

Nikolai Støbakk Nordstrand  
Eirik Halbrend Lade  
Thomas Gjerde  
Marien Numbi Mupenda

# Overgang fra 11 kV til 22 kV i Ålesund og Volda

Bacheloroppgave i Elkraftsystemer

Veileder: Gjermund Tomta

Mai 2020



Nikolai Støbakk Nordstrand  
Eirik Halbrend Lade  
Thomas Gjerde  
Marien Numbi Mupenda

## **Overgang fra 11 kV til 22 kV i Ålesund og Volda**

Bacheloroppgave i Elkraftsystemer  
Veileder: Gjermund Tomta  
Mai 2020

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk  
Institutt for IKT og realfag



Kunnskap for en bedre verden



## Obligatorisk egenerklæring/gruppeerklæring

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

Du/dere fyller ut erklæringen ved å klikke i ruten til høyre for den enkelte del 1-6:		
1.	Jeg/vi erklærer herved at min/vår besvarelse er mitt/vårt eget arbeid, og at jeg/vi ikke har brukt andre kilder eller har mottatt annen hjelp enn det som er nevnt i besvarelsen.	<input checked="" type="checkbox"/>
2.	Jeg/vi erklærer videre at denne besvarelsen: <ul style="list-style-type: none"><li>• ikke har vært brukt til annen eksamen ved annen avdeling/universitet/høgskole innenlands eller utenlands.</li><li>• ikke refererer til andres arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• ikke refererer til eget tidligere arbeid uten at det er oppgitt.</li><li>• har alle referansene oppgitt i litteraturlisten.</li><li>• ikke er en kopi, duplikat eller avskrift av andres arbeid eller besvarelse.</li></ul>	<input checked="" type="checkbox"/>
3.	Jeg/vi er kjent med at brudd på ovennevnte er å <u>betrakte som fusk</u> og kan medføre annullering av eksamen og utestengelse fra universiteter og høyskoler i Norge, jf. <a href="#">Universitets- og høyskoleloven</a> §§4-7 og 4-8 og <a href="#">Forskrift om eksamen</a> §§14 og 15.	<input checked="" type="checkbox"/>
4.	Jeg/vi er kjent med at alle innleverte oppgaver kan bli plagiatkontrollert i Ephorus, se <a href="#">Retningslinjer for elektronisk innlevering og publisering av studiepoenggivende studentoppgaver</a>	<input checked="" type="checkbox"/>
5.	Jeg/vi er kjent med at høgskolen vil behandle alle saker hvor det forligger mistanke om fusk etter <a href="#">høgskolens studieforskrift §31</a>	<input checked="" type="checkbox"/>
6.	Jeg/vi har satt oss inn i regler og retningslinjer i bruk av <a href="#">kilder og referanser på biblioteket sine nettsider</a>	<input checked="" type="checkbox"/>

# Publiseringsavtale

Studiepoeng: 20

Veileder: Gjermund Tomta

## Fullmakt til elektronisk publisering av oppgaven

Forfatter(ne) har opphavsrett til oppgaven. Det betyr blant annet enerett til å gjøre verket tilgjengelig for allmennheten ([Åndsverkloven §2](#)).

Alle oppgaver som fyller kriteriene vil bli registrert og publisert i Brage HiM med forfatter(ne)s godkjenning.

Oppgaver som er unntatt offentlighet eller båndlagt vil ikke bli publisert.

Jeg/vi gir herved NTNU i Ålesund en vederlagsfri rett til å

gjøre oppgaven tilgjengelig for elektronisk publisering:  ja  nei

Er oppgaven båndlagt (konfidensiell)?  ja  nei

(Båndleggingsavtale må fylles ut)

- Hvis ja:

Kan oppgaven publiseres når båndleggingsperioden er over?  ja  nei

Er oppgaven unntatt offentlighet?  ja  nei

(inneholder taushetsbelagt informasjon. [Jfr. Offl. §13/Fvl. §13](#))

Dato: 19.05.2020

## FORORD

Denne oppgaven er opparbeidet av 4 studenter ved NTNU i Ålesund med veiledning og samarbeid med Mørenett AS. Oppgaven er en avsluttende del av studiet Bachelor i Elkraftsystemer.

Da studieveileder presenterte oppgaven synes alle den virket spennende, da den er veldig relevant til studiet og jobbene en kan bryne seg på etter utdannelsen. Det å dimensjonere nett for hvordan fremtidens effektforbruk kommer til å utvikle seg er en interessant oppgave.

Prosjektets startfase var effektiv, selv om NETBAS var krevende å lære. Vi fikk tilgang til kontor hos Mørenett, noe som var en god løsning siden hjelp og veiledning til oppgaven var rett rundt hjørnet. Etter utbruddet av korona ble gruppen sittende på hjemmekontor med samarbeid over internett. Dette gjorde samarbeidet mer tidkrevende, da mye av arbeidet var gjort i felleskap og baserte seg på tett dialog og diskusjoner. «Veien» var også lenger for å få veiledning, siden vi måtte opprette kontakt gjennom e-post eller telefon.

Vi vil rette en stor takk til Thore Gagnatt, Hilde Stangeland og Rune Myklebust for innføring i NETBAS og tilegning av informasjon. Gruppen vil også takke Gjermund Tomta for veiledning.

## SAMMENDRAG

Norge beveger seg stadig mer mot et helelektrisk samfunn. Med mer last og flere høyeffekts komponenter kommer også utfordringer. Dette er grunner til at nettselskapene i Norge vil utbedre sitt strømnnett, inklusive Mørenett som har 11 kV anlegg både i Volda og Ålesund. Ved å oppgradere nettet til høyere spenning får en blant annet reduserte tap og høyere overføringsevne. Siden mesteparten av nettet allerede er 22 kV, vil en også få en standardisering av komponenter. Denne oppgaven skal vurdere konsekvenser av å øke spenningen fra 11 kV til 22 kV i disse områdene.

Programmet NETBAS ble brukt som et verktøy til å beregne og simulere overgangen til høyere spenning. Dette innebar utskifting av 11 kV komponenter og testing av prognostisert tilleggseffekt. For å kunne vite hvor mye effekt man vil bruke i fremtiden, må en innhente mye informasjon. Både for hvordan samfunnet har utviklet seg, samt hvordan utfallet av fremtiden mest sannsynlig blir.

I oppgaven blir utviklingen analysert for å kunne gi en approksimasjon på når det vil være hensiktsmessig å øke spenningen.



## **ABSTRACT**

Norway is moving toward a fully electric community, and with an increasing number of high-power components new challenges arise. For this reason, Norwegian regional power grid companies seek to upgrade and improve existing power lines, including Mørenett which currently utilizes an 11 kV infrastructure in both Volda and Ålesund. Upgrading this power grid to a higher voltage will result in reduced resistive losses due to reduced amperage and therefore increased transmission capacity. A big portion of the existing power grid consists of 22 kV power lines, and a continuous upgrading of the 11 kV infrastructure will lead to a standardization of components. In this thesis we examine the consequences of increasing the voltage from 11 kV to 22 kV in the selected areas.

NETBAS has been used as a software tool to run calculations and simulate the transition to a higher voltage, a process including replacement of 11 kV components and testing of prognosticated additional power. In order to predict future power consumption, information regarding society and social development must be gathered. This development is in turn analyzed in order to give an approximation as to when it should be feasible to increase the grid voltage.

---

## FIGURLISTE

Figur 2-1 Konesjonsområdet til Mørenett .....	5
Figur 2-2 Området i Ålesund sentrum og Nørve som er 11 kV. Hentet fra google kart.....	6
Figur 2-3 Området i Volda sentrum som er 11 kV. Hentet fra google kart. ....	6
Figur 2-4 Klimautslipp som skal kuttes i ulike sektorer, ifølge «Klimakur 2030» fra Miljødirektoratet.....	7
Figur 3-1 Effekttutvikling et døgn i Ålesund sentrum, hentet fra Mørenett .....	10
Figur 3-2 Effekttutvikling ett døgn Volda sentrum, hentet fra Mørenett .....	12
Figur 4-1 Illustrasjon av kabler i trase og rør .....	23
Figur 5-1 Effektforbruk i Ålesund .....	26
Figur 5-2 Effektforbruk i Volda .....	26
Figur 5-3 Prognose for Ålesund Sentrum og Nørve 11 kV fra 2008-2040.....	28
Figur 5-4 Prognose for Volda sentrum fra 2008-2040.....	30
Figur 5-5 Belastning 2020    Figur 5-6 Belastning 2030    Figur 5-7 Belastning 2040.....	32

---

**FORMLER**

Formel 3.7-1 Formel for årskostnader for tap .....	17
Formel 3.7-2 Forenklet versjon av formel 3.7-1. ....	17
Formel 4.2-1 Temperaturkorrigering .....	21
Formel 5.1-1 Temperaturkorrigering .....	27

---

**TABELLER**

Tabell 1.1.1 Begreper .....	1
Tabell 1.2.1 Notasjon .....	2
Tabell 1.3.1 Forkortelser .....	4
Tabell 3.3.1 Forskjellige ladesenario gitt av NVE .....	11
Tabell 4.2.1 Avskrivningstider og teknisk levealder for komponenter. Mottatt av Mørenett..	24
Tabell 5.4.1 Den mest belastede kabelen i Ålesund er allerede dimensjonert for overgangen	32
Tabell 5.4.2 En høyt belastet kabel i 2020, 2030 og 2040 .....	33
Tabell 5.6.1 Utvalg av transformatorer i Volda, tatt i fra vedlegg 9 .....	36
Tabell 5.6.2 Noen utvalgte transformatorer i Ålesund tatt i fra vedlegg 6.....	36
Tabell 5.6.1 Vedlegg .....	44

---

# INNHold

<b>FORORD</b> .....	<b>III</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>IV</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>FIGURLISTE</b> .....	<b>VI</b>
<b>FORMLER</b> .....	<b>VII</b>
<b>TABELLER</b> .....	<b>VIII</b>
<b>INNHold</b> .....	<b>IX</b>
<b>1. TERMINOLOG</b> .....	<b>1</b>
1.1. BEGREPER.....	1
1.2. NOTASJON.....	2
1.3. FORKORTELSER.....	4
<b>2. INNLEDNING</b> .....	<b>5</b>
<b>3. TEORETISK GRUNNLAG</b> .....	<b>8</b>
3.1. LOVVERK .....	8
3.2. TEMPERATURKORRIGERING .....	9
3.3. ELBILLADING .....	9
3.4. BUSSLADING .....	12
3.5. MARITIM ELEKTRIFISERING.....	14
3.6. TAP .....	14
3.7. ØKONOMISKE KONSEKVENSER.....	16
<b>4. MATERIALER OG METODE</b> .....	<b>18</b>
4.1. VERKTØY OG DATA .....	18
4.1.1. <i>NETBAS</i> .....	18
4.1.2. <i>REN</i> .....	19

---

4.1.3. Data.....	19
4.2. METODE.....	19
4.2.1. Temperaturkorrigering.....	21
4.2.2. Prognose.....	22
4.2.3. Praktisering av spenningsovergangen .....	22
4.2.4. Overgang til 22 kV .....	25
<b>5. RESULTATER.....</b>	<b>26</b>
5.1. HISTORISK EFFEKT ETTER TEMPERATURKORRIGERING.....	26
5.2. ELBILLADING .....	27
5.2.1. Ålesund.....	27
5.2.2. Volda .....	28
5.3. RESULTAT AV PROGNOSENINGEN .....	28
5.3.1. Ålesund.....	28
5.3.2. Volda .....	30
5.4. RESULTAT FRA SIMULERING I NETBAS .....	31
5.4.1. Ålesund.....	31
5.4.2. Volda .....	32
5.5. TAPSKOSTNADER .....	33
5.6. PLAN FOR OVERGANG TIL 22 kV .....	35
<b>6. DRØFTING .....</b>	<b>37</b>
<b>7. KONKLUSJON.....</b>	<b>40</b>
<b>8. REFERANSER.....</b>	<b>41</b>
<b>VEDLEGG.....</b>	<b>44</b>

# 1. TERMINOLOG

## 1.1.BEGREPER

Tabell 1.1.1 Begreper

<b>Temperaturkorrigering</b>	Hensikten med temperaturkorrigering er å gjøre forbrukstallene uavhengige av utetemperatur, slik at elektrisitetsforbruket kan sammenlignes uten å tenke på forskjeller i utetemperatur.[1].
<b>Effekttopp</b>	Med effekttopp mener en det høyeste forbruket av effekt gjennom et døgn. Effekttoppen varer som regel en kort periode.
<b>Nettnivå</b>	<p>Opprinnelig inndelt i tre nivå: Transmisjonsnettet, Regionalnettet og Distribusjonsnettet. Regionalnettet er nå fjernet som eget nettnivå og innlemmet i distribusjonsnettet, men blir fortsatt brukt som begrep i dagligtale.</p> <p>Antall nettnivå er redusert til to.[2]</p> <p>Transmisjonsnettet: Hovednettet som binder Norge sammen, samt utlandet. Spenningen er 420 kV, 300 kV og unntaksvis 132 kV.</p> <p>Distribusjonsnettet: Alt nettet som ikke er Transmisjonsnettet. Nivået er inndelt i regionalt distribusjonsnettet 132 kV til 32 kV og lokalt distribusjonsnettet 22 kV til 220/400V.[3]</p>
<b>Spenningsfall</b>	Spenningsfall er spennings forskjellen mellom sendersiden og mottakersiden i elektriske nett.[4]
<b>Prognose</b>	En prognose er en forutsigelse/begrunnet gjetting om hva eller hvordan noe kommer til å gå for seg, ut ifra tidligere hendelser/målinger.[5]

<b>KILE</b>	<p>Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi.</p> <p>Formålet er å motivere nettselskapene til å drive på en samfunnsøkonomisk måte, med fokus på leveringspålidelighet.</p> <p>Med nedetid på nettet vil nettselskapene få en inntektsreduksjon, denne reduksjonen blir beregnet ut ifra nettkundens ulemper under avbrudd. det blir beregnet forskjellig for 6 ulike kundegrupper.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Jordbruk</li> <li>• Husholdning</li> <li>• Industri med el-drevne prosesser</li> <li>• Industri</li> <li>• Handel og tjenester</li> <li>• Offentlig virksomhet</li> </ul> <p>[6]</p>
-------------	--

## 1.2.NOTASJON

Tabell 1.2.1 Notasjon

$P_{DUT}$	Er den temperaturkorrigerede maksimaleffekten for aktuelt år gitt i MW
$P$	Er målt effekt for aktuelt år gitt i MW
$F$	Er temperaturfølsomhetsfaktor gitt i % pr. °C
$K$	Er andel temperaturavhengige laster gitt i %
$DUT$	Er temperatur når målingen er foretatt for gitt område til det aktuelle året, i °C
$DUT_n$	Er laveste temperatur for gitt område med n års returtid gitt i °C
$P$	Effekt [W]
$U$	Spenning [V]
$I_1$	Strøm [A] i starten av overføringen
$I_2$	Strøm [A] i enden av overføringen



$U_1$	Spenning [V] i starten av overføringen
$U_2$	Spenning[V] i enden av overføringen
$\Delta U$	Spenningsfall [V]
$I$	strøm [A]
$\rho$	Resistivitet [ $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ ]
$L$	lengde [m]
$\cos \varphi$	Effektfaktor
$A$	Ledertverrsnitt [ $\text{mm}^2$ ]
$P_1$	Effekt [W] i starten
$P_2$	Effekt [W] i enden
$P$	Effekttap (W)
$r$	Resistans( $\Omega$ )
$IR_t$	Inntektsramme
$K_t$	Kostnadsgrunnlag basert på nettselskapets faktiske kostnader to år tilbake i tid.
$K_t^*$	kostnadsnormen beregnet av NVE.
$DV_{t-2}$	drifts- og vedlikeholdskostnader fra to år tilbake i tid.
$KILE_{t-2}$	kostnader ved ikke-levert energi to år tilbake i tid.
$NT_{t-2}$	nettap i MWh fra to år tilbake i tid
$P_t$	årets gjennomsnittlige områdepris for strøm.
$AVS_{t-2}$	avskrivninger på investert kapital fra to år tilbake i tid.
$AKG_{t-2}$	avkastningsgrunnlaget fra to år tilbake i tid.

$r_{NVE}$	NVEs års referanserente
$K_{tap}$	Kostnader av tap
$K_p$	Kostnader av maksimale effekttap
$\Delta P_{max}$	Maksimale effekttap (tunglast)
$K_w$	energikostnad ved tidspunkt t
$\Delta P(t)$	effekttap i tidspunkt t
$K_{pekv}$	ekvivalent tapskostnad referert til tapenes årsmaksimum
$K_{wekw}$	eksvivalent årskostnad av energitap
$T_t$	brukstid for tap

### 1.3.FORKORTELSER

Tabell 1.3.1 Forkortelser

<b>NVE</b>	Norges vassdrags- og energidirektorat
<b>SSB</b>	Statistisk Sentralbyrå
<b>HMS</b>	Helse, miljø og sikkerhet
<b>REN</b>	Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet
<b>EMF</b>	Elektromagnetiske felt

## 2. INNLEDNING

For å begrense den globale temperaturstigningen i tråd med Parisavtalen må store utslippskutt være iverksatt før 2030. Norge er villig til å kutte utslipp, slik at landet kan være et lavutslippssamfunn innen 2050 [7].

Planen er å erstatte fossile energikilder med hovedsakelig elektrisk energi, som er et mer miljøvennlig alternativ. I dette tilfellet forventes økning i strømforbruk, som vil sannsynlig føre til store tekniske utfordringer i strømmettet [8]. En del komponenter i strømmettet blir derav underdimensjonerte samtidig som de nærmer seg aldersgrensen sin. En slik økning i effekt forbruk vil kreve forsterkninger av nettet.

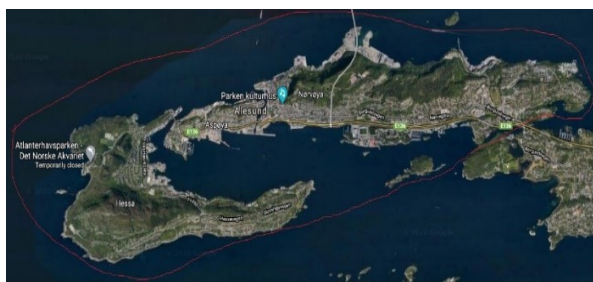
Strømmettet i Ålesund og Volda driftes av Mørenett, et nettselskap etablert 1. januar 2014 som et resultat av fusjonen mellom Tafjord Kraftnett og Tussa Nett. Selskapet har ansvaret for Nettet i 12 kommuner på Sunnmøre og deler av Nordfjord, som omhandler 62000 kunder.



*Figur 2-1 Konesjonsområdet til Mørenett*

Mørenett har avdelinger i Ålesund, Ørsta, Vanylven, Norddal og Herøy, hvor hovedkontoret ligger [9]. I 1923 ble den første 110 kV traseen mellom Tafjord Kraft og Ålesund satt i drift. Denne kablet endte opp i Nørve transformatorstasjon 5 km øst for sentrum i Ålesund, som transformerte spenningen ned til 11 kV og 22 kV. Det ble for det meste brukt 11 kV på denne tiden i hele landet både fordi dette var en mye mer håndterlig spenning for utstyret brukt, og fordi det ikke var tenkt at effektforbruket ville nå en så stor økning som vi ser i dag.

I figurene under vises områdene denne oppgaven omhandler.



*Figur 2-2 Området i Ålesund sentrum og Nørve som er 11 kV. Hentet fra google kart.*



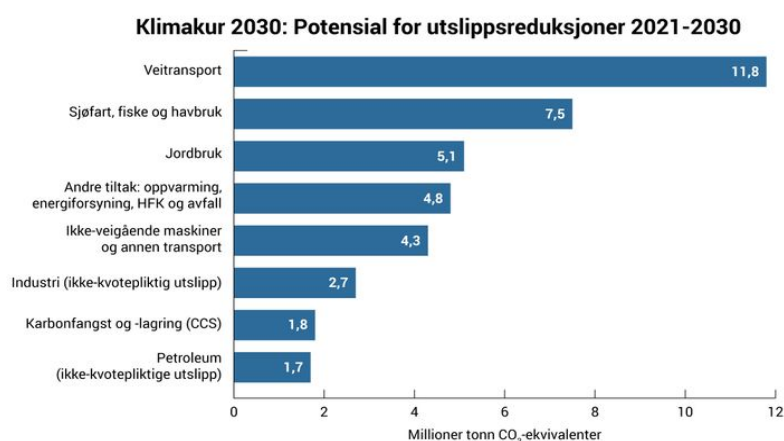
*Figur 2-3 Området i Volda sentrum som er 11 kV. Hentet fra google kart.*

Mørenett har valgt å oppgradere 11 kV delen til 22 kV, som en strategi for å øke nettet sin overføringskapasitet. Beslutningen om å øke driftsspenningen til 22 kV ble tatt for mange år tilbake, da de allerede på den tid forutså det økte effektbehovet som samfunnet i dag beveger seg mot. Over de siste 20 årene har selskapet tatt dette i betraktning når de har bygget ut nytt nett. Ved hver utskifting av defekte komponenter eller utstyr som har nådd sin maksimale levetid blir disse erstattes med nye. De nye komponentene vil bli installert med merkespenning 24 kV, mens de fortsatt driftes på 11 kV. Nettet i Ålesund sentrum, Nørve, og Volda sentrum består per i dag av flere eldre komponenter som også er lagt i tettbygde områder, noe som gjør at å bytte disse ut kan være en stor utfordring.

Vi skal i denne oppgaven gjøre rede for hvilke tiltak som behøves for etablering av nytt spenningsnivå i Ålesund Sentrum, Nørve og Volda sentrum. Det skal redegjøres hvilke komponenter som skal skiftes og når de skal erstattes. I dette ligger det å analysere nødvendige utskiftninger av eldre anlegg, vurdere gevinst ved at kabler kan transportere mer effekt og å beregne verdien av reduserte tapskostnader.

Hvordan selve utskiftingen i praksis utføres vil i utgangspunktet skje i kronologisk rekkefølge etter geografisk topologi. Utover dette vil mange faktorer som alder på komponenter, belastning og kursforgrening spiller hver sine roller i utskiftingen. For eksempel vil eldre kabler vurderes før nyere kabler for utskifting da disse går mot kanten av sin tekniske levetid. Det vil også være viktig å ta hensyn til at arbeidsplasser og byggefelt hvor folk har sine hjem ikke skal bli strømløse på ugunstige tider (for eksempel ettermiddager i kalde vinterperioder). Selv om rekkefølgen ikke har noe å si for selve driften av nettet, da hele 11 kV området vil bli lagt om til 22 kV samtidig, har rekkefølgen som sagt litt å si for andre faktorer. Mer om dette i 4.2.3.1.

Vi tar utgangspunkt i 2030 og 2040 og hvordan effektbehovet, basert på vår prognose, vil være i denne perioden. Problemene vi umiddelbart møter er de av klimautslipp-kuttene som skal gjøres de neste kommende dekadene i Norge. Folk går mer og mer bort fra fossilt brensel til transport og oppvarming, mot en mer elektrifisert løsning for disse. To forbruksmoment i dagens samfunn som har stor effektomsetning. NVEs “Klimakur 2030” beskriver dette i god detalj [10]. For eksempel som vist i Figur 2-4 ser man nettopp dette.



*Figur 2-4 Klimautslipp som skal kuttes i ulike sektorer, ifølge «Klimakur 2030» fra Miljødirektoratet.*

Man ser tydelig at elektrifiseringen av vegtransport og maritim elektrifisering er noe som legges stor vekt på. Denne oppgaven vil ha fokus på de sektorene som belaster 11 kV nettet. Dette vil hovedsakelig være det som omhandler veitransport, og da spesielt elbiler. Mer om maritim elektrifisering i seksjon 3.5.

I dag er utslippene fra ikke-kvotepliktig sektor på rundt 25 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette er potensialet for klimakutt i ulike sektorer, ifølge rapporten:

Tiltakene som er foreslått i “Klimakur 2030” vil til sammen øke strømforbruket i Norge med 6 TWh [10]. Med hjelp av data og dokumentasjon direkte fra Mørenetts arkiver, samt drøfting over SSBs tall over områdene vi er interessert i (11 kV nettene), har vi dradd konklusjoner i dette dokumentet som vi mener er/blir Ålesund og Volda sine andeler av dette strømforbruket.

---

## 3. TEORETISK GRUNNLAG

### 3.1.LOVVERK

Energiloven er loven som omhandler produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi. Følgende er eksempel fra loven:

Energiloven § 3-4

*«Tilknytningsplikten etter energiloven § 3-4 gjelder for den som har konsesjon for nettanlegg hvor nye uttakskunder mest rasjonelt kan tilknyttes, eller en forbruksøkning kan gjennomføres. Hvis tilknytningen medfører behov for investeringer i overliggende nettanlegg, gjelder tilknytningsplikten tilsvarende for konsesjonærer for slikt nett.»* [\[11\]](#)

Noen lovtekster er formulert på måter som ikke alltid overlever tid og teknologi. Opp gjennom årene har tekster blitt justert, og presiseringer har kommet i forskriftsform. Både lover og forskrifter er bindende. I tillegg til dette, finnes det veiledninger, normer/standarder, spesifikasjoner og bransjestandard. Disse er frivillige og tolker eller beskriver mer spesifikt hvordan både elektriske anlegg kan eller bør bygges. En bransje-standard som er populær hos nettselskaper er REN. Det er fordi REN sine anbefalinger refererer til relevante lover, forskrifter og normer, og derfor tilfredsstillende disse lovene og forskriftene. [\[12\]](#)

I denne oppgaven ble det tatt hensyn til lover og forskrifter gjennom veiledninger og anbefalinger i forskjellige RENblad relatert til oppgaven. Eksempelvis ble det brukt anbefalinger i RENblad 8059, 3007 og 8015 for økonomisk perspektiv og RENblad 9118 for teknisk perspektiv.

## 3.2. TEMPERATURKORRIGERING

Utviklingen i dagens effektforbruk til oppvarming er avhengig av utetemperatur og økonomisk utvikling. På kort sikt er temperatursvingninger den mest betydningsfulle faktoren for utvikling i effektbruken. Man kan derfor dele effektforbruket inn i to grupper, en del som går til oppvarming, mens en annen går til alt som ikke er avhengig av hva utetemperaturen er. Dette byr på problemer ved prognosering av fremtidig effektomsetning. Skal man lage presise prognoser på utviklingen i effektbruken, må man vite fremtidige utetemperaturer, noe som ingen gjør med nøyaktighet. Ved å temperaturkorrigere effektforbruket får man et svar på hvor mye av endringen fra en periode til en annen som skyldes temperaturendringer og hvor mye som skyldes andre faktorer.

Man ønsker å sammenligne energiforbruket og effektuttak fra år til år og vil deretter korrigere for svingninger i temperatur. Temperaturkorrigeringen baseres på at temperatur og forbruk av elektrisk kraft har en sammenheng. Denne sammenhengen bygger på at effektforbruket vil stige ved minkende temperatur.

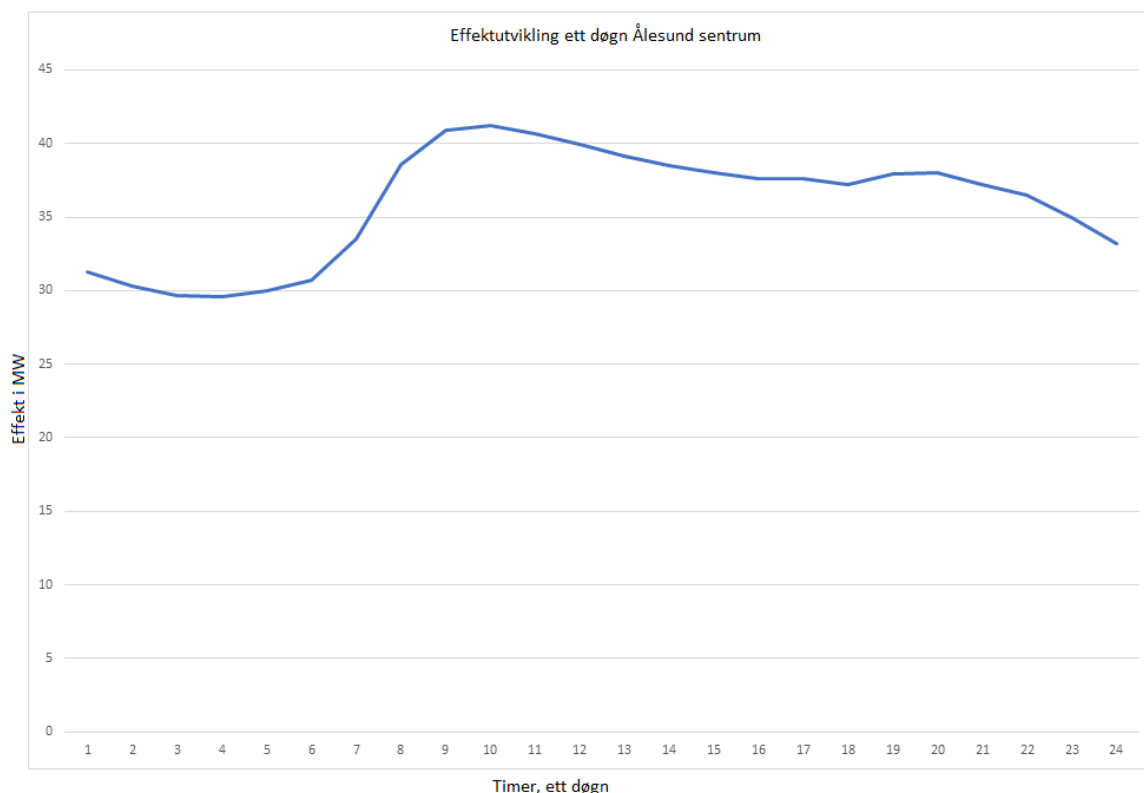
Mørenett har målte verdier for effektforbruk i Ålesund og Volda helt tilbake til starten av 2000 tallet. Disse dataene for effekt er kritiske for å kunne lage en prognose for fremtidig effektomsetning i områdene frem i tid. Dataene gitt har en felles temperatur for Ålesund og Volda, noe som ikke er reelt da det sjeldent er like varmt eller kaldt disse stedene. På grunn av dette benyttes yr.no [\[13\]](#) sin historietjeneste, hvor en kan finne temperaturer fra gitt område til enhver tid. Går derfra ut fra temperaturen til den timen måling av effekt ble gjort, enkeltvis for Ålesund og Volda.

## 3.3. ELBILLADING

Lading av elbil er en faktor for økt effektuttak, som vil stige mye de kommende årene. Da er det viktig å ta hensyn til dette når en skal beregne fremtidig økt tilleggslast. Ut ifra tall gitt av NVE vil det være nødvendig med 3.42 MW i Ålesund sentrum og Nørve i 2030. I Volda sentrum vil nettet få et lasttillegg på 1.42 MW (se vedlegg 5).

Når en skal ta med el-billading for 2040 i prognosen er det spesielt en faktor som bør tas hensyn til, nemlig når på døgnet folk flest lader elbilen. Ved å legge denne faktoren sammen med effektutviklingen i distribusjonsnettet gjennom et døgn, vil en få oversikt over de mest kritiske effekttoppene.

I Figur 3-1 vises effektutviklingen for et døgn i Ålesund sentrum. Ut fra grafen ser man at effekttoppen på nettet er rundt klokken 9 på morgenen. Dette skyldes mest sannsynlig næring, offentlige bygg, arbeidsbygg og husholdninger som settes i gang for dagen.



*Figur 3-1 Effektutvikling et døgn i Ålesund sentrum, hentet fra Mørenett*

For å kunne vite hvor mye last som kommer i tillegg på det mest kritisk belastede tidspunktet, må man vite hvor mange som lader sine elbiler rundt klokken 9. Dette vil i de fleste tilfellene være folk som pendler på jobb, da hjemmевærende folk enten har eller vil lade bilen sin med lav-effekts lader om natten, når prisen for strøm er lavest. Det finnes også undersøkelser en kan støtte seg på. Transportøkonomisk Institutt har gjort akkurat dette [14]. I undersøkelsen fant de ut at omtrentlig «94-95% av elbil- og ladbare hybridbileiere lader hjemme i garasje, carport eller på parkeringsplass».

Det er ikke sannsynlig at alle kommer til å lade samtidig. På grunn av restriksjoner med antall ladepunkter og kapasitet til hvert parkeringsområde. Det vil heller ikke være samme strømbehov blant folk og tidspunktet de ankommer ladestasjonen. Derfor velger vi å bruke en samtidighetsfaktor på 50%, per tabell 6-3 i referanse [15].

Det finnes mange typer elbiler som lader med forskjellige effektnivå. Noen ligger på maksimalt 3.7 kW (elbiler fra 2014 og tidligere typisk sett), mens noen kan lade med effekt



helt opp til 11 kW. Det stopper vanligvis her med elbiladere for hjemmelading. Høyere lading skjer oftest på ladestasjoner med dimensjonerte fordelingstransformatorer for DC Fastcharge (50 kW og oppover). Vi går ut ifra NVE sin rapport [16] med 7.1 kW gjennomsnittlig ladeeffekt.

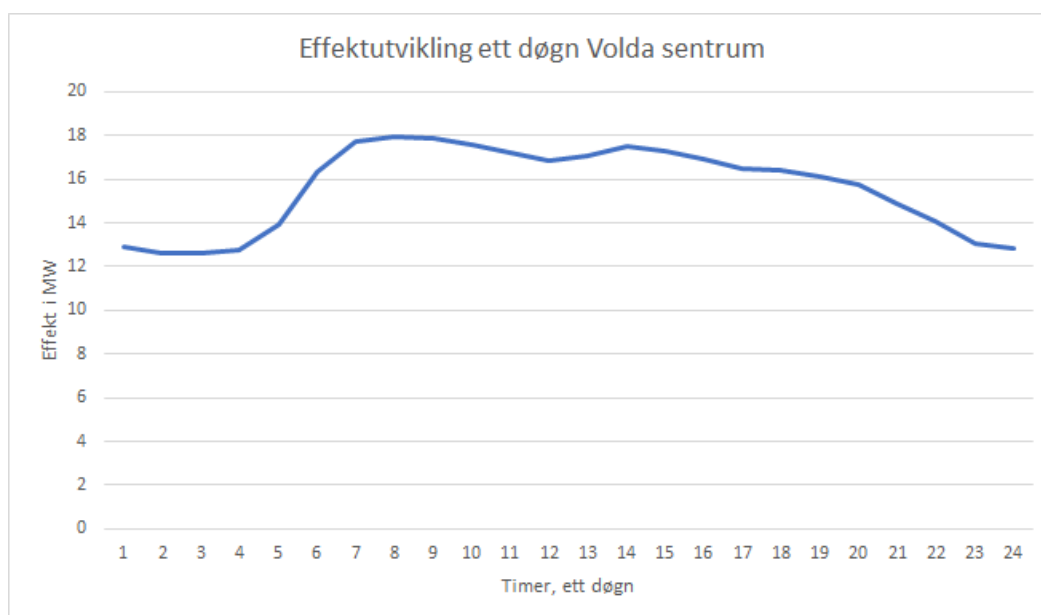
*Tabell 3.3.1 Forskjellige ladescenario gitt av NVE*

Scenario	Antall elbiler pr. husholdning	Ladeeffekt (kW)	Samtidig lading	Tillegg effekt pr. hush. i maxlast(kW)
1	0,5	5,1	30 %	1
2	0,75	6,0	50 %	2
3	1	7,1	70 %	5

Om alle har elbiler i 2040 vil de som bor i de aktuelle områdene lade bilen når de kommer fra jobb og lade utover kvelden og natten. Dette er en trygg påstand hvis en tar høyde for effektbaserte tariffer, hvor det er fordelaktig å dra oppladingene ut over et så stort tidsrom som mulig. Da vil en betale minst mulig for energien tatt fra nettet. Går en ut ifra at effekttoppen som er rundt klokken 9 skal inneholde de resterende elbilene, som kan ha pendlet lengre strekk, vil en være i mål med prognosen. Men å finne korrekte tall på dette er svært vanskelig.

Som man ser, er det å skape en prognose med realistiske tall ut ifra informasjonen gitt en vanskelig oppgave. Vi må derfor gjøre approksimasjoner for å dekke usikkerhetene med trygg margin. Vi går derfor ut ifra at tallet på antall elbilladinger er cirka 30 % av boenheter i området.

Volda sentrum sitt 11 kV nett har en nok så lik effektutvikling per døgn, hvor det er høyest effekttopp på morgningen. Det er også en varierende topp ut over ettermiddagen som bør tas hensyn til. Dette kan sees i Figur 3-2



Figur 3-2 Effektutvikling ett døgn Volda sentrum, hentet fra Mørenett

Vi går ut ifra antall beboere innen sentrum og bruker samme metode som i Ålesund. Hvor 30% av befolkningen i Volda lader elbilen i rundt klokken 09:00 i 11 kV nettet i sentrum.

### 3.4.BUSSLADING

Den offentlige transporten er også en sektor som skal gå mer mot en elektrisk løsning. I Møre og Romsdal er det flere lange bussruter som i beste fall vil kunne bruke en hybrid løsning i startfasen av elektrifiseringen. Ruten denne oppgaven tar stilling til vil være mellom Rutebilstasjon i Ålesund sentrum og Moa trafikkterminal. For å kunne elektrifisere bussene i denne strekningen var det to lademuligheter som ble analysert. Den første vil innebære flere ladestasjoner spredt utover flere busstopp med høyeffektlading, som vil lade bussen i få minutter. Den andre løsningen vil være å ha tre forskjellige ladestasjoner hvor det plasseres en i hver ende av ruten, og en hvor bussene parkeres ved endt skift.

Mindre last over lengre tid vil være det som skaper minst trøbbel for strømnettet. Da vil sistnevnte løsning egne seg best, hvor det benyttes høyeffektlast i endene av ruten og en kontinuerlig last hvor bussene parkeres.

NVE har gitt forslag til Mørenett om hva de trenger av effekt til busslading innen 2030. I Ålesund sentrum behøves det 7,44 MW. Da det fortsatt er uklart for Mørenett hvordan dette vil installeres, ble det besluttet at løsning med 2 ladestasjoner vil være den beste. Hvis en

fordeler pantografer utover flere busstopp vil en måtte forsterke nettet mange plasser, noe som er kostbart. Bussene vil da også bruke mer tid på hvert busstopp og kan derfor skape forsinkelser. Å plassere en pantograf i hver ende vil belaste nettet mye når en kobler seg inn, noe som forstyrrer nettets frekvens og spenning. Måten en kan løse dette på er å plassere batteribanker som lades opp kontinuerlig, for så å fore til høyeffektlasten når den kobles inn. Når en gjør beregninger på hvor store disse transformatorene vil bli ser en fort at dette er utstyr som ikke er standardvare og må spesialbestilles.

For at transformatorene skal ha minst mulig tap bør en velge en trafo med ca. 70% last i forhold til trafoytelsen. Ut ifra NVE vil en elbuss ha behov for 300 kW i 2030 [\[17\]](#).

Ålesund rutebilstasjon har 7 bussholdeplasser, hvis alle disse blir til ladestasjoner vil det behøves:

$$\text{Effekt rutebilstasjon} = 300 \text{ kW} * 7 = 2,1 \text{ MW}$$

For Ålesund sentrum vil en last på 2,1 MW tilsvare 70% av ytelsen på en:

$$\frac{2,1 \text{ MW}}{0,7} = 3 \text{ MW} \text{ dette vil tilsvare en } 3000 \text{ kVA transformator.}$$

På Nørve finnes det mange plasser for parkering av busser. Om en går ut ifra at resten av behovet NVE har lagt frem vil en ende med:  $7,44 \text{ MW} - 2,1 \text{ MW} = 5,34 \text{ MW}$

På Nørve vil en last på 5,34 MW trenge en trafo på:

$$\frac{5,34 \text{ MW}}{0,7} = 7,63 \text{ MW, som tilsvarer } 7630 \text{ kVA for å bruke } 70\% \text{ av trafoytelsen.}$$

Siden vi ikke har kjennskap til hva som kan spesialbestille av slikt utstyr og hvordan det hele blir realisert, velger vi å se bort ifra dette problemet. Når Mørenett skal installere busslading systemet vil det høyst sannsynlig bli lagt opp separat fra dagens installasjon. Noe som gjør at det er viktig å se på om krafttransformatoeren som transformerer fra transmisjonsnettet til distribusjonsnettet tåler denne lasten. Da dette ikke vil påvirke nettet på samme måte som elbillading vil det heller ikke ha mye innspill på når overgangen til 22 kV vil skje.

### 3.5. MARITIM ELEKTRIFISERING

Den maritime transportsektoren er også noe som skal elektrifiseres. Dette er en sektor som ikke kommer til å bli fullelektrisk på lang tid, men det kan bli mulighet for noen mindre fartøy å kunne elektrifiseres i nær fremtid. Da vil det være nødvendig å legge opp ny infrastruktur etter behov, noe en ikke har spesiell kjennskap til i dag. Båter i dag lades fortsatt med 11 kV da teknologien i maritim sektor ikke har gått for en høyere spenning enda. Da vil det være nødvendig å legge opp utstyr for 11 kV. Dette er en problemstilling vi ikke legger vekt på i denne oppgaven.

Behovet til landsstrøm blir også større med tanke på miljøet. Skip som ligger til kai benytter hjelpemotorer med oljebaserte drivstoff til belysning, oppvarming, kjøling og diverse utstyr. Dersom det blir brukt landbasert strøm istedenfor, vil det også bli mye mer miljøvennlig [\[18\]](#) og i henhold til målene regjeringen har satt seg.

Alt relatert til den maritime elektrifiseringen i Ålesund er veldig langt opp og frem, og utenfor omfanget til denne oppgaven.

### 3.6. TAP

Elektrisitet må overføres fra kraftverk til forbrukerne via omfattende og store nettverk. Overføringen over lange avstander skaper strømtap. For å nå sluttbrukere, må strømmen passere transformatorer, luftlinjer, kabler, og annet utstyr. Fra produksjon til sluttbrukere er det omtrent 10% av energien som går tapt i Norge. Tapene i det norske distribusjonsnettet ligger i området 5-7%. Tapene kommer av Joule-effekten i transformatorer og kraftledninger (varmetap), og av parasittiske innvirkninger som bidrar til reaktivt tap (tap forårsaket av elektriske- og elektromagnetiske felt). Dette kalles det tekniske tapet. Man har også noe som kalles kommersielt tap, som er tapene relatert til unøyaktighet av måleravlesning, dårlig administrasjon ved fakturering av kunders energiforbruk og så videre [\[19\]](#)[\[20\]](#).

Mens tapene omtales som strømtap, ytrer disse tapene seg først og fremst som spenningsfall. Man taper ingen strøm i nettet hvis man ser bort i fra avledningskonduktansen langs linjen. Forskjellen mellom hvor mye energi som sendes inn i nettet og hvor mye som tas ut er det ekvivalente tapet. Nettselskaper må kjøpe tilsvarende energimengde i kraftmarkedet for å erstatte det ekvivalente tapet.

Tapet i nettet øker kvadratisk med strømmengden som overføres. Velges det en høyere spenning vil det kreves proporsjonalt mindre strøm som dermed også mindre tap [\[21\]](#).

De tekniske tapene er inndelt i faste tekniske tap og variable tekniske tap. Fast teknisk tap utgjør mellom 1/4 til 1/3 av teknisk tap og kommer i form av varme og støy og oppstår så lenge transformatorer er aktive. Disse tapene kan påvirkes på følgende måter:

- Tomgangstap i transformatorer
- Corona tap
- Lekkasje tap
- Dielektriske tap
- Tap som skyldes kontinuerlig belastning av målelementer
- Tap som skyldes kontinuerlig belastning av kontrollelementer

Variabel tekniske tap utgjør 2/3 til 3/4 av teknisk tap og er proporsjonal med kvadratet av nettets strømmengde. Disse tapene oppstår som joule tap i ledninger, impedans tap, og tap som skyldes kontaktmotstander.

Tiltak som kan gjøres for å redusere tekniske tap er for eksempel å øke driftsspenningen for å redusere strømmen, eller å bruke komponenter på sin gjennomsnittlige kapasitet.

Mørenett har både egne rutiner og standardiseringer som ble tatt i betraktning i denne oppgaven. Det har blitt foreslått at i planleggingsfasen, skal 30% være den optimale gjennomsnittlige utnyttelsesgraden for kabler, og 70% for transformatorer.

For å velge nye kabler er det blitt standardisert til at minste kabel tverrsnitt skal være 240 mm<sup>2</sup>. I mange nettområder er dette tverrsnittet høyere enn nødvendig, men tapene i disse kablene vil da bli vesentlig lavere.

### 3.7. ØKONOMISKE KONSEKVENSER

Nettselskap i Norge reguleres av NVE med hjemmel i forskrift om kontroll av nettvirksomhet med utgangspunkt i økonomiske og tekniske verdier som de årlig rapporterer inn [22]. NVE beregner årlig en tillatt inntekt for hvert nettselskap, som er nettselskapenes tariffgrunnlag. Tillatt inntekt bestemmer hvor mye et nettselskap kan hente inn fra kundene gjennom nettleien. Dette kalles inntektsrammen til nettselskapet. NVE fastsetter individuelle inntektsrammer til nettselskapene hvert år. Inntektsrammene baserer seg på kostnader som nettselskapet har hatt to år tidligere<sup>1</sup>.

Inntektsrammene, herunder vist som  $IR_t$ , har en koeffisient med vesentlig betydning til oppgaven vår. Nemlig nettap. I  $K_t$  er dette leddet  $NT_{(t-2)}$ .

$$IR_t = 0.4 \cdot K_t + 0.6 \cdot K_t^*$$

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

Denne koeffisienten, nettap i MWh fra to år tilbake i tid, multipliseres med årets gjennomsnittlige områdepris for strøm. Dermed tilsvarer da dette leddet nettselskapet sin nettapkostnad.

Spenningsøkningen fra 11 kV til 22 kV, i tillegg til hva prognosen vår forutsier om lastendring, åpner opp for spørsmålet om tapene vil endre seg. Siden nettap er et betydelig ledd i inntektsrammene til Mørenett er det verdt å snakke litt om det.

---

<sup>1</sup> Avsnitt tatt direkte fra referanse [22].

### Spesifikke tapskostnader

Normalt beregnes effekttap ved maksimal last. Energitapene finnes ved å ta hensyn til brukstiden for tap i det aktuelle tilfellet. Vi har ikke diskre nøyaktige målinger for tap gjennom et år og velger derfor å støtte oss på tabeller gitt av SINTEF for gjennomsnittlige brukstider for tap [23]. Årskostnader av tap får vi av Formel 3.7-1:

$$K_{\text{Tap}} = k_p \cdot \Delta P_{\text{max}} + \int k_w(t) \cdot \Delta P(t) dt$$

*Formel 3.7-1 Formel for årskostnader for tap*

Denne formelen kan gjøres kompakt og forenkles til følgende.

$$K_{\text{Tap}} = K_{\text{pekv}} \cdot \Delta P_{\text{max}}$$

$$K_{\text{pekv}} = K_p + K_{\text{wekv}} \cdot T_t$$

*Formel 3.7-2 Forenklet versjon av formel 3.7-1.*

*Se notasjonsforklaring i Tabell 1.2.1 for utdypning.*

---

## 4. MATERIALER OG METODE

### 4.1. VERKTØY OG DATA

#### 4.1.1. NETBAS

NETBAS er et multifunksjonelt program som kan benyttes til dokumentasjon, prosjektering, vedlikehold og analyser av strømmettet. Det er et simuleringsprogram som er utviklet av IT-selskapet Powel. Formålet med NETBAS er forenkling og effektivisering av arbeidsprosesser. Programmet gir god oversikt over samfunnskritisk infrastruktur som strømmettet. I de siste årene har flere av arbeidsprosessene i NETBAS blitt automatisert, noe som gjør at det er blitt mye enklere å bruke. [24]

I NETBAS er det enkelt å få oversikt over komponenter i nettet. En kan søke på komponenter ned til detaljnivå, som til dømes komponenttype, objekt nummer, plassering, merkespenning, alder og i bunn og grunn alt av informasjon som finnes om de forskjellige komponenttypene. Blant den informasjonen kan en også velge hva som skal vises om komponentene i søkeresultatet, for så å eksportere resultatene til Excel.

I NETBAS finnes det 4 moduler, Analyse, Nettutvikling, Nettdata og Vedlikehold. I denne oppgaven ble analyse og nettutvikling brukt.

- Analyse: Er et verktøy for å kunne analysere nettet. Man kan skifte spenningsnivå, legge til og ta bort last, samt se hvor mye komponenter blir belastet og hvilke tapsverdier som finnes i anlegget [25].
- Nettutvikling: I denne modulen kan det opprettes planer og prosjekter, der kan en forandre nettets oppbygging med å legge til, ta vekk samt forandre egenskaper eller flytte komponenter. Modulen omhandler prosjekt, planlegging, prosjektering, materialbestilling, gjennomføring og sluttdokumentasjon [26].
- Vedlikehold: Modul for å planlegge, utføre og følge opp vedlikeholdsarbeid. Kan også brukes til å gjennomføre analyser for utbedring av feil og avvik [27].
- Nettdata: Er en digital tvilling av hele nettet, hvor man får en digital oversikt over hvordan utstyr i nettet er geografisk plassert både over og under bakken [28].



### 4.1.2. REN

Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet As. (REN AS) er en organisasjon dannet av Energiforsyningens fellesorganisasjon (EnFO), sammen med 67 andre nettselskaper 19 mai 1998. Organisasjonen fikk oppgaven til å videreutvikle norsk standardiseringssystem for nettdriften i sammenheng med rammevilkår for nettvirksomhet.

Rammevilkåret for nettvirksomhet setter stadig høyere krav til effektivitet og kvalitet, og krever hurtig utvikling av nye metoder og verktøy for bruk i bransjen [29].

### 4.1.3. DATA

I utførelsen av oppgaven ble det brukt forskjellige data hentet fra ulike steder.

Effektmålingene ble utlevert av Mørenett. Målingene ble utført fra 2008 til 2020. Disse målingene er grunnlaget for prognosen som ble laget, men først måtte effektene temperaturkorrigeres. I dokumentet som ble gitt var det oppgitt en felles temperatur i alle områdene, noe som ikke stemmer helt siden det som regel er helt forskjellige temperaturer i Ålesund og Volda. Med hjelp av nettstedet [www.yr.no](http://www.yr.no) sin historietjeneste kunne det hentes riktige temperaturer fra dato og klokkeslett målingen ble gjort.

NVE har gitt forslag til hva som trengs av effekt til elbuss lading i Ålesund sentrum. Dataene fra dette forslaget ble brukt til å beregne tilleggslast, og å gjøre vurdering av plassering til installasjon.

NVE ga også forslag til hva som kan bli tilleggslast for elbil lading i Ålesund og Volda i 2030. Disse dataene ble brukt til å beregne om distribusjonsnettet vil tåle tilleggslasten.

## 4.2.METODE

Papirarbeid samt prøving/feiling ute i felt eller i laboratorium er den tradisjonelle metoden for å analysere eller å planlegge utbygging av strømnnett. Strømnettet i Ålesund og Volda er stort og komplisert slik at å bruke denne metoden til å finne løsninger, vil kreve både tid og penger, noe som ikke er gunstig. Dette arbeidet har blitt digitalisert og nå bruker mange nettselskap digitale verktøy istedenfor. Det ble derfor valgt å benytte NETBAS som et hjelpemiddel i dette prosjektet. Med NETBAS ble det enkelt å få en digital oversikt over hvor strømnettet er plassert geografisk, både over og under bakken, samt hvordan det er forlagt lagt i rør og

traseer. Det er også mulig å få oversikt over hvilke elektriske komponenter som er plassert i de ulike nettstasjonene.

Dette prosjektet innebærer to hovedoperasjoner. Å analysere og å planlegge utskiftinger i nettet. Det er ved å analysere nettet at man kan komme fram til løsninger i planleggingsfasen.

Etter nettet er analysert og forbedringer er detektert vil det gis forslag til nødvendige endringer.

Data fra forskjellige tabeller og resultater fra manuelle beregninger blir lagt inn i NETBAS for simulering. Statusen av nettet ved simulering vil være avgjørende for utskifting av komponenter, oppgradering eller nedgradering av nettet.

NETBAS er bygd opp slik at det er mulig å kunne se belastningsstatusen på hver komponent mens det er last på den. Summen av alle laster på en radial del av nettet vises i hovedledere og samlede laster fra forbruker viser belastningsstatusen i transformatorer.

I tillegg til lastflytsanalyser, gir NETBAS mulighet til å justere last i nettet opp og ned. Det er også mulig å kunne legge inn ny last i et bestemt punkt.

Det å kunne bruke programmet til å simulere justering av last i nettet og å kunne kjøre en lastflyt simulering er svært nyttig og gir en tilnærmeopplevelse av en reell situasjon. Man slipper å kjøre farlig og dyre eksperimenter i laboratoriet eller ute i feltet.

Metoden brukt i denne oppgaven har derfor vært å simulere ulike mulige forventede belastningsscenarier for å kunne analysere hvordan distribusjonsnettet oppfører seg.

Det gjøres 3 simuleringsscenarier for lastflyt og tapsanalyse.

- **Scenario 1:**

Analyse av dagens nett med innlagt makslast per i dag. Resultatet av denne simuleringen er brukt som referansepunkt.

- **Scenario 2:**

Analyse av dagens nett med forventet makslast i 2040. Poenget med scenario 2 er å visualisere om dagens nett kan tåle lastøkningen som er forventet i fremtiden. Her forventes det at svake punkt i nettet vil vises. Når dette er gjort vil utskiftingsprosessen begynne. I denne prosessen er det 3 viktige kriterier som er grunnlag for utskifting av komponenter. Levetiden, merkespenningen og belastningsnivået. NETBAS gir muligheten til å simulere utskifting av ulike komponenter slik at man skal kunne teste dem før den aktuelle anskaffelsen.

- **Scenario 3:**

Analyse av oppgradert nett med forventet makslast i 2040. Denne simuleringen gjøres etter at alle komponenter i nettet er skiftet til nye med merkespenning 24 kV samt at driftsspenning oppgraderes til 22 kV. Det forventes betydelig reduksjon av tap og mindre belastning i komponenter, sammenliknet med resultater i oppnevnte simuleringer.

#### 4.2.1. TEMPERATURKORRIGERING

Temperaturkorrigeringen kan gjøres med forskjellige metoder. I vedlegg<sup>2</sup> fra NVE presenteres en formel som ikke inneholder prosentandel for temperaturavhengige komponenter. I denne oppgaven velges det å bruke følgende formel gitt av kontaktperson hos Mørenett som tar hensyn til ikke-temperaturavhengige komponenter:

$$P_{DUT} = P(1 - K * F * (DUT_n - DUT))$$

*Formel 4.2-1 Temperaturkorrigering*

Temperaturfølsomhetsfaktoren skal bestemmes av nettselskapet for de forskjellige områdene, og beskriver hvor mye lasten øker i % per °C temperaturen synker.

Med returtid menes den perioden fra målingen ble tatt og tilbake  $n$  år i tid. Temperatur for  $n$  års returtid er beregnet som den laveste 3 døgns middeltemperaturen til gitt område,  $n$  år tilbake i tid. Denne verdien er beregnet av Mørenett. I temperaturkorrigering blir 2 og 10 års returtid brukt.

Når en planlegger nytt nett benyttes 2 års returtid for dimensjonerende utetemperatur. Det vil også være viktig at alle investeringer i nettet skal kunne håndtere temperaturer som kan forekomme med 10 års returtid. Når en benytter temperaturfaktor for 10 års returtid i forhold til 2 års, vil en ta hensyn til flere temperaturer. Derfor vil sannsynligheten for at en får en

---

<sup>2</sup> Deler av opplysningene i denne delen er hentet fra et vedlegg gitt av NVE til Mørenett som er unntatt offentligheten.

lavere temperatur med i korrigeringen bli mer sannsynlig. Da det med stor sannsynlighet vil være mulig å oppleve en temperatur i fremtiden som forekom opp til 10 år tilbake i tid.

Når en da dimensjonerer nett for hva som kan forekomme av temperaturer i fremtiden, med 10 års returtid, vil en få et mer robust anlegg som kan håndtere lave temperaturer som forårsaker høyere effektbruk. Derfor benyttes temperaturfaktor for 10 års returtid i denne oppgaven.

#### 4.2.2. PROGNOSE

Etter å ha funnet et mer nøyaktig resultat av hvor mye effekt som blir brukt i de enkelte områdene, kan en begynne å lage en prognose av fremtidig behov. Prognosen skal også ta hensyn til elektrifiseringen av Norge. Det vil si at en må ta med utviklingen av ladestasjoner til biler og busser. Hvis det vil bli nødvendig med ny ferjelading vil dette bli lagt nytt separat anlegg til og tas derfor ikke med her.

Ved hjelp av Excel sitt prognoseark kunne det lages en prognose for framtidig effektbehov. Med 95% konfidensintervall ble effektbehovet utregnet mellom øvre og nedre konfidensgrense, hvor det vil være 95% sannsynlighet at gitt års effektbehov ligger innenfor grensene.

#### 4.2.3. PRAKTISERING AV SPENNINGSOVERGANGEN

Som nevnt innledningsvis vil selve utskiftingen i praksis utføres i kronologisk rekkefølge etter geografisk topologi. Det er til tross for dette andre faktorer som spiller inn på rekkefølgen. Den tekniske levetiden (tiden det tar å slite ut en komponent) til komponenter som driftes i kraftnettet har en tendens til å være mye lenger enn de innledningsvis er beregnet for. Dette skaper dilemmaer når det skal skiftes ut store mengder utstyr. Utstyr som har passert sin beregnede levetid, men som fortsatt fungerer helt fint er inne i en såkalt økonomisk levetid. Gitt de store mengdene dyrt utstyr som er i omsetning i kraftnettet, er det fordelaktig å utnytte en komponent så lenge det er forsvarlig og driftssikkert å utnytte den. Men når nettet står ovenfor en så omfattende utskiftning, som i forbindelse med 11 kV til 22 kV utskiftningen som nå skal skje, er det ikke aktuelt å tenke på økonomisk levetid lenger. Det å bytte en komponent nå i motsetning til å la den stå så lenge som mulig vil bare senke den tekniske- og

derav økonomiske levetiden til stedfortredende komponent. Å ta hensyn til alder på komponenter som skal skiftes er derfor noe vi velger å gjøre.

Belastningsgrad på utstyr satt i drift er også en faktor som spiller en stor rolle. Med andre ord, belastning på komponenter som nærmer seg maksimale tillatte grenser. For eksempel hvis en fordelingstransformator som er beregnet for 1600 kVA er jevnt belastet 1280 kVA (80% av sin merkeytelse) kontinuerlig gjennom hvert døgn, er dette en mer utsatt komponent som bør skiftes enn en 315 kVA trafo som gjennomsnittlig leverer 150 kVA (~50%) i løpet av samme døgn. Samme tankegangen gjelder for kabler og lignende.

Dette punktet anses viktigere enn alder på komponenter siden en må anta at komponenter i drift per dags dato ikke vil svikte. Med dette menes det at det ofte er større grunn til å tro de vil svikte dersom de belastes nær sin merkeeffekt enn ellers. I tillegg til det er belastningstapene på komponentene også større når de presses helt til grensen.

På toppen av disse to kriteriene må en ta hensyn til kursforgreningene og traseene kabler legges i. Noen kabler blir av denne grunn gitt en høyere prioritet enn alder og belastning skulle tilsi. På grunn av at forskjellige kurser legges i samme traseer, må de tas samtidig av fysiske praktiske grunner. Ta for eksempel en lavt belastet og relativt god teknisk stand 11 kV kabel som ligger i en trase, opprinnelig datert til å skiftes blant de siste i hele 11 kV nettet. Hvis denne kableen deler trase med en kabel som er av stikk motsatt slag og må prioriteres høyt, blir også denne kableen prioritert høyt. Dette er på grunn av grunnarbeidet som må gjøres.

En svært stor andel av distribusjonsnettet det arbeides med er nedgravd i traseer, hvilket i seg selv oftest ikke er noe problem når det er lagt i rør, men store deler av det gamle nettet i Ålesund og Volda er gravd rett ned i bakken uten rør. Skal en vilkårlig kabel da byttes ut og fornyes må hele traseen graves opp og helst bygges om slik at kablene i den nye ferdige traseen blir lagt i rør. Dette er svært fordelaktig i for eksempel ved vei- og gatekrysninger.



Kabler gravd direkte ned.  
Kilde: <https://img.gfx.no/1733/1733517/1200011783.jpg>



Kabler lagt i rør før nedgraving.  
Kilde: [https://www.tsmaskin.no/\\_files/kabelgr\(...\)](https://www.tsmaskin.no/_files/kabelgr(...))

*Figur 4-1 Illustrasjon av kabler i trase og rør*

Det å gå over fra 11 kV til 22 kV er et omfattende arbeid. Det er i skrivende stund i underkant av 680 kabler og 350 trafoer med 11 kV merkeytelse (med det ekskludert de trafoer med 11 kV merkeytelse som er omkoblebare til 22 kV via ekstra viklingssett) i Ålesund og Volda. Med trafoer så menes det trafoer og alt tilknyttet utstyr på samme spenning. Høyspentbrytere, trafobrytere/effektbrytere, og kabler i samme kiosk eller nettstasjon. Disse kan også være nødvendige å bytte når spenningsnivået endres fra 11 kV til 22 kV. Alt i alt etter prioriteringen spesifisert ovenfor. Hovedsakelig først belastningsgrad, etterfulgt av levetid og alder, og til slutt geografisk anvendelighet med et par unntak dersom for eksempel lavprioriterte komponenter deler trase med høyprioritert og lignende.

*Tabell 4.2.1 Avskrivningstider og teknisk levealder for komponenter. Mottatt av Mørenett*

Avskrivningstider og teknisk levetid:

Anlegg	Avs.- tider fra 01.01.18	Teknisk levetid
IKT-Utstyr	3-5	3-5
System (KIS, IFS, Netbas, DMS/Scada)	5-10	5-10
Målere	10	10
Biler	10	10
Maskiner/utstyr	8-10	8-10
Bryterfelt (r-nett)	35	40
Kontrollanlegg (r og d nett)	20	25
Hjelpeanlegg (r og d nett)	10	10
Transformatorar (r og d nett)	50	50
Kraftleidningar stål (r og d nett)	70	90
Kraftleidningar kompositt (r og d nett)	60	80-100
Kraftleidningar tre (r og d nett)	50	70
Jordkabler	50	55
Sjøkabler (r og d nett)	40	55
Nettstasjon (d-nett)	40	50
Transformator (d-nett)	40	50
Lågspent linje og kabel	40	50
Bygg	50	50

Levetiden er ikke absolutt, det er mange faktorer som kan spille inn på levetid. Faktorer som Vanntre, påkjenning fra omgivelser, vann eller rusk i trafoolje og mer.

Gitt det er så mange komponenter som skal tas høyde for har vi valgt å listeføre komponentene det er snakk om i Excelark vedlagt som vedlegg 6 til vedlegg 9. Disse vedleggene viser kabler og trafoer med tilhørende data nødvendig for å kunne sortere, filtrere, og planlegge utskiftningen med god oversikt. Data som byggeår, typebetegnelse, merkespenning og alder er spesifisert i vedleggene.

#### 4.2.4. OVERGANG TIL 22 KV

Økonomi og teknisk perspektiv er hovedfokus når overgang til 22 kV skal prosjekteres.

Så lenge det tekniske minimumskravet ligger i å overholde forskrifter og normer samt andre pålegg fra myndighetene skal utskiftinger av komponenter utsettes til slutten av levetiden og overgangen til høyere spenning settes på vent. Dette er for å sikre at tidligere investeringer som er gjort i dagens nett er inntjent eller tilbakebetalt.

I prosjekteringsperioden settes alltid inntjeningstiden kortere enn teknisk levetid. Med inntjeningstid menes det antall år som må til, for at de samlede innbetalingsoverskudd skal bli lik med eller overstige investeringsutgiften (RENblad 8059).

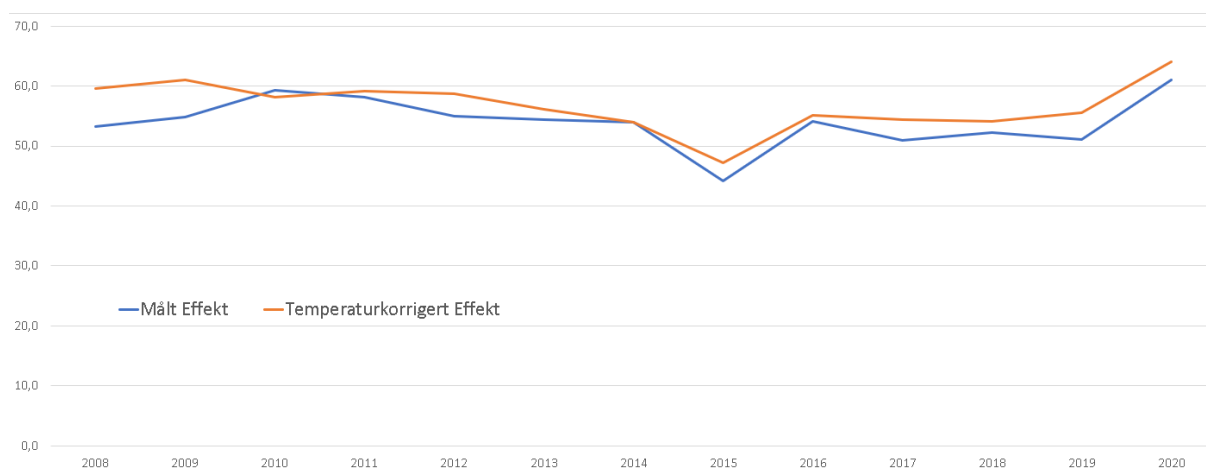
Nettets tekniske minimumskrav er basert på følgende føringer:

- HMS: Sørge for at anleggene er i god teknisk tilstand som ivaretar hensynet til personsikkerhet, arbeidsmiljø og det ytre miljø.
- Kvalitet: Sørge for at nettet har tilstrekkelig kvalitet for kunder.
- Økonomi: Å sjekke om kostnader for drift, vedlikehold, avbrudd og tap ikke er for store til at det påvirker inntjening på dagens nett.
- Belastningsstrøm: Termiske grenseverdier.
- Mekanisk påkjenning: Maksimale kortslutningsstrømmer.
- Krav til utkobling: Minimale kortslutningsstrømmer.
- EMF.
- Estetikk. (RENblad 8015)

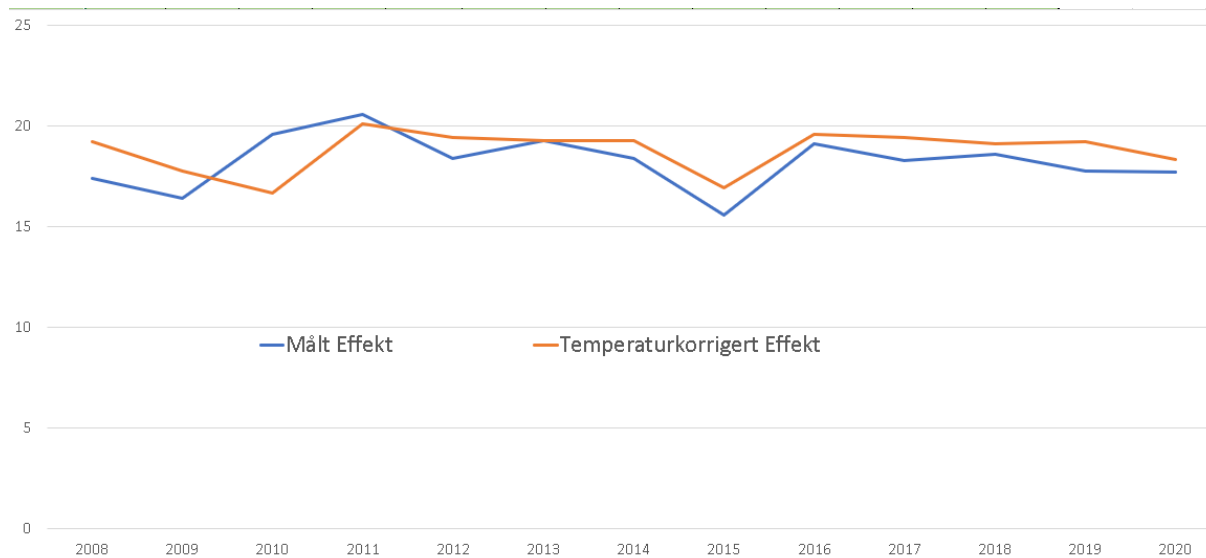
## 5. RESULTATER

### 5.1. HISTORISK EFFEKT ETTER TEMPERATURKORRIGERING

Under ligger figurer med målt effekt, år for år, samt temperaturkorrigert effekt i Ålesund og Volda.



Figur 5-1 Effektforbruk i Ålesund



Figur 5-2 Effektforbruk i Volda

Videre følger to eksempler av temperaturkorrigerings, de andre dataene finnes i vedlegg 10.

Temperaturkorrigerings last Ålesund, 2008/2009:

$$\text{Totallast: } P_{\text{tot}} = P_{\text{NØRVE}} + P_{\text{ÅLESUND}} \rightarrow 21,40 \text{ MW} + 31,90 \text{ MW} = 54,80 \text{ MW}$$



$$P_{DUT} = P(1 - K * F * (DUT_n - DUT))$$

*Formel 5.1-1 Temperaturkorrigering*

Hvor K er 80%, som beskriver andel temperaturavhengige komponenter i nettet og F er 2% temperaturfølsomhet.

$$P_{DUT} = 54,80 \text{ MW}(1 - 0,8 * 0,02(-6,5 - (0,6))) = 61,025 \text{ MW} \approx 61,03 \text{ MW}$$

Når middeltemperatur for 10 år er mye lavere enn temperatur for målt år vil effekten stige for å kunne si at effekt brukt for gitt år ville vært høyere ved en temperatur som kan forekomme.

Temperaturkorrigering last Volda, 2012/2013:

$$P_{DUT} = 19,30 \text{ MW}(1 - 0,8 * 0,02(-14,40 - (-14,40))) = 19,30 \text{ MW}(1 - 0) = 19,30 \text{ MW}$$

## 5.2.ELBILLADING

### 5.2.1. ÅLESUND

Antall boenheter i Ålesund sentrum og Nørve 11 kV område (ut ifra NETBAS):

Hus: 9332. Hytter: 55 → Hus + hytter = 9387 boenheter

$$9387 \text{ boenheter} \cdot 0,3 = 2816,1 \approx 3000 \text{ som trenger lading}$$

Resulterende effekt = andel brukere · effekt pr. bruker · samtidighetsfaktor

$$\text{Effekt} = 3000 \cdot 7,1 \text{ kW} \cdot 0,5 = 10,6 \text{ MW}$$

Det vil altså være nødvendig med 10,6 MW for lading av elbiler i 2040. Når vi velger 3000 brukere overdimensjonerer vi i forhold til dagens forhold, men det sees på som en nødvendighet.

## 5.2.2. VOLDA

Antall boenheter i Volda sentrum (ut fra NETBAS):

Hus: 3314. Hytter: 121 → hus + hytte = 3435 boenheter

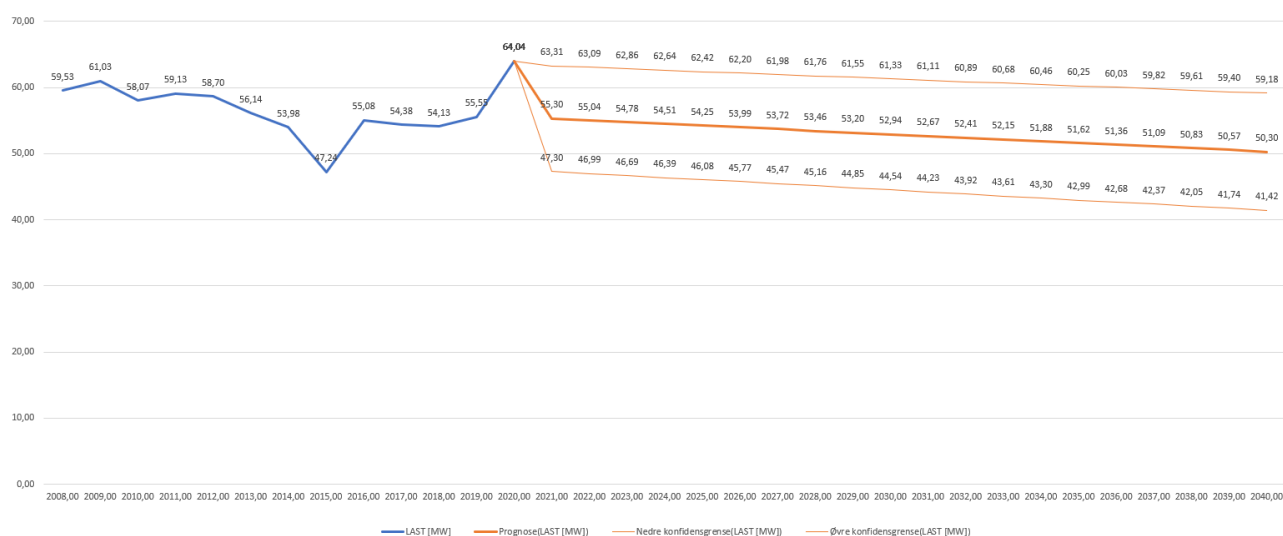
$$3435 \text{ boenheter} \cdot 0,3 = 1030,5 \approx 1000 \text{ som trenger lading}$$

$$\text{Effekt} = 1000 \cdot 7,1 \text{ kW} \cdot 0,5 = 3,6 \text{ MW}$$

I Volda sentrum vil det altså være nødvendig med 3,6 MW til lading av elbil. Denne effekten er overdimensjonert, men siden antall folk som pendler inn til sentrum er usikkert vil det være nødvendig.

## 5.3.RESULTAT AV PROGNOSENINGEN

### 5.3.1. ÅLESUND



Figur 5-3 Prognose for Ålesund Sentrum og Nørve 11 kV fra 2008-2040

I 2030 vil det være mulig å nå effekttopp på 61,33 MW. Med denne effekten sammenlagt med lasttillegget for elbillading får vi en effekttopp på:

$$61,33 \text{ MW} + 3,42 \text{ MW} = 64,75 \text{ MW}$$

Fra år 2019-2030 gir dette en prosent økning på:

$$64,75 \text{ MW} - 64,04 \text{ MW} = 0,71 \rightarrow \frac{0,71}{64,04 \text{ MW}} * 100 = 1,1\%$$

I 2040 vil det være mulig å nå effekttopp på 59,18 MW ifølge prognosen, om elbillading legges til blir effekten:

$$59,18 \text{ MW} + 10,6 \text{ MW} = 69,78 \text{ MW}$$

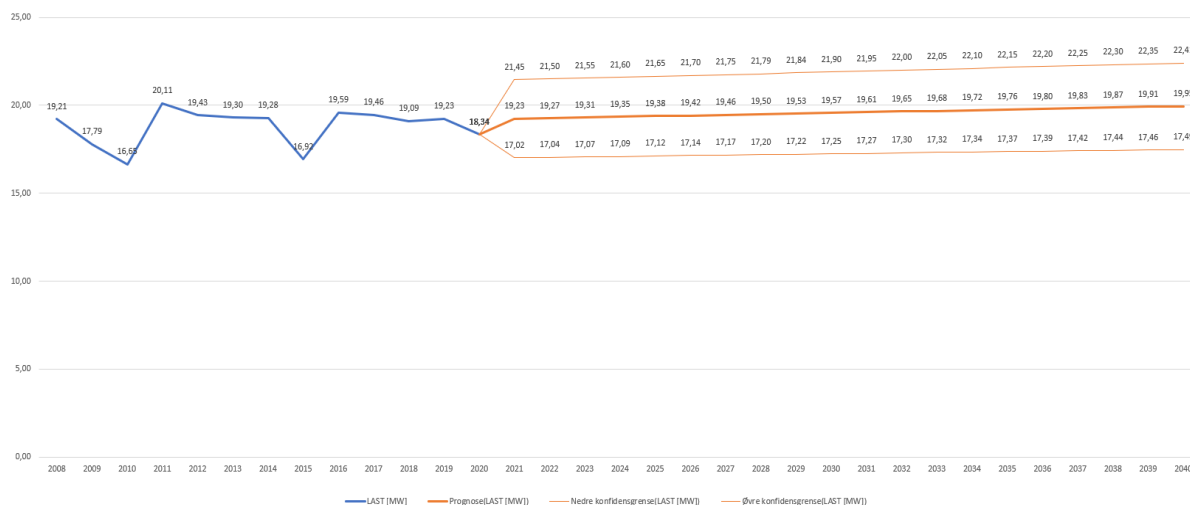
Dette gir en økning fra siste måling på:

$$69,78 \text{ MW} - 64,04 \text{ MW} = 5,74 \text{ MW} \rightarrow \frac{5,74 \text{ MW}}{64,04 \text{ MW}} * 100 = 8,96\%$$

Når det blir lagt vekt på øvre konfidensintervall vil det være 95% sannsynlighet for at det fremtidige effektbehovet er mindre enn dette. Fra 2008 og utover har effektforbruket gått gradvis ned i Ålesund sentrum og Nørve. Dette kan skyldes at blant annet at flere butikker og lignende har flyttet ut til kjøpesenteret Amfi Moa. 2019 var et år hvor effektforbruket var høyere enn normalt, men totalt sett vil prognosen bli en nedgående kurve ut ifra målingene som er gjort.

I Ålesund kommune er der 48680 innbyggere i fjerde kvartal 2019. Statistisk sentralbyrå (SSB) spår en befolkningsvekst de neste tiårene, til 51146 i 2030 og til 53540 i 2040 [30]. Siden disse tallene er for hele Ålesund kommune og ikke områdene oppgaven omhandler er det vanskelig å si hvor mange av disse som vil bosette seg i 11 kV områdene, derfor er ikke befolkningsvekst tatt høyde for i prognosen. Dette gjelder både for Ålesund og Volda. Realistisk sett vil nok effektnivået bli høyere enn det som kommer ut av prognosen. Det som derimot har blitt tatt høyde for er elbiler. Effekten som blir funnet i prognosen for 2030 og 2040, legges sammen med effektene fra kapittel 5.2 som omhandler elbillading. Da får man makslasten som kan bli realitet i de årene.

## 5.3.2. VOLDA



Figur 5-4 Prognose for Volda sentrum fra 2008-2040

I 2030 vil det være mulig å nå effekttopp på 21,9 MW. Med denne effekten sammenlagt med lasttillegget for elbillading får vi en effekttopp på:

$$21,9 \text{ MW} + 1,42 \text{ MW} = 23,32 \text{ MW}$$

Fra år 2019-2030 gir dette en prosent økning på:

$$23,32 \text{ MW} - 18,34 \text{ MW} = 4,98 \text{ MW} \rightarrow \frac{4,98 \text{ MW}}{18,34 \text{ MW}} * 100 = 27,15\%$$

I 2040 vil det være mulig å nå en effekttopp på 22,41 MW ifølge prognosen, om elbillading legges til blir effekten:

$$22,41 \text{ MW} + 3,6 \text{ MW} = 26,01 \text{ MW}$$

Dette gir en økning fra siste måling på:

$$26,01 \text{ MW} - 18,34 \text{ MW} = 7,67 \text{ MW} \rightarrow \frac{7,67 \text{ MW}}{18,34 \text{ MW}} * 100 = 41,82\%$$

De prosentvise økningene ble lagt inn i NETBAS for å teste tapet i nettet slik det er nå, samt når komponenter er dimensjonert til 22 kV merkespenning og når nettet har blitt omgjort til 22 kV nominell spenning. Belastningen til trafoer og kabler ble også testet med økt effekt for 2030 og 2040 for å se hva som kunne bli kritisk belastet.

## 5.4.RESULTAT FRA SIMULERING I NETBAS

I Netbas er det gjort beregninger for hvor mye tap en har etter effektøkning:

### 5.4.1. ÅLESUND

Ålesund vil ha disse tapsfaktorene:

Nettet slik det er per i dag:

Last: 62.672 MW 8.997 MVA<sub>r</sub> Tap: 1.148 MW 1.832%.

Nettet med 8,96% økning i effekt:

Last: 68.287 MW 8.997 MVA<sub>r</sub> Tap: 1.296 MW 1.898%.

Nettet med 8,96% økning i effekt etter utskiftningen og spenning på 22 kV:

Last: 68.287 MW 8.997 MVA<sub>r</sub> Tap: 878,978 kW 1.287%.

$$\frac{(1,287 - 1,898)}{1,898} * 100 = -32,19\%$$

Med framtidig effekt fra den beregnede prognosen for Ålesund vil det være 32,19 % mindre tap når man går over til 22 kV.

De henviste tilleggseffektene for Ålesund utregnet på kapittel 5.3, har liten betydning for 11 kV kablene. Den mest belastede kabelen i Ålesund gikk opp med en økning på 8.96% (år 2040) fra 71 % til 77 %. I og med at den også er dimensjonert for 22 kV går den etter overgangen kraftig ned i belastning, helt ned til 38%. Siden den mest belastede kabelen har så ubetydelig økning i belastning har også resten av kablene ubetydelig belastning dersom man går ut ifra uniformt fordelt tilleggseffekt for hele Ålesund. Det blir derfor kun alder på kablene som bestemmer når de bør skiftes i Ålesund.

Tabell 5.4.1 Den mest belastede kabelen i Ålesund er allerede dimensjonert for overgangen

Lengde (km)	Byggeår	Typebetegnelse	Merkespenning (kV)		Belastningsgrad (%)
				Nettet i dag	71
0,049	1900	DKBA 1X3X150 CU	24	med framtidig effekt	77
				over på 22 kV	38

### 5.4.2. VOLDA

Volda sentrum vil ha disse tapsfaktorene:

Nettet slik det er per i dag:

Last: 23.518 MW 3.202 MVar Tap: 461,617 kW 1.963%.

Nettet i 2040 med 41,82% økning i effekt:

Last: 33.353 MW 3.202 MVar Tap: 827,290 kW 2.480%.

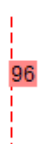
Nettet med 41,82% økning i effekt etter utskiftningen og spenning på 22 kV:

Last: 33.353 MW 3.202 MVar Tap: 503,742 kW 1,510%.

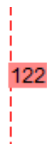
$$\frac{(1,510 - 2,480)}{2,480} * 100 = -39,11\%$$

Etter effektøkningen fra Volda prognosen vil det være 39,11 % mindre tap når man går over til 22 kV.

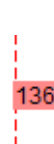
Når vi øker den beregnede effekten på 27,15 % i Volda i NETBAS blir flere kabler og trafoer kritisk belastet, disse vil være hensiktsmessig å skifte ut først, da belastningen vil øke gradvis de kommende årene. Det vil også være lurt å skifte ut kabler som deler trase med de høyt belastede kablene når traseen først skal graves opp.



Figur 5-5 Belastning 2020



Figur 5-6 Belastning 2030



Figur 5-7 Belastning 2040

I figurene over kan en se belastningsdifferansen på en kabel etter prognostisert økning i effekt slik det ser ut i nettskjema i NETBAS. Figuren helt til venstre viser belastningsgraden per i

dag og de neste figurene viser samme kabel belastet med tilleggseffekt henholdsvis for 2030 og 2040. Tabell 5.4.2 er en tabell som fremhever belastningsdifferansen i kabelen.

Tabell 5.4.2 En høyt belastet kabel i 2020, 2030 og 2040

Lengde (km)	Byggeår	Typebetegnelse	Merkespenning (kV)	Belastningsgrad (%)	
			2020	96	
0,153	1962	NKBA 1X3X70 CU	12	2030	122
			2040	136	

Etter å ha lagt til tilleggseffekter i distribusjonsnettet for år 2040 har vi en økt effekt på 41.82%. Blir de tidligere nevnte kablene skiftet vil ingen kabler bli belastet over 100% som betyr at de vil tåle denne lastøkningen.

## 5.5. TAPSKOSTNADER

Hvis man for eksempel setter  $T_t = 2500$  timer vil det være mulig å se hvor mye Mørenett kan spare ved å oppgradere nettet. Her settes det inn fra Tabell 2 i referanse [23].

$$K_p = 539 \text{ kr/kW}_{\text{år}} \text{ og } K_{\text{wekv}} = 38,3 \text{ øre/kWh} \text{ [23]}$$

Med kostnad av de maksimale effekttapene kjent kan man finne de ekvivalente spesifikke tapkostnadene ved:

$$K_{\text{pekv}} = 539 + 38,3 \cdot 100 \cdot 2500 = 1496,5 \text{ kr/kWh}$$

Hvilket blir satt inn i den kompakte formelen for årskostnad av tap. For Ålesund blir det med eksisterende nett og fremtidig last (tall hentet fra underseksjon 5.4):

$$K_{T_{\text{ap}}} = 1496,5 \cdot 1296 = 1,94 \text{ million kr}$$

Prøver man samme utledning for Ålesund med potensielt fremtidig nett får man:

Etter overgang til 22 kV

$$K_{T_{\text{ap}}} = 1496,5 \cdot 878,978 = 1,32 \text{ million kr}$$

Forskjellen på utgiftene av tap ligger på 624 073 kroner i året for bare Ålesund.

---

Gjør man det samme for Volda får man følgende med eksisterende nett og fremtidig last:

$$K_{Tap} = 1496,5 \cdot 827,290 = 1,24 \text{ million kr}$$

Og med fremtidig last og fremtidig potensielt nett:

$$K_{Tap} = 1496,5 \cdot 503,742 = 0,75 \text{ million kr}$$

Hvorav forskjellen her ligger på 394 941 kroner i året for bare Volda.

Det er klart at det er store summer å spare bare ved å drifte det fremtidige nettet på 22 kV. Det hadde vært interessant å sammenligne de stigende tapskostnadene med kostnadene for å faktisk oppgradere nettet. Dette fikk vi derimot aldri tid til å se nærmere på<sup>3</sup>. Da hadde man sett klart og tydelig om det hele var en økonomisk hastesak. Det går mer inn på teknisk- og økonomisk levetid i underseksjon 4.2.3 og hvorvidt det er lønnsomt å la en eksisterende driftssikker komponent som har passert sin tekniske levetid fortsette i drift. I de fleste tilfeller er det lønnsomt. Men tas det høyde for tapskostnadene denne komponenten bidrar med, blir regnestykket helt annerledes. Det hele er et spill mellom belastning og levetid, hvorved belastning blant annet bidrar til større tap og derav større tapskostnader.

---

<sup>3</sup> Som et resultat av punktene spesifisert i forord



## 5.6.PLAN FOR OVERGANG TIL 22 KV

I denne oppgaven ble det valgt å legge fokus på belastningsgraden på komponenter og levetiden for å planlegge rekkefølge på utskifting som vil føre til overgang til 22 kV.

Etter å ha lagt til tilleggseffekter i distribusjonsnettet for år 2030, ble det observert en økning på 27.14%. I Volda vil det da være 8 kabler som må skiftes ut før 2030 på grunn av kritisk belastning. 4 av disse kablene ligger i trase sammen med andre kabler.

Det er vanlig at det ligger flere kabler i samme trase. Disse kablene kan ha forskjellige belastningsgrader og levetider. Dersom en av kablene når en kritisk belastning og må skiftes ut, vil det være hensiktsmessig og fornuftig å vurdere utskifting av de andre kablene i traseen samtidig.

Når overbelastede kabler er byttet ut vil det være fornuftig å begynne med kabler som har nådd eller begynner å nå sin tekniske levetid. I Ålesund er ingen kabler kritisk belastet, så der vil det bare være alder som skal avgjøre utskiftingen av kabler. Den tekniske levetiden på kabler forlagt i jord er på 50 år. Ålesund og Volda har kabler med dokumentert byggeår fra 1900 frem til 2020. For kabler som er eldre enn 50 år bør disse byttes ut fortløpende eller ved tekniske problemer frem til 2030. Fra tiåret 2030 til 2040 skal kablene som nærmer seg teknisk levetid byttes ut. Slik vil utskiftingen fortsette frem til at alle kabler har merkespenning 24 kV.

Transformatorer i distribusjonsnett har en teknisk levetid på 50 år og tåler belastningsstrøm opp til 120% av trafoens merkeytelse i en kort periode. Overstiger lasten 120 % må den da skiftes ut før teknisk levetid er utgått.

Sees det på prognosen fra Volda om hva som kan bli maks last i fremtiden vil det i Volda kunne bli 3 transformatorer som er overbelastet i 2030 og 3 stykker frem mot 2040. Gjøres det samme i Ålesund vil det bare være 1 trafo som i 2040 kan bli overbelastet.

Vedlegg 6 til vedlegg 9 er prioritetslister for trafoer og kabler.

Tabell 5.6.1 Utvalg av transformatorer i Volda, tatt i fra vedlegg 9

Fabrikasjonsår	Merkespenning høyspent (kV)	Alt. merkespenning høyspent (kV)	Merkeytelse (kVA)	Belastning Nåtid (%)	Belastning 2030 (%)	Belastning 2040 (%)	Prioritet
1972	10	0	500	196	250	280	1 Meget høy
1980	10,5	0	200	107	137	154	1 Meget høy
1972	10	0	500	42	54	60	2 Høy
1980	10,5	0	500	60	76	85	3 middels
1980	10,5	0	200	54	69	77	3 middels
1997	11	22	200	64	82	92	4 allerede beregnet for 22 kV
1998	11	22	500	45	56	63	4 allerede beregnet for 22 kV

Tabell 5.6.2 Noen utvalgte transformatorer i Ålesund tatt i fra vedlegg 6

Fabrikasjonsår	Merkespenning høyspent (kV)	Alt. merkespenning høyspent (kV)	Merkeytelse (kVA)	Belastning 2020 (%)	Belastning 2030 (%)	Belastning 2040 (%)	prioritet
0	11	0	500	16	16	18	1 høy alder
1967	10,5	0	500	64	64	69	1 høy alder
1980	10,5	0	500	45	45	49	2 må skiftes før overgang til 22 kV
1981	10,5	0	500	70	71	76	2 må skiftes før overgang til 22 kV
2014	11	22	315	41	42	45	3 allerede dimensjonert for overgang til 22 kV
2014	11	22	800	5	5	5	3 allerede dimensjonert for overgang til 22 kV

## 6. DRØFTING

Når gruppen fikk tildelt oppgaven startet vi med et møte hvor det ble diskutert forventninger til oppgaven samt fremgangsmåte. Vi så for oss på den tid at overgangen til 22 kV kom til å skje i nær fremtid, men resultatet i denne rapporten viser det motsatte.

Når vi skulle velge metode for prognose ble det mye spekulasjon på hva som måtte tas hensyn til. Vi kom fram til at i fremtiden vil elbiler spille en stor rolle. Det er store variasjoner som gjør at utfallsrommet til hele elbilforskningen for nettets effektomsetning blir veldig stort. Hvor mye energi som vil bli omsatt er klart, men ikke hvor mye effekt. Det er hovedsakelig på grunn av de store lade-mulighetene dagens elbiler tilbyr. Etter mye diskusjon både oss imellom, og med kontaktpersoner kom vi fram til at vi bare måtte støtte oss på, og legge utredningenes grunnlag på, statistiske beregninger gjort på forhånd av NVE og Mørenett.

Som nevnt i 5.3.1 er befolkningsvekst noe vi ikke tar høyde for i prognosen. Dette kan sette noe avstand mellom prognosen og virkeligheten. På samme måte som vi gjorde effektomsetningen uavhengig av temperatur med å korrigere, kan man argumentere for at vi har gjort fremtidig effektforbruk uavhengig av befolkningsvekst. Det er vanskelig å gjøre opp meninger om fremtidens befolkningstall i områdene oppgaven omhandler. For eksempel har Moa og Spjelkavik blitt mer attraktivt de siste årene på grunn av kjøpesenterets vekst og andre faktorer. Det samme, men motsatte har skjedd i Ålesund sentrum. Stadige endringer i samfunn og infrastruktur gjenspeiles i hvor folk velger å bosette seg. Vi kunne gjort oss opp meninger med store avvik om akkurat dette, men vi følte at å anta befolkningsvekst ville forringe resultatene våre, og valgte derfor å utelate det fra oppgaven.

NETBAS var et svært nyttig verktøy for å komme frem til en løsning i denne oppgaven. Programmet har en bratt læringskurve, men åpner for løsning av større og mer kompliserte beregninger når man får mer erfaring. I tillegg til beregningssimuleringene en kunne foreta, kunne en også gjøre avanserte søk både via direkte regex<sup>4</sup> uttrykk på objekttyper og på spesifikke tall og størrelser i nettet. Dette gjorde at vi sparte mye tid på repetitivt arbeid.

I starten av prosjektet jobbet vi kun i analysemodulen til programmet. Der lagde vi filer hvor vi startet med alt eksisterende nett i Mørenetts konsesjonsområde, for så å slette/koble ut nettet utenom i områdene vi skulle jobbe med. Dette skapte ofte problemer på grunn av at

---

<sup>4</sup> Regulært uttrykk. En streng/undersett av strenger i syntakssøk.

programmet sluttet å fungere og filene vi delte med hverandre ble ødelagt. Det ble brukt mye tid på å prøve å finne en bra metode å jobbe på. Gruppen kalte så inn til et møte med Mørenett, for å finne en måte å restaurere tapte/ødelagte filer. Da problemet ble fremstilt fikk gruppen tilgang til planjobbing i Nettutvikling, hvor hver enkelt kan gå inn og redigere og lagre endringer i samme dokument. Planen kunne også brukes i modulen Analyse. Dette gjorde det enkelt å skifte komponenter i nettutvikling for så å analysere resultater som belastning og tap i utstyret.

Det ble foretatt beregninger og planlegging for hvordan busslading vil påvirke distribusjonsnettet i Ålesund før 2030. Først prøvde vi å legge opp ny tilførsel og transformator, men vi hadde trøbbel med å endre på den eksisterende nettstrukturen, samt legge til nye komponenter. Deretter testet vi istedenfor å øke ytelsen på trafoer nært punktet hvor en ladestasjon ville bli satt opp. Da dette kan gi samme simulering som å legge opp nytt anlegg, ble det bare skapt nye problemer. Etter å ha prøvd og feilet med dette en stund, ble beslutningen tatt om at busslading ikke ble inkludert i prognosen og simuleringen i NETBAS. I en siste konklusjon, vil ikke busslading påvirke overgangen til 22 kV annet enn at Mørenetts arbeidere må bruke tid på å gjøre jobben. Busslading-systemet kommer mest sannsynlig til å bli en separat installasjon, da verken kabler eller nærliggende transformatorer er store nok til å tåle denne belastningen. Det som vil bli påvirket av denne installasjonen vil være transmisjon-til distribusjons-transformatorene (132 kV-22 kV/11 kV). Mange av poengene i forbindelse med busslading gjelder også for maritim elektrifisering, som også er en høyeffektskomponent som vil trenge egen installasjon.

Det hadde vært mangelfullt å ikke reflektere over tapskostnader. Bygger vi videre på det som kom frem i 3.7 er det her fornuftig å se på avskrivningskostnader for diverse komponenter og å passe på at disse ikke overskrider de kumulative tapskostnadene disse komponentene kommer med over sine levetider. Man vurderer avskrivninger på om komponenter forringes, blir utdatert, eller kan erstattes med noe bedre og billigere. En høyspentkabel enten fungerer eller ikke fungerer og har statistisk sett lang økonomisk levetid og derav også svært lave avskrivningskostnader. Det kan friste å konkludere med at så lenge utstyret for 11 kV nettet er inntjent, så er det lønnsomt å gå over på 22 kV for å kvitte seg med de store tapskostnadene. Refererer til tallene i 3.7 hvor det utregnes en sum på nesten 1 million kroner i tapskostnader. Disse tapskostnadene er de tekniske tapskostnadene. Hvorfor ikke prøve å redusere denne store summen? Først og fremst er hele dette tapet forårsaket av den «lave» 11 kV spenningen. Det finnes tomgangstap i transformatorer som vil vedvare, nye og større reaktive tap som

resultat av høyere spenning som vil introduseres ved 22 kV, og så videre. I tillegg er det ikke fordelaktig for et nettselskap å investere i store summer nytt utstyr når eksisterende utstyr allerede fungerer og økonomisk sett fortsatt er en inntektskilde i form av lave alternativskostnader til det stedsfortredende 22 kV nettet. Tapene forårsaket av 11 kV nettet kan derfor egentlig anses som små og lett dekt av andre inntektskilder nettselskapet har. Mer om dette i neste seksjon.

## 7. KONKLUSJON

Data tildelt av Mørenett ble lagt sammen med informasjon hentet fra NVE og analyse av tilleggslast. Av dette ble det utformet en prognose som viste lastutvikling frem til 2040. Makslastmålingene fra 2008-2020 gjort av Mørenett ga en middelvei som formet en nedgående kurve for fremtidig last i Ålesund sentrum. Den viser altså at det aritmetiske gjennomsnittet for effekt minker ut ifra målingene som er gjort. Da dette er tidligere informasjon oppgaven kan støtte seg på, velges denne prognosen som utgangspunkt i videre arbeid.

Etter å ha tilføyd tilleggslaster på prognose endte lastøkningen på tilnærmet 9% i Ålesund og 42% i Volda i 2040. Ved hjelp av NETBAS var det mulig å simulere denne lastøkningen. Resultater fra simuleringen viste at nettetselskapets utskiftingsstrategi som ble valgt for 30 år siden fremdeles er relevant og at nettet ikke vil kunne kollapse slik som mange frykter. NETBAS ble også benyttet til å simulere utbedring av nettet. Utbedringstiltaket som er til grunnlag for overgang til 22 kV, innebærer utskifting av eksisterende nettkomponenter med nye som er mer effektive. Resultatet fra simulering viser at etter utskiftingen og overgang til høyere spenningen vil nettet være mer robust. Det vil bli mindre belastninger og mindre tap i forhold til dagens nett. Med et mer utbedret nett vil det kunne gis bedre leveringspålidelighet til slutt kunder i samsvar med energiloven. Det vil også kunne bli rom for bedre økonomi til nettselskapet. Da det vil være en betydelig reduksjon av kostnader som for eksempel, KILE-kostnader på grunn av nedetid, tapskostnader på grunn av energitapet under transporten og andre driftskostnader. Når overgangen til 22 kV kommer til å skje, er avhengig av mange faktorer. Blant annet må det tas hensyn til tidligere investeringer og nettets aktuelle tekniske tilstand.

Ut ifra resultatene i denne oppgaven, kan vi konkludere med at en rask overgang fra 11 kV til 22 kV vil være en bedre løsning med tanke på forventet lastøkning. Men analyse og simulering viser at mange komponenter i det eksisterende nettet har fortsatt lang levetid og de vil heller ikke bli overbelastet med kommende effektøkning. Om mulig burde disse komponentene holdes i drift med minimal utbedring, mens svake punkt i nettet vil ha høy prioritet for utskiftingsprosessen.

## 8. REFERANSER

- [1] B. M. Larsen og R. Nesbakken, «Temperaturkorrigert formålsfordeling av husholdningenes elektrisitetsforbruk i 1990 og 2001,» Statistisk sentralbyrå, Oslo-Kongsvinger, 2005.
- [2] Det Kongelige Olje og Energidepartement, «Energi Norge,» Det Kongelige Olje og Energidepartement, 7 6 2016. [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/34d32daabe9a4083b9840ec052714aea/utredningsoppdrag---fra-tre-til-to-nettniva.pdf>. [Funnen 25 3 2020].
- [3] Energi Norge, «Energi Norge,» Energi Norge, 28 11 2018. [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/2858551aafa94bb798d89a8edf15a42b/drift-og-utvikling-av-kraftnettet---rapport-05-12-2018.pdf>. [Funnen 25 3 2020].
- [4] Store norske leksikon, «Store norske leksikon,» 23 Februar 2016. [Internett]. Available: <https://snl.no/spenningsfall>. [Funnen 03 Mai 2020].
- [5] Matematikk.org, «Matematikk.org,» [Internett]. Available: [https://www.matematikk.org/artikkel.html?tid=188197&within\\_tid=188178](https://www.matematikk.org/artikkel.html?tid=188197&within_tid=188178). [Funnen 11 Mai 2020].
- [6] NVE, «NVE,» 20 Mars 2009. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/okonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/>. [Funnen 16 Januar 2020].
- [7] «Klimakur 2030,» [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/klimakur>.
- [8] Energi Norge, «Energi Norge,» Energi Norge, 11 3 2019. [Internett]. Available: [https://www.energinorge.no/contentassets/e240e537c0a14dc19f89355b8f8b7c32/1\\_5-grader---hvordan-norge-kan-gjore-sin-del-av-jobben.pdf](https://www.energinorge.no/contentassets/e240e537c0a14dc19f89355b8f8b7c32/1_5-grader---hvordan-norge-kan-gjore-sin-del-av-jobben.pdf). [Funnen 31 3 2020].
- [9] Mørenett, «Mørenett.no,» [Internett]. Available: <https://www.morenett.no/om-oss/organisasjon/>. [Funnen 12 Mai 2020].
- [10] «Klimakur 2030: Slik kan utslippene kuttes,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/klimakur-2030-slik-kan-utslippene-kuttes/>.
- [11] Olje og energidepartementet, «Lovdata,» 1 11 2019. [Internett]. Available: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413/KAPITTEL\\_3#%C2%A73-1](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2019-10-24-1413/KAPITTEL_3#%C2%A73-1). [Funnen 26 3 2020].
- [12] REN, «REN,» REN, [Internett]. Available: <https://www.ren.no/tema/rettigheter/lover-forskrifter-veiledninger>. [Funnen 14 4 2020].

- 
- [13] Yr, «Yr,» Yr, 2020. [Internett]. Available: [https://www.yr.no/place/Norway/M%C3%B8re\\_og\\_Romsdal/%C3%85lesund/%C3%85lesund/almanakk.html](https://www.yr.no/place/Norway/M%C3%B8re_og_Romsdal/%C3%85lesund/%C3%85lesund/almanakk.html).
- [14] E. Figenbaum og M. Kolbenstvedt, «Lærdommer fra brukere av elbiler og ladbare hybridbiler – Resultater fra en spørreundersøkelse blant bileiere,» Transportøkonomisk institutt, Oslo, 2016.
- [15] D. Spilde og C. Skotland, «NVE,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/Media/4117/nve-notat-om-transport-og-kraftsystemet.pdf>.
- [16] C. H. Skotland, E. Eggum og D. Spilde, «Hva betyr elbiler for strømmettet?,» Norges vassdrags- og energidirektorat, OSLO , 2016.
- [17] «NVE,» NVE, 2017. [Internett]. Available: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_77.pdf?fbclid=IwAR1kcI\\_ShIsqpHSscpFf7\\_OnUrQJp8J8aDauW6D5d9UqyU5K0LJ7I7P6yJo](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_77.pdf?fbclid=IwAR1kcI_ShIsqpHSscpFf7_OnUrQJp8J8aDauW6D5d9UqyU5K0LJ7I7P6yJo). [Funnen 28 04 2020].
- [18] Miljødirektoratet, «Miljødirektoratet,» [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/tjenester/klimatiltak/klimatiltak-for-ikke-kvotepiktige-utslipp-mot-2030/sjofart-fiske-og-havbruk/landstrom/>. [Funnen 11 Mai 2020].
- [19] «Crushtymks.com,» [Internett]. Available: <https://crushtymks.com/no/transmission-and-distribution/1581-total-losses-in-power-distribution-and-transmission-lines.html>. [Funnen 17 Mai 2020].
- [20] S. R. Brunborg, «Energipolitisk.no,» [Internett]. Available: <http://energipolitisk.no/temasider/tap-i-nettet/>. [Funnen 17 Mai 2020].
- [21] S. R. Grunborg, «Energipolitisk.no,» [Internett]. Available: <http://energipolitisk.no/temasider/tap-i-nettet/?fbclid=IwAR0ZaWw3Cn5tNF3VQX9ROQF9IDMG59uzahsgn9uRSPSWWIIHRIOpZZbh5pc>. [Funnen 23 4 2020].
- [22] NVE, «NVE.no,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/media/8368/om-reguleringen-av-str%C3%B8mnettselskapenes-inntekter.pdf>. [Funnen 16 Mai 2020].
- [23] SINTEF Energi AS, «Planleggingsbok for kraftnett, Tapskostnader,» Sintef, 2019.
- [24] Powel, «Powel,» Powel, [Internett]. Available: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/nettinformasjonssystem/Netbas-copy>. [Funnen 25 3 2020].
- [25] Powel, «Powel.no,» [Internett]. Available: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/powel-beslutningstotte/netbas-analyse>. [Funnen 09 Mai 2020].
- [26] Powel, «Powel.no,» [Internett]. Available: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/powel-beslutningstotte/netbas-nettutvikling>. [Funnen 09 Mai 2020].



- 
- [27] Powel, «Powel.no,» [Internett]. Available: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/powel-beslutningstotte/netbas-vedlikehold>. [Funnen 09 Mai 2020].
- [28] Powel, «Powel.no,» [Internett]. Available: <https://www.powel.no/smarte-nettselskap/powel-beslutningstotte/netbas-nettdata>. [Funnen 09 Mai 2020].
- [29] ren, «ren.no,» [Internett]. Available: [https://www.ren.no/om\\_ren/historie](https://www.ren.no/om_ren/historie). [Funnen 11 5 2020].
- [30] Statistisk sentralbyrå, «ssb.no,» [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/kommunefakta/alesund>. [Funnen 14 Mai 2020].
- [31] DNV GL Pöyry Management Consulting, «Nve.no,» 2019. [Internett]. Available: [http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019\\_51.pdf](http://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_51.pdf).
- [32] Elfag Entusiastene, «Elfagentusiastene blogspot,» 03 Juni 2015. [Internett]. Available: <https://elfagentusiastene.blogspot.com/2015/06/spenningsfall.html>. [Funnen 03 Mai 2020].
- [33] SINTEF, «Planleggingsbok for kraftnett - Tapskostnader,» 2020.

## VEDLEGG

*Tabell 5.6.1 Vedlegg*

<b>Vedlegg 1</b>	Forprosjektrapport
<b>Vedlegg 2</b>	Timeliste
<b>Vedlegg 3</b>	Fremdriftsrapporter til statusmøter
<b>Vedlegg 4</b>	Møtereferat fra statusmøter
<b>Vedlegg 5</b>	Elektrifisering scenario for Ålesund og Volda i 2030 - Forslag fra NVE
<b>Vedlegg 6</b>	Prioritetsliste Transformatorer Ålesund
<b>Vedlegg 7</b>	Prioritetsliste Kabler Ålesund
<b>Vedlegg 8</b>	Prioritetsliste Transformatorer Volda
<b>Vedlegg 9</b>	Prioritetsliste Kabler Volda
<b>Vedlegg 10</b>	Excelark av historisk effekt, temperaturkorrigert effekt og prognose
<b>Vedlegg 11</b>	Plakat

