelta(r, c) = (arrInput(r + 1, c) - arrInput(r, c)) 'shows dt in date
format, deciaml 24-hour intervals
            dts = arrDelta(r, 1) * 24 'shows dt in deciaml hours per sample

            'calc kVA dt and add to array column 2
            ElseIf c = 2 Then
                kVAh = ((Sqr((arrInput(r + 1, c) - arrInput(r, c)) ^ 2 + (arrInput(r + 1,
c + 1) - arrInput(r, c + 1)) ^ 2)) * n) 'throughput per hour
                arrDelta(r, c) = kVAh / dts 'throughput per delta time period

            'calc kW dt and add to array column 3
            kWh = (arrInput(r + 1, c) - arrInput(r, c)) * n 'throughput per hour
            arrDelta(r, c + 1) = kWh / dts 'throughput per delta time period

        End If

    Next

Next

'average sample time, value in hours
dt = (sumArrCol(arrDelta, 1) * 24) / (noSamples - 1)

End Sub
```

Revidert funksjon for denne rapporten:

```
Sub makeDeltaArr() '  
'calculates time, kVA, and kW,  
'stores values in arrDelta array,  
'[dt, kVA dt, kW dt], dt = 24-hour intervals  
  
  'declare local variables  
  Dim r, c, kVAh, kWh As Variant, n As Long, ws As Worksheet  
  
  'get setup variables from sheet  
  Set ws = Sheets("Setup")  
  n = ws.Range("B6").Value 'measurement transformer scaling factor  
  
  'resize array to fit samples  
  ReDim arrDelta(LBound(arrInput, 1) To (UBound(arrInput, 1)), 1 To 3)  
  
  'loop rows  
  For r = LBound(arrInput, 1) To (UBound(arrInput, 1))  
  
    'calc kVA dt and add to array column  
    'Bruker verdiene istedet for differansen og legger sammen R+ og R- (DM)  
    kVAh = ((Sqr((arrInput(r, 2)) ^ 2 + (arrInput(r, 3) + arrInput(r, 5)) ^ 2)) * n)  
    arrDelta(r, 2) = kVAh 'throughput per delta time period  
  
    'calc kW dt and add to array column 3  
    kWh = (arrInput(r, 2)) * n 'throughput per hour  
    arrDelta(r, 3) = kWh 'throughput per delta time period  
  Next  
  
  dt = 1 ' satt til 1 i denne oppgaven (tidsforskjeller er alltid 1 time) (DM)  
  
End Sub
```

Vedlegg nr.7 – Kode for estimering

```
'Laget ifm bacheloroppgave - Anvendelse av AMS-data
'Forfatter - Daniel Mika, 29/4-2020
,
'Globale variabler
Public start, slutt, startNS, antintA, strintA, antintR, strintR As Integer

Function settglobalvariabler()
'Globale variabler som må manuelt settes før kodene kjøres

start = 1530 'startdato aktuell periode å sammenlikne (linjenr i sammenlikne fanen)
slutt = 3625 'sluttdato aktuell periode å sammenlikne (linjenr i sammenlikne fanen)
startNS = 1529 'startdato for reg av data fra NS (linjenummer i sammenlikne fanen)
antintA = 5 'antall intervall ved A+ beregning
strintA = 40 'Størrelsen på intervall ved A+ beregning
antintR = 6 'antall intervall ved R+ beregning
strintR = 40 'Størrelsen på intervall ved R+ beregning
End Function

Sub Første()
Oppdeling
inndeling
MsgBox "Legg inn data fra Azure og Kjør2"
End Sub

Sub Kjør2()
sammenlikne
periodeforsammenlikning
fordeling
Rpluss
gjsnittRpluss
GenererData
Resultat
End Sub

Sub Oppdeling()
'Deler opp .CSV fil til et regneark med data i separate kolonner
Columns("A:A").Select
Selection.TextToColumns Destination:=Range("A1"), DataType:=xlDelimited, _
TextQualifier:=xlDoubleQuote, ConsecutiveDelimiter:=False, Tab:=False, _
Semicolon:=True, Comma:=False, Space:=False, Other:=False, FieldInfo _
:=Array(Array(1, 2), Array(2, 2), Array(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1),
Array(7, 1), Array(8, 1), Array(9, 1), Array(10, 1), Array(11, 1)), _
TrailingMinusNumbers:=True
End Sub

Sub inndeling()
'Deler inn dato, A+, A-, R+ og R- fra NS i hver sin kolonne

Dim rad As Long
Dim j, k, m, n As Integer
Dim data As Variant

Range("C1:E1").Select 'kolonne:[type , dato , måling]
data = Range(Selection, Selection.End(xlDown)) 'legges inn i data array

ActiveSheet.Name = "Data" 'Navngir ark1
Sheets.Add After:=ActiveSheet 'legger til ark
ActiveSheet.Name = "Info" 'navngir nytt ark

'Overskrifter
Range("A1:E1")= Array("Tid", "A+ [kWh]", "R+ [kWh]", "A- [kWh]", "R- [kWh]")
Range("F1:H1")= Array("Legg inn:", "Dato Azure", "A+[kWh]Azure")

Range("A1:H1").Select 'Formatering på overskrift
With Selection.Font
.Bold = True
.Size = 14
End With

For i = 1 To UBound(data, 1) 'Løkke som går igjennom alle linjene i array
If data(i, 1) = "A+" Then 'Sjekker om kol 1 i array er A+
Range("A2").Offset(j, 0).Value = data(i, 2) 'Skriver ut dato
```

```

        Range("B2").Offset(j, 0).Value = data(i, 3) 'skriver ut måling
        j = j + 1 'løpende telling for hver kolonne i info arket
    ElseIf data(i, 1) = "R+" Then
        Range("C2").Offset(k, 0).Value = data(i, 3)
        k = k + 1
    ElseIf data(i, 1) = "A-" Then
        Range("D2").Offset(m, 0).Value = data(i, 3)
        m = m + 1
    ElseIf data(i, 1) = "R-" Then
        Range("E2").Offset(n, 0).Value = data(i, 3)
        n = n + 1
    End If
Next
End Sub

Sub sammenlikne()
'Sammenlikner Data fra NS og data fra Azure

Dim ns, azure As Variant 'array for data [Dato, A+]
Dim x As Integer 'For å regulere avviket i klokkeslett

Sheets.Add After:=ActiveSheet 'nytt ark
ActiveSheet.Name = "Sammenlikne" 'navngi nytt ark

'Overskrifter
Range("A1:C1") = Array("Dato fra NS", "A+ fra NS [kWh]", "Dato fra Azure", "A+ fra Azure
[kWh]")
Range("D1:F1") = Array("Diff (NS-Azure)", "Diff (% av Azure)")
Range("A1:G1").Select
With Selection.Font
    .Bold = True
    .Size = 14
End With

Worksheets("Info").Activate
Range("A2:B2").Select 'Dato NS og A+ NS
ns = Range(Selection, Selection.End(xlDown))
Range("G2:H2").Select 'Dato Azure og A+ Azure
azure = Range(Selection, Selection.End(xlDown))

Worksheets("Sammenlikne").Activate

For i = 1 To UBound(azure, 1)
    Range("A2").Offset(i, 0).Value = ns(i + x, 1) 'dato nettstasjonen
    Range("B2").Offset(i, 0).Value = ns(i + x, 2) 'A+ nettstasjonen

    Range("C1").Offset(i, 0).Value = azure(i, 1) 'dato azure
    Range("D1").Offset(i, 0).Value = azure(i, 2) 'A+ Azure

    If azure(i, 1) = "2019-03-31 00:00:00+01:00" Then
        x = 1 'forskyver data ns slik at den matcher med data azure
    ElseIf azure(i, 1) = "2019-10-27 00:00:00+02:00" Then
        x = 4 'forskyver data ns slik at den matcher med data azure
    End If

    Range("E1").Offset(i, 0) = "=RC[-3]-RC[-1]" 'Diff (NS-Azure)
    Range("F1").Offset(i, 0) = "= (RC[-4]/RC[-2]-1)*100" 'diff i % av Azure
Next

'Tilpasser og farger kolonnene
Range("A1:G1").Select
Columns("A:F").EntireColumn.AutoFit
Columns("A:B").Interior.ThemeColor = xlThemeColorAccent1
Columns("A:B").Interior.TintAndShade = 0.399975585192419
Columns("C:D").Interior.ThemeColor = xlThemeColorAccent2
Columns("C:D").Interior.TintAndShade = 0.399975585192419
Columns("E:F").Interior.ThemeColor = xlThemeColorAccent6
Columns("E:F").Interior.TintAndShade = 0.399975585192419
Columns("A:F").Borders(xlInsideVertical).LineStyle = xlContinuous
Columns("A:F").Borders(xlInsideHorizontal).LineStyle = xlContinuous

End Sub
Sub periodeforsammenlikning()
'henter ut aktuell periode til sammenlikning

```

```

Sheets.Add After:=ActiveSheet 'nytt ark
ActiveSheet.Name = "Aktuellperiode" 'nytt ark navn

settglobalevariabler 'setter de globale variablene (Public)

'Overskrifter
Range("A1:D1") = Array("Dato fra Azure", "A+ fra Azure [kWh]", "Diff (NS-Azure)", "Diff (%
av Azure)")

For i = start - 2 To slutt - 1 'Går igjennom linjene som skal sammenliknes
  Range("A2").Offset(k, 0) = Range("Sammenlikne!C1").Offset(i, 0) 'Dato Azure
  Range("B2").Offset(k, 0) = Range("Sammenlikne!D1").Offset(i, 0) 'A+ Azure
  Range("C2").Offset(k, 0) = Range("Sammenlikne!E1").Offset(i, 0) 'Diff (NS-Azure)
  Range("D2").Offset(k, 0) = Range("Sammenlikne!F1").Offset(i, 0) 'Diff % av Azure
  k = k + 1
Next

End Sub
Sub fordeling()
  'Beregne snitt prosentandel differanse i hvert intervall

  Dim data As Variant '[A+ Azure, Diff(kWh),diff (%)
  Dim pros As Variant '[Sum Diff %, Ant målinger]

  settglobalevariabler

  Sheets("AktuellPeriode").Select          'Velger aktuell fane
  Range("F1").CurrentRegion.ClearContents 'Sletter tidligere data

  ReDim pros(1 To antintA, 1 To 2)          'dimensjonerer pros array

  Range("B2:D2").Select 'Data array [A+ Azure, Diff(kWh),diff (%)
  data = Range(Selection, Selection.End(xlDown))

  Range("F1:H1") = Array("Intervall A+", "snitt %", "Ant målinger") 'overskrifter

  '2-D for løkke som finner verdier innenfor intervallene og
  'regner ut snitt og snitt% for hvert av de intervallene
  For j = 0 To antintA - 1 'Går antall intervall satt av global variabel
    pros(j + 1, 1) = 0 'Definert for videre utregning
    pros(j + 1, 2) = 0
    For i = 1 To UBound(data, 1) 'Går igjennom alle linjene i data-array
      If data(i, 2) > 0 Then 'Sjekker at Diff>0 for å unngå dårlige verdier
        If data(i, 1) <= strintA * (j + 1) And data(i, 1) > j * strintA Then 'Sjekker
intervallet
          pros(j + 1, 1) = pros(j + 1, 1) + data(i, 3) 'Sum Diff%
          pros(j + 1, 2) = 1 + pros(j + 1, 2) 'Ant målinger i intervallet
        End If
      End If
    Next

    Range("F2").Offset(j, 0).Value = j * strintA & "-" & strintA * (j + 1) 'skriver ut
intervallet
    If pros(j + 1, 2) > 0 Then ' sjekker antall målinger > 0
      Range("G2").Offset(j, 0).Value = pros(j + 1, 1) / pros(j + 1, 2) 'skriver ut snitt
% for intervallet
    Else
      Range("G2").Offset(j, 0).Value = "no values" ' hvis 0 målinger
    End If
    Range("H2").Offset(j, 0).Value = pros(j + 1, 2) 'skriver ut antall målinger i
intervallet
  Next

End Sub

Sub Rtabell()
  'Skal lage en tabell som inneholder A+,R+,R- fra nettstasjonen
  'Og regner ut differansen på dem

  Dim data As Variant '[Dato, A+, R+, A-, R-] alle fra NS (nettstasjonen)

  Sheets.Add After:=ActiveSheet 'nytt ark
  ActiveSheet.Name = "Rtabell" 'Navngir nytt ark

  Worksheets("Info").Activate 'går til aktuelt ark

```

```

Range("A2:E2").Select      'velger aktuelle verdier
data = Range(Selection, Selection.End(xlDown)) 'Fyller data array
Worksheets("Rplass").Activate 'går til aktuelt ark

'Overskrifter
Range("A1:C1") = Array("Tid", "A+ [kWh]", "R+ [kWh]")
Range("D1:F1") = Array("R+/A+ [%]", "R- [kWh]", "R-/A+ [%]")

For i = 1 To UBound(data, 1)
    Range("A1").Offset(i, 0).Value = data(i, 1) 'Dato
    Range("B1").Offset(i, 0).Value = data(i, 2) 'A+
    Range("C1").Offset(i, 0).Value = data(i, 3) 'R+
    Range("E1").Offset(i, 0).Value = data(i, 5) 'R-

    Range("D1").Offset(i, 0) = "(RC[-1]/RC[-2])*100" 'R+/A+ [%]
    Range("F1").Offset(i, 0) = "(RC[-1]/RC[-4])*100" 'R-/A+ [%]
Next

End Sub

Sub Rsnitt()
    'snitt R+/A+ og R-/A+ i hvert intervall

    Dim data As Variant '[A+, R+, R+/A+(%), R-, R-/A+(%)]
    Dim pros As Variant '[Sum R+/A+(%), Sum R+, Sum R-/A+(%), Sum R-, Antall målinger]
    setglobalvariabler 'Setter nødvendige variabler

    Sheets("Rtabell").Select 'Går til aktuelt ark
    Range("H1").CurrentRegion.ClearContents 'Sletter tidligere data

    ReDim pros(1 To antintR, 1 To 5) 'Dimensjonerer pros array

    Range("B2:F2").Select      ' Merker nødvendig data
    Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select ' og legger dem inn i data-array
    data = Selection.Value      ' (A+[kWh], R+[kWh], R+/A+[%], R-[kWh], R-
/A+[%])

    'Overskrifter
    Range("H1:M1") = Array("Intevall A+", "snitt R+ %", "snitt R+", "snitt R- %", "snitt R-",
"Ant målinger")

    For j = 0 To antintR - 1      'Løkke som går igjennom alle intervall
        For i = 1 To UBound(data, 1) 'Løkke som går igjennom alle linjene med data
            If data(i, 1) <= strintR * (j + 1) And data(i, 1) > j * strintR Then 'Sjekker A+
mot intervallet
                pros(j + 1, 1) = pros(j + 1, 1) + data(i, 3)      'Sum R+/A+(%)
                pros(j + 1, 2) = pros(j + 1, 2) + data(i, 2)      'Sum R+
                pros(j + 1, 3) = pros(j + 1, 3) + data(i, 5)      'Sum R-/A+(%)
                pros(j + 1, 4) = pros(j + 1, 4) + data(i, 4)      'Sum R-
                pros(j + 1, 5) = 1 + pros(j + 1, 5)                'Antall målinger
            End If
        Next
        Range("H2").Offset(j, 0).Value = j * strintR & "-" & strintR * (j + 1) 'Printer ut
intervallet
        If pros(j + 1, 5) > 0 Then 'Sjekker at det er foretatt målinger i intervallet
            Range("I2").Offset(j, 0) = pros(j + 1, 1) / pros(j + 1, 5) 'Snitt R+/A+(%)
            Range("J2").Offset(j, 0) = pros(j + 1, 2) / pros(j + 1, 5) 'Snitt R+
            Range("K2").Offset(j, 0) = pros(j + 1, 3) / pros(j + 1, 5) 'Snitt R-/A+(%)
            Range("L2").Offset(j, 0) = pros(j + 1, 4) / pros(j + 1, 5) 'Snitt R-
        Else
            Range("I2").Offset(j, 0) = "no values"      'Hvis 0 målinger i intervallet
        End If
        Range("M2").Offset(j, 0) = pros(j + 1, 5) 'Skriver ut antall målinger
    Next

End Sub

Sub GenererData()
    'Generere verdier ut fra tidligere beregnet data og differanser

    setglobalvariabler 'Funksjon som setter de globale variablene

    Dim ASnitt As Variant '[Intervall A+, Snitt %, Antall målinger]
    Dim Rsnitt As Variant '[intervall A+,SnittR+ %, Snitt R+, Snitt R- %, Snitt R-, Antall
målinger]

```

```

Dim data As Variant '[Dato NS, A+ NS, Dato Azure, A+ Azure]

Sheets.Add After:=ActiveSheet 'lager nytt sheet
ActiveSheet.Name = "GenData" 'navngir nytt sheet

Sheets("Aktuellperiode").Select 'Finner frem tabellen for A+
ASnitt = Range("F1").CurrentRegion 'og legger den i APlussSnitt
Sheets("Rpluss").Select 'Finner frem tabellen for R+
Rsnitt = Range("H1").CurrentRegion 'og legger den i RPlussSnitt

Sheets("Sammenlikne").Select
Range("A3:D3").Select 'Henter Dato NS,A+ NS, Dato Azure og A+
Azure
data = Range(Selection, Selection.End(xlDown)) 'Lagrer dem i data-array

'Navngir kolonnene
Sheets("GenData").Select
Range("A1:E1") = Array("Dato NS", "A+ Azure", "% for A+", "% for R+", "% for R-")
Range("G1:I1") = Array("A+ gen", "R+ Gen", "R- Gen")

For j = 0 To UBound(ASnitt, 1) - 2 'Løkke for hvert intervall i APlussSnitt
  For i = 1 To startNS 'Løkke for manglende verdier i A+ NS
    'Sjekk verdi er i intervallet
    If data(i, 4) > strintA * j And data(i, 4) < strintA * (1 + j) Then
      Range("G1").Offset(i, 0) = data(i, 4) * (1 + ASnitt(j + 2, 2) / 100) 'Regner
ut A+ NS verdien
      Range("A1").Offset(i, 0) = data(i, 1) 'Dato
      Range("B1").Offset(i, 0) = data(i, 4) 'A+ Azure
      Range("C1").Offset(i, 0) = ASnitt(j + 2, 2) 'Prosent brukt
    End If
    'sjekk om A+ > det største intervallet
    If data(i, 4) > strintA * (UBound(ASnitt, 1) - 1) Then
      'Regner ut A+ NS verdien
      Range("G1").Offset(i, 0) = data(i, 4) * (1 + ASnitt(UBound(ASnitt, 1), 2) /
100)
      Range("A1").Offset(i, 0) = data(i, 1) 'Dato
      Range("B1").Offset(i, 0) = data(i, 4) 'A+ Azure
      Range("C1").Offset(i, 0) = ASnitt(j + 2, 2) 'Prosent brukt
    End If
  Next
Next

For j = 0 To UBound(Rsnitt, 1) - 2 'Løkke for hvert intervall i RPlussSnitt
  For i = 0 To startNS - 1 'Løkke for manglende verdier i R+ og R- NS
    If Range("G2").Offset(i, 0) > strintR * j And Range("G2").Offset(i, 0) < strintR * (1 +
j) Then 'Sjekk verdi er i intervallet
      Range("H2").Offset(i, 0) = Range("G2").Offset(i, 0) * Rsnitt(j + 2, 2) / 100
'R+ generert
      Range("D2").Offset(i, 0) = Rsnitt(j + 2, 2) 'Prosent brukt
      Range("I2").Offset(i, 0) = Range("G2").Offset(i, 0) * Rsnitt(j + 2, 4) / 100
'R-generert
      Range("E2").Offset(i, 0) = Rsnitt(j + 2, 4) 'Prosent brukt
    End If
    'sjekk om A+ > det største intervallet
    If Range("G2").Offset(i, 0) > strintR * (UBound(Rsnitt, 1) - 1) Then
      Range("H2").Offset(i, 0) = Range("G2").Offset(i, 0) * Rsnitt(UBound(Rsnitt,
1), 2) / 100 'R+ generert
      Range("D2").Offset(i, 0) = Rsnitt(j + 2, 2) 'Prosent brukt
      Range("I2").Offset(i, 0) = Range("G2").Offset(i, 0) * Rsnitt(UBound(Rsnitt,
1), 4) / 100 'R- generert
      Range("E2").Offset(i, 0) = Rsnitt(j + 2, 4) 'Prosent brukt
    End If
  Next
Next

End Sub

Sub Resultat()
  'Setter opp komplett datasett ut fra tidligere beregninger.

  Dim generertdata As Variant

  Sheets.Add After:=ActiveSheet 'Lager nytt sheet
  ActiveSheet.Name = "Resultat" 'Navngir nytt sheet

```

```

Range("A1:E8761").Value = Range("Info!A1:E8761").Value 'Kopierer over data fra NS
Sheets("GenData").Select
generertdata = Range("G1").CurrentRegion 'Henter generert data
Sheets("Resultat").Select

For i = 1 To UBound(generertdata, 1) - 1 'Skriver ut generert data
    Range("B1").Offset(i, 0) = generertdata(i + 1, 1) 'A+
    Range("C1").Offset(i, 0) = generertdata(i + 1, 2) 'R+
    Range("E1").Offset(i, 0) = generertdata(i + 1, 3) 'R-
Next

End Sub

Sub skalere()
'Lager et dataset som er skalert til ønsket prosent
'for å simulere en økning eller reduksjon i last

Sheets("Resultat").Select

x = InputBox("Angi prosent skalering") 'skaleringsfaktor i prosent

rad = Cells(Rows.Count, 1).End(xlUp).Row 'Finner antall rader på arket

'Løkke som skriver ut en multiplisert versjon av den originale
For i = 1 To rad - 1
    Range("H1").Offset(i, 0).Value = Range("B1").Offset(i, 0).Value * x / 100
    Range("I1").Offset(i, 0).Value = Range("C1").Offset(i, 0).Value * x / 100
    Range("J1").Offset(i, 0).Value = Range("D1").Offset(i, 0).Value * x / 100
    Range("K1").Offset(i, 0).Value = Range("E1").Offset(i, 0).Value * x / 100
Next

'Overskrift og prosent skalering
Range("G1").Value = "Skalert " & x & " %"
Range("H1:K1").Value = Range("B1:E1").Value

End Sub

Sub JevntForbrukReelt()
'Lager et datasett som har jevt forbruk hvert døgn med like stort totalt forbruk

Dim data As Variant 'Array for data [A+,R+,A-,R-]
Dim Kalk As Variant 'Array kalkuleerte verdier [A+,R+,A-,R-]

Sheets("Resultat").Select 'Velger aktuelt ark

Range("B2:E2").Select
data = Range(Selection, Selection.End(xlDown)) 'Fyller data array

ReDim Kalk(1 To UBound(data, 1) / 24, 1 To 4) 'Dimensjonerer kalk array

For i = 0 To UBound(data, 1) / 24 - 1 'Går igjennom hvert døgn i året
    For j = 1 To 24 'Går igjennom hver time i et døgn
        Kalk(i + 1, 1) = data(j + i * 24, 1) + Kalk(i + 1, 1) 'Sum A+
        Kalk(i + 1, 2) = data(j + i * 24, 2) + Kalk(i + 1, 2) 'Sum R+
        Kalk(i + 1, 3) = data(j + i * 24, 3) + Kalk(i + 1, 3) 'Sum A-
        Kalk(i + 1, 4) = data(j + i * 24, 4) + Kalk(i + 1, 4) 'Sum R-
    Next
    'Skriver ut døgnsnitt
    Range("M2:M25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 1) / 24 'Snitt A+
    Range("N2:N25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 2) / 24 'Snitt R+
    Range("O2:O25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 3) / 24 'Snitt A-
    Range("P2:P25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 4) / 24 'Snitt R-
Next

End Sub

Sub JevntForbrukSkalert()
'Datasett som har jevt forbruk hvert døgn på skalerte verdier
'men like stort samlet forbruk

Dim data As Variant 'Array for data [A+,R+,A-,R-]
Dim Kalk As Variant 'Array kalkuleerte verdier [A+,R+,A-,R-]

```



```

Sheets("Resultat").Select

Range("H2:K2").Select
data = Range(Selection, Selection.End(xlDown)) 'Fyller data array

ReDim Kalk(1 To UBound(data, 1) / 24, 1 To 4) 'Dimensjonerer kalk array

For i = 0 To (UBound(data, 1) / 24) - 1 'Går igjennom hvert døgn i året
  For j = 1 To 24 'Går igjennom hver time i et døgn
    Kalk(i + 1, 1) = data(j + i * 24, 1) + Kalk(i + 1, 1) 'Sum A+
    Kalk(i + 1, 2) = data(j + i * 24, 2) + Kalk(i + 1, 2) 'Sum R+
    Kalk(i + 1, 3) = data(j + i * 24, 3) + Kalk(i + 1, 3) 'Sum A-
    Kalk(i + 1, 4) = data(j + i * 24, 4) + Kalk(i + 1, 4) 'Sum R-
  Next

  Range("M2:M25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 1) / 24 'Snitt A+
  Range("N2:N25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 2) / 24 'Snitt R+
  Range("O2:O25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 3) / 24 'Snitt A-
  Range("P2:P25").Offset(i * 24, 0) = Kalk(i + 1, 4) / 24 'Snitt R-
Next

End Sub

```

