

Kost-nytte analyse på aldrende transformatorer

Mohammed Adnan Marwan Altawil

Abdulaziz Ibrahim Wali

Gjøvik

vår, 2024

Prosjektdetaljer

Tittel: Kost-nytte analyse på aldrende transformatorer
Prosjekt-nr: ELK 6
Dato: 21/05/2024
Forfattere: Mohammed Adnan Altawil og Abdulaziz Ibrahim Wali
Status: Åpen
Studieretning: Elektroingeniør - Elkraft og bærekraftig energi
Veileder : Tor Arne Folkestad
Oppdragsgiver: Griug
Oppdragsgivers kontaktperson: Øystein Røn
Definisjonsliste : AMS: Avansert Måle- og Styringsystem. Samlebetegnelse på instrumentering for måling, lagring, overføring av data fra målepunkt til datainnsamlingssystem, og mellom enheter. Statnett: er et statsforetak underlagt olje- og energidepartementet. Statnett er ansvarlig for å bygge, drifte og vedlikeholde det sentrale strømmettet. NPV: Nåverdiberegningen. IRR: Intern avkastning.

Sammendrag

Denne bacheloroppgaven utforsker utfordringene og løsningene knyttet til alderende transformatorer i et elektrisk distribusjonsnett. Med en del av fordelingstransformatorer som stadig blir eldre, er det kritisk for Griug AS å vurdere kostnadene og fordelene ved utskifting kontra fortsatt drift etter økte strømpriser. Oppgaven fokuserer på en detaljert vurdering av ti av de eldste fordelingstransformatorene som fortsatt er i bruk, hvor flere av dem har oversteget sin forventede tekniske levetid.

- **Metodologi:** Oppgaven benytter en kombinasjon av kvantitative og kvalitative metoder for å analysere data om transformatorers alder, driftsprofil, og økonomiske aspekter knyttet til drift og utskifting. En kost-nytte analyse er gjennomført for å sammenligne de økonomiske implikasjonene av å fortsette drift versus å erstatte transformatorene. I tillegg er det utviklet et verktøy som tillater beregning av tilbakebetalingstiden for nye transformatorer.
- **Hovedfunn** Analysen indikerer at en rekke distribusjonstransformatorer, spesielt modellene T06220, T02220 og T36090, manifesterer betydelig ineffektivitet og økte driftskostnader. Disse utfordringene skyldes primært underbelastning, høye verdier av ΔP_{\max} og økt brukstid for tap (T_t). Videre er det identifisert at disse spesifikke distribusjonstransformatorene er hovedkandidater for utskifting. Ved en eventuell utskifting vil de nye distribusjonstransformatorene redusere ΔP_{\max} for T06220 fra 4.183 kW til 1.3 kW, og for T02220 fra 2.63 kW til 0.51 kW. Dette representerer en god forbedring i effektivitet og reduksjon i energiforbruk. Gruppen har også kommet fram til at T36090-plasseringen erstattes med T04137, noe som vil redusere omkostningene sammenlignet med full utskifting (med nye

trafoer) og ytterligere minske ΔP_{\max} for både T36090 og T04137, samtidig som det øker effektiviteten for begge transformatorer. En kostnadsnytte-analyse antyder at tidlig utskifting av disse enhetene vil medføre økonomiske gevinster.

- **Økonomisk verktøy og implikasjoner:** Det utviklede økonomiske verktøyet demonstrerer hvordan Griug kan anvende inngående investeringsperiode og kostnadsinformasjon til å ta funderte investeringsbeslutninger. Ved å integrere nyeste realistiske data for investeringsperioden, fortjenes tenes prosent ved å transportere strøm og kostnader på nye trafoer gir verktøyet en modell for å forutsi økonomisk levedyktighet av investeringer i nye transformatorer.
- **Betydning av forskningen:** Oppgaven bidrar med innsikt i hvordan aldring av transformatorer kan håndteres på en kostnadseffektiv måte. Ved å fremme forståelsen av økonomiske og tekniske aspekter ved utskifting av transformatorer, støtter denne oppgaven strategiske beslutninger som kan lede til viktige forbedringer i nettverkets effektivitet og driftssikkerhet.

Forord

Det er med glede og stolthet gruppen presenterer denne rapporten. Dette prosjektet er gjennomført av studentene Mohammed Adnan Marwan Altawil og Abdulaziz Ibrahim Wali som en del av studiet i Elektroingeniør-Elkraft og bærekraftig energi ved NTNU. Også vil gruppen rette en hjertelig takk til sin veileder ved NTNU, Tor Arne Folkestad, for hans uvurderlige veiledning og støtte gjennom hele prosjektperioden.

Videre vil gruppen takke sin oppdragsgiver, GRIUG AS, representert ved kontaktperson Øystein Røn, for at han ga gruppen denne verdifulle muligheten til å arbeide med et så relevant og utfordrende tema.

Dette prosjektet tar for seg utfordringen med de aldrende transformatorer i Griugs distribusjonsnett. Med en økende alder på mange av fordelingstransformatorene, og den påfølgende risikoen for forringelse og økte tap, har gruppen utført en grundig analyse av behovet for utskifting. Gjennom en nytte-kostnadsanalyse, ble det sammenlignet konsekvensene av å bytte ut disse fordelingstransformatorene og identifisert de mest hensiktsmessige løsningene. Det bør også nevnes at gruppen brukte kunstig intelligens for å oppnå en mer akademisk skrivestil og forbedre formuleringene i prosjektet, med sikte på å øke kvaliteten og presisjonen.

***NB:** Gruppen innhentet data knyttet til prosjektet i slutten av mars. Dataene gitt av oppdragsgiver var utilstrekkelige til en grad som gjorde at gruppen slet med å fullføre den nødvendige forretningsplanen. Noen av dataene som ble presentert i Excel-filene fra oppdragsgiveren var vanskelige å tolke, analysere og forstå.*

Dette førte til mye bruk av tid på å sortere og sette dem i riktig sammenheng, noe som stjal tiden som kunne brukes for mer utdyping og presisjon i oppgaven. Etter å ha fullført analysen av de leverte dataene av selve oppdragsgiveren, ble det oppdaget at maksimale belastningsgrader oppgitt fra oppdragsgiver avvok fra beregnede belastningsgrader utført av gruppen på bakgrunn av AMS-data fra kundene. Det antas at belastningsgrader på transformatorer gitt fra oppdragsgiver baserer seg på utregninger som anvender års energiforbruk for kunden med bruk av brukstid eller Velanders koeffisienter for å finne ΔP_{max} . Bruk av reelle timesmålinger for kunden gir et bedre datagrunnlag for økt presisjon.

På grunn av tidsbegrensninger, antall transformatorer som ble studert, og den store mengden data levert av oppdragsgiveren, hadde gruppen ikke mulighet til å gjennomføre en fullstendig analyse for å bekrefte nøyaktigheten av andre kritiske faktorer som er avgjørende for dette prosjektet. Derfor kan ikke gruppen utelukke muligheten for feil eller fullstendig usikkerhet i den endelige avgjørelsen.

Innhold

1	Prosjektstruktur	1
2	Innledning	2
3	Teori	4
3.1	Tapene i transformator	4
3.2	Brukstid For Tap	5
3.3	Tapskostnader	6
3.3.1	Spesifikke tapskostnader	7
3.4	Effektforbruk	8
3.5	Økonomi-delen	11
3.5.1	Nåverdiberegninger (NPV).	11
3.5.2	Intern avkastning (IRR).	12
3.5.3	Tilbakebetalingsperiode	13
4	Metode	14
4.1	Valg av analyseverktøy	14
4.2	Beskrivelse av transformatorer	15
4.3	Data for brukstid for Tap og maksimale effekttap i fordelings- transformatorer	15
4.4	Data for last og tap	19
4.5	Tapskostnader	21
4.6	Økonomisk beregning	24
5	Resultat	25
5.1	Energitap i trafo som funksjon av tid	25
5.1.1	Trafo T04137	27
5.1.2	Trafo T36090	29

5.2	Brukstid for Tap og maksimale effekttap	30
5.2.1	Trafo T04137	30
5.2.2	Trafo T36090	32
5.3	Tapskostnader	33
5.3.1	Trafo T04137	34
5.3.2	Trafo T36090	36
5.4	Økonomisk resultat	38
6	Resultat-analyse	41
6.1	Avvik i belastningsgrad mellom oppgitt data og beregnet data: .	41
6.2	Resultater om aldrende trafoer, før og etter utskifting	43
7	Diskusjon	46
7.1	Scenario 1: Holde aldrende transformatorer i drift.	46
7.2	Scenario 2: Utskifte aldrende transformatorer med nye.	48
7.3	Scenario 3: Utskifte aldrende fordelingstransformatorer med nye av Større eller Mindre Merkeytelse.	50
7.4	Anbefalt løsning	52
7.4.1	Beslutning om Utskifting av Transformatorer T06220 og T02220	52
7.4.2	Beslutning om Ombytting av T36090 med T04137 og Po- tensiell Ombytting av T06220 med T09150	53
7.4.3	Økonomiske Overveielser	54
7.4.4	Tekniske Spesifikasjoner og Driftskostnader etter leveran- dører (oppdaterte opplysninger)	55
7.4.5	Forholdet mellom belastningsendringer og tap	55
7.4.6	Vurdering av Demografiske og Økonomiske Dynamikker .	56
7.4.7	Klimaendringers Påvirkning	56

7.4.8	Anbefaling Basert på Pris og Spesifikasjoner:	57
8	Konklusjon	58
9	Vedlegg	60

Tabeller

1	Transformatorspesifikasjoner, inkludert trafo-nummer, type (modellen), fabrikkårsår, merkeytelse, belastningsgrad, tomgangstap og belastningstap.	15
2	Sum energitap ved gitt belastning i kW, trafo T04137.	28
3	Sum energitap ved gitt belastning i kW, trafo T36090.	29
4	Endringer i maksimal belastning, maksimalt energitap og brukstid for Tap i transformatoren gjennom ulike måneder i året. . . .	31
5	Endringer i maksimal belastning, maksimalt energitap og brukstid for Tap i transformatoren gjennom ulike måneder i året. . . .	32
6	Transformatorer og nettap-prosent av levert energi	37
7	Transformatorer og Deres Tilstandsanalyse basert på belastningsgrad oppgitt av Griug AS.	42
8	Scenario 1: Holde aldrende transformatorer i drift.	47
9	Scenario 2: Erstatning av aldrende transformatorer med nye enheter.	49
10	Scenario 3: Utskifte aldrende transformatorer med nye av Større eller Mindre Merkeytelse.	51

Figurer

1	Skjematisk framstilling av det norske kraftsystemet.[6]	2
2	Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapkostnader.[6]	6
3	Årlig effektforbruk for 2022 fra statnett. [7]	9
4	Årlig effektforbruk for 2023 fra statnett. [7]	9
5	Effektforbruk i et kaldt vinterdøgn i 2022. [7]	10
6	Effektforbruk i et kaldt vinterdøgn i 2023. [7]	10
7	Data for brukstid for Tap og Maksimale effekttap beregnet ut fra AMS-data for last per time, oppgitt av Griug.	16
8	Data for brukstid for tap og Maksimale effekttap.	16
9	Data for brukstid for tap, maksimale effekttap og energitap for trafo T04137.	17
10	Data for brukstid for tap, maksimale effekttap og energitap for trafo T36090.	18
11	Gjennomsnittlig effekttap som funksjon av sum last trafo T04137. Ordnet i last grupper 12kW til 33kW med antall timer drift i hver kategori.	19
12	kwekv [øre/kWh] fra SINTEF. [6]	22
13	kp [kroner/kW år] fra SINTEF.[6]	23
14	Tap fordelt på lasttimer for trafo T04137, levert av Griug AS. . .	26
15	Tap fordelt på lasttimer for trafo T36090, levert av Griug AS. . .	26
16	Sammenhengen mellom belastningsgruppe og total energitap i transformatoren over året.	28
17	Sammenhengen mellom belastningen og total energitap i transformatoren over året.	29
18	Max effekt-tap i (kW) per måned. Måned 1 er januar, trafo T04137.	31

19	Max effekt-tap i (kW) per måned. Måned 1 er januar, trafo T36090.	32
20	Tapkostnad, trafo T04137.	35
21	Tapkostnad, trafo T04137.	35
22	Tapkostnad, trafo T36090.	36
23	Tapkostnad, trafo T36090.	37
24	Eksempel på input.	39
25	IRR for hver periode.	39
26	NPV for hver periode.	40
27	Avvik i belastningsgrad mellom oppgitt data og beregnede data.	41
28	Total tapkostnad og belastning for alle transformatorer før utskifting.	43
29	Total tapkostnad og belastning for alle transformatorer før utskifting.	43
30	Nye ΔP_{\max} og T_t for alle fordelingstransformatorer etter utskifting, inkludert de som ble valgt i samsvar med anbefalingene. 7.4	44
31	Brukstid for tap etter utskifting.	45
32	Max effekttap etter utskifting.	45
33	Trafo pris med muligens 15 prosent forsikring gitt av Griug AS. .	55

1 Prosjektstruktur

Elektriske kraftdistribusjonssystemer fungerer som ryggraden i det moderne samfunnet, og sikrer pålitelig levering av elektrisk kraft fra produksjonsanlegget til sluttbrukeren. En sentral komponent i dette distribusjonsnettverket er distribusjonstransformatoren, som spiller en avgjørende rolle i å konvertere spenningen til nivåer som er egnet for forbrukeren. Til tross for at noen av disse transformatorene kan ha en levetid på mer enn femti år, har bekymringer oppstått på grunn av redusert effektivitet ved ulike belastningsnivåer, og økt risiko for driftssvikt.

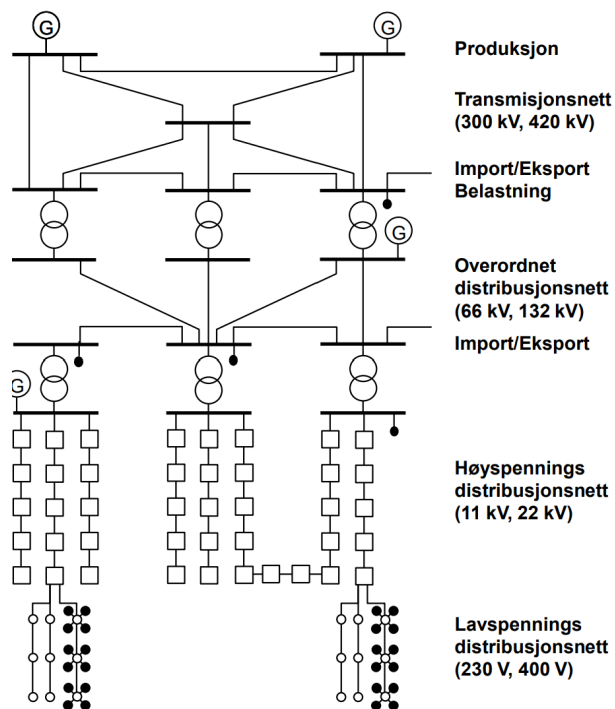
Beslutningen om å erstatte eller fortsette å drifte eldre distribusjonstransformatorer involverer en kompleks beslutningsprosess som tar hensyn til flere tekniske, økonomiske og miljømessige faktorer. Med økt kompleksitet i kravene, inkludert integrering av fornybare energikilder, endrede forbruksmønstre og behovet for å redusere karbonutslipp, blir utfordringen enda større. Derfor er en omfattende studie avgjørende for å vurdere den økonomiske effekten av å erstatte gamle distribusjonstransformatorer, med fokus på langsiktig bærekraft og pålitelighet av kraftdistribusjonsinfrastruktur.

Denne analysen krever en detaljert tilnærming og inkluderer økonomiske og tekniske evalueringer for å finne den mest hensiktsmessige måten å håndtere gamle distribusjonstransformatorer på. Økonomisk analyse innebærer å studere kostnadene ved å kjøpe og installere nye transformatorer og vurdere i denne sammenhengen om det er lønnsomt å gjennomføre prosjektet eller ikke. Den viser årlig resultatavkastning og perioden som kreves for å dekke prosjektkostnadene.

Ved å analysere ulike scenarier forsøker studien å illustrere konsekvensene av alternative strategier for modernisering av distribusjonsnettverket, og gir beslutningstakere et omfattende grunnlag for å ta informerte beslutninger.

2 Innledning

Norges strømnett er delt inn i tre hovednivåer: sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Figuren 1,[6] viser et diagram over hvordan de ulike nivåene i nettverket er sammenkoblet. Statnett eier sentralnettet, mens eierskapet til delnettene varierer fra region til region. Delingen mellom de tre nevnte nivåene skjer ved å bytte fra ett spenningsnivå til et annet, og dette skjer ved transformatorpunktene. Transformatorer leverer også elektrisk energi til boligområder og alle samfunnskritiske anlegg. Overføringen av denne energien resulterer i tap fra energiproduksjonsstadiet til forbruksøyeblikket.



Figur 1: Skjematisk framstilling av det norske kraftsystemet.[6]

Disse tapene må produseres og overføres, noe som medfører en kostnad av tapene i elektrisitetsnettet. Kostnaden knyttet til tap omtales som tapskostnader. Disse tapene vil bli brukt i økonomiske analyser i dette prosjektet for å bestemme nødvendige tiltak.

For å forstå det økende behovet for å erstatte transformatorer i distribusjonsnettet, vil dette prosjektet gjennomføre en omfattende analyse av erstatning av gamle transformatorer med nye og identifisere transformatorer som kan fortsette å operere til tross for sin alderdom. Fokuset vil være på ti transformatorer som fortsatt er i drift. Gjennom dette prosjektet kan gruppen bestemme hvilke transformatorer i distribusjonsnettet som bør byttes ut for å sikre bærekraftig og effektiv energisikkerhet. Det vil også bli utviklet et verktøy som vil hjelpe brukeren med å identifisere transformatorer som må skiftes ut og beregne hvor lang tid det tar å betale for en ny transformator.

3 Teori

3.1 Tapene i transformator

Transformators tap refererer til de elektriske tapene som oppstår i transformatoren. Disse tapene inkluderer strømtap på grunn av elektrisk strøm som går gjennom solenoider og ledninger, tap på grunn av oppvarming forårsaket av hysteresis og virvelstrøm tap i transformatorens kjerne[4].

- **Magnetiseringstap for transformatorer som er over 50 år gamle, er høyere enn nye transformatorer med samme merkebetegnelse. Dette er fordi moderne trafoer produseres bedre når det gjelder jernkjernen av bruk av bedre materialer samt tilgjengelighet av bedre teknologi i produksjonsprosessen (gruppens generelle kunnskap).**

Som et resultat er tapene delt inn i:

- **Belastningstap(Strømvarmetap).**
- **Tomgangstap(Magnetiseringstap).**

Tomgangstap skal være opplyst fra fabrikken og står på merkeskiltet.

Derfor blir de totale tapene i transformatoren.1

$$\mathbf{P}_{\text{tap}} = \mathbf{P}_0 + \mathbf{P}_k \quad (1)$$

hvor:

\mathbf{P}_0 : Tomgangstap.

\mathbf{P}_k : Belastningstap.

3.2 Brukstid For Tap

Brukstid for tap er en viktig faktor ved beregning av tapskostnader og estimering av årlig energitap. Tap påvirkes av flere faktorer, inkludert kvaliteten på materialene som brukes i transformatorkonstruksjon og driftsforhold. Flere metoder kan brukes til å beregne årlig energitap, inkludert levetiden til transformatoren og behov for fordelingstransformator-ytelse. Estimering av årlig tap hjelper til med å bestemme transformatoreffektiviteten og planlegge rettidig vedlikehold og utskifting av transformatorer for å opprettholde effektiviteten til det elektriske systemet [6]

Utleddning av formel for beregning av brukstid for Tap.2

$$\mathbf{T}_t = \frac{\Delta W}{\Delta \hat{P}} [Timer] \quad (2)$$

Hvor:

ΔW : Sum energitap for perioden, normalt et år [kWh]

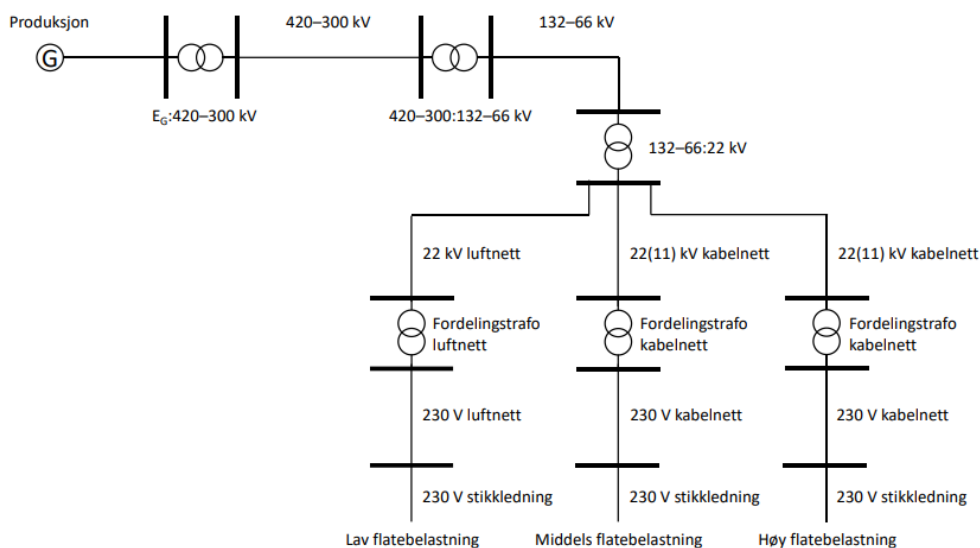
$\Delta \hat{P}$: Maksimale effekttap i perioden [kW]

$\Delta \hat{P}$ er her gjennomsnittseffekt for timen med maksimal gjennomsnittseffekt ut fra AMS-data.

3.3 Tapkostnader

Energidimensjonen til elektriske tap i et kraftsystem representerer den økonomiske kostnaden for den tapte energien som må produseres for å erstatte energitapet. Den betydelige dimensjonen av elektriske tap påvirker det elektriske systemets evne til å gi en tilstrekkelig mengde energi til å møte etterspørselen. Tap av effekt i perioder med høy etterspørsel "spiser" av overføringskapasiteten, som f. eks i ekstremt kaldt vær eller tider med økt belastning.

Selve kraftsystemet må modelleres og deretter brukes som utgangspunkt for å beregne kostnaden for elektriske tap på ulike steder i nettet[6]. Denne tilnærmingen er vanskelig og kompleks, så modellen som brukes til å beregne spesifikke tapkostnader er en forenklet radiell modell2 [6].



Figur 2: Stilisert radialbeskrivelse av kraftsystemet for beregning av spesifikke tapkostnader.[6]

Variasjonen i kostnadene mellom ulike nettverkstyper førte til oppdelingen av distribusjonsnett i tre distinkte kategorier. [6]

- luftnett med lav flatebelastning.
- kabelnett med middels flatebelastning.
- kabelnett med høy flatebelastning.

Av denne grunnen er det nødvendig å beregne spesifikke tapkostnader for forskjellige typer distribusjonsnett.

3.3.1 Spesifikke tapskostnader

Elektriske tap i kraftsystemet både har en energidimensjon (energien må produseres) og en effektdimensjon (beslaglegger kapasitet i kraftsystemet).[6] En kostnadsriktig verdsetting av tapene kan ut fra dette skrives på formen: 3

$$\mathbf{K}_{\text{tap}} = K_{\text{p}} \cdot \Delta P_{\text{pmax}} + \int K_{\text{w}}(t) \cdot \Delta P(t) dt \quad (3)$$

hvor:

\mathbf{K}_{tap} :	Kostnader av tap [kr/år]
$\mathbf{K}_{\text{w}}(t)$:	Energikostnad ved tidspunkt t [kr/kWh]
\mathbf{K}_{p} :	Kostnad av maksimale effekttap (tunglast) [kr/kW år]
$\Delta \mathbf{P}_{\text{pmax}}$:	Maksimale effekttap (tunglast) [kW]
$\Delta \mathbf{P}(t)$:	Effekttap tidspunkt t [kW]

Omformer likningen over:

$$\mathbf{K}_{\text{tap}} = K_p \cdot \Delta P_{\text{pmax}} + \Delta P_{\text{pmax}} \cdot K_{\text{wekv}} \cdot T_t$$

$$\mathbf{K}_{\text{tap}} = (K_p + K_{\text{wekv}} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{\text{pmax}}$$

$$\mathbf{K}_{\text{tap}} = K_{\text{pekv}} \cdot \Delta P_{\text{pmax}}$$

hvor:

\mathbf{K}_{wekv} : Ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]

\mathbf{K}_{pekv} : Ekvivalent tapskostnad referert til tapenes årsmaksimum [kr/kW år]

\mathbf{T}_t : Brukstid for Tap [timer/år]

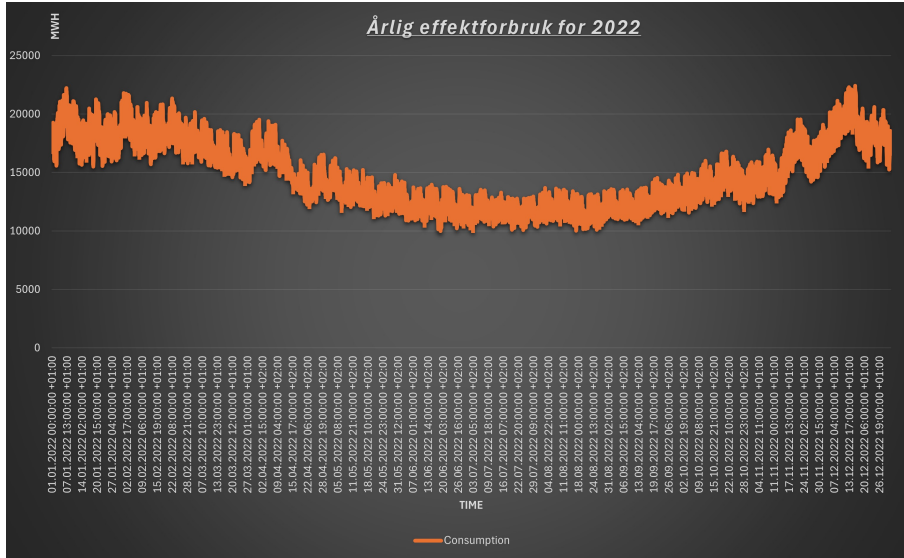
3.4 Effektforbruk

Begrepet 'effektforbruk' refererer til mengden elektrisk energi som forbrukes per tidsenhet. Dette begrepet brukes i analysen av energiforbruket i ulike samsfunnssektorer, som industri, transport og boligsektoren. I konteksten av transformatorer, omfatter effektforbruk både lasttap, som er tap av energi når transformatorer driver en belastning, og tomgangstap, som er energi forbrukt når transformatorer er på, men uten å drive en last.

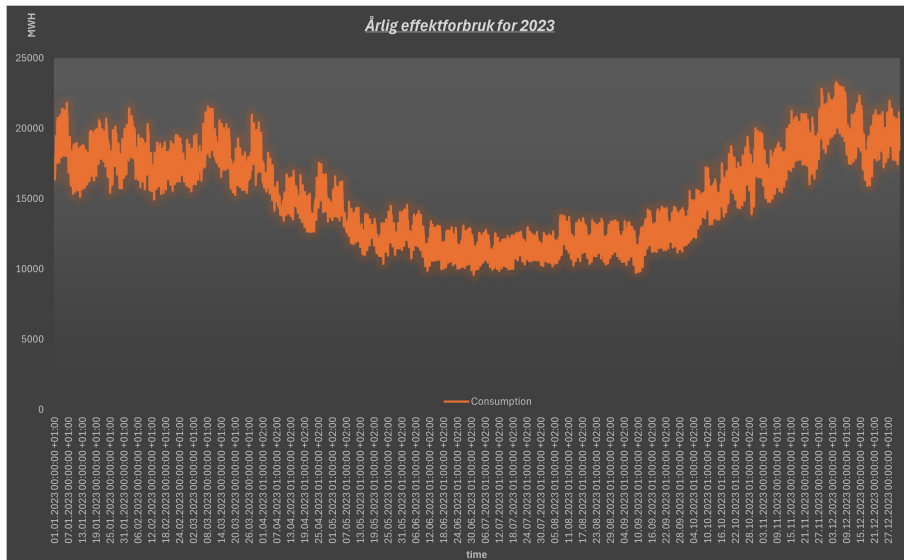
Her kan man se hvordan forbruket av elektrisk kraft har vært i Norge, time for time, fra og med 2022 til 2023.

Figurene i dette kapitlet er generert ut via Excel, fra data hentet fra Statnett sin hjemmeside.[7]

Figurene3 og 4 viser årlig effektforbruk for 2022 og 2023

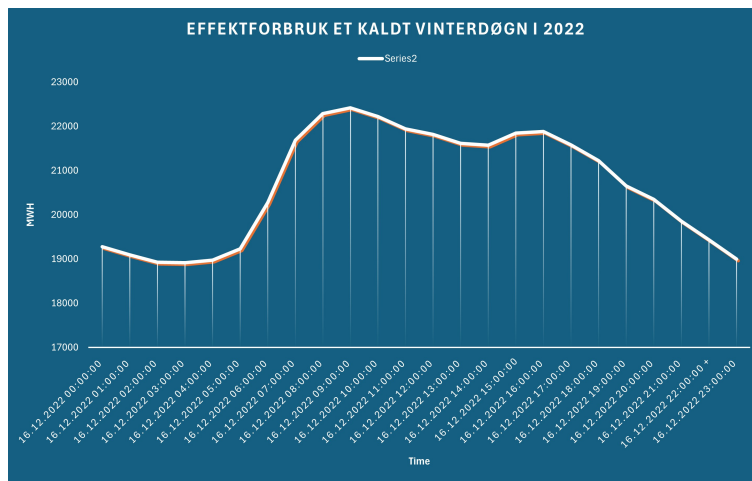


Figur 3: Årlig effektforbruk for 2022 fra statnett. [7]

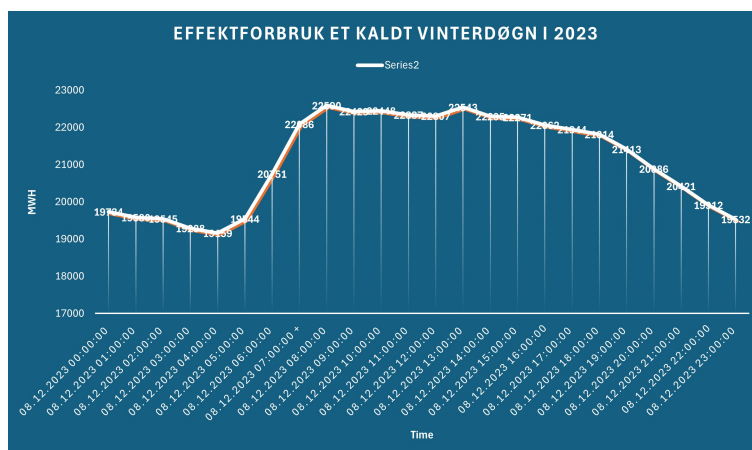


Figur 4: Årlig effektforbruk for 2023 fra statnett. [7]

Vinteren utgjør en av årstidene som spiller en viktig rolle når det gjelder energiforbruk og -produksjon. For å illustrere effekten av det kalde været på energiforbruket, ble en av de kaldeste dagene om vinteren valgt for en sammenligning av energiforbruket mellom sesongene 2022 og 2023 [7]. Figurene 5 og 6 viser effektforbruk i et kaldt vinterdøgn for 2022 og 2023



Figur 5: Effektforbruk i et kaldt vinterdøgn i 2022. [7]



Figur 6: Effektforbruk i et kaldt vinterdøgn i 2023. [7]

3.5 Økonomi-delen

Når man skal analysere om man skal reinvestere el-nettet eller fortsette å vedlikeholde det, er det naturlig å gjøre nåverdiberegninger. Man må se på de potensielle inkrementelle kostnadene ved å utsette reinvestering sammenlignet med kostnadene ved reinvestering nå og kostnadene som spares på grunn av reinvestering. Analyser som tapsberegninger og kostnad ved tap av alternativer tas med i nåverdiberegninger. Det samme gjelder drifts- og vedlikeholdskostnader samt ikke-leverte energikostnader.

I denne sammenhengen vil hvert av de følgende bli valgt:

- Nåverdiberegninger (**NPV**).
- Intern avkastning (**IRR**).
- Tilbakebetalingsperiode.

3.5.1 Nåverdiberegninger (**NPV**).

Nåverdiberegninger benyttes for å vurdere lønnsomheten i en investering. Det benyttes også for å vurdere hvor stor lønnsomhet det er i ulike alternativer for å løse et teknisk problem. Nåverdiberegninger er ikke begrenset til å gjelde investeringer i strømnnett, men kan benyttes på mange slags typer investeringer som ved veibygging, fjernvarmebygging, industribygging osv[2].

Ved en investering er netto nåverdi NPV gitt av:

$$NPV = -B_0 + \sum_t \frac{U_t}{1 + rk} \quad (4)$$

hvor:

$\mathcal{N}V$ er nettonåverdien av investeringen

B_0 er utgiften for investeringen i år 0

U_t er netto nytte i år t (inntekter minus kostnader)

r_k er kalkulasjonsrenten, avkastningskravet på investeringen

N er antall år investeringen varer

3.5.2 Intern avkastning (IRR).

Internrenten (IRR) er den årlige renten som den opprinnelige kapitalinvesteringen må vokse til for å nå sin endelige verdi fra den opprinnelige verdien. Den interne avkastningen måler den sammensatte avkastningen på en investering, tar hensyn til størrelsen på finansielle strømmer og tidspunktet for disse strømmene. Internrenten er et viktig begrep for å analysere en investering og utvikle et budsjett som passer denne investeringen. Den representerer den årlige avkastningen som gjør at netto nåverdi (NPV) av et investeringsprosjekt er lik null. (IRR) brukes som et verktøy for å evaluere lønnsomheten av fremtidige prosjekter og investeringer. En høyere internrente betyr en lønnsom fremtidig investering, fordi den representerer en høyere årlig avkastning sammenlignet med andre investeringsmuligheter.[8]

$$\mathcal{N}NPV = -B_0 + \sum_t \frac{U_t}{1 + r_k} = 0 \quad (5)$$

3.5.3 Tilbakebetalingsperiode

Tilbakebetalingstiden er et mål som angir tidsperioden som kreves for at inntekt fra en investering skal dekke kostnadene ved investeringen. Den representerer tidsrammen der nettoinntekten fra investeringen når nullpunktet, med andre ord, tilbakebetalingsperioden er tiden det tar for investeringen å generere tilstrekkelig inntekt til å dekke den opprinnelige kostnaden. Dette konseptet er av stor betydning i økonomisk analyse og investeringsevaluering, da det gir et generelt og innsiktsfullt syn på investeringens lønnsomhet og potensielle økonomiske risikoer i løpet av tidsperioden.[3].

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Average Annual Cash Flow}}{\text{Cost of Investment}} \quad (6)$$

4 Metode

Prosjektets mål er å identifisere de gamle elektriske transformatorer som strømselskapet "Griug" må erstatte og erstatte dem med nye. Ut fra denne rammen kan arbeidsmetoden deles inn i to trinn. Det første trinnet innebærer å beregne kostnadene for elektrisk tap for transformatorer i nettet. Det andre trinnet innebærer å finne et verktøy som gjør at bedriften kan beregne tiden det tar å tjene inn kostnadene for de nye transformatorer som skal erstatte de gamle.

4.1 Valg av analyseverktøy

Etter å ha samlet all relevant informasjon fra arbeidsgiveren, oppnådde gruppe-medlemmene enighet om å utforme en Excel-fil hvor alle nødvendige data kunne legges inn for å beregne kostnadene knyttet til tap av elektrisitet over en tidsperiode på tretti år. Med sikte på å diversifisere tilnærmingen til prosjektet, ble det også besluttet å utvikle en Python-skript for å utføre de nødvendige økonomiske beregningene som er avgjørende for å fullføre prosjektet.

4.2 Beskrivelse av transformatorer

Transformatorspesifikasjoner er gitt av oppdragsgiver og vist i tabell 1

Tabell 1: Transformatorspesifikasjoner, inkludert trafo-nummer, type (modellen), fabrikkårsår, merkeytelse, belastningsgrad, tomgangstap og belastningstap.

Objektnummer	Trafo	Fabrikkårsår	Merkeytelse [kVA]	Belastningsgrad%	P_0 (Tomgangstap) [W]	P_k (Belastningstap) [W]
2227	T02090	1969	800	81	-	-
2266	T02220	1962	400	34	1745	5348
2320	T02380	1967	600	89	-	-
2422	T04137	1957	75	81	566	1476
2720	T06220	1968	300	112	660	3646
2832	T09150	1953	500	46	-	-
3473	T21020	1950	50	82	-	-
4229	T23215	1950	100	30	-	-
4063	T28080	1950	100	63	-	-
24527	T36090	1968	200	2	512	2648

4.3 Data for brukstid for Tap og maksimale effekttap i fordelingstransformatorer

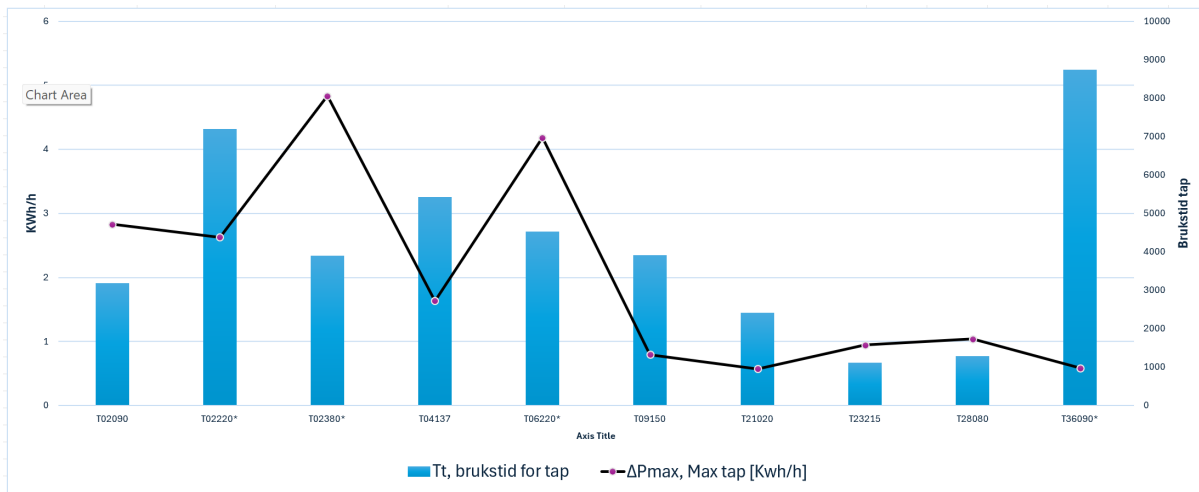
En viktig parameter for å kunne beregne tapskostnader er såkalt brukstid for Tap T_t beregnet ut fra AMS-data , og en annen viktig parameter er Maksimale effekttap ΔP_{pmax} , som gruppen fikk fra oppdragsgiveren og som ble brukt videre i hele oppgaven, inkluderer både trafoers maksimale effekttap og linjetap ved lavspent.

Gruppen fikk data fra oppdragsgiveren som Excel-filer om effektberegninger til hele 2023 året. Gjennom disse presenterte dataene vil vi kunne vise T_t og ΔP_{pmax} . Disse verdiene kan ses i følgende figuren 7 :

Trafo	Objektnummer	Fabrikasjonsår	Merkeytelse[kVA]	Belastningsgrad%	T _t , brukstid for tap	ΔP _{max} , Max tap [kWh/h]
T02090	2227	1969	800	81	3180	2.828
T02220*	2266	1962	400	34	7196	2.63
T02380	2320	1967	600	89	3894	4.835
T04137*	2422	1957	75	81	5425	1.636
T06220*	2720	1968	300	112	4533	4.183
T09150	2832	1953	500	47	3909	0.797
T21020	3473	1950	50	82	2416	0.575
T23215	4229	1950	100	30	1123	0.947
T28080	4063	1950	100	63	1294	1.041
T36090*	24527	1968	200	2	8734	0.585

Figur 7: Data for brukstid for Tap og Maksimale effekttap beregnet ut fra AMS-data for last per time, oppgitt av Griug.

I figur 8 viser histogrammet verdiene for T_t og ΔP_{pmax} .



Figur 8: Data for brukstid for tap og Maksimale effekttap.

Data ble samlet inn fra ti Excel-filer. Hver elektriske transformator har sin egen Excel-fil. Alle filene vil bli vedlagt senere i en dedikert mappe.

I figurene 9 og 10 vises informasjons formatet for to elektriske transformatorer som et eksempel på formatet for dataene som vedlegges Excel-filene. Dette formatet kan brukes som mal for alle andre transformatorene.

Mnd NETBAS MDMS Last Tap.(kW)...
1 1 :	33.122	22.535	0.000	0.000
2 2 :	32.129	21.859	0.000	0.000
3 3 :	28.988	19.137	0.000	0.000
4 4 :	23.324	15.397	0.000	0.000
5 5 :	20.991	13.858	0.000	0.000
6 6 :	19.325	12.758	0.000	0.000
7 7 :	18.326	12.098	0.000	0.000
8 8 :	20.991	13.858	0.000	0.000
9 9 :	23.324	15.397	0.000	0.000
10 10 :	24.990	16.497	0.000	0.000
11 11 :	28.322	18.697	0.000	0.000
12 12 :	31.466	21.408	0.000	0.000
	33.122	12.098	0.000	0.000
Sum last	182.368 MWh	Maks. last	33.122 kW.	Brukstid last 5506 timer.
Sum tap	8.877 MWh	Maks. tap	1.636 kW.	Brukstid tap 5425 timer.

Figur 9: Data for brukstid for tap, maksimale effekttap og energitap for trafo T04137.

Mnd	NETBAS	MDMS	Last	Tap.(kW)....
1	1 :	2.307	0.761	0.000	0.000	2.307	0.761	0.585	0.583
2	2 :	2.238	0.738	0.000	0.000	2.238	0.738	0.585	0.583
3	3 :	2.007	0.622	0.000	0.000	2.007	0.622	0.584	0.583
4	4 :	1.615	0.501	0.000	0.000	1.615	0.501	0.584	0.583
5	5 :	1.453	0.451	0.000	0.000	1.453	0.451	0.583	0.583
6	6 :	1.338	0.415	0.000	0.000	1.338	0.415	0.583	0.583
7	7 :	1.269	0.393	0.000	0.000	1.269	0.393	0.583	0.583
8	8 :	1.453	0.451	0.000	0.000	1.453	0.451	0.583	0.583
9	9 :	1.615	0.501	0.000	0.000	1.615	0.501	0.584	0.583
10	10 :	1.730	0.536	0.000	0.000	1.730	0.536	0.584	0.583
11	11 :	1.961	0.608	0.000	0.000	1.961	0.608	0.584	0.583
12	12 :	2.192	0.723	0.000	0.000	2.192	0.723	0.584	0.583
		2.307	0.393	0.000	0.000	2.307	0.393	0.585	0.583
Sum last	8.363 MWh Maks. last 2.307 kW. Brukstid last 3625 timer.								
Sum tap	5.106 MWh Maks. tap 0.585 kW. Brukstid tap 8734 timer.								

Figur 10: Data for brukstid for tap, maksimale effekttap og energitap for trafo T36090.

4.4 Data for last og tap

	Sum last (kW)	Antall verdier	Sum.tap (kW)	Maks. tap	Min. tap	Belastn. Høysp. Lavsp.	Linjetap..... Stikk.	Trafotap Sum.		
12	12.0	284	0.726	0.736	0.716	0.149	0.000	0.101	0.021	0.625
13	13.0	245	0.753	0.763	0.738	0.176	0.000	0.120	0.025	0.633
14	14.0	469	0.772	0.790	0.762	0.195	0.000	0.134	0.028	0.639
15	15.0	548	0.806	0.817	0.792	0.230	0.000	0.158	0.033	0.649
16	16.0	754	0.834	0.853	0.819	0.258	0.000	0.177	0.037	0.657
17	17.0	542	0.869	0.884	0.849	0.294	0.000	0.202	0.042	0.667
18	18.0	625	0.899	0.918	0.883	0.324	0.000	0.223	0.046	0.676
19	19.0	783	0.934	0.956	0.921	0.360	0.000	0.248	0.051	0.687
20	20.0	568	0.978	0.997	0.955	0.404	0.000	0.278	0.058	0.700
21	21.0	557	1.021	1.040	1.005	0.447	0.000	0.308	0.064	0.712
22	22.0	617	1.057	1.077	1.037	0.484	0.000	0.334	0.069	0.723
23	23.0	444	1.100	1.129	1.080	0.528	0.000	0.364	0.076	0.736
24	24.0	475	1.154	1.174	1.130	0.582	0.000	0.402	0.083	0.752
25	25.0	317	1.198	1.229	1.180	0.626	0.000	0.433	0.090	0.765
26	26.0	361	1.250	1.278	1.223	0.678	0.000	0.470	0.097	0.780
27	27.0	224	1.302	1.327	1.280	0.731	0.000	0.507	0.104	0.796
28	28.0	386	1.356	1.390	1.331	0.785	0.000	0.543	0.113	0.812
29	29.0	221	1.416	1.450	1.384	0.846	0.000	0.586	0.122	0.829
30	30.0	160	1.478	1.511	1.454	0.908	0.000	0.630	0.131	0.848
31	31.0	98	1.536	1.560	1.504	0.967	0.000	0.670	0.139	0.866
32	32.0	60	1.586	1.608	1.572	1.017	0.000	0.704	0.148	0.882
33	33.0	22	1.636	1.636	1.636	1.068	0.000	0.739	0.154	0.897

Figur 11: Gjennomsnittlig effekttap som funksjon av sum last trafo T04137. Ordnet i last grupper 12kW til 33kW med antall timer drift i hver kategori.

Figuren 11 inneholder data om elektrisk energiforbruk og tap i gitt transformator krets innen ett år.

- Antall last verdier (Belastning) : Denne kolonnen representerer den totale belastningen som det elektriske nettverket er utsatt for i løpet av tidsperioden. **For eksempel, i løpet av en 22-timers periode, er den totale belastningen 33 kilowatt.**
- Sum tap (Totale tap - kW): Viser de totale tapene i systemet (i kilowatt). Tapet i transformatoren er beregnet ut fra nettbasis-simulering hvor også nett-tapet i lavspent-kresten er inkludert i denne kolonnen. **For eksempel, med en belastning på 33 kilowatt, er det trafo effekttapet 0,897 og lavspent linjetap er 0,739 da sum tap blir.**
trafos tap + lavspent linjetap = 1,636
- Maks. tap (Maks. tap - kW): Viser den maksimale tapsverdien i systemet (i kilowatt).
- Min. tap (Min. tap - kW): Viser den minimale tapsverdien i systemet (i kilowatt).
- Belastn. Høysp. (Laststap - Høy spenning): Viser lasttapet ved høyspenning for linje.
- Belastn. Lavsp. (Laststap - Lav spenning): Viser lasttapet ved lav spenning for linje.
- Sum trafo tap. : Viser de totale effekttapene i trafoen (i kilowatt).

figuren 11 kan bli referert til som RMS-datatabellen.

4.5 Tapkostnader

Basert på formelen 7 og etter å ha innhentet dataene om maksimalt energitapet og bruksperioden for tapet, må vi fortsatt få Kostnad av maksimale effekttap \mathbf{K}_p 13 (*Beregningene er basert på et luftnett som referanse.* og Ekvivalent årskostnad av energitap \mathbf{K}_{wekv} 12 . Alt er nevnt i den aktuelle delen 3.3.1.

$$\mathbf{K}_{\text{tap}} = (K_p + K_{\text{wekv}} \cdot T_t) \cdot \Delta P_{\text{pmax}} \quad (7)$$

Under møtet som fant sted mellom gruppemedlemmene, oppdragsgiver og veileder, ble det besluttet å bruke dataene som ble presentert i SINTEF-rapporten. Gruppen mottok en PDF-fil fra veilederen som dateres tilbake til 2021, og dette er den opprinnelige filen som gruppen klarte å få tak i. En kopi av filen vil bli inkludert som vedlegg[6].

År	[øre/kWh]
2021	48,0
2022	48,5
2023	49,0
2024	49,5
2025	50,0
2026	50,4
2027	50,8
2028	51,2
2029	51,6
2030	52,0
2031	51,8
2032	51,6
2033	51,4
2034	51,2
2035	51,0
2036	50,8
2037	50,6
2038	50,4
2039	50,2
2040	50,0
2041	50,0
2042	50,0
2043	50,0
2044	50,0
2045	50,0
2046	50,0
2047	50,0
2048	50,0
2049	50,0
2050	50,0

Figur 12: kwekv [øre/kWh] fra SINTEF. [6]

Nivå	Luftledningsnett				Kabelnett middels belastning				Kabelnett høy belastning			
	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10
	22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.	11-22 kV	trafo	230 V	stikkledn.
2021	579	787	843	718	579	706	740	672	579	733	752	701
2022	596	803	859	730	596	723	755	684	596	749	768	712
2023	613	820	876	742	613	740	772	696	613	767	785	724
2024	633	840	895	756	633	760	791	710	633	786	804	738
2025	655	862	916	771	655	781	813	725	655	808	826	754
2026	679	886	940	788	679	805	836	742	679	832	849	770
2027	705	911	964	805	705	830	860	760	705	857	873	788
2028	733	939	992	825	733	859	888	780	733	886	901	808
2029	763	969	1020	846	763	888	917	801	763	915	929	829
2030	797	1002	1053	870	797	922	949	824	797	949	962	853
2031	808	1013	1064	878	808	933	960	832	808	960	973	860
2032	825	1030	1080	889	825	949	976	844	825	976	989	872
2033	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2034	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2035	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2036	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2037	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2038	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2039	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2040	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2041	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2042	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2043	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2044	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2045	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2046	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2047	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2048	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2049	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879
2050	836	1041	1090	897	836	960	986	851	836	987	999	879

Figur 13: kp [kroner/kW år] fra SINTEF.[6]

4.6 Økonomisk beregning

For å utføre de nødvendige økonomiske beregningene for dette prosjektet, utviklet gruppen et verktøy ved hjelp av Python-programmeringsspråket. Dette verktøyet gir brukeren den nødvendige økonomiske informasjonen og kan tilpasses i samsvar med brukerens behov. Her er en beskrivelse av hvordan verktøyet fungerer:

- **Inndatainnsamling:** Verktøyet ber brukeren om å oppgi nødvendig informasjon, for eksempel investeringsbeløp, kontantstrømmer, perioder osv.
- **Økonomiske beregninger:** Basert på de oppgitte dataene, utfører verktøyet ulike økonomiske beregninger, for eksempel beregning av intern avkastning (IRR), netto nåverdi (NPV), gjennomsnittlig årlig avkastning (ARR) osv.
- **Resultatvisning:** Etter å ha utført beregningene, viser verktøyet resultatene på en oversiktlig måte, slik at brukeren enkelt kan tolke og forstå dem.
- **Tilpasningsmuligheter:** Verktøyet kan tilpasses etter brukerens spesifikke behov eller preferanser. Dette kan inkludere tillegg av nye funksjoner, tilpasning av utdataformater, eller tilpasning av beregningsmetoder.
- **Fremtidig utvikling:** Videreutvikling av verktøyet er mulig for å legge til flere funksjoner eller forbedre ytelsen basert på tilbakemeldinger fra brukerne eller endringer i prosjektets krav.

En Python-fil vil bli inkludert i vedleggslisten, som gir brukeren tilgang til verktøyet som ble utviklet for å utføre de nødvendige økonomiske beregningene for prosjektet.

5 Resultat

Dette prosjektet omfatter studie og analyse av ti transformatorer. Derfor har gruppen bestemt seg for å presentere resultatene av analysen for bare to av disse ti transformatorene i hovedrapporten. De gjenværende analysene for de åtte andre transformatorene vil bli inkludert i separate Excel-filer som vil bli vedlagt dette prosjektet. Dette tiltaket er tatt for å unngå at rapporten blir for omfattende for leseren, samtidig som det gir tilstrekkelig plass til å presentere andre resultater. De to transformatorene (T04137 og T36090) ble valgt basert på deres belastningsgrad. En av dem (T04137) ble valgt fordi den opererer med høy brukstid for Tap Tt (5425 timer) og relativt høy alder på 66 år, mens den andre (T36090) ble valgt på grunn av lav belastningsgrad samt høy brukstid for Tap Tt (8734 timer) 30.

5.1 Energitap i trafo som funksjon av tid

De to figurene 14 og 15 illustrerer hvordan kolonnene fra regnearket, som ble levert av oppdragsgiveren, ble brukt til å beregne de totale tapene til transformatoren.

	Sum last (kW)	Antall verdier	Sum.tap (kW)	Maks. tap	Min. tap	Belastn. Høysp.Linjetap..... Lavsp.	Stikk.	Trafotap Sum.	
12	12.0	284 :	0.726	0.736	0.716 :	0.149	0.000	0.101	0.021	0.625
13	13.0	245 :	0.753	0.763	0.738 :	0.176	0.000	0.120	0.025	0.633
14	14.0	469 :	0.772	0.790	0.762 :	0.195	0.000	0.134	0.028	0.639
15	15.0	548 :	0.806	0.817	0.792 :	0.230	0.000	0.158	0.033	0.649
16	16.0	754 :	0.834	0.853	0.819 :	0.258	0.000	0.177	0.037	0.657
17	17.0	542 :	0.869	0.884	0.849 :	0.294	0.000	0.202	0.042	0.667
18	18.0	625 :	0.899	0.918	0.883 :	0.324	0.000	0.223	0.046	0.676
19	19.0	783 :	0.934	0.956	0.921 :	0.360	0.000	0.248	0.051	0.687
20	20.0	568 :	0.978	0.997	0.955 :	0.404	0.000	0.278	0.058	0.700
21	21.0	557 :	1.021	1.040	1.005 :	0.447	0.000	0.308	0.064	0.712
22	22.0	617 :	1.057	1.077	1.037 :	0.484	0.000	0.334	0.069	0.723
23	23.0	444 :	1.100	1.129	1.080 :	0.528	0.000	0.364	0.076	0.736
24	24.0	475 :	1.154	1.174	1.130 :	0.582	0.000	0.402	0.083	0.752
25	25.0	317 :	1.198	1.229	1.180 :	0.626	0.000	0.433	0.090	0.765
26	26.0	361 :	1.250	1.278	1.223 :	0.678	0.000	0.470	0.097	0.780
27	27.0	224 :	1.302	1.327	1.280 :	0.731	0.000	0.507	0.104	0.796
28	28.0	386 :	1.356	1.390	1.331 :	0.785	0.000	0.543	0.113	0.812
29	29.0	221 :	1.416	1.450	1.384 :	0.846	0.000	0.586	0.122	0.829
30	30.0	160 :	1.478	1.511	1.454 :	0.908	0.000	0.630	0.131	0.848
31	31.0	98 :	1.536	1.560	1.504 :	0.967	0.000	0.670	0.139	0.866
32	32.0	60 :	1.586	1.608	1.572 :	1.017	0.000	0.704	0.148	0.882
33	33.0	22 :	1.636	1.636	1.636 :	1.068	0.000	0.739	0.154	0.897

Figur 14: Tap fordelt på lasttimer for trafo T04137, levert av Griug AS.

	Sum last (kW)	Antall verdier	Sum.tap (kW)	Maks. tap	Min. tap	Belastn. Høysp.Linjetap..... Lavsp.	Stikk.	Trafotap Sum.	
1	1.0	2326 :	0.583	0.584	0.583 :	0.001	0.000	0.001	0.001	0.583
2	2.0	534 :	0.584	0.585	0.584 :	0.002	0.000	0.002	0.002	0.583

Figur 15: Tap fordelt på lasttimer for trafo T36090, levert av Griug AS.

Tabellene 2 og 3 som generert fra Excel-filene for dataanalyseformål vil bli presentert. Dette vil gi en omfattende oversikt over egenskapene til hver tabell, med fokus på hver kolonne og dens spesifikke funksjon. **Tabellene fokuserer utelukkende på effekttap og energitap i transformatorer og tar ikke hensyn til tap i lavspentnettet.**

- **Belastning:** Denne kolonnen angir nivået av belastning eller forbruk i en enhet, vanligvis målt i watt eller kilowatt. Denne variabelen brukes til å bestemme kraftnivået som er nødvendig.
- **Timer:** Denne kolonnen viser antall timer i året effekten kunde belastningen befant seg innen gitt effektgruppe (med intern variasjon på 1kW)
- **Effekttap (kW):** Denne kolonnen representerer gjennomsnittlig effekttap i transformatoren i tilhørende effektgruppe. Tapet i transformatoren er beregnet ut fra nettbasis-simulering hvor også nett-tapet i lavspent-kresten er inkludert sammen med lasten som last på transformatoren.
- **Energitap (kWh):** Denne kolonnen viser det totale energitapet i transformatoren for gitte antall timer med gitt effektgruppe for kundebelastning. *Denne kolonnen representerer produktet av verdier fra både den andre og den tredje kolonnen.*

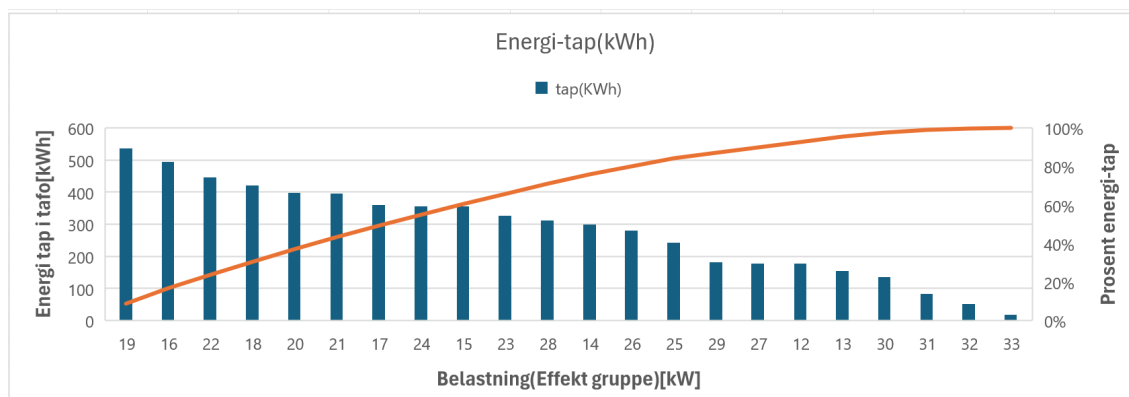
5.1.1 Trafo T04137

Gjennom denne tabellen² kan man få innsikt i hvordan belastningsnivået endres over tid, hvor lang tid det tar, og den totale energien som brukes eller genereres i løpet av hver syklus.

I den vedlagte figuren 16 kan man observere en graf som viser sammenhengen mellom energitap, som funksjon av belastningsgruppe.¹³

Tabell 2: Sum energitap ved gitt belastning i kW, trafo T04137.

Belastning [kW]	Timer	Effekt trafo tap(kW)	Energi trafo tap(kWh)
12	284	0.625	177.5
13	245	0.633	155.085
14	469	0.639	299.691
15	548	0.649	355.652
16	754	0.657	495.378
17	542	0.667	361.514
18	625	0.676	422.5
19	783	0.687	537.921
20	568	0.7	397.6
21	557	0.712	396.584
22	617	0.723	446.091
23	444	0.736	326.784
24	475	0.752	357.2
25	317	0.765	242.505
26	361	0.78	281.58
27	224	0.796	178.304
28	386	0.812	313.432
29	221	0.829	183.209
30	160	0.848	135.68
31	98	0.866	84.868
32	60	0.882	52.92
33	22	0.897	19.734



Figur 16: Sammenhengen mellom belastningsgruppe og total energitap i transformatoren over året.

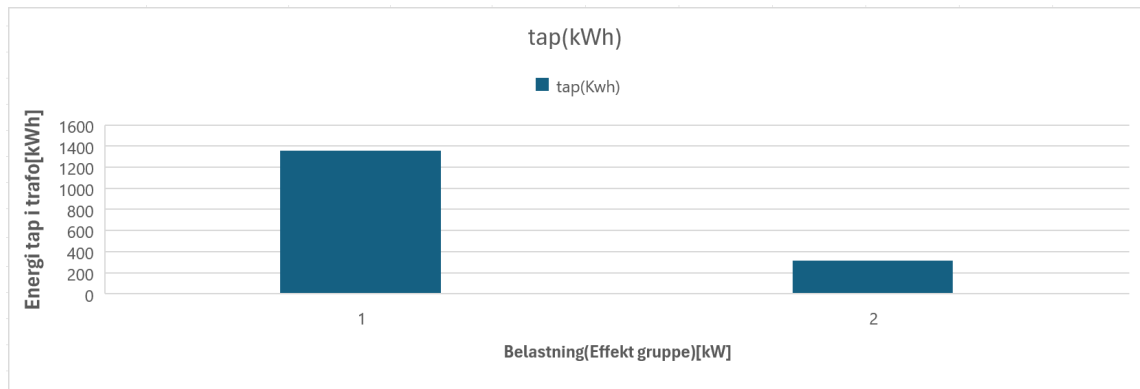
5.1.2 Trafo T36090

Gjennom tabell 3 kan man få innsikt i hvordan belastningsnivået endres over tid, hvor lang tid det tar, og den totale energien som brukes eller genereres i løpet av hver syklus.

Tabell 3: Sum energitap ved gitt belastning i kW, trafo T36090.

Belastning [kW]	Timer	Effekt trafo tap(kW)	Energi trafo tap(kWh)
1	2326	0.583	1356.058
2	534	0.583	311.322

I den vedlagte figuren 17 kan man observere en graf som viser sammenhengen mellom energitap i transformatoren som funksjon av belastningsgruppe..



Figur 17: Sammenhengen mellom belastningen og total energitap i transformatoren over året.

5.2 Brukstid for Tap og maksimale effekttap

Tabellene 4 og 5, som er generert fra datafiler hentet fra oppdragsgiveren, vil bli presentert for å beregne brukstid for tap T_t for alle trafoer.

Disse beregningene ble utført for å sikre nøyaktigheten av dataene gitt av oppdragsgiveren og for å demonstrere hvordan T_t kan beregnes fra AMS-data. Her følger en beskrivelse av kolonnene.

- **Måned (måned):** Denne kolonnen viser tall som representerer månedene i året.
- **Maks-last:** Denne kolonnen viser de maksimale belastningsverdiene som systemet forventes å oppleve i løpet av hver måned. Det måles vanligvis i kilowatt.
- **Maksimalt effekttap:** Denne kolonnen uttrykker den maksimale verdien av trafos effekttap + linjetap ved lavspent, som kan oppstå i løpet av måneden. Det kan måles i kilowatt.
- **Brukstid for Tap:** Denne kolonnen viser tapstiden i løpet av året, uttrykt i en bestemt tidsenhet, for eksempel timer. Den beregnes ved å dele summen av energitap 9,10 i løpet av tidsperioden (år) i den fjerde kolonnen på den største verdien av effekttap i den tredje kolonnen, som tidligere nevnt i avsnittet 3.2.

5.2.1 Trafo T04137

Gjennom tabell 4 kan endringene i maksimal belastning, maksimalt tap 18 og brukstid for Tap spores gjennom de ulike månedene i året.

Tabell 4: Endringer i maksimal belastning, maksimalt energitap og brukstid for Tap i transformatoren gjennom ulike måneder i året.

Måned	Max-last[MWh]	Max effekttap[kW]	Sum energitap[MWh]	Brukstid Tap
1	33.122	1.636	8.877	5426.03912
2	32.129	1.572		
3	29.988	1.381		
4	23.324	1.093		
5	20.991	0.993		
6	19.325	0.929		
7	18.326	0.894		
8	20.991	0.993		
9	23.324	1.093		
10	24.99	1.17		
11	28.322	1.344		
12	31.466	1.53		



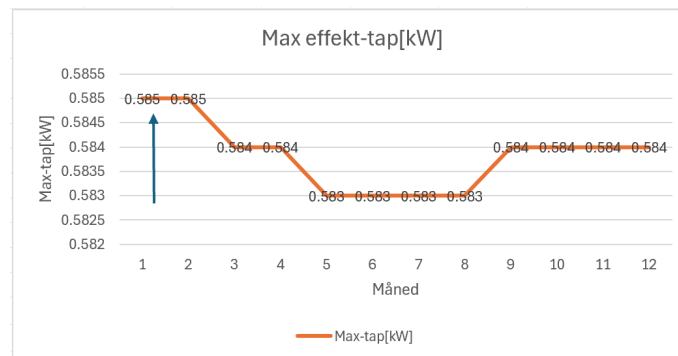
Figur 18: Max effekt-tap i (kW) per måned. Måned 1 er januar, trafo T04137.

5.2.2 Trafo T36090

Gjennom tabell 5 kan endringene i maksimal belastning, maksimalt tap 19 og brukstid for Tap spores gjennom de ulike månedene i året.

Tabell 5: Endringer i maksimal belastning, maksimalt energitap og brukstid for Tap i transformatoren gjennom ulike måneder i året.

Måned	Max-last[MWh]	Max effekttap[kW]	Sum energitap[MWh]	Brukstid Tap
1	2.307	0.585	5.106	8728.205128
2	2.238	0.585		
3	2.007	0.584		
4	1.615	0.584		
5	1.453	0.583		
6	1.338	0.583		
7	1.269	0.583		
8	1.453	0.583		
9	1.615	0.584		
10	1.73	0.584		
11	1.961	0.584		
12	2.192	0.584		



Figur 19: Max effekttap i (kW) per måned. Måned 1 er januar, trafo T36090.

Etter å ha analysert de ti transformatorer som vist i figurene 18 og 19, ble det observert at det maksimale effekttapet var høyest i løpet av januar 2023.

5.3 Tapkostnader

Tabellene 20 og 22 som generert fra Excel-filene for dataanalyseformål vil bli presentert. Dette vil gi en omfattende oversikt over egenskapene til hver tabell, med fokus på hver kolonne og dens spesifikke funksjon. *Vedlikeholdskostnader er variable kostnader som varierer fra måned til måned og fra år til år, samt baserer seg på plasseringen til trafoer om de er hengt i master eller satt i kiosker. En trafo, som f.eks er hengt i en mast, får muligens mer luft-kjøling sammenlignet med en som er satt i kiosk. Noe som igjen betyr relativt mindre kjøling for fordelingstrafoer satt i kiosker, og dermed mer energitap i de trafoene. Bachelorgruppen var i kommunikasjon med oppdragsgiveren for å innhente realistiske og mer nøyaktige informasjon om vedlikeholdskostnadene. Men gruppen fikk ikke noe data om vedlikeholdskostnader fra oppdragsgiveren. Derfor ble vedlikeholdskostnadene antatt av selve gruppen. Det har blitt antatt 15000 kr som årlig vedlikeholdskostnader for hver trafo. Dette beløpet kan etter hvert justeres av Griug etter realistiske vedlikeholdskostnader.*

- **Kolonne B - År (år):** Denne kolonnen viser året der beregningene ble gjort.
- **Kolonne C - ΔP_{\max} :** Dette er maksimal effekttap i gjeldende år.
- **Kolonne D - K_p :** Kostnad av maksimale effekttap¹³.
- **Kolonne E - k_{wekv} :** Dette angir den ekvivalent årskostnad av energitap¹².
- **Kolonne F - T_t :** Antall timer (brukstid for tap).
- **Kolonne G - K_{tap} :** Dette indikerer tapkostnaden for hvert år.

- **Kolonne H - rente, r :** Renten er representert her For alle beregningene er det antatt 4,5% kalkulasjonsrente.
- **Kolonne I - $K_{\text{tap}, r}$:** Dette angir kostnaden for tap med renter.
- **Kolonne J - Alle år (hvert år):** Denne kolonnen viser den akkumulerte verdien over årene, analyseperiode på 30 år.
- **Kolonne K - Vedlikehold (vedlikehold):** Dette representerer antatte vedlikeholdskostnadene.
- **Kolonne L - Tot (Totalt):** Dette er den totale kostnaden som oppgis (Tapskostnader + vedlikeholdkostnader).

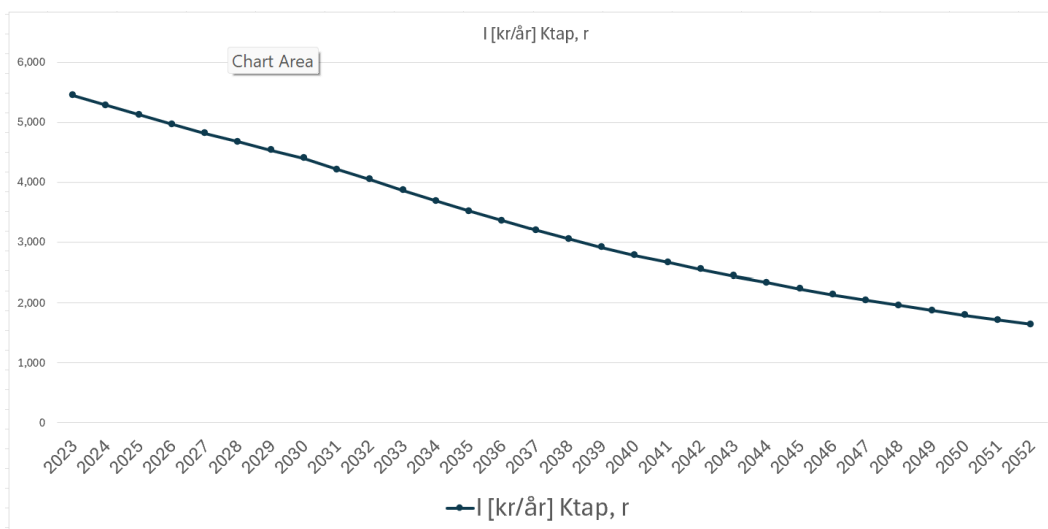
Figurene 20 og 22 er et skjermbilde av tabeller i Excel. Verdiene K_p og K_{wekv} er hentet fra SINTEF[6]. Vedlikeholdskostnadene representerer et estimert beløp for vedlikehold som gruppen har antatt. De resterende variablene, som f.eks brukstid for tap og rentesatser, varierer fra år til år. Disse verdiene er imidlertid holdt konstante for perioden fra 2024 til året 2052, grunnet deres tilknytning til en rekke faktorer. De faktorene er f.eks knyttet til Griug AS sine fremtidige planer og dets kunder, samt faktorer relaterte til både nasjonal og internasjonal politikk og fremtidige globale hendelser. På grunn av begrensninger i tilgjengelig tid, data, og ressurser, kunne ikke gruppen gjennomføre en mer omfattende analyse. De nåværende estimatene, særlig angående fremtidige rentesatser, vil i hvert fall avvike fra faktiske fremtidige verdier (vitenskapelig sett), noe som resulterer i en betydelig usikkerhetsmargin i de verdiene som vil bli antatt.

5.3.1 Trafo T04137

Denne figuren²¹ viser grafen som illustrerer tapkostnadene over en periode på tretti år.

Kalkyle for specifikke tapskostnader											
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	År	[kW] ΔPmax	[kr/kW år] Kp	[øre/kWh] kwekv	[timer/år] Tt	[kr/år] Ktap	[%] Rente, r	[kr/år] Ktap, r	[kr] Alle år	vedlikehold [Kr]	Tot [Kr]
1	2023	1.636	820	49	5,425	5,690	4.50%	5,445	99,201	15000	549,201
2	2024	1.636	840	49.5	5,425	5,768	4.50%	5,281			
3	2025	1.636	862	50	5,425	5,848	4.50%	5,124			
4	2026	1.636	886	50.4	5,425	5,923	4.50%	4,967			
5	2027	1.636	911	50.8	5,425	5,999	4.50%	4,814			
6	2028	1.636	939	51.2	5,425	6,080	4.50%	4,669			
7	2029	1.636	969	51.6	5,425	6,165	4.50%	4,530			
8	2030	1.636	1002	52	5,425	6,254	4.50%	4,398			
9	2031	1.636	1013	51.8	5,425	6,255	4.50%	4,209			
10	2032	1.636	1041	51.6	5,425	6,283	4.50%	4,046			
11	2033	1.636	1041	51.4	5,425	6,265	4.50%	3,860			
12	2034	1.636	1041	51.2	5,425	6,247	4.50%	3,684			
13	2035	1.636	1041	51	5,425	6,229	4.50%	3,515			
14	2036	1.636	1041	50.8	5,425	6,212	4.50%	3,354			
15	2037	1.636	1041	50.6	5,425	6,194	4.50%	3,201			
16	2038	1.636	1041	50.4	5,425	6,176	4.50%	3,054			
17	2039	1.636	1041	50.2	5,425	6,158	4.50%	2,914			
18	2040	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,781			
19	2041	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,661			
20	2042	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,546			
21	2043	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,437			
22	2044	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,332			
23	2045	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,231			
24	2046	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,135			
25	2047	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	2,043			
26	2048	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	1,955			
27	2049	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	1,871			
28	2050	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	1,790			
29	2051	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	1,713			
30	2052	1.636	1041	50	5,425	6,141	4.50%	1,640			

Figur 20: Tapkostnad, trafo T04137.



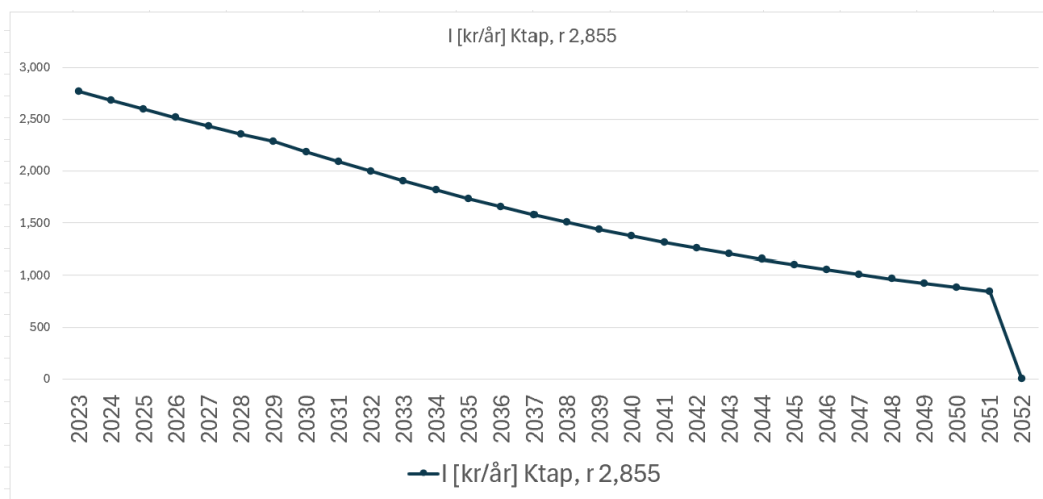
Figur 21: Tapkostnad, trafo T04137.

5.3.2 Trafo T36090

Kalkyle for spesifikke tapkostnader											
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
	År	[kW] ΔPmax	[kr/kW år] Kp	[øre/kWh] kwekv	[timer/år] Tt	[kr/år] Ktap	[%] Rente, r	[kr/år] Ktap, r	[kr] Alle år	vedlikehold [Kr]	Tot [Kr]
1	2023	0,585	820	49	8,734	2,983	4.50%	2,855	51,398	15000	501,398
2	2024	0,585	840	49.5	8,734	3,021	4.50%	2,766		15000	
3	2025	0,585	862	50	8,734	3,059	4.50%	2,681		15000	
4	2026	0,585	886	50.4	8,734	3,093	4.50%	2,594		15000	
5	2027	0,585	911	50.8	8,734	3,129	4.50%	2,510		15000	
6	2028	0,585	939	51.2	8,734	3,165	4.50%	2,431		15000	
7	2029	0,585	969	51.6	8,734	3,203	4.50%	2,354		15000	
8	2030	0,585	1002	52	8,734	3,243	4.50%	2,280		15000	
9	2031	0,585	1013	51.8	8,734	3,239	4.50%	2,180		15000	
10	2032	0,585	1030	51.6	8,734	3,239	4.50%	2,086		15000	
11	2033	0,585	1041	51.4	8,734	3,235	4.50%	1,994		15000	
12	2034	0,585	1041	51.2	8,734	3,225	4.50%	1,902		15000	
13	2035	0,585	1041	51	8,734	3,215	4.50%	1,814		15000	
14	2036	0,585	1041	50.8	8,734	3,205	4.50%	1,730		15000	
15	2037	0,585	1041	50.6	8,734	3,194	4.50%	1,651		15000	
16	2038	0,585	1041	50.4	8,734	3,184	4.50%	1,574		15000	
17	2039	0,585	1041	50.2	8,734	3,174	4.50%	1,502		15000	
18	2040	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,433		15000	
19	2041	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,371		15000	
20	2042	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,312		15000	
21	2043	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,255		15000	
22	2044	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,201		15000	
23	2045	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,150		15000	
24	2046	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,100		15000	
25	2047	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,053		15000	
26	2048	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	1,007		15000	
27	2049	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	964		15000	
28	2050	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	922		15000	
29	2051	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	883		15000	
30	2052	0,585	1041	50	8,734	3,164	4.50%	845		15000	

Figur 22: Tapkostnad, trafo T36090.

Denne figuren23 viser grafen som illustrerer tapkostnadene over en periode på tretti år.



Figur 23: Tapkostnad, trafo T36090.

Tabellen 6 presenterer informasjon om transformatorene og deres driftsdata. Den inkluderer detaljer om energiproduksjon og tap for hver transformator. Fra disse dataene ble prosentandelen av tap i forhold til produksjon beregnet. Dette gir et helhetlig bilde av hvordan hver transformator i kraftnettets infrastruktur presterer. Analyse av disse dataene kan bidra til å bestemme effektiviteten til transformatorer og dermed bidra til å identifisere hvilke transformatorer som bør erstattes.

Tabell 6: Transformatorer og nettap-prosent av levert energi

Transformator	Sum energi [kWh]	Sum tap [MWh]	Tap prosentdel av produksjon i svingmask
T02090	1927847.6	8.993	0.5
T02220*	402491.9	18.927	4.7
T02380	1525698.6	18.827	1.2
T04137	191239.6	8.877	4.6
T06220*	908925.5	18.961	2.1
T09150	653585.1	3.114	0.5
T21020	118492.8	1.389	1.2
T26215	52556.6	1.064	2
T28080	92166.2	1.347	1.5
T36090*	13468.8	5.106	38

5.4 Økonomisk resultat

I denne delen vil et illustrerende eksempel bli presentert som demonstrerer funksjonaliteten til koden utviklet 4.6 for finanskontoer. Eksemplet vil inneholde hypotetiske tall for å sikre klarhet, og ytterligere forklaring på hvorfor gruppen valgte å inkludere et slikt hypotetisk eksempel vil bli gitt senere i diskusjonsdelen.

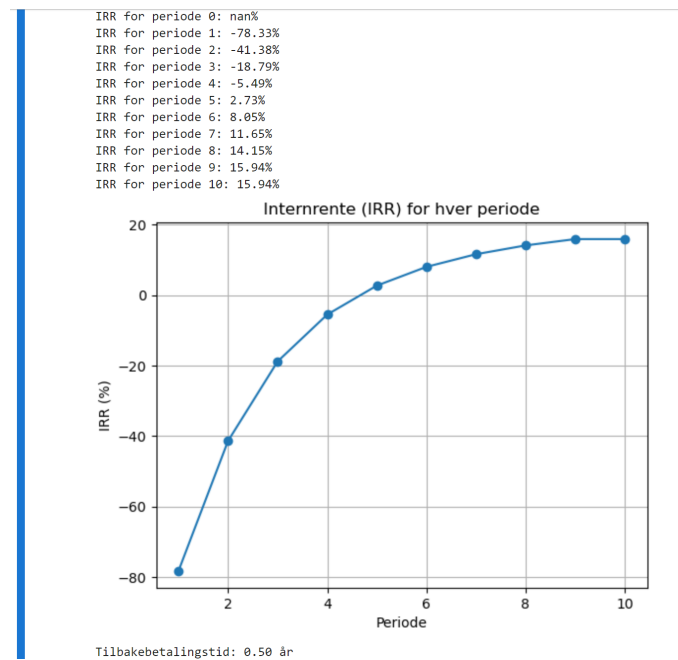
- **Antall perioder:** Dette feltet ber brukeren om å angi antall tidsperioder som skal analyseres for investeringsprosjektet. For eksempel, hvis det er 10 perioder, kan disse periodene være årlige, månedlige eller en annen tidsenhet avhengig av prosjekttypen.
- **Første investering (Negativ verdi):** Dette feltet ber brukeren om å angi den første investeringen som kreves for å starte prosjektet. For eksempel, hvis den opprinnelige prosjektkostnaden er -300 000[kr], skal dette beløpet oppgis her.
- **Kontantstrøm for periode 1:** Dette feltet lar brukeren legge inn den forventede kontantstrømmen for prosjektet i den første perioden. Beløpet kan være positivt hvis det representerer inntekt, eller negativt hvis det er kostnader.
- **Er kontantstrømmene like for alle perioder? (ja/nei):** Dette feltet ber brukeren om å angi om kontantstrømmene er like for alle perioder. Hvis de er like, skal *ja* legges inn, ellers *nei*.

Figuren24 er et illustrerende eksempel på mulige økonomiske innganger. Brukeren har muligheten til å legge inn verdier etter behov, basert på spesifikke forhold og krav til prosjektet. Figuren25 viser årlig inntektsavkastning i løpet

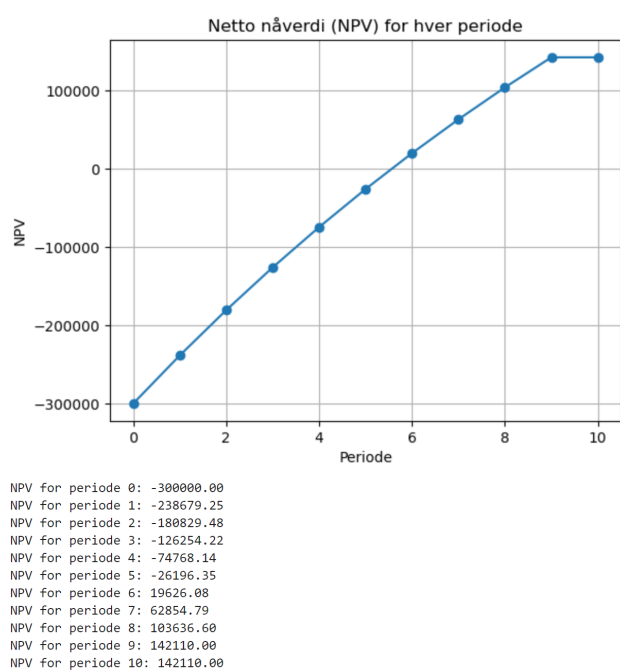
```
Angi antall perioder: 10  
Angi den første investeringen: -300000  
Angi kontantstrømmen for periode 1: 65000  
Er kontantstrømmene de samme for alle perioder? (ja/nei): JA
```

Figur 24: Eksempel på input.

av den spesifiserte tidsperioden, som er angitt av brukeren. Samtidig viser den andre figuren26 netto nåverdi i den samme tidsperioden.



Figur 25: IRR for hver periode.



Figur 26: NPV for hver periode.

6 Resultat-analyse

6.1 Avvik i belastningsgrad mellom oppgitt data og beregnet data:

Figur 27, som er et skjermebilde av en tabell, viser forskjellen mellom oppgitte belastningsgrader av oppdragsgiveren og beregnede belastningsgrader utført av gruppen basert på AMS-data fra kundene. Den beregnede belastningsgraden har blitt beregnet ved å dele høyeste registrerte last multiplisert med 100 på nominell kapasitet. Det antas at belastningsgradene på fordelingstransformatorer, som er oppgitt av oppdragsgiver, stammer fra beregninger som benytter årlig energiforbruk hos kunden, med bruk av enten brukstid eller Velanderskoeffisienter, for å finne ΔP_{\max} . Å anvende faktiske timebaserte målinger for kunden vil derimot gi et bedre datagrunnlag for økt presisjon.

Dermed har gruppen bestemt å benytte den beregnede belastningsgraden i diskusjonskapitlet og ikke den oppgitte av oppdragsgiveren.

Trafo	Merkeytelse[kVA]	Max-last[kW]	Belastningsgrad(oppgitt)%	Belastningsgrad(beregnet)%	Omtrent avvik prosent %
T02090	800	384.378	81	48	2
T02220*	400	66.26	34	17	2
T02380	600	260.114	89	43	2
T04137*	75	33.122	81	44	2
T06220*	300	157.04	112	52	2
T09150	500	128.871	47	26	2
T21020	50	22.651	82	45	2
T23215	100	17.07	30	17	2
T28080	100	34.637	63	35	2
T36090*	200	2.307	2	1	2

Figur 27: Avvik i belastningsgrad mellom oppgitt data og beregnede data.

Transformatorer og Deres Tilstandsanalyse basert på belastningsgrader oppgitt av Griug AS.

Trafo	år	Belastningsgrad	(ΔP_{max})	(Tt)
T02090	1969 (54 år gammel)	81% - Nær optimal belastningsgrad	2,828 kWh - Moderat effektivitet	3180 timer - Moderat bruk
T02220*	1962 (61 år gammel)	34% - lav belastningsgrad	2,63 kWh - God effektivitet	7196 timer - Høy brukstid indikerer potensiell slitasje
T02380	1967 (56 år gammel)	89% - Nær maksimal belastningsgrad	4,835 kWh - Lavere effektivitet	3894 timer - Moderat til høy bruk
T04137	1957 (66 år gammel)	81% - God belastningsgrad	1,636 kWh - Høy effektivitet	5425 timer - Betydelig bruk indikerer mulig slitasje
T06220*	1968 (55 år gammel)	112% - Overbelastet	4,183 kWh - Lavere effektivitet	4533 timer - Moderat til høy bruk indikerer mulig slitasje
T09150	1953 (70 år gammel)	47% - Underbelastet	0,797 kWh - Høy effektivitet	3909 timer - Moderat bruk
T21020	1950 (73 år gammel)	82% - God belastningsgrad	0,575 kWh - Høy effektivitet	2416 timer - Lavere bruk
T23215	1950 (73 år gammel)	30% - Underbelastet	0,947 kWh - God effektivitet	1123 timer - Lav bruk
T28080	1950 (73 år gammel)	63% - Moderat belastningsgrad	1,041 kWh - God effektivitet	1294 timer - Lav bruk
T36090*	1968 (55 år gammel)	2% - Sterkt underbelastet	0,585 kWh - Høy effektivitet	8734 timer - Svært høy brukstid som indikerer behov for nøye overvåkning eller vurdering for utskifting

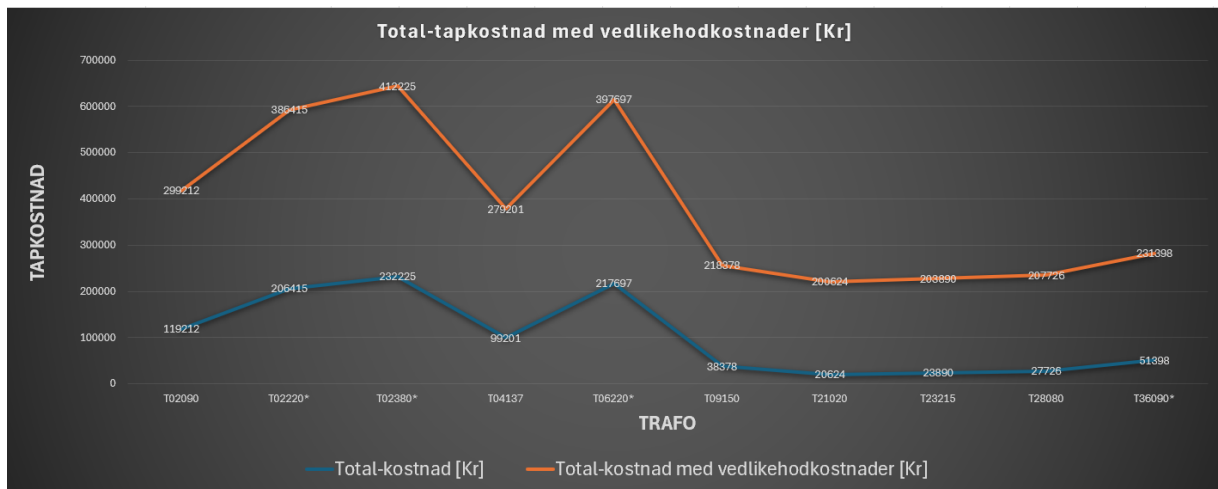
Tabell 7: Transformatorer og Deres Tilstandsanalyse basert på belastningsgrad oppgitt av Griug AS.

6.2 Resultater om aldrende trafoer, før og etter utskifting

figurene 28 og 30 er et skjermebilde av tabeller i Excel.

Trafo	Merkeytelse[kVA]	Total-tapkostnad [kr]	Total-tapkostnad med vedlikehodkostr	BELSTNING[MWh]
T02090	800	119212	569212	1918.876
T02220*	400	206415	656415	383.573
T02380	600	232225	682225	1506.885
T04137	75	99201	549201	182.368
T06220*	300	217697	667697	914.417
T09150	500	38378	488378	650.475
T21020	50	20624	470624	117.107
T26215	100	23890	473890	91.07
T28080	100	27726	477726	90.817
T36090*	200	51398	501398	8.363

Figur 28: Total tapkostnad og belastning for alle transformatorer før utskifting.



Figur 29: Total tapkostnad og belastning for alle transformatorer før utskifting.

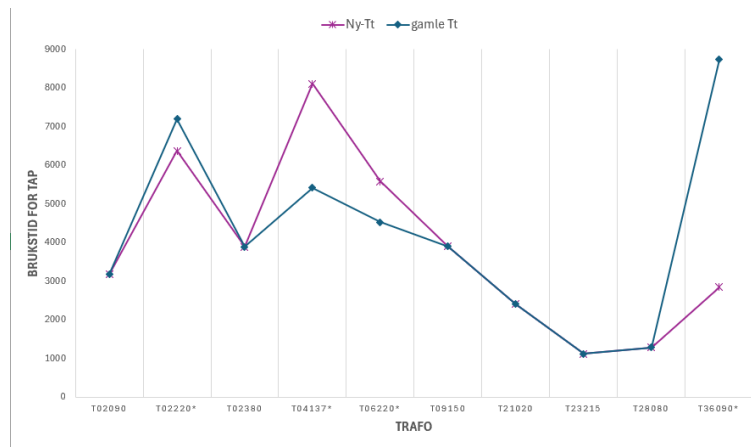
Figuren 28 og 29 illustrerer verdiene for totale tapsekostnader samt totale tapsekostnader med antatt vedlikeholdskostnad over en periode på 30 år for de gamle transformatorer.

Trafo	Fabrikasjonsår	Merketsetse[kVA]	Tt brukstid for tap	ΔP_{\max} , Max tap [kWh/h]	Ny-Tt	Ny- ΔP_{\max}
T02090	1969	800	3180	2.828	3180	2.828
T02220*	1962	400	7196	2.63	6382	0.43
T02380	1967	600	3894	4.835	3894	4.835
T04137*	1957	75	5425	1.636	8113	0.58
T06220*	1968	300	4533	4.183	5585	0.98
T09150	1953	500	3909	0.797	3909	0.797
T21020	1950	50	2416	0.575	2416	0.575
T23215	1950	100	1123	0.947	1123	0.947
T28080	1950	100	1294	1.041	1294	1.041
T36090*	1968	200	8734	0.585	2855	0.57

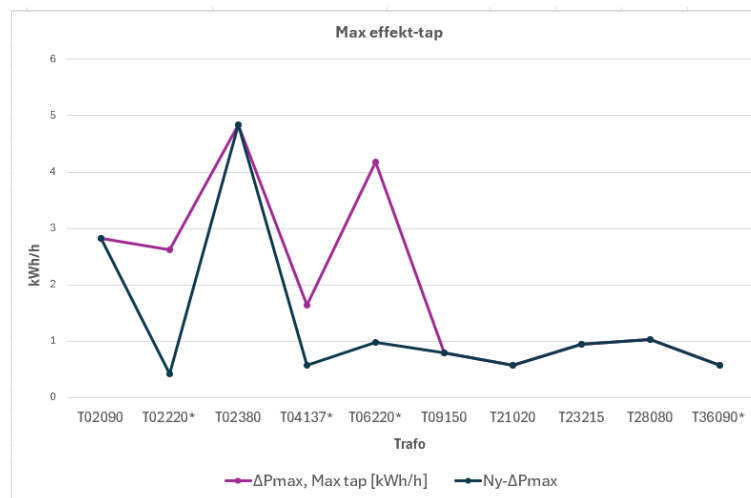
Figur 30: Nye ΔP_{\max} og Tt for alle fordelingstransformatorer etter utskifting, inkludert de som ble valgt i samsvar med anbefalingene. 7.4

På den viste figuren 30 er boksene farget gule for å indikere den nye informasjonen som gruppen fikk ved å analysere de nye dataene for transformatorer etter utskifting. Navnene på transformatorer er også merket med en liten stjerne for å indikere de transformatorer vi anbefaler å bytte ut umiddelbart. Figuren 30 illustrerer de nye verdiene for Tt og ΔP_{\max} etter at de gamle transformatorer ble enten erstattet med nye eller flyttet til en annen plassering (plasseringen til T04137 byttet ut med T36090). **Gruppen benyttet et Excel-verktøy for å beregne denne nye Tt og ΔP_{\max} ut fra AMS-data til de gamle trafoer som skal utskiftes [1]. Dette verktøyet ble utviklet tidligere som en del av et tidligere bachelorprosjekt av andre studenter. Denne filen vil bli vedlagt i vedlegget.**

Figurene 31 og 32 viser endringen som oppstod i både Tt og ΔP_{\max} etter gjennomføringen av den foreslåtte utskiftingen med de nye transformatorer.



Figur 31: Brukstid for tap etter utskifting.



Figur 32: Max effekt-tap etter utskifting.

7 Diskusjon

Det ble diskutert tre scenarioer for å komme fram til en mer omfattende og klokke beslutning. Videre ble det brukt beregnede belastningsgrad og ikke den oppgitte av oppdragsgiveren 27.

- **Scenario 1:** Holde aldrende transformatorer i drift.
- **Scenario 2:** Utskifte aldrende transformatorer med nye.
- **Scenario 3:** Utskifte aldrende transformatorer med nye av Større eller Mindre Merkeytelse.

7.1 Scenario 1: Holde aldrende transformatorer i drift.

Tabell 8: **Scenario 1:** Holde aldrende transformatorer i drift.

Trafo	Vurdering
T02090	Høy alder og moderat belastningsgrad kombinert med en rimelig ΔP_{\max} og moderat Tt indikerer at T02090 kan fortsette å fungere med regelmessig vedlikehold og overvåkning, til tross for sin alder 7, 27, 30.
T02220*	Til tross for sin lave belastningsgrad, indikerer den betydelige reduksjonen i både Tt og ΔP_{\max} etter en teoretisk utskifting at denne transformator opererer ineffektivt 27, 30, 7. Denne ineffektiviteten kan over tid føre til økte driftskostnader. Uten utskifting ville det være økonomisk risikabelt å beholde T02220 i drift, gitt dens alder og ineffektivitet.
T02380	En høy ΔP_{\max} og moderat høy Tt indikerer at transformator T02380 har håndtert betydelige effekttap, noe som krever nøye overvåkning og muligens fremskyndet vedlikeholdsplan for å adressere potensielle svakheter 7, 27, 30 .
T04137	Gitt dens høye alder og den forbedring som kan oppnås ved utskifting, kan det argumenteres for at dens fortsatte drift uten endringer kan være suboptimal 7, 27, 30. I og med at moderne trafoer har mindre magnetiseringstap sammenlignet med gamle trafoer på over 50 år, betyr utskiftingen med nye mindre tomgangstap. Dette er fordi nåværende trafoer produseres muligens med bedre jernkjerne av bedre teknologi og bedre materialer som brukes i produksjon av jernkjernen (gruppens generelle kunnskap). Imidlertid, uten en utskifting, ville det være fordelaktig å fortsette å bruke denne transformator så lenge det ikke oppstår ytterligere effektivitetstap.
T06220*	Har moderat belastningsgrad, høy ΔP_{\max} og Tt som tyder på betydelige effekttap 7, 27. Utskiftingen av den med en ny ville ikke bare redusere ΔP_{\max} betydelig, men også moderere Tt, selv om den øker noe, reflekterer det en mer stabil drift under de nye forholdene 30. Dette vil føre til betydelige forbedringer i både driftseffektivitet og pålitelighet, og vil redusere risikoen for svikt betydelig, noe som gjør utskifting til en nødvendig handling.
T36090*	Den ekstreme underbelastningen og de høye timene for tap tyder på at T36090 opererer langt under sin kapasitetsgrense 7 27, noe som resulterer i unødvendige kostnader og ineffektivitet. Dette styrker argumentet for utskifting for å oppnå bedre effektivitetsgevinster 30.
T09150	Lav ΔP_{\max} , lav belastningsgrad og moderat Tt tross høy alder på 70 år, tyder på at T09150 kan fortsatt være i stand til å operere effektivt under sin nåværende belastning. Men risikoen for aldersrelatert svikt er høy og bør derfor overvåkes nøye eller vurderes for utskifting 30 27 7.
T21020	Tross sin høye alder på 73 år, viser lav ΔP_{\max} og relativt lav Tt at T21020 kan ha håndtert sin belastning effektivt. Videre drift kan vurderes, men med streng overvåkning og regelmessig vedlikehold gitt dens alder 7 27 30.
T23215	Viser tegn på underutnyttelse med sin lave belastningsgrad, noe som kan føre til ineffektivitet ved at enheten ofte opererer langt under sin kapasitet 27. Mens dens tekniske data som lav Tt og ΔP_{\max} 7 30 ikke indikerer akutte problemer, kan den fortsette å operere under disse forholdene siden lav belastningsgrad betyr lav belastningstap samt lav temperatur inn i trafoen, og dermed lengre teknisk levetid. Likevel bør muligheten for utskifting vurderes for å optimalisere driftseffektiviteten.
T28080	Moderat ΔP_{\max} og lav Tt indikerer at T28080 håndterer sin nåværende belastning godt. Fortsatt drift kan være bærekraftig, men en høy alder på 73 år krever nøye overvåkning 7 27 30.

7.2 Scenario 2: Utskifte aldrende transformatorer med nye.

I dette scenarioet utforsker vi muligheten for å erstatte de aldrende transformatorer med nye enheter som har lignende eller bedre tekniske spesifikasjoner med samme merkeytelse. Dette tiltaket er rettet mot å oppnå forbedringer i effektivitet, redusere energitap, og forlenge levetiden til infrastrukturen. Beslutningen om å erstatte hver fordelingstransformator vil baseres på transformatorers eksisterende ytelse (T_t og ΔP_{\max}), teknisk alder samt belastningsgrad 9. Også skal det implisitt tas hensyn til at magnetiseringstap (tomgangstap) for trafoer over 50 år gamle har høyere magnetiseringstap enn nye med samme merkeytelse, for nye trafoer produseres med bedre jernkjerner (gruppenes generelle kunnskap).

Tabell 9: **Scenario 2:** Erstatning av aldrende transformatorer med nye enheter.

Trafo	Vurdering
T02090 (30, 27)	Denne transformator har en moderat alder og driftsprofil som indikerer at den fortsatt er innenfor sin brukbare levetid. Utskifting kan vurderes for å redusere driftskostnader knyttet til energitap, men ikke umiddelbart nødvendig.
T02220* (30, 27)	Gitt den lav belastningsgraden og ineffektiviteten indikert av høy (T_t og moderat ΔP_{max}), er det klart at en utskifting ville være fordelaktig av for eksempel årsaker som mindre magnetiseringstap i nye trafoer og passende merkeytelse for nåværende belastningsgrad. En ny transformator med bedre tilpassede spesifikasjoner kunne håndtere lastene mer effektivt og med lavere energitap
T02380 (30, 27)	Denne transformator har høy ΔP_{max} og relativt høy T_t . En ny transformator kan tilby bedre ytelse med lavere energiforbruk. Utskifting med en ny kan være fordelaktig for å oppnå høyere energieffektivitet og redusert energitap og dermed reduserte driftskostnader.
T04137 (30, 27)	Med tanke på dens alder er det svært sannsynlig at utskifting ville gi betydelige fordeler, som lavere energitap og høyere pålitelighet, noe som kan rettferdiggjøre de økonomiske investeringene.
T06220* (30, 27)	Denne trafoen har både høy T_t , alder og ΔP_{max} . Selv om denne transformator fortsatt fungerer relativt effektivt, ville en ny transformator redusere energitapet og forbedre den generelle driftseffektiviteten, noe som gjør utskifting potensielt fordelaktig.
T09150 (30, 27)	Denne transformator har høy alder på 70 år og ville dra fordel av utskifting på grunn av lavere energitap og forbedret effektivitet og pålitelighet med en ny trafo med nyere teknologi og forbedret design.
T21020(30, 27)	Den høyeste alderen (73år) blant alle transformerne antyder at utskifting ikke bare vil forbedre energieffektiviteten, men også dramatisk redusere vedlikeholdsbehovet og risikoen for feil.
T23215(30, 27)	Med sin høye alder og lave belastningsgrad er utskifting en fordel for å unngå unødvendige energitap og kostnader knyttet til vedlikehold av en gammel og underbelastet enhet.
T28080(30, 27)	Til tross for relativt effektiv drift under moderat belastning, vil en ny transformator tilby betydelige fordeler i form av reduserte energitap og forbedret driftssikkerhet.
T36090*(30, 27)	Den ekstreme underbelastningen og høye T_t indikerer at T36090 opererer svært ineffektivt. Utskifting er kritisk for å adressere denne underprestasjonen og tilpasse enheten bedre til faktiske energibehov.

7.3 Scenario 3: Utskifte aldrende fordelingstransformatorer med nye av Større eller Mindre Merkeytelse.

Dette scenarioet fokuserer på strategisk utskifting av transformatorer med nye enheter som har enten større eller mindre merkeytelse (kVA), tilpasset deres faktiske driftsbelastning. Målet er å optimalisere energieffektiviteten og redusere driftskostnadene ved bedre å tilpasse transformatorernes kapasitet til deres faktiske belastninger 10. Videre i dette scenarioet er det ikke gjort beregninger for alle trafoer, men bare beregninger i tilfelle man bytter ut plasseringen til T04137 (75 kVA) med T36090* (200 kVA) som fører til Ny Tt og ΔP_{max} om denne utbyggingen vist i figure30. Gruppen brukte sin generelle kunnskap i vurderingen av de 8 andre transformatorer. Hadde gruppen mer tid, hadde det blitt gjort beregninger for alle trafoer.

Tabell 10: **Scenario 3:** Utskifte aldrende transformatorer med nye av Større eller Mindre Merkeytelse.

Transformator	Vurdering
T02090 (800 kVA)27, 30	T02090 opererer effektivt, noe som tyder på at dens nåværende merkeytelse er godt tilpasset belastningen. Utskifting til en transformator med samme merkeytelse kan være fordelaktig kun hvis den nye enheten tilbyr bedre teknologi som ytterligere reduserer energitap.
T02220* (400 kVA)27, 30	Gitt dens betydelige underbelastningen, kan en mindre transformator med ca. 20-30 prosent lavere merkeytelse være mer kostnadseffektiv og energieffektiv.
T02380 (600 kVA)27, 30	Har en moderat belastningsgrad. En utskifting til en ny enhet med nyere teknologi og samme merkeytelse kan være mer kostnadseffektiv og energieffektiv.
T04137 (75 kVA) 30, 27	T04137 vil dra nytte av en transformator med 10-15 prosent større merkeytelse for å sikre kapasitet for fremtidig lastvekst og redusere risikoen for overbelastning.
T06220* (300 kVA)27, 30	En større merkeytelse, opp til 20 prosent høyere, anbefales for å håndtere den nåværende belastningen mer effektivt og redusere energitap.
T09150 (500 kVA)27, 30	En transformator med ca. 20 prosent mindre merkeytelse ville passe bedre til den nåværende belastningen og forbedre energieffektiviteten.
T21020 (50 kVA)27, 30	En oppgradering til en transformator med 10 prosent større merkeytelse ville gi nødvendig margin for å håndtere lastvariasjoner uten å risikere overbelastning.
T23215 (100 kVA)27, 30	En mindre transformator, med en merkeytelse som er 20-30 prosent lavere, ville være mer effektiv samt redusere unødvendige kostnader gitt den lave belastningsgraden og forventet fortsatt lav belastning.
T28080 (100 kVA)27, 30	En mindre merkeytelse, omkring 10-15 prosent lavere, kan tilby bedre effektivitet ved å matche transformatorens kapasitet nærmere til faktisk belastning.
T36090* (200 kVA)30, 27	Ekstremt underbelastet, en utskifting til en transformator på 100 kVA ville matche den faktiske belastningen bedre, redusere energiforbruket og optimere driftskostnadene.

Gjennom strategisk utskifting av transformatorer med nye enheter av tilpasset merkeytelse, sikres optimalisert kapasitetsutnyttelse og energieffektivitet. Dette vil ikke bare bidra til lavere driftskostnader, men også forbedre nettverkets pålitelighet og bærekraft over tid.

7.4 Anbefalt løsning

7.4.1 Beslutning om Utskifting av Transformatorer T06220 og T02220

Beslutning om å erstatte T06220 og T02220 med nye transformatorer er begrunnet gjennom en evaluering av nåværende og forventede forbedringer i maks effekttap i transformatorer ΔP_{\max} og brukstid for Tap T_t 30, samt ved å minske eksisterende tapsprosent av produksjon 6. For T06220 vil en ny transformator redusere ΔP_{\max} fra 4.183 kW til 0.98 kW og for T02220, fra 2.63 kW til 0.43 kW **med hensyn til Norsk transformator 22000 / 240, Yyn0. [5]**. Disse forbedringene indikerer betydelig høyere effektivitet og lavere energiforbruk med nye transformatorer. Selv om den eksakte tilbakebetalingstiden ikke er kjent for gruppen på grunn av manglende detaljer om bedriftens totale kostnader og dermed bedriftenes fortjeneste, kan Griug AS selv utføre denne beregningen med det verktøyet gruppen har utviklet. Dette verktøyet tillater bedriften å inkludere alle relevante kostnader som er kjente for Griug AS for å få en nøyaktig beregning av tilbakebetalingstiden. Anskaffelse av nye transformatorer for disse posisjonene anbefales sterkt gitt de forventede forbedringene i effektivitet og den potensielle reduksjonen i langsiktige kostnader.

7.4.2 Beslutning om Ombytting av T36090 med T04137 og Potensiell Ombytting av T06220 med T09150

I tillegg til utskiftninger anbefaler gruppen å bytte ut T36090 og T04137 for best mulig utnyttelse av kapasiteten basert på faktiske belastningskrav. Denne utskiftningen forventes å minimere energitapene for begge transformatorene, forbedre den generelle driftseffektiviteten og forlenge levetiden. Dette rådet ble støttet av nye resultater oppnådd da gruppen endret plasseringen av transformatorene og testet begge transformatorene på årlige belastninger på de nye plasseringene for begge 30. Gruppen brukte et Excel-verktøy for å implementere denne testen som tidligere ble utviklet for en gammel bacheloroppgave av andre studenter [1]. Denne filen vil bli vedlagt i vedlegget. Selv om de nøyaktige økonomiske besparelsene fra denne ombyggingen ikke kan bestemmes nøyaktig av selve gruppen på grunn av mangel på detaljert kostnadsinformasjon ved ombyggingen, er det klart at minimerte tap vil bidra til å redusere driftskostnadene. Ombyggingen bør gjennomføres dersom de forventede kostnadene ved ombygging ikke overstiger fordelene ved reduserte tap og forlenget utstyrslevetid. I tilfelle kostnadene ved ombyggingen går ut over fordelene, bør T36090 også sammen med T06220 og T02220 utskiftes med nye, mens T04137 holdes i drift. Det er opp til Griug AS å vurdere kostnadene mot fordelene nøye for å sikre at ombyggingen er økonomisk forsvarlig.

Når det gjelder T06220 og T09150, er en potensiell ombygging betinget av stabilitet i T09150s nåværende belastning. Ombygging anbefales ikke hvis det forventes endringer i denne belastningen, da risikoen kan overstige fordelene. Slik ombygging bør vurderes nøye av Griug AS for å unngå å introdusere nye ineffektiviteter eller økte driftskostnader. **Som nevnt tidligere, når man analyserer tabellen 6 og tar hensyn til verdien av tap i det elektriske nettverket, kan man hevde at denne løsningen er den optimale løsningen.**

Disse beslutningene understøtter en strategisk tilnærming til drift og vedlikehold av nettverksinfrastrukturen, og sikrer at både kortsiktige og langsiktige mål for effektivitet og kostnadsreduksjon blir møtt.

For å sikre en optimal drift og vedlikehold av energi-distribusjonsnettverket, er en omhyggelig vurdering av ombygging av transformatorer T36090 og T04137 samt en vurdering av potensiell ombygging av T06220 og T09150 foreslått. Dette kan muligens utføres ved å ta høyde for de følgende punkter:

- **Analyse av belastningsprofiler:** Det er nødvendig å utføre en grundig analyse av belastningsprofilene for hver transformator for å identifisere potensielle kandidater for ombygging. Dette innebærer å sammenligne faktiske belastningsdata med transformatorernes kapasitet og vurdere deres ΔP_{\max} , T_t og tap prosentdel av produsert energi i trafoer før og etter et foreslått bytte.
- **Geografiske og Operasjonelle Overveielser:** Plassering og tilgjengelighet av transformatorer må tas i betraktning for å sikre at en ombygging er gjennomførbar uten å kreve uforholdsmessig høye omkostninger.
- **Tekniske Tilpasninger:** Enhver plan for ombygging må også vurdere behovet for tekniske tilpasninger i infrastrukturen for å støtte de byttede transformatorene, inkludert endringer i tilkoblinger og beskyttelsessystemer.

7.4.3 Økonomiske Overveielser

I tråd med gruppens tidligere forslag 7.4, for begge kapasitetene, 315 kVA og 200 kVA 33, tilbyr leverandør1 lavere priser enn leverandør2. Dette gir leverandør1 en umiddelbar fordel i form av lavere anskaffelseskostnad.

	leverandøren1	leverandøren1 (+15%)	leverandøren2 (juli23)	leverandøren2 (+15%)	leverandøren2 Jan24	leverandøren2 (+15% Jan24)
Fordelingstrafo 50kVA	kr 60,384	kr 69,442	kr 90,282	kr 103,824	kr 88,139	kr 101,360
Fordelingstrafo 100 kVA	kr 71,958	kr 82,751	kr 98,959	kr 113,803	kr 94,311	kr 108,458
Fordelingstrafo 200 kVA	kr 104,364	kr 120,018	kr 129,156	kr 148,529	kr 123,475	kr 141,996
Fordelingstrafo 315 kVA	kr 127,612	kr 146,753	kr 169,575	kr 195,011	kr 153,957	kr 177,051
Fordelingstrafo 500 kVA	kr 162,030	kr 186,335	kr 246,665	kr 283,665	kr 214,152	kr 246,275
Fordelingstrafo 630 kVA	kr 216,376	kr 248,832	kr 290,615	kr 334,207	kr 244,833	kr 281,558
Fordelingstrafo 800 kVA	kr 236,806	kr 272,327	kr 324,939	kr 373,680	kr 273,961	kr 315,055
Fordelingstrafo 1000 kVA	kr 283,704	kr 326,260	kr 370,142	kr 425,663	kr 314,476	kr 361,647
Fordelingstrafo 1250 kVA	kr 308,361	kr 354,615	kr 402,617	kr 463,010	kr 331,839	kr 381,615
Fordelingstrafo 1600 kVA	kr 313,997	kr 361,096	kr 422,526	kr 485,905	kr 362,709	kr 417,115
Fordelingstrafo 2000 kVA	kr 425,707	kr 489,563	kr 525,320	kr 604,118	kr 443,738	kr 510,299

Figur 33: Trafo pris med muligens 15 prosent forsikring gitt av Griug AS.

7.4.4 Tekniske Spesifikasjoner og Driftskostnader etter leverandører (oppdaterte opplysninger)

leverandøren1 transformerer viser lavere tomgangstap og belastningstap sammenlignet med leverandøren2, som indikerer bedre energieffektivitet. Dette er ikke bare avgjørende for å redusere energiforbruket, men også driftskostnadene over tid, som er en betydelig del av totaløkonomien. Lavere kortslutningsimpedanse hos leverandøren1 trafo antyder også at disse transformatorene kan håndtere belastninger mer effektivt, noe som potensielt kan redusere vedlikeholdskostnader og øke driftssikkerheten [5].

7.4.5 Forholdet mellom belastningsendringer og tap

Historisk dataanalyse og forståelse av hvordan belastninger og tap har endret seg over de siste årene, kan gi innsikter i fremtidige trender. Dermed kan det hjelpe i prediktive modeller angående fremtidig belastning og tap. Dette kan gruppen ikke vurdere i og med at dette krever mye data som gruppen ikke har, og omfattende arbeid. Men likevel er det bedre å tas i betraktningen av selve Griug AS i vurderingen av riktig ny trafo.

7.4.6 Vurdering av Demografiske og Økonomiske Dynamikker

En forståelse av den forventede vekst eller nedgang i antall forbrukere og industriell aktivitet i området er avgjørende. Dette påvirker direkte behovet for transformatorer med passende kapasitet for å håndtere fremtidig elektrisk belastning. I denne sammenhengen kan selve Griug AS analysere data om demografiske og økonomiske dynamikker for å sikre mer omfattende og riktige valg av nye trafoer.

7.4.7 Klimaendringers Påvirkning

Når det gjelder valg av nye distribusjonstransformatorer, er det avgjørende å vurdere påvirkningen fra klimaendringer, som kan føre til hyppigere og mer intense ekstremværhendelser. Disse endringene stiller større krav til infrastrukturens robusthet og pålitelighet. I denne sammenhengen blir valget av robuste og effektive transformatorer essensielt for å sikre kontinuerlig og pålitelig strømforsyning selv under strenge værforhold.

Det er viktig at selskaper som Griug AS foretar grundige analyser av klimadata i de områdene hvor nye transformatorer skal implementeres. Dette sikrer at valgte transformatorer ikke bare er tilstrekkelig robuste, men også optimalisert for å minimere energitap. Transformatorer som er designet for å håndtere både høye og lave temperaturer, samt tåle fukt og flom, bidrar til å redusere risiko for driftsstans og kostbare reparasjoner etter værhendelser.

Videre spiller energieffektiviteten til en transformator en kritisk rolle i å redusere det totale energiforbruket og dermed driftskostnadene. Ved å velge høyeffektive transformatorer kan man oppnå signifikante besparelser i energiforbruk og effekttap. Dette er ikke bare økonomisk fordelaktig, men bidrar også til miljøbeskyttelse ved å redusere utslipp av klimagasser assosiert med energiproduksjon. Implementering av dette krever betydelige investeringer i tid og ressurser, samt

innsamling og analyse av omfattende klimadata. Til tross for disse ekstra kostnadene, vil investeringen gi langvarige fordeler ved å sikre en mer robust og effektiv strømforsyningsinfrastruktur. Dette støtter ikke bare dagens behov, men gjør også strømmnettene mer bærekraftige og klare til å møte fremtidens utfordringer.

7.4.8 Anbefaling Basert på Pris og Spesifikasjoner:

Basert på den omfattende vurderingen av både pris, tekniske spesifikasjoner, og potensielle drifts- og vedlikeholdskostnader, anbefales leverandøren sine fordelingstransformatorer for anskaffelse av både 300 kVA (315 kVA-modellen, plassering T06220) og 400 kVA (200 kVA-modellen, plassering T02220) transformatorer. Disse valgene gir ikke bare økonomiske fordeler med lavere innkjøpskostnader, men også langsiktige økonomiske gevinster gjennom økt energieffektivitet. I tillegg bidrar disse transformatorvalgene positivt til miljøet ved å redusere energiforbruk og karbonavtrykk (mindre energitap betyr mindre energiforbruk dermed mindre utslipp i tilfellet energien i elektrisk kraftstasjonen genereres ved bruk av fossilt brensel og petroleums derivater). Noe som i sin tur fører til bedre luftkvalitet. Videre støtter valget av disse enhetene en ansvarlig ressursbruk og fremmer bærekraftig utvikling, i tråd med både lokale og globale miljømål.

8 Konklusjon

Denne bacheloroppgaven fokuserer på en kost-nytte analyse av aldrende transformatorer i et elektrisk distribusjonsnett. Gjennom en dyptgående analyse av ti av de eldste transformatorene i drift, som nærmer seg eller overstiger sin tekniske levetid, har vi evaluert deres nåværende effektivitet og kostnadene knyttet til deres fortsatte drift sammenlignet med potensielle gevinster ved utskifting.

Det ble identifisert spesifikke transformatorer, inkludert T06220, T02220, og T36090, som ikke bare er teknisk utdaterte, men også økonomisk ineffektive på grunn av høye potensielle drifts- og vedlikeholdskostnader. Disse enhetene har overlevd sin forventede tekniske levetid, og deres fortsatte bruk kan føre til økte energitap og risiko for nettverksfeil.

Et viktig element i oppgaven var utviklingen av et økonomisk verktøy som tillater Griug AS å beregne tilbakebetalingstiden for nye transformatorer basert på varierte data som fortjenesten av å transportere strøm, investeringsperiode for nye trafoer og kostnader på innkjøp av nye. Dette verktøyet hjelper til med å gjøre informerte beslutninger om utskifting basert på nøyaktige økonomiske beregninger.

Analysen indikerer at utskifting av de eldste og minst effektive transformatorer ikke bare ville redusere de fremtidige energitapene, men også forbedre nettverkets pålitelighet og redusere driftskostnadene over tid. Denne strategien er understøttet av både kostnadsberegninger og forventede forbedringer i nettverkets effektivitet.

Ubesvarte Spørsmål og Fremtidig Arbeid: Oppgaven adresserte ikke utfordringene ved livsløpsanalyser fra et bærekraftperspektiv, spesielt i forhold til om det er bedre å drifte en transformator til den feiler eller å avhende den på en miljøvennlig måte. Dette er et viktig område for fremtidig forskning, som krever tilgang til mer detaljerte data om vedlikeholdskostnader og miljøpåvirkning. Hadde det vært mer tid, hadde det blitt besvart dette spørsmålet også, siden et fullstendig livsløpsanalyse krever mye tid.

Studien konkluderer med at en proaktiv tilnærming til utskifting av aldrende transformatorer eller potensiell ombytting mellom noen av dem, basert på en detaljert teknisk og økonomisk analyse, vil være til betydelig nytte for Griug AS ved å redusere langtidskostnadene og samtidig forbedre effektiviteten og påliteligheten til energidistribusjonen.

9 Vedlegg

- Excel-filer om beregninger for alle transformatorer.
- Data oppgitt fra Griug AS.
- Python-kode for økonomiske beregninger.

Referanser

- [1] Asbjørn Hagset Amundsen, Kristian Andre Thomassen Vada. *Fordelings-transformatorer og tapskostnader*. [Accessed 02.05.2024]. 2019. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2613777>.
- [2] Finanssans. *Netto nåverdi*. [Accessed 02.04.2024]. 2012. URL: <https://www.finanssans.no/aksjer/netto-naverdi>.
- [3] JULIA KAGAN. *Payback Period*. [Accessed 02.04.2024]. 2024. URL: <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp>.
- [4] Leonard L. Grigsby. *Electric Power Engineering Handbook*. [Accessed 10.04.2024]. 2006. URL: [http://library.navoiy-uni.uz/files/harlow%20j.%20h.%20-%20electric%20power%20transformer%20engineering%20\(second%20edition\)\(2007\)\(502s\).pdf](http://library.navoiy-uni.uz/files/harlow%20j.%20h.%20-%20electric%20power%20transformer%20engineering%20(second%20edition)(2007)(502s).pdf).
- [5] Norsk Trafo. *Norsk Trafo*. [Accessed 09.04.2024]. 2021. URL: <https://www.nortrafo.no/default.asp?Mode=Meny&HovedMenyId=106&UnderMenyId1=218&ThisMenyId=218>.
- [6] sintef. *Kostnadsnivå 2019*. [Accessed 20.03.2024]. 2019. URL: https://drive.google.com/file/d/11334jy37DLD1y9CD_kT0CYbpMmshLea6/view?usp=drive_link.
- [7] statnett. *produksjon-og-forbruk*. [Accessed 20.03.2024]. 2023. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#produksjon-og-forbruk>.
- [8] wall street. *Internal Rate of Return*. [Accessed 02.04.2024]. 2024. URL: <https://www.wallstreetprep.com/knowledge/irr-internal-rate-of-return/>.