

Tonje Leine Lunden

Analyse av forbruksmålinger fra smarte nettstasjoner for planlegging og drift av distribusjonsnett

Masteroppgave i Energibruk og energiplanlegging

Veileder: Eivind Solvang

Juni 2019

Tonje Leine Lunden

Analyse av forbruksmålinger fra smarte nettstasjoner for planlegging og drift av distribusjonsnett

Masteroppgave i Energibruk og energiplanlegging
Veileder: Eivind Solvang
Juni 2019

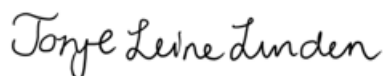
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet i forbindelse med fjerde semester på det toårige masterprogrammet *Energibruk og energiplanlegging* ved Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet i Trondheim. Masteroppgaven er skrevet i samarbeid med SINTEF Energi og FME CINELDI. Oppgaven tar for seg analyser av timesmålinger av forbruk fra smarte nettstasjoner. Datagrunnlaget er innhentet fra prosjektet Smarte nett Stavanger i regi av Lyse Elnett.

Jeg ønsker å takke min veileder Eivind Solvang, ved NTNU og SINTEF Energi, for god veiledning og råd gjennom året. Videre vil jeg takke min medveileder Tonje Skoglund Hermansen, ved SINTEF Energi, for konstruktive tilbakemeldinger og samarbeid underveis i prosessen. Jeg vil også rette en stor takk til Lyse Elnett, ved Aina R. D. Serigstad, for gode oppklaringer vedrørende datagrunnlaget. Til slutt vil jeg takke FME CINELDI WP1 for inkludering og innspill gjennom året.

Trondheim juni 2019



Tonje Leine Lunden

Sammendrag

Frem til i dag har nettselskapene hatt lite detaljert informasjon om belastningsvariasjoner i distribusjonsnett. Smarte nettstasjoner og AMS på kundenivå kan gjøre det enklere for nettselskapene å dimensjonere ulike nettkomponenter. Lyse Elnett har i forbindelse med prosjektet Smarte nett Stavanger bistått med kvantitative forbruksdata fra ulike nettstasjoner i Stavanger sentrum. Nettstasjonene er utstyrt med nytt måleutstyr og fjernstyrte brytere, som kan overvåkes og fjernstyres fra driftssentralen. Formålet med denne oppgaven har vært å se på hvilket potensial forbruksmålinger fra nettstasjoner har for planlegging og drift av distribusjonsnett.

I denne oppgaven har det blitt beregnet timesforbruk for tre ulike nettstasjoner basert på generelle lastprofiler på kundenivå. Beregnet forbruk har blitt sammenlignet med målt forbruk fra nettstasjonene. Det er innhentet temperaturdata fra Meteorologisk institutt for å tilpasse beregnet forbruk til målt forbruk i 2018. Resultatene viste for to av nettstasjonene at beregningene ikke klarer å gjenskape variasjonene i det målte forbruket. Derimot viste beregningene et godt bilde av forbruksvariasjonene for den siste nettstasjonen. Mer nøyaktig kundeinformasjon vil føre til at beregningene kan bli mer presise.

Videre er det beskrevet en metode for automatisk oppdatering av forbruksprofiler fra ulike nettstasjoner. Her vil inngangsdata være temperaturmålinger og forbruksmålinger fra nettstasjonene. Unike forbruksprofiler for hver enkelt nettstasjon kan bli generert. Å implementere et verktøy for en slik automatisering i nettselskapene vil medføre økt kunnskap om forbruksvariasjonene for nettstasjoner med gitte kundesammensetninger.

Tap ved ulike delepunkt i et ringnett har blitt undersøkt, med utgangspunkt i timesmålinger av forbruk fra de ulike nettstasjonene. Årlig tapskostnad ved å kjøre samme delepunkt hele året sammenlignet med å velge delepunktet med minst tap i ringnettet hver time utgjorde minimale forskjeller. Sett opp mot hvor ofte bryterne må kobles om for å realisere den sistnevnte strategi vil det føre til stor slitasje på bryterne og dermed store investeringskostnader for nye brytere. Det er derfor anbefalt at nettselskapene vurderer alternative strategier. Dette kan for eksempel være et delepunkt for ukedager og et for helg, eller spesifikke delepunkt for ulike sesonger.

Abstract

Until today the DSOs have had little detailed information on load variations in the distribution network. Smart MV/LV substations and smart meters at customer level can make it easier for the DSOs to dimension different network components. A Norwegian DSO (Lyse Elnett) has provided quantitative consumption data from MV/LV substations in Stavanger, related to the project 'Smarte nett Stavanger'. The substations are equipped with new measuring equipment and remote-controlled switches, which can be monitored and remotely controlled from the operating center. The purpose of this task has been to investigate what potential consumption measurements from substations have for the planning and operation of the distribution network.

In this task, hourly consumption has been calculated for three different substations based on general load profiles at the customer level. The calculated consumption has been compared to measured consumption from the substations. Temperature data has been obtained from the Norwegian Meteorological Institute to adjust the calculated consumption to measured consumption in 2018. The results showed for two of the substations that the calculations are unable to recreate the variations in the measured consumption. On the other hand, the calculations recreated the consumption variations for the last substation. More accurate customer information will make the calculated consumption more accurate.

Furthermore, a method is described for automatically updating consumption profiles from different substations. The input data will be temperature measurements and consumption measurements from the substations. Unique consumption profiles for each substation can be generated. Implementing such a tool in the DSOs will lead to increased knowledge about the consumption variations for substations with given customer compositions.

Based on consumption measurements from the various substations, electrical losses at various points of disconnection in a ring network have been investigated. The annual cost of loss by having the same point of disconnection throughout the year, compared to choosing the point of disconnection with the smallest loss in the ring network each hour resulted in minimal differences. Faced with how often the switches need to be reconnected to realize the last strategy, this will wear the switches and lead to large investment costs

for new switches. It is therefore recommended that the DSOs consider other strategies. An example can be to have specific points of disconnection for weekdays and weekends, or for different seasons.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Abstract	iii
Tabeller	viii
Figurer	x
Begreper	xii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Oppgavebeskrivelse	1
1.3 Avgrensninger	2
1.4 Gjennomføring av oppgaven	3
1.5 Oppgavens struktur	3
2 Tidligere studier	5
3 Det norske distribusjonsnett	7
3.1 Oppbygging	7
3.2 Planlegging av kraftnettet	9
3.3 Estimering av last i dagens distribusjonsnett	11
3.3.1 Temperaturkorrigering	12
3.3.2 Beregning av maksimal belastning	13
3.3.3 Generelle lastprofiler	15
3.3.4 Sammenlagring	17
3.4 Kostnader	18
4 Fremtidens distribusjonsnett	20
4.1 Smarte nettstasjoner	20
4.2 AMS	21
4.3 Nytte ved bruk av ny teknologi i planlegging	22
5 Datagrunnlag	23
5.1 Smarte nett Stavanger	23
5.1.1 Prosjektbeskrivelse	23
5.1.2 Måleutstyr	24
5.1.3 Nettstasjon	25

5.1.4	Kundeinformasjon	28
5.2	Meteorologiske data	28
6	Sammenligning av forbruksprofiler	30
6.1	Metode	30
6.1.1	Deskriptiv statistikk	30
6.1.2	Forbruksprofil	31
6.1.3	Kundeinformasjon	32
6.1.4	Beregning av forbruk basert på generelle lastprofiler	33
6.2	Sammenligning av forbruksprofiler fra målingene	38
6.3	Nettstasjon A	41
6.3.1	Kundesammensetning og varighetskurve	41
6.3.2	Forbruksprofiler	42
6.4	Nettstasjon B	47
6.4.1	Kundesammensetning og varighetskurve	47
6.4.2	Forbruksprofiler	49
6.5	Nettstasjon C	52
6.5.1	Kundesammensetning og varighetskurve	52
6.5.2	Forbruksprofiler	53
6.5.3	Oppdatert lastprofil	56
6.6	Diskusjon	59
7	Automatisk oppdatering av forbruksprofiler	62
8	Tap ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett	68
8.1	Beskrivelse av problem	68
8.2	Fremgangsmåte og antagelser	69
8.3	Resultat	74
8.3.1	Scenario 1	74
8.3.2	Scenario 2	75
8.3.3	Scenario 3	79
8.3.4	Oppsummering	81
8.4	Diskusjon	82
9	Konklusjon	84
10	Videre arbeid	85
	Bibliografi	86
A	Vedlegg	I
A.1	Oversikt over sluttbruker- og kundegrupper	I
B	Vedlegg	III
B.1	Generelle lastprofiler	III
C	Vedlegg	V

C.1	Nettstasjon A	V
C.2	Nettstasjon B	VII
C.3	Nettstasjon C	IX
D	Vedlegg	XI
D.1	Oppdatert lastprofil for nettstasjon C	XI
E	Vedlegg	XIII
E.1	Tapsberegninger	XIII
E.2	Scenario 2	XIV

Tabeller

3.1	Temperaturavhengig andel for ulike kunder.	12
3.2	Velanderkonstanter og brukstid for ulike kunder, gjelder for østlandsklima.	14
3.3	Beskrivelse av lastprofil.	16
5.1	Målinger i en tilfeldig nettstasjon på lavspentsiden av transformatoren i time 1, 01.01.2018.	27
5.2	Oversikt over hvilken kundeinformasjon som ble gitt per kunde. Energiforbruk er oppgitt i kWh. Driftspenningen er oppgitt i V. P_{normal} , P_{maks} , P_{min} er oppgitt i kW.	28
5.3	Et utdrag av lufttemperaturer for Stavanger 01.01.2018. Det er vist middel-, minimums- og maksimumstemperatur for døgnet samt middeltemperaturer for de første timene.	29
6.1	Målt energiforbruk for kundegruppen <i>kontor</i> og totalt for nettstasjonen. .	34
6.2	Et utdrag av den generelle lastprofilen til kundegruppen <i>kontor</i>	35
6.3	Døgnverdier for temperaturavhengig konstant, A, og temperaturuavhengig konstant, B.	36
6.4	Døgnverdier for beregnet energiforbruk.	36
6.5	Beregnet forbruk for de første timene 01.01.2018 for kundegruppen kontor.	36
6.6	Oversikt over dominerende sluttbrukergruppe for ulike nettstasjoner, samt sluttbrukerernes andel til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk. . .	38
6.7	Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon A, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.	41
6.8	Nøkkeltall for nettstasjon A i 2018.	41
6.9	Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon A.	44
6.10	Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon B, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.	47
6.11	Nøkkeltall for nettstasjon B i 2018.	47
6.12	Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon B.	50
6.13	Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon C, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.	52
6.14	Nøkkeltall for nettstasjon C i 2018.	52
6.15	Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon C.	55
6.16	Et utdrag av den oppdaterte lastprofilen for nettstasjon C.	56
6.17	R^2 verdier tilhørende Tabell 6.16.	57
6.18	Oversikt over beregnet maksimal belastning i forhold til maksimal belastning fra <i>timesnitt</i> målingene for de ulike nettstasjonene.	59

7.1	Format for tidsserie for måleperioden.	63
8.1	Forbruksmålinger fra de 10 nettstasjonene oppgitt i kWh/h. Målingene er hentet fra 01.03.2018 i time 11.	70
8.2	Teknisk data for 12 kV TXSE - PEX isolert skjernet kabel.	71
8.3	Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt B.	74
8.4	Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for de ulike samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 1.	75
8.5	Oversikt over belastning fra samleskinne X og Y for hvert delepunkt. I tillegg til differanse i belastning fra samleskinnene for hvert delepunkt. Belastningen er oppgitt i kWh/h. Siste kolonne indikerer hvilket delepunkt som velges.	75
8.6	Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt A.	78
8.7	Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for de ulike samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 2.	78
8.8	Oversikt over tap i de ulike kablene tilhørende samleskinne X og Y, i tillegg til totalt tap i ringnettet. Tapene er oppgitt i kWh/h. Siste kolonne indikerer hvilket delepunkt som velges.	79
8.9	Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt C.	80
8.10	Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 3.	81
8.11	Oversikt over antall registrerte operasjoner for bryterne tilhørende de ulike delepunktene i de tre scenarioene.	81
8.12	Oppsummering av scenarioene. Det er vist tap ved maksimal belastning, årlig energitap, brukstid for tap og årlig tapskostnad for ringnettet.	81
A.1	Sluttbrukergrupper, med tilhørende forslag til generell lastprofil.	I
A.2	Sluttbrukergrupper, med tilhørende forslag til generell lastprofil.	II
B.1	Generelle lastprofiler.	IV
D.1	Oppdatert lastprofil for nettstasjon C.	XI
D.2	R^2 verdier for de ulike parametrene, tilhørende Tabell D.1.	XII

Figurer

3.1	Prinsipiell oppbygging av det høyspente distribusjonsnettets med en radiell struktur.	8
3.2	Ringnettforbindelse.	8
3.3	Gjennomløpende forbindelse.	9
3.4	Nettforvaltningsprosessen	9
3.5	Systematikk ved planlegging av kraftnett.	10
3.6	Flytskjema for estimering av last i distribusjonsnettets.	11
3.7	Eksempel på varighetskurve for last for et år, samt brukstid for maksimal belastning.	14
3.8	Illustrasjon av belastningsvariasjoner i nettet.	17
5.1	Kart over prosjektets område i Stavanger sentrum.	24
5.2	Oppbygging av en nettstasjon.	25
5.3	Prinsippskisse av registrering av målingene i nettstasjonene.	26
6.1	Illustrasjon av en forbruksprofil for en gjennomsnittsuke.	32
6.2	Flytskjema for beregning timesforbruk basert på generelle lastprofiler, aggregert fra kundenivå til nettstasjonsnivå.	33
6.3	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A, D, E og F (168 timer i én uke).	39
6.4	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon B, C, G og H (168 timer i én uke).	39
6.5	Varighetskurven for last for nettstasjon A, samt brukstid for maksimal belastning.	42
6.6	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke).	43
6.7	Timesforbruk for uke fem for nettstasjon A (168 timer i én uke).	44
6.8	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.	45
6.9	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke).	46
6.10	Varighetskurven for last for nettstasjon B, samt brukstid for maksimal belastning.	48
6.11	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke).	49
6.12	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.	50
6.13	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke for de ulike sesongene for nettstasjon B (168 timer i én uke). Timesforbruket er basert på <i>timesnitt</i> målingene fra nettstasjonen.	51

6.14	Varighetskurven for last for nettstasjon C, samt brukstid for maksimal belastning.	53
6.15	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke).	54
6.16	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.	55
6.17	Timesforbruk for uke seks for nettstasjon C (168 timer i én uke).	57
7.1	Flytskjema for automatisk oppdatering av forbruksprofiler på nettstasjonsnivå.	62
7.2	Eksempel på et display som viser kundefordelingen under nettstasjonen, forbruksprofil for valgfri periode og nøkkeltall for nettstasjonen.	65
8.1	Prinsipiell skisse av et ringnett med forsyning fra samleskinne X og Y. A, B og C representerer tre ulike delepunkt.	69
8.2	Antall timer i året de ulike delepunktene velges i scenario 2.	76
8.3	Antall timer på onsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	76
8.4	Antall timer på lørdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	77
8.5	Antall timer i året de ulike delepunktene velges i scenario 3.	79
C.1	Fordeling av kunde grupper under nettstasjon A, prosentandel per kunde-gruppe i forhold til nettstasjonens estimerte energiforbruk.	V
C.2	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i de ulike sesongene for nettstasjon A (168 timer i én uke).	VI
C.3	Fordeling av kunde grupper under nettstasjon B, prosentandel per kunde-gruppe i forhold til nettstasjonens estimerte energiforbruk.	VII
C.4	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke).	VIII
C.5	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke).	IX
C.6	Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i de ulike sesongene for nettstasjon C (168 timer i én uke).	X
E.1	Kostnad av maksimale effekttap.	XIII
E.2	Ekvivalent årskostnad av energitap.	XIII
E.3	Antall timer på mandager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	XIV
E.4	Antall timer på tirsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	XIV
E.5	Antall timer på torsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	XV
E.6	Antall timer på fredager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	XV
E.7	Antall timer på søndager de ulike delepunktene velges i scenario 2.	XVI

Begreper

Uttrykk	Definisjon	Referanse
Sluttbrukergruppe	Kunder gruppert i 38 ulike grupper. En oversikt er vist i Vedlegg A.	
Kundegruppe	Kunder gruppert i 11 ulike grupper. En oversikt er vist i Vedlegg A.	
Homogen kundemasse	En kundemasse bestående av like typer kunder, for eksempel kun husholdninger.	
Heterogen kundemasse	En kundemasse bestående av ulike typer kunder, for eksempel innslag av hoteller og husholdninger.	
Smart nettstasjon	En nettstasjon med mulighet for blant annet sanntidsovervåkning av komponentene.	
AMS	Forkortelsen for avanserte måle- og styringssystemer. Alle strømkunder i Norge skal ha AMS installert innen 1. januar 2019.	[1]
Generelle lastprofiler	Generelle lastprofiler for de ulike kundegruppene, hentet fra FASIT kravspesifikasjon.	[2]
Forbruksprofiler	En forbruksprofil beskriver forbruket fra nettstasjonene i form av kWh/h eller kW.	
Forbrukstopp	Den høyeste gjennomsnittsbeklastningen i en gitt tidsperiode.	
Høylastperiode	Månedene januar, februar og desember.	
Lavlastperiode	Månedene mars til og med november.	
<i>Timesnitt</i> måling	Gjennomsnittsmåling av forbruk i en time, oppgitt i kWh/h.	
<i>Timesmaks</i> måling	Absolutt maksimal effekt innenfor en time, oppgitt i kW.	
<i>Timesmin</i> måling	Absolutt minimal effekt innenfor en time, oppgitt i kW.	

1 Innledning

Dette kapitlet vil først beskrive bakgrunnen for oppgaven. Deretter vil oppgavebeskrivelsen bli presentert, etterfulgt av avgrensninger for oppgaven og gjennomføring av oppgaven. Til slutt vil oppgavens struktur bli presentert.

1.1 Bakgrunn

Store deler av dagens kraftnett ble bygget i perioden mellom 1950-tallet og 1980-tallet [3]. Et aldrende nett fører til at det i nær fremtid vil være behov for utskifting av blant annet store deler av dagens transformatorer og kabler på alle nettnivåer. Distribusjonsnettene er i dag dimensjonert for den timen i året hvor effektuttaket er høyest. Fremtidig dimensjonering er avhengig av utviklingen i effektuttaket. Flere effektkrevende apparater på markedet vil samlet sett føre til behov for økt kapasitet i nettet. I tillegg vil det fremover bli større innslag av distribuert produksjon, som ikke kan styres eller lagres. Den fremtidige utviklingen kan medføre knapphet i overføringskapasiteten og vil føre til behov for økt fleksibilitet i distribusjonsnettene. Disse faktorene vil føre til nye problemstillinger og utfordringer knyttet til planlegging og drift av distribusjonsnettene. [4]

Frem til i dag har nettselskapene hatt begrenset informasjon om belastningsvariasjoner i distribusjonsnettene. Lasten i dagens distribusjonsnett blir estimert ut i fra manuelle avlesninger av årlig energiforbruk per kunde. Utrulling av AMS på kundenivå vil føre til at nettselskapene får kontinuerlig informasjon om hver enkelt kundes lastvariasjoner. Samtidig som utrulling av AMS ferdigstilles, åpnes det muligheter for å utstyre nettstasjoner med overvåkningsutstyr. Dette vil føre til at nettselskapene må håndtere betydelige mengder nye data. Det er derfor et behov for å vite hvordan datagrunnlaget fra slike nettstasjoner skal utnyttes.

1.2 Oppgavebeskrivelse

Planleggingen i dagens distribusjonsnett er unik for hvert enkelt nettselskap. Ofte baserer planleggingen seg på erfaringstall fra tidligere år. Forbruksmålinger fra smarte nettstasjoner gir detaljert informasjon om forbruket for en gitt kundemasse. Formålet med denne masteroppgaven har vært å se på potensialet av forbruksmålinger fra nettstasjoner. Det er utført en detaljert gjennomgang av hvordan nettselskapene kan benytte forbruksmålinger

fra nettstasjoner til planlegging og drift av distribusjonsnett.

Følgende spørsmål besvares i oppgaven:

- I hvilken grad sammenfaller beregnet forbruk basert på generelle lastprofiler med det målte forbruket fra nettstasjonene?
- Hvordan kan forbruksprofiler fra nettstasjoner være et hjelpemiddel for planlegging av distribusjonsnett?
- Hvordan kan timesmålinger av forbruk fra nettstasjoner være et hjelpemiddel for å beregne tap ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett?

Det første spørsmålet blir vektlagt i størst grad. Det er i oppgaven valgt å definere at en forbruksprofil beskriver forbruket fra nettstasjonene i form av kWh/h eller kW. Videre blir de generelle lastprofilene for ulike kundegrupper, hentet fra FASIT kravspesifikasjon [2], benyttet til å beregne forbruket fra nettstasjonene. Maksimal belastning blir i oppgaven omtalt som den høyeste forbruksmålingen/beregningen. Forøvrig brukes utrykkene belastning av transformatorene i nettstasjonene og forbruk fra nettstasjonene om hverandre, og har således samme betydning.

Opgaven er skrevet i samarbeid med FME CINELDI WP1: *Smart grid development and asset management*, under *Planning methodologies for the future distribution system*. CINELDI er ledet av SINTEF Energi i samarbeid med NTNU, og har som formål å tilrettelegge for fremtidens smarte energisystem. Lyse Elnett har bistått med datagrunnlag i forbindelse med oppgaven. Nettselskapet har ansvaret for Smarte nett Stavanger som er et prosjekt hvor 31 nettstasjoner blir oppgradert med nytt måleutstyr og fjernstyrte brytere. Denne rapporten er en enkeltstående oppgave, og bygger videre på fordypningsprosjektet *Forbruksmønstre for planlegging av distribusjonsnett* [5], som ble skrevet av samme forfatter høsten 2018. Enkelte avsnitt er hentet fra fordypningsprosjektet.

1.3 Avgrensninger

Opgaven er avgrenset til distribusjonsnett i deler av Stavanger sentrum, ettersom datagrunnlaget ble gitt for dette området. Datagrunnlaget dekker målinger fra ulike nettstasjoner, som tar for seg målinger fra en samlet kundemasse. Det er ikke gitt datagrunnlag for enkeltstående kunder. Datagrunnlaget er videre avgrenset til forbruksmålinger fra ulike nettstasjoner i 2018. Det er ikke lagt vekt på den digitale infrastrukturen mellom nettstasjon og nettselskap. Datagrunnlaget er ikke lagt ved oppgaven av den grunn at

dette er kraftsensitiv informasjon.

1.4 Gjennomføring av oppgaven

Forfatteren har vært i tett kontakt med CINELDI WP1 i prosessen hvor det har blitt avholdt månedlige presentasjoner av funn underveis. Forfatteren har i tillegg avholdt et Webinar i regi av CINELDI: *Setup and preliminary results pilot FDN - Lyse Smart City Grid - load profiles*. Det er gjennomført en ekskursjon til Lyse Elnett i slutten av mars med omvisning i smarte nettstasjoner. Her ble det også gitt en rekke oppklaringer av datagrunnlaget.

1.5 Oppgavens struktur

Oppgaven har følgende struktur:

- Kapittel 2 beskriver tidligere studier på samme område.
- Kapittel 3 beskriver oppbyggingen av dagens distribusjonsnett. I tillegg beskrives planleggingen av kraftnettet i dag, etterfulgt av en gjennomgang av hvordan nettselskapene estimerer last i distribusjonsnettet. Til slutt blir det en kort innføring i beregning av tapskostnader.
- Kapittel 4 tar for seg fremtidens distribusjonsnett. Her blir det gjort rede for ulike funksjoner for smarte nettstasjoner, AMS på kundenivå og hvordan nettselskapene kan ta i bruk denne nye teknologien i forbindelse med planlegging.
- Kapittel 5 beskriver datagrunnlaget fra prosjektet Smarte nett Stavanger. Det er også en kort gjennomgang av temperaturdata innhentet fra Meteorologisk institutt.
- Kapittel 6 presenterer forbruksprofiler basert på timesmålingene fra nettstasjonene. Kapitlet tar også for seg sammenligning av beregnet forbruk og målt forbruk fra nettstasjonene.
- Kapittel 7 beskriver et forslag til en metode for å automatisk oppdatere forbruksprofiler basert på målinger fra nettstasjoner.
- Kapittel 8 tar for seg tapsberegninger ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett, basert på forbruksmålinger fra nettstasjoner.

- Konklusjonen blir presentert i Kapittel 9, etterfulgt av forslag til videre arbeid i Kapittel 10.

2 Tidligere studier

Dette kapittelet gir en overordnet beskrivelse av tidligere studier gjennomført på det samme området. Det er ikke funnet tidligere studier i direkte link til tematikken i oppgaven; analyser av forbruksmålinger fra nettstasjoner. Tidligere studier tar for seg en homogen kundemasse, mens denne oppgaven fokuserer hovedsaklig på heterogene kundemasser.

Forbruksmønstre [6]

Ericson og Halvorsen gjennomførte i 2008 en studie, hvor forbruksdata fra utvalgte kunder tilhørende Skagerak Nett ble analysert. Målet med analysen var å øke kunnskapen om kortsiktige variasjoner i strømforbruket for ulike sektorer ved å studere hvordan forbruket varierte gjennom døgnet, uken og året. Det ble analysert en gruppe delt inn i fire ulike sektorer: husholdningskunder, næringskunder innen primær-, sekundær- og tertiærnæringer. Sektorene ble studert enkeltstående. [6]

Studien viste en sammenheng mellom de ulike sektorene, ved forbrukstopper om morgenen på kalde ukedager rundt time 9 og 10. Husholdningene har to forbrukstopper: en om morgenen i time 9 og en om ettermiddagen som varierer med årstiden. Ettermiddagstoppen oppstod i time 18 i januar og i time 23 i juli. For sekundær- og tertiærnæringer er forbruket lavest om natten, og stiger raskt ved virksomhetens oppstart om morgenen. Innenfor tertiærnæringer har varehandel, hotell og restaurantvirksomhet en klar oppstart mellom klokken 7 og 10. Forbruket har en stor variasjon ut over døgnet uten tydelig nedgang i sommermånedene. [6]

Prototype for estimation and forecasting of the future demand and generation from households in selected European countries [7]

Dette arbeidet tar utgangspunkt i timesmålinger av forbruk fra ulike husholdningskunder i Norge. Målet med arbeidet var å utarbeide en modell for generering av døgnbaserte forbruksprofiler. Modellen baserer seg på lineær regresjon av timesmålinger av forbruk og temperatur for å utarbeide fire sett av temperaturavhengige konstanter, A , og fire sett av temperaturuavhengige konstanter, B . Disse fire settene representerer vinter, sommer, hverdag og helg, alle for 24 timer. For å generere døgnprofiler, må det fylles inn døgnmiddeltemperatur, årlig energiforbruk, type dag (hverdag/helg) og sesong (sommer/vinter). Ved å legge inn data for innstråling kan modellen også kjøre analyser av døgnprofiler med solcelleproduksjon. Modellen kan også simulere effekten av elbillading. [7]

Optimal anvendelse av AMS-data ved nettplassering [8]

Dette arbeidet sammenligner beregnet maksimal belastning fra brukstid eller Velanders formel og maksimal belastning fra målinger fra AMS. Analysene ble utført for en transformatorstasjon, nettstasjoner og kunder. Kundemassen bestod omtrent kun av husholdninger. Resultatene viste at det var på kundenivå avviket var størst mellom beregnet maksimal belastning og målt maksimal belastning fra AMS. Det var likevel forskjeller mellom beregnet maksimal belastning og målt maksimal belastning for nettstasjonene og transformatorstasjonen, men avviket var mindre. [8]

Planning of the Future Smart and Active Distribution Grids [9]

Denne doktorgradsavhandlingen ser på hvordan dagens deterministiske planleggingsmetodikk kan erstattes med en probabilistisk planleggingsmetodikk, ved bruk av forbruksmålinger fra AMS på kundenivå. Det blir foreslått en metode for temperaturkorrigering av timesmålinger av forbruk. Metoden baserer seg på å finne en temperaturavhengig andel av forbruket som varierer med bygningens byggeår, i tillegg blir differansen mellom en normal døgnmiddeltemperatur og gjennomsnitt av døgnmiddeltemperaturer de siste tre dagene beregnet for hver dag. [9]

Bruksområder for AMS-data registrert hos kunder og i MV/LV nettstasjoner [10]

Arbeidet kartlegger en rekke bruksområder for AMS hos kunder og sanntidsovervåking av MV/LV nettstasjon. Sistnevnte studeres nærmere i denne oppgaven. Kapittel 4 går nærmere inn på de ulike funnene av hvilken informasjon sanntidsovervåking av nettstasjoner kan tilføre nettselskapene. [10]

3 Det norske distribusjonsnett

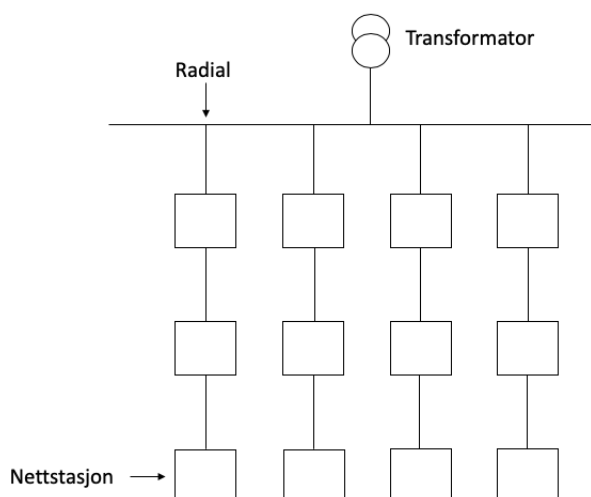
Kraftnettet sørger for sikker strømforsyning til kunder ved hjelp av produksjon, overføring og distribusjon. Dette kapitlet omhandler kraftnettets oppbygging og hvordan planlegging av kraftnettet blir gjennomført i dag.

3.1 Oppbygging

Det norske kraftnettet er delt inn i sentral-, regional- og distribusjonsnett. Sentralnettet har vanligvis et spenningsnivå på 300 kV til 420 kV. Regionalnettet er bindeleddet mellom sentral- og distribusjonsnett, med et spenningsnivå på 33 kV til 132 kV. Distribusjonsnett har ansvaret for å distribuere elektrisk kraft fra regionalnettet og ut til kunder. Spenningen ligger på opp til 22 kV. Alle tre nettnivåer er regulert etter Energiloven § 1-2 [11]:

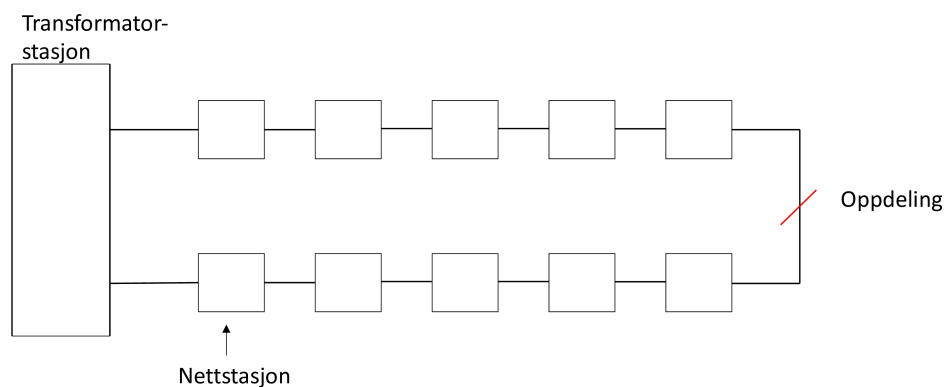
Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt. [11]

Distribusjonsnett blir ofte delt inn i det høyspente- og det lavspente distribusjonsnett. Hovedoppgaven til det høyspente distribusjonsnett er å transportere strøm fra regionalnettet og frem til nettstasjoner. Spenningen blir transformert fra 11 kV eller 22 kV til 230 V eller 400 V i nettstasjonene, og videre distribuert til kunder via det lavspente distribusjonsnett. Det høyspente distribusjonsnett har ulike strukturer. Felles for de ulike strukturene er at forsyningen distribueres i en bestemt retning. Figur 3.1 illustrerer oppbyggingen av det høyspente distribusjonsnett med en radiell struktur. Dersom det forekommer en feilsituasjon et sted på radialen, vil alle nettstasjoner nedstrøms feilstedet miste forsyningen frem til feilen er rettet opp. [12]

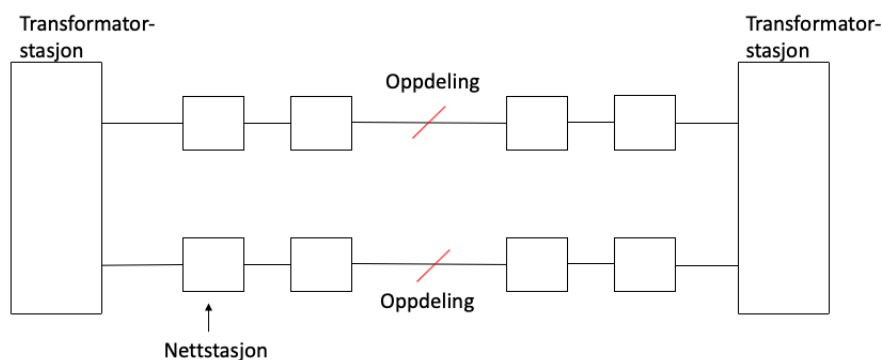


Figur 3.1: Prinsipiell oppbygging av det høyspente distribusjonsnett med en radiell struktur.

Distribusjonsnettene blir også bygget opp med en masket struktur, hvor det finnes flere forsyningsmuligheter. For å oppnå alternative forsyningsmuligheter er det høyspente distribusjonsnettene bygget med en ringnettforbindelse eller en gjennomløpende forbindelse. Distribusjonsnettene driftes likevel radielt i begge tilfeller, ved hjelp av et oppdelingspunkt. Dette vil i prinsippet si at bryterne i nettstasjonene på hver side av oppdelingspunktet står i åpen posisjon. Dersom det forekommer en feilsituasjon og feillokasjonen er kjent kan nettet midlertidig kobles om. Dette vil redusere avbruddstiden, sett i forhold til en ren radiell struktur som vist i forrige figur. Figur 3.2 og Figur 3.3 viser prinsippet i henholdsvis ringnettforbindelse og gjennomløpende forbindelse. [13]



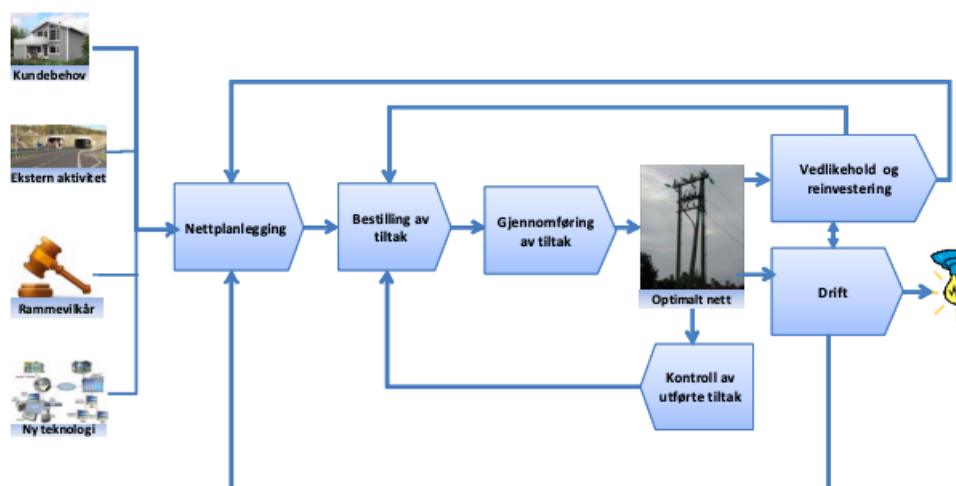
Figur 3.2: Ringnettforbindelse. Inspirert av [13].



Figur 3.3: Gjennomløpende forbindelse. Inspirert av [13].

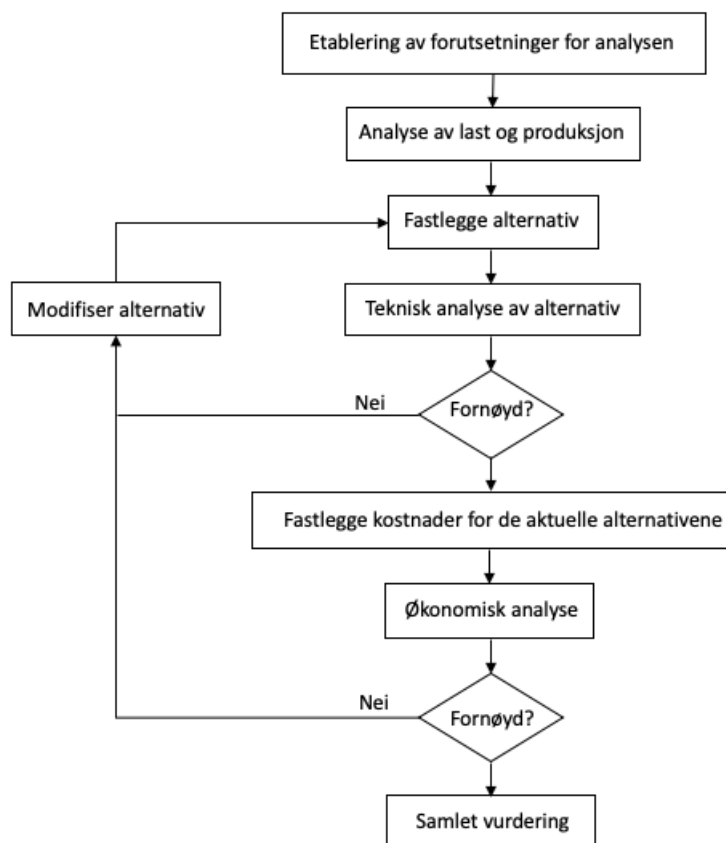
3.2 Planlegging av kraftnettet

Kraftnettet må stadig utvikles og forbedres. Eksempler på hva nettutvikling kan trigges av er et kundebehov, en ekstern aktivitet, rammevilkår eller tilgang til ny teknologi som vist i Figur 3.4. Gjennom nettplanlegging og tiltaksvurderinger etableres et optimalt nett. Kraftnettet må til en hver tid vedlikeholdes for at kundenes behov skal opprettholdes, og dette overvåkes gjennom driften av kraftnettet. [14]



Figur 3.4: Nettforvaltningsprosessen. [14]

I forbindelse med nettplanlegging, driftsplanlegging og vedlikeholds- eller reinvesteringsplanlegging av kraftnettet må en viss systematikk overholdes. Dette kapitlet vil ta for seg systematikken i korte trekk. Figur 3.5 viser et flytskjema som beskriver systematikken. [14]



Figur 3.5: Systematikk ved planlegging av kraftnett. Inspirert av [14].

Det første steget innebærer å avdekke hvordan et behov eller et problem i nettet skal løses. Dette gjøres ved å sammenligne dagens situasjon med en ønsket situasjon. Herunder må blant annet motivasjon, oversikt og informasjon over nettområdet og målsetting for tiltaket klargjøres. Videre er det essensielt å gjøre en vurdering av størrelsen på last og produksjon i området, variasjoner gjennom året og forventet fremtidig utvikling for analyseperioden. Estimering av last i dagens distribusjonsnett vil bli beskrevet i Kapittel 3.3. [14]

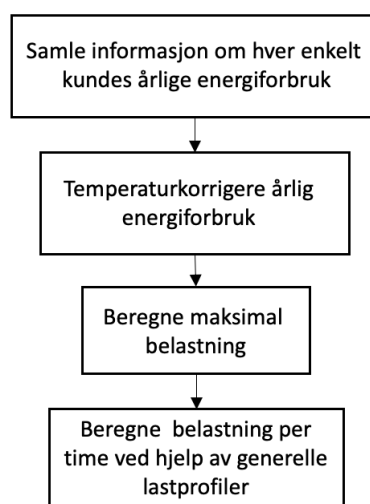
Det neste steget innebærer å etablere hvilke alternativer som skal vurderes. Å beholde eksisterende nett vil være en referanse for vurderingen. Det gjennomføres tekniske analyser for de utarbeidede alternativene som utgjør sammenligningsgrunnlaget. Eksempelvis gjennomføres lastflytanalyser, kortslutningsanalyser, pålitelighetsanalyser, risikoanalyser,

spenningskvalitetsanalyser og dynamiske analyser. Hvis analysene ikke overholder de kravene som er satt, vil alternativene forkastes eller modifiseres. [14]

Dersom de tekniske analysene overholder kravene vil det gjennomføres en kostnadsvurdering. Herunder vil investerings-, taps-, miljø-, avbrudds-, drifts- og vedlikeholdskostnader bli tatt i betraktning for de ulike utarbeidede alternativene. Alternativene med de minste totale kostnadene vil bli tatt med til en slutfase, hvor siste og avgjørende beslutninger tas. Kostnader i distribusjonsnettets vil bli beskrevet ytterligere i Kapittel 3.4. [14]

3.3 Estimering av last i dagens distribusjonsnett

Ved planlegging av distribusjonsnettets er det essensielt å avdekke maksimal belastning per kunde eller kundemasse. Dette kapitlet tar for seg de ulike stegene i flytskjemaet i Figur 3.6. Nettselskapene samler informasjon om kundenes årlige energiforbruk ved hjelp av manuell avlesning en eller tolv ganger i året. Videre blir det årlige energiforbruket temperaturkorrigert. Det årlige temperaturkorrigerede energiforbruket blir så regnet om til maksimal belastning, ved hjelp av brukstid eller Velanders formel. Deretter vil generelle lastprofiler for ulike kundegrupper bli benyttet for å estimere belastning per time. Temperaturkorrigerende av det årlige energiforbruket og beregning av maksimal belastning ved hjelp av Velanders formel vil ikke gjennomføres i oppgaven, men anses som viktig bakgrunnsinformasjon. For estimering av last i distribusjonsnettets er sammenlagring et viktig aspekt som vil bli beskrevet i Kapittel 3.3.4. [9]



Figur 3.6: Flytskjema for estimering av last i distribusjonsnettets. Inspirert av [9].

3.3.1 Temperaturkorrigering

I Norge er det store variasjoner i lufttemperaturen, som påvirker energiforbruket. Kalde vintre fører til økt energiforbruk og et lavere energiforbruk vil oppstå om sommeren. Temperaturvariasjoner mellom ulike år kan føre til en stor spredning i det årlige energiforbruket. Temperaturkorrigering er derfor viktig for å sikre at temperaturvariasjonene i det målte år ikke er utenom normalen. Likning 3.1 beskriver en metode for temperaturkorrigering av årlig energiforbruk. [15]

$$W_{\text{temp.korr.}} = W_{\text{målt}} \cdot \left(\text{Andel}_{\text{temp.avh}} \cdot \frac{GDT_{\text{normalår}}}{GDT_{\text{målt år}}} + \text{Andel}_{\text{temp.uavh}} \right) \quad (3.1)$$

Hvor

- $W_{\text{temp.korr.}}$ = årlig temperaturkorrigert energiforbruk
- $W_{\text{målt}}$ = målt energiforbruk i aktuelt år
- $\text{Andel}_{\text{temp.avh}}$ = temperaturavhengig andel av forbruket
- $\text{Andel}_{\text{temp.uavh.}}$ = temperaturuavhengig andel av forbruket (= 1 - temperaturavhengig andel av forbruket)
- $GDT_{\text{normalår}}$ = graddagstall i et normalår (siste 30-års periode)
- $GDT_{\text{målt år}}$ = graddagstall i det aktuelle år

Elektrisitet til oppvarming står for den største delen av elektrisitetsforbruket til en norsk husholdning og anses å være temperaturavhengig. Forbruk knyttet til lysbruk og matlaging er eksempler på forbruk som i husholdningen utgjør en temperaturuavhengig andel. [9]

Den temperaturavhengige andelen av forbruket vil være varierende for ulike kunder. Tabell 3.1 viser en oversikt over temperaturavhengig andel for ulike kunder. Tabellen er hentet fra NVEs veileder for Lokale energiutredninger, som er basert på Enovas byggstatistikk. [15]

Tabell 3.1: Temperaturavhengig andel for ulike kunder. [15]

Kunde	Temperaturavhengig andel
Husholdning	0,55
Tjenesteytende sektor	0,5
Primærnæring	0,5
Industri	0
Produksjon av fjernvarme	1,0

For å beregne temperaturkorrigert energiforbruk for en husholdning i Stavanger med et årlig energiforbruk på 20 000 kWh i 2018, må et graddagstall for 2018 bli funnet. Graddagstallet for 2018 i Stavanger er 3155. Graddagstallet for et normalt år er gjennomsnittet av graddagstallene i siste 30-års periode. Graddagstallet for et normalt år, i perioden mellom 1981 og 2010, er 3452. De ovennevnte graddagstallene er funnet i Enovas oversikt over graddagstall [16].

$$W_{temp.korr} = 20000\text{kWh} \cdot (0,55 \cdot \frac{3452}{3155} + 0,45) = 21035\text{kWh}$$

3.3.2 Beregning av maksimal belastning

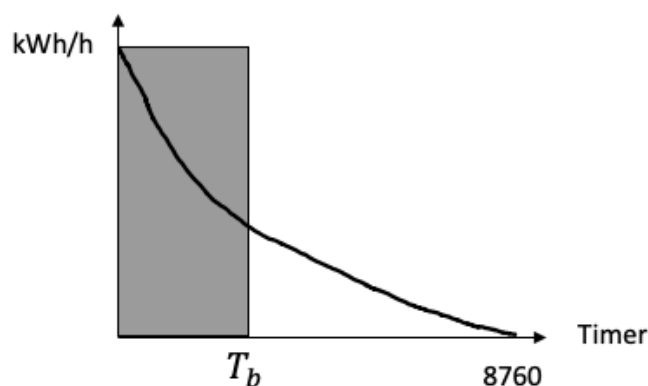
Basert på informasjon om type kunde og årlig temperaturkorrigert energiforbruk, kan maksimal belastning for hver enkelt kunde eller kundemasse beregnes. For å beregne årlig maksimal belastning, kan to metoder benyttes. Enten beregning ved hjelp av brukstid for maksimal belastning eller beregning ved hjelp av Velanders formel.

Brukstid

Brukstid for maksimal belastning varierer for ulike kunder. Maksimal belastning kan beregnes ut i fra Likning 3.2. T_b er brukstid for maksimal belastning gitt i timer, $W_{\text{årlig}}$ er det årlige energiforbruket gitt i kWh, og P_{maks} er maksimal belastning gitt i kWh/h. [17]

$$P_{\text{maks}} = \frac{W_{\text{årlig}}}{T_b} \quad (3.2)$$

Figur 3.7 illustrerer brukstid for maksimal belastning. Grafen viser varighetskurven for året. Arealet under varighetskurven representerer det årlige energiforbruket. Arealet av det skraverte rektanglet representerer det samme årlige energiforbruket, men med maksimal belastning i løpet av brukstiden. En brukstid på 8760 timer tilsvarer maksimal belastning alle timene i året. [17]



Figur 3.7: Eksempel på varighetskurve for last for et år, samt brukstid for maksimal belastning. Inspirert av [17].

Velanders formel

Velanders formel er den andre metoden som kan benyttes for å beregne maksimal belastning, vist i Likning 3.3. Denne metoden for beregning av maksimal belastning er best egnet for en homogen kundemasse. Konstantene k_1 og k_2 gjelder for en bestemt type kunde og må fastslås ved hjelp av målinger. [18]

$$P_{\text{maks}} = k_1 \cdot W_{\text{årlig}} + k_2 \cdot \sqrt{W_{\text{årlig}}} \quad (3.3)$$

Velanders formel antar at kundemassen er homogen som for eksempel at den kun består av husholdninger. Dette vil sjeldent være tilfelle i praksis. I tillegg vil konstantene være begrenset for gitte geografiske områder. Tabell 3.2 viser konstantene som blir benyttet for østlandsklima. Det er i tillegg vist brukstid per kunde og sammenlagret brukstid. Sammenlagring blir beskrevet nærmere i Kapittel 3.3.4. [18]

Tabell 3.2: Velanderkonstanter og brukstid for ulike kunder, gjelder for østlandsklima. [18]

Kundetype	k_1	k_2	Brukstid enkeltkunde	Sammenlagret brukstid
Eneboliger	0,000237	0,0119	3200	4200
Rekkehus	0,000235	0,0116	3100	4250
Blokkleiligheter	0,000264	0,0140	2150	3900
Kontor	0,000270	0,0668	3000	3700
Skoler	0,000410	0,1750	1600	2350
Varehandel	0,000273	0,0655	2900	3650
Helse	0,000263	0,0790	3000	3800
Hotell	0,000233	0,0630	3600	4300

Ved beregning av maksimal belastning for en heterogen kundemasse, som er betraktet i oppgaven, kan beregningsverktøyet Useload benyttes. Programmet er utviklet av SINTEF Energi, og tar for seg ulike sannsynlighetsteorier for beregning av maksimal belastning for en heterogen kundemasse. Programmet er ikke benyttet i oppgaven. [19]

3.3.3 Generelle lastprofiler

Ved hjelp av generelle lastprofiler for ulike kundegrupper, kan forventet belastning per time beregnes. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i generelle lastprofiler hentet fra *FASIT kravspesifikasjon* [2]. Med utgangspunkt i SINTEF Energis belastningsdatabase ble det på slutten av 1990-tallet utviklet generelle lastprofiler. De generelle lastprofilene blir i utgangspunktet benyttet i forbindelse med avbrudd, for å kunne beregne forventet last på avbruddstidspunktet samt i hele avbruddsintervallet. I denne oppgaven er disse lastprofilene benyttet for å beregne forventet belastning per time. Det eksisterer generelle lastprofiler for følgende 11 kundegrupper: [2]

- Jordbruk
- Husholdning
- Industri-1
- Industri-2
- Industri-3
- Varehandel
- Kontor
- Hotell
- Skole
- Helse og sosial
- Elkjel

Tabell 3.3 viser en oversikt over de generelle lastprofilenes oppbygging, komprimert fra *FASIT kravspesifikasjon* [2]. Hver lastprofil består av en temperaturavhengig parameter, A , og en temperatuurvhengig parameter, B , for hver time for de ulike kriteriene høylast, lavlast, hverdag og helg. Disse parametrene er beregnet ved hjelp av regresjonsanalyse av en rekke forbruksdata for de ulike kundegruppene nevnt ovenfor. De 11 generelle lastprofilene er vist i Vedlegg B. [2]

Tabell 3.3: Beskrivelse av lastprofil. Inspirert av [2].

Opplysning	Merknad
Navn	Navn på lastprofil (for eksempel husholdning)
Måned	Måned lastprofilet gjelder for: høylast (januar, februar og desember) lavlast (mars til og med november)
Dag	Ukedag lastprofilet gjelder for: hverdag (mandag, tirsdag, onsdag, torsdag, fredag) helg (lørdag, søndag og bevegelige helligdager)
Time	Hvilket timenummer lastprofilparametrene gjelder for. Verdiene i lastprofilene angir gjennomsnittsverdien for den aktuelle timen. Kolonne "01" angir gjennomsnittsverdien for timen fra og med kl. 00.00 til kl.01.00.
A B	Hver lastprofil består av en temperaturavhengig parameter A [$kWh/h \cdot ^\circ C$] og en temperatuavhengig parameter [kWh/h]
Lastprofilparameter	Tabellen inneholder 24 kolonner (en for hver time) og to rader (for konstantene A og B) med lastdata med 3 siffer etter komma.

Som vist i tabellen vil hver parameter i de generelle lastprofilene angi gjennomsnittsverdiene for den aktuelle timen. Belastning per time vil da være oppgitt i kWh/h. For å beregne belastning i en vilkårlig time, P_h , kan Likning 3.4 benyttes. [2]

$$P_h = (A_{K,d,h} \cdot T_{ud} + B_{K,d,h}) \cdot \frac{W}{W_N} \quad (3.4)$$

Hvor

- $A_{K,d,h}$ konstant for aktuell lastprofil, døgnprofil og time [$kWh/(h \cdot ^\circ C)$]
- T_{ud} døgnmiddeltemperatur for aktuelt døgn for lokal temperaturserie [$^\circ C$]
- $B_{K,d,h}$ konstant for aktuell lastprofil, døgnprofil og time [kWh/h]
- $\frac{W}{W_N}$ forholdet mellom kundens energiforbruk og lastprofilets energiforbruk
- W energiforbruk siste måleperiode for aktuell kunde [kWh]
- W_N beregnet energiforbruk for det generelle lastprofilet med lokal temperaturserie for siste måleperiode [kWh]

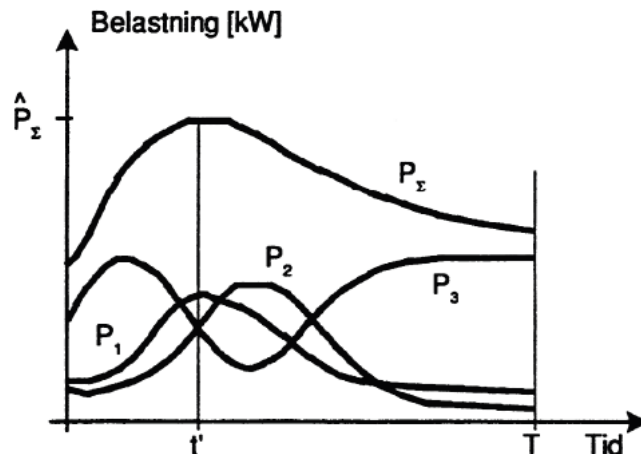
En måleperiode vil for eksempel strekke seg over et år. Energiforbruket for måleperioden, W , vil tilsvare energiforbruket for en aktuell kunde. Beregnet energiforbruk, W_N , beregnes ved hjelp av Likning 3.5 for den aktuelle kundegruppen. Et eksempel for bereg-

ning av W_N for kundegruppen *kontor*, er vist i Kapittel 6.1.4. I tillegg til temperaturavhengige konstanter og temperaturuavhengige konstanter, skal en lokal temperaturserie for måleperioden benyttes. Dette vil si at beregningene blir tilpasset temperaturene i måleperioden. Det er døgnmiddeltemperaturer som benyttes i beregningene. Hvis måleperioden strekker seg over et år, vil n i likningen tilsvare 365 dager. [2]

$$W_N = \sum_{d=1}^n \sum_{h=1}^{24} (A_{K,d,h} \cdot T_{ud} + B_{K,d,h}) \quad (3.5)$$

3.3.4 Sammenlagring

Ved dimensjonering av kraftnettet er det nødvendig å vite hvor stor andel hver enkelt last bidrar til den resulterende belastningen på alle nettnivå. Kraftnettet er bygget opp av ulike knutepunkter. Et knutepunkt kan for eksempel være en nettstasjon eller transformatorstasjon. Hver enkelt last bidrar til en samlet maksimal belastning i knutepunktet, som vist i Figur 3.8. Tidspunktet t' i figuren viser tidspunktet for sammenlagret maksimal belastning. [18]



Figur 3.8: Illustrasjon av belastningsvariasjoner i nettet.[18]

Av figuren kommer det frem at hver enkelt last har ulike belastningsvariasjoner, representert ved P_1 , P_2 og P_3 . Likning 3.6 beskriver hvordan sammenlagret maksimal belastning beregnes, hvor s_i er samtidighetsfaktoren for last i . [18]

$$\hat{P}_{total} = s_1 \cdot \hat{P}_1 + s_2 \cdot \hat{P}_2 \dots s_n \cdot \hat{P}_n = \sum_{i=1}^n s_i \cdot \hat{P}_i \quad (3.6)$$

Samtidigheidsfaktoren kan beregnes ut i fra Likning 3.7. Samtidigheidsfaktoren representerer forholdet mellom lastens belastning i det tidspunktet sammenlagret maksimal belastning inntreffer, $P_i(t')$, og lastens maksimale belastning \hat{P}_i . [18]

$$s_i = \frac{P_i(t')}{\hat{P}_i} \quad (3.7)$$

En samtidigheidsfaktor lik 1,0, betyr at lasten under knutepunktet har maksimal belastning i samme tidspunkt som knutepunktet har maksimal belastning. [18]

3.4 Kostnader

Ved planlegging av kraftnettet, vil det i slutfasen bli tatt en økonomisk vurdering av de ulike alternativene for hele analyseperioden. Dette er tidligere beskrevet i Kapittel 3.2. Summen av følgende kostnadselementer skal minimeres: [20]

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Tapkostnader
- Avbruddskostnader
- Flaskehalskostnader

I oppgaven vil kun tapkostnader tas i betraktning. Kostnader som påløper i analyseperioden knyttet til differansen mellom produksjon og uttak av energi/effekt omtales som tapkostnader eller kostnader av elektriske tap. Ved dimensjonering av kraftnettet er kostnader av elektriske tap en sentral parameter. Energitapene i det norske kraftsystemet utgjør omtrent 8 % av årlig kraftproduksjon, og effekttapene ved maksimal belastning utgjør omtrent 15 % av produsert effekt. Det er derfor viktig å gjøre en grundig beregning på elektriske tap for ulike komponenter i kraftnettet i analyseperioden. [21]

Kostnad av tap for et år, kan beregnes ved hjelp av Likning 3.8. [21]

$$K_{tap} = k_{pekv} \cdot \Delta P_{maks} \quad (3.8)$$

Hvor

- K_{tap} er kostnad av tap [kr/år]
- k_{pekv} er ekvivalent tapskostnad referert til tapenes årsmaksimum [kr/kW år]
- ΔP_{maks} er maksimalt effekttap [kW]

Videre kan den ekvivalente tapskostnad, referert til tapenes årsmaksimum, beregnes ved hjelp av Likning 3.9. [21]

$$k_{pekv} = k_p + k_{wekv} \cdot T_t \quad (3.9)$$

Hvor

- k_p er kostnad av maksimale effekttap [kr/kW år]
- k_{wekv} er ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh]
- T_t er brukstid for tap [timer/år]

Brukstid for tap kan finnes ved hjelp av årlig energitap og tap ved maksimal effekt, vist i Likning 3.10. Brukstid for tap er et uttrykk for hvor lenge maksimalt effekttap, eller tunglasttapene, må vare for at tapsenergien er lik de årlige energitapene. [21]

$$T_t = \frac{\Delta W_{\text{årlig}}}{\Delta P_{\text{maks}}} \quad (3.10)$$

4 Fremtidens distribusjonsnett

Som tidligere beskrevet i Kapittel 3.3, har nettselskapene frem til i dag hatt begrenset informasjon om belastningsvariasjoner i distribusjonsnett. Dette kapitlet vil ta for seg ulike funksjoner som nettselskapene kan dra nytte av ved innføring av smarte nettstasjoner og AMS.

4.1 Smarte nettstasjoner

En smart nettstasjon er i denne oppgaven definert som en nettstasjon med muligheter for blant annet sanntidsovervåkning av komponentene. Nettselskapene i dagens distribusjonsnett har svært lite automatisk overvåkning på nettstasjonsnivå, og dermed lite kommunikasjon med nettstasjonene. I forbindelse med fullskala utrulling av AMS hos kunder i Norge, som blir beskrevet i Kapittel 4.2, vil det også åpnes muligheter for overvåkning av nettstasjoner. Dette gir muligheter for økt informasjon om belastningen i distribusjonsnett på et aggregert nivå, sett i forhold til AMS hos kunder. Det vil gi sanntidsinformasjon om forbruket fra nettstasjonen for en gitt kundemasse, slik at nettselskapene får en bedre oversikt over faktisk belastning i nettet. Videre vil overvåkning av nettstasjoner kunne gi informasjon om belastningsgraden av transformatorene i nettstasjonene. Dette kan være med på å drifte nettet mer optimalt, ved å utnytte kapasiteten i transformatorene bedre. Det kan også føre til at overbelastning av transformatorene blir unngått. Overbelastning av transformatorer kan føre til redusert levetid og i verste fall havari. [10]

Overvåkning av nettstasjoner kan tilføre nettselskapene mer enn sanntidsovervåkning av forbruk. Overvåkning av vern og kortslutningsindikatorer i nettstasjonene kan gi nettselskapene en bedre oversikt over tilstanden til nettstasjonene. Samtidig vil overvåkning av dørene i nettstasjonene føre til at nettselskapet har kontroll på hvem som har tilgang til nettstasjonene. Videre vil overvåkning av jordfeil i nettstasjonen gjøre det enklere for nettselskapet å få bedre kontroll og raskere utbedring ved en eventuell jordfeil. Jordfeilvarsling i dag praktiseres i stor grad av manuell kontroll eller ved rapportering av problemer i distribusjonsnett. I tillegg vil kontinuerlig overvåkning av temperatur i nettstasjonene, både i rommet og av transformator, føre til at nettselskapet kan få en oversikt over tilstanden til transformatoren og nettstasjonen. Både høy belastning av transformatoren og blokkering av ventilasjonkanaler i nettstasjonen vil føre til økt temperatur. Smarte nettstasjoner kan også bli utstyrt med kontinuerlig overvåkning av vann og fukt. Uønskede mengder vann og fukt kan i verste fall kan føre til avbrudd i underliggende nett og øde-

leggelse av elektriske komponenter i nettstasjonen. Videre vil registrering av avbrudd i nettstasjonene være et hjelpemiddel for nettselskapene ved avbruddsregistrering i FASIT (Feil og AvbruddsStatistikk i Totalsystemet), og ved beregning av KILE (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi). Ved å knytte avbrudd opp mot hendelser i nettstasjonen vil det kunne åpne muligheter for enklere identifisering av feil og avbrudd. Til slutt vil overvåkning av spenningskvaliteten i nettstasjoner være med på å gi grunnlag for å iverksette preventive tiltak og investeringer som sørger for at spenningskvaliteten i nettet blir opprettholdt. [10]

4.2 AMS

AMS er forkortelsen for avanserte måle- og styringssystemer. Innen 1. januar 2019 skulle utrulling av AMS for alle kunder i Norge vært gjennomført. Per 16. mai 2019 er det fortsatt 3% av kundene i Norge som mangler installasjon av AMS [22]. AMS vil gjøre det enklere for kunden å overvåke strømforbruket og kunden vil kunne følge med på tidsriktige priser. Sanntidsinformasjon om forbruket kan føre til at kunden blir motivert til å flytte forbruket sitt fra timer med høy pris til timer hvor strømmen er billigere. I *Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi* [23], er det beskrevet en rekke funksjonskrav som stilles til AMS. [24]

Noen av funksjonskravene for AMS er som følger: [23]

- Lagre måleverdier med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter.
- Kunne tilknyttes og kommunisere med andre typer målere.
- Kunne bryte og begrense effektuttaket i det enkelte målepunkt, unntatt trafomålte anlegg.
- Kunne sende og motta informasjon om kraftpriser og tariffer samt kunne overføre styrings- og jordfeilsignal.
- Registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

Innføringen av AMS vil samtidig være et viktig hjelpemiddel for nettselskapene, med tanke på mer effektiv utnyttelse av nettkapasiteten. De ovennevnte funksjonskravene for AMS gir nettselskapet muligheter til å lagre målinger av aktiv og reaktiv effekt. I følge *Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. § 6-16* [23] har nettselskapet tilgang til å lagre timesmålinger fra AMS opptil tre år.

4.3 Nytte ved bruk av ny teknologi i planlegging

En økt andel energieffektive, men effektkrevende apparater på markedet, vil påvirke spenningskvaliteten i nettet og føre til store og hurtige lastvariasjoner. Eksempler på slike apparater er elbiler, induksjonstopper og varmpumper. Dette vil føre til at kunder krever mer effekt fra nettet enn før. Samtidig vil det fremover bli en økt andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder knyttet til distribusjonsnettet, som ikke kan styres eller lagres. Eksempler er sol og vind. Utviklingen vil føre til økt behov for fleksibilitet og kan gi knapphet på overføringskapasitet i distribusjonsnettet. I dag vil behov for økt kapasitet i nettet hovedsaklig løses ved utbygging av nett, selv om kapasiteten kun er anstrengt i et fåtall timer. Fremover kan forventninger om knapphet i overføringskapasiteten håndteres ved hjelp av utkobling eller reduksjon av forbruk i timer med anstrengt kapasitet. Dette omtales som forbrukerfleksibilitet. [25]

Nøyaktige timesmålinger av forbruk fra kunder eller nettstasjoner vil gi nettselskapene sanntidsinformasjon om belastningen i distribusjonsnettet. Som beskrevet i Kapittel 3 blir lasten i nettet estimert ut fra maksimal belastning og generelle lastprofiler. Kundene blir kategorisert i ulike grupper som beskriver variasjonen for en typisk kunde. Kategoriseringen tar ikke høyde for lastvariasjoner mellom hver enkelt kunde. Dette kan resultere i en alt for høy belastning sammenlignet med faktisk forbruk, som videre kan resultere i at beslutninger tas på feil grunnlag. Nøyaktige timesmålinger kan gi nettplanleggere et bedre beslutningsgrunnlag ved investerings-, reinvesterings-, drifts- og vedlikeholdsplanlegging i distribusjonsnettet.

5 Datagrunnlag

Oppgaven tar for seg datagrunnlag innhentet fra Lyse Elnett i forbindelse med prosjektet Smarte nett Stavanger. I tillegg er det innhentet temperaturmålinger fra Meteorologisk institutt. Dette kapitlet beskriver datagrunnlaget.

5.1 Smarte nett Stavanger

Smarte nett Stavanger er ledet av Lyse Elnett som er nettselskapet til kommunene Stavanger, Sandnes, Sola, Randaberg, Finnøy, Rennesøy, Strand, Time, Gjesdal, Hjelmeland, Forsand og Kvitsøy i Sør-Rogaland. I tillegg til å ha ansvaret for distribusjonsnettene i de ovennevnte kommunene, har nettselskapet også ansvar for regionalnettet i hele Sør-Rogaland. Totalt har nettselskapet ansvaret for 21 000 kilometer med linjer og kabler. Prosjektet Smarte nett Stavanger får støtte av Enova, og vil være med på blant annet å undersøke nytteverdien av fremtidens distribusjonsnett rettet mot effektiv energibruk [26]. [27]

5.1.1 Prosjektbeskrivelse

Det er i prosjektet installert nytt anlegg fra ABB i totalt 31 nettstasjoner i Stavanger sentrum samt utvalgte steder i Sandnes. Datagrunnlaget benyttet i oppgaven er basert på kvantitative forbruksdata fra smarte nettstasjoner i nettområdet til Lyse Elnett i Stavanger sentrum. Figur 5.1 viser kart over prosjektets område i Stavanger sentrum. [26]

I forbindelse med prosjektet har det blitt satt inn nytt koblingsanlegg i alle nettstasjonene. I tillegg er det installert en andel nye transformatorer i utvalgte nettstasjoner. Også nye sensorer er installert i nettstasjonene, med formål om preventivt vedlikehold. Driftssentralen vil kunne overvåke og fjernstyre nettstasjonene. Dette vil føre til at feil kan bli oppdaget i en tidlig fase. [26]

Prosjektet vil gi muligheter for å få ut sanntidsdata av forbruk fra nettstasjonene. Analyser av blant annet effekttopper og ledig kapasitet i nettet kan føre til mer effektiv utnyttelse av nettet. Reduserte avbruddskostnader vil også være mulig ved hjelp av jordfeil- og kortslutningsindikatorer, samt fjernstyrte brytere med kommunikasjon til driftssentralen. Ved en feil i nettet vil automatisk seksjonering kunne føre til at kundene får strømmen raskere tilbake. [26]

Prosjektet hadde oppstart i 2015, og ved utgangen av 2017 var 21 nettstasjoner oppgradert med nytt måleutstyr. Parallelt med oppgraderingen av måleutstyr, blir IT-systemer klargjort for å kunne ta imot informasjon fra nettstasjonene. Prosjektet har vært i drift siden 2018. [26]



Figur 5.1: Kart over prosjektets område i Stavanger sentrum. [28]

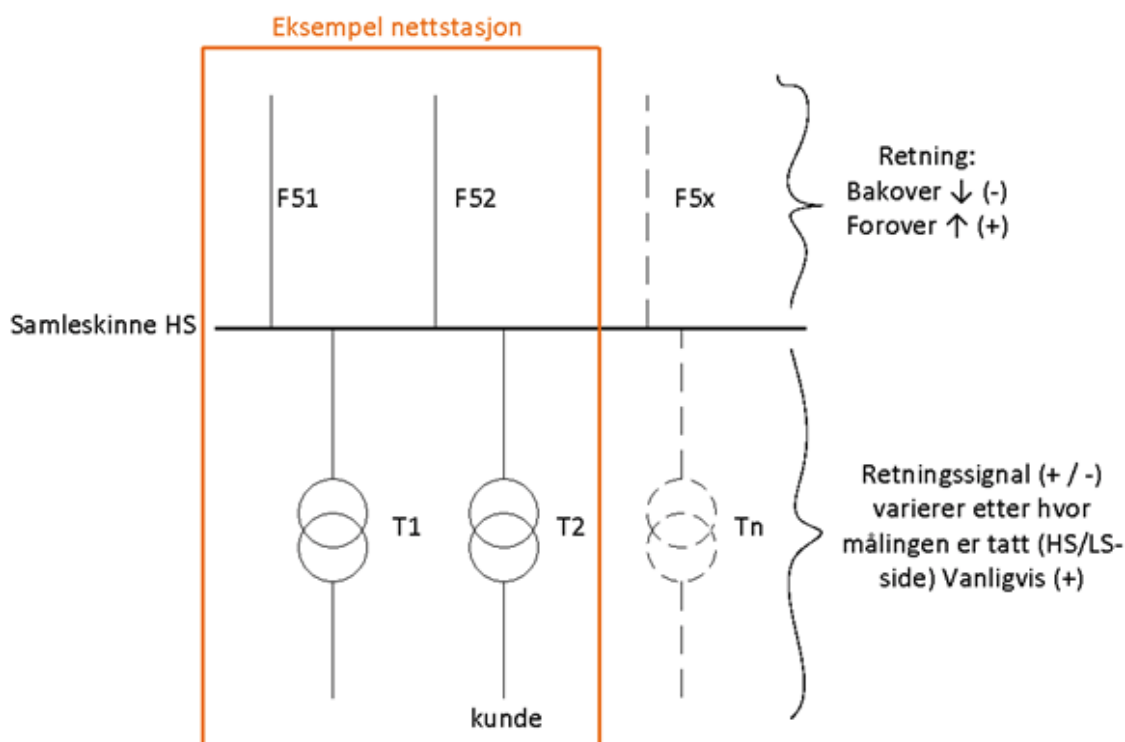
5.1.2 Måleutstyr

I prosjektet Smarte nett Stavanger er det plassert nytt måleutstyr i utvalgte nettstasjoner for overvåking og fjernstyring. Utstyret er levert av ABB, og er hovedsaklig av typen SafePlus anlegg. Disse anleggene er utstyrt med motorstyrte lastskillebrytere og effektbrytere. Kommunikasjonen mellom nettstasjon og SCADA systemet til Lyse Elnett går via et sikret fibernett. Det er benyttet nettanalysatorer av typen CVM-C10 og CVM-mini, som kommuniserer med modbus, for overvåking av lavspenningene i transformatorne. På høyspenningene i transformatorene er ComPass B benyttet for overvåking.

Hvilke målinger som er tilgjengelig fra nettstasjonene blir beskrevet i Kapittel 5.1.3. I samtale med nettselskapet [29], er det gitt opplysninger om at datagrunnlaget fra smarte nettstasjoner sannsynligvis kan lagres i nettselskapets database i ti år. [30]

5.1.3 Nettstasjon

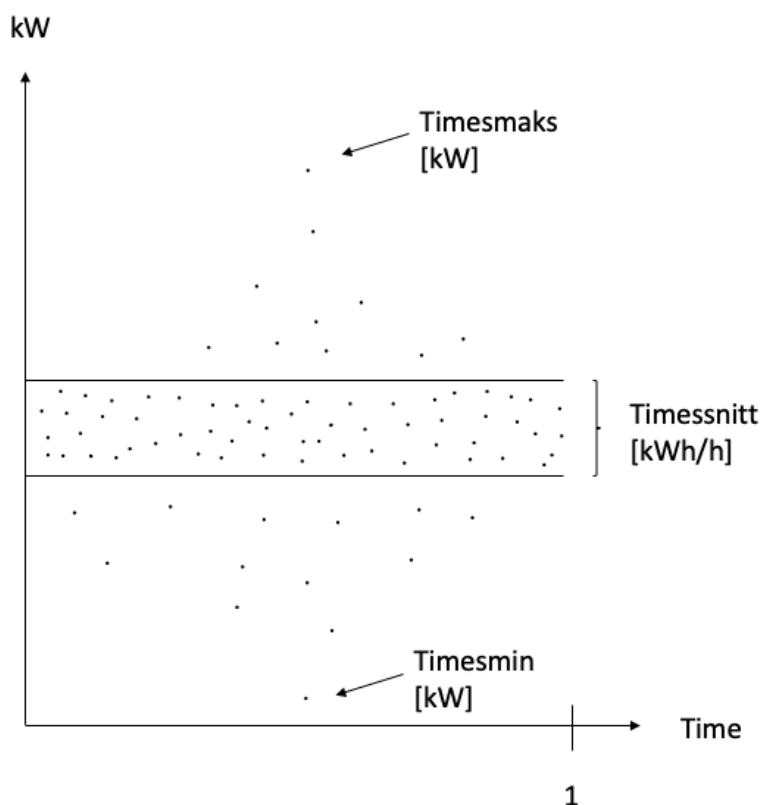
En nettstasjon består av en eller flere transformatorer, lastskillebrytere og/eller effektbrytere. Figur 5.2 viser en prinsippskisse av en nettstasjon. Det er illustrert to høyspentav ganger, F51 og F52, som felles forsyner en samleskinne. Fra samleskinnen går forsyningen videre til to transformatorer, T1 og T2. Her blir spenningen transformert fra 22 kV eller 11 kV til 400 V eller 230 V. Datagrunnlaget består av målinger på både høyspent- og lavspenningene av transformatoren i 2018. Det er forbruksmålinger på lavspenning som er benyttet i oppgaven. Det ble det gitt tilgang på målinger fra totalt 12 nettstasjoner, hvor 4 av nettstasjonene hadde to transformatorer. Dette utgjør i alt 16 lavspenningene. Hver enkelt lavspenning vil videre i oppgaven omtales som en enkelt nettstasjon.



Figur 5.2: Oppbygging av en nettstasjon. [29]

Målinger fra nettstasjonene

For hver lavspent- eller høyspentavgang i nettstasjonene ble det gitt målinger av strøm, spenning, aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt samt temperatur i nettstasjonen og i transformatoren. For alle parametrene utenom temperatur, ble det gitt *timesnitt*, *timesmaks* og *timesmin* målinger. Temperatur ble kun oppgitt som *timesnitt* måling. I samtale med nettselskapet [29] ble det gitt opplysninger om hvordan målingene har blitt registrert. Innenfor hver time er det utført sekundmålinger av de ulike parametrene nevnt ovenfor. Disse sekundmålingene danner en øvre og nedre grense for den respektive timen. Ligger målingene innenfor den øvre og den nedre grensen, blir det registrert et *timesnitt*. Den målingen som ligger lengst fra den øvre grensen blir registrert som *timesmaks*. Den målingen som ligger lengst fra den nedre grensen blir registrert som *timesmin*. Prinsippet er illustrert for aktiv effekt i Figur 5.3, hvor hver sekundmåling er markert av en sort prikk. Dette kun er en illustrasjon og det vil ikke være 3600 punkter markert i figuren. *Timesnitt* målingen blir registrert som et gjennomsnitt over timen og har benevnningen kWh/h, men både *timesmaks* og *timesmin* er absolutte verdier og har benevnningen kW.



Figur 5.3: Prinsippskisse av registrering av målingene i nettstasjonene.

Videre er det tatt et utdrag av målingene som er registrert på lavspentsiden av transformatoren fra en tilfeldig nettstasjon i, vist i Tabell 5.1. Her er det oversikt over både *timessnitt*, *timesmaks* og *timesmin* målingene som er registrert i time 1, 01.01.2018. Benevningen for *timessnitt* er oppgitt i h/h, i henhold til Figur 5.3. Benevningene for både *timesmaks* og *timesmin* er oppgitt som en absoluttverdi. Det er registrert målinger av aktiv, reaktiv (både induktiv og kapasitiv) og tilsynelatende effekt. Det er registrert spenninger mellom alle faser, både fase-fase og fase-nøytral. I tillegg er det registrert målinger av linjestrømmer. Tilsvarende målinger er registrert på høyspentavgangene i transformatoren. Temperaturmålingen i rommet i den respektive timen er $14,46\text{ }^{\circ}\text{C}$, og på lavspentsiden av transformatoren $23,25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Det er *timessnitt* målinger og *timesmaks* målinger av forbruk som er benyttet i oppgaven.

Tabell 5.1: Målinger i en tilfeldig nettstasjon på lavspentsiden av transformatoren i time 1, 01.01.2018.

Parameter	Timessnitt	Benevning	Timesmaks	Timesmin	Benevning
Aktiv effekt	77,463	kWh/h	120,000	60,800	kW
Tilsynelatende effekt	78,956	kVAh/h	123,600	63,200	kVA
Reaktiv effekt kapasitiv	0,464	kVArh/h	3,200	0,000	kVAr
Reaktiv effekt induktiv	11,997	kVArh/h	36,000	8,000	kVAr
Spenning (L1-L2)	241,189	Vh/h	242,200	239,900	V
Spenning (L1-N)	134,513	Vh/h	135,100	133,900	V
Spenning (L2-L3)	240,948	Vh/h	242,000	239,600	V
Spenning (L2-N)	134,952	Vh/h	135,600	134,300	V
Spenning (L3-L1)	240,737	Vh/h	241,800	239,700	V
Spenning (L3-N)	148,198	Vh/h	149,000	147,700	V
Strøm L1	173,658	Ah/h	289,200	125,600	A
Strøm L2	195,633	Ah/h	322,000	147,600	A
Strøm L3	196,698	Ah/h	299,600	156,000	A

5.1.4 Kundeinformasjon

Kundene er delt inn i 38 ulike grupper med en tilhørende forbrukskode. En liste over de ulike sluttbrukergruppene med tilhørende forbrukskode finnes i Vedlegg A. Under hver nettstasjon ble det gitt opplysninger om antall kunder, samt årlig estimert energiforbruk og årlig historisk energiforbruk per kunde. Et eksempel på hvilken informasjon som ble oppgitt per kunde er vist i Tabell 5.2.

Tabell 5.2: Oversikt over hvilken kundeinformasjon som ble gitt per kunde. Energiforbruk er oppgitt i kWh. Driftsspenningen er oppgitt i V. P_{normal} , P_{maks} , P_{min} er oppgitt i kW.

Kunde nr.	Forbrukskode	Estimert energiforbruk	Historisk energiforbruk	NS-ID	Driftsspennning	P_{normal}	P_{maks}	P_{min}
1	33	138 325	296 935	X	230	97,7	145,4	8,6

Første kolonne angir nummer på kunden i nettstasjonen. Videre angir forbrukskoden hvilken sluttbrukergruppe kunden tilhører. Estimert energiforbruk og historisk energiforbruk, er basert på beregningsmetoder fra POWEL. I samtale med nettselskapet [29], viste det seg at nettselskapet var lite opplyst om beregningsmetodene. Det er derfor valgt å ta utgangspunkt i estimert energiforbruk per kunde. I tabellen angir NS-ID hvilken nettstasjon kunden tilhører og er satt til X i tabellen for å bevare kundens anonymitet. Videre angir driftsspenningen 230 V eller 400 V. P_{normal} , P_{maks} , P_{min} per kunde er oppgitt i kW og er ikke tatt med videre i oppgaven.

For noen nettstasjoner ble det også oppgitt felt i nettstasjon. Dette angir hvilken lavspenning kunden tilhører, hvis det eksisterer flere. Dette vil være indikert med T1 eller T2. Per transformator er det også angitt transformatorytelse.

5.2 Meteorologiske data

Informasjon om lufttemperaturen i området er innhentet fra Meteorologisk institutt [31]. Temperaturene er oppgitt som middeltemperatur (TAM), minimumstemperatur (TAN) og maksimumstemperatur (TAX) per døgn eller middeltemperatur (TAM) per time. Datagrunnlaget fra Meteorologisk institutt er hentet fra målestasjonen Stavanger - Våland (44640), som antas å være nærmeste værstasjon i forhold til nettstasjonenes plassering. Tabell 5.3 viser et utdrag av lufttemperaturene 01.01.2018 for værstasjonen. Det er ikke registrert minimums- eller maksimumstemperatur per time.

Tabell 5.3: Et utdrag av lufttemperaturer for Stavanger 01.01.2018. Det er vist middel-, minimums- og maksimumstemperatur for døgnet samt middeltemperaturer for de første timene. [31]

Dato	Time	TAM [$^{\circ}C$]	TAN [$^{\circ}C$]	TAX [$^{\circ}C$]
01.01.2018		4,7	3,4	6,2
01.01.2018	1	5,8	-	-
01.01.2018	2	5,6	-	-
01.01.2018	3	5,5	-	-
01.01.2018	4	6,0	-	-

6 Sammenligning av forbruksprofiler

I hvilken grad sammenfaller beregnet forbruk basert på de generelle lastprofilene med det målte forbruket fra nettstasjonene?

Dette kapitlet presenterer en sammenligning av timesforbruk basert på målinger fra ulike nettstasjoner og beregnet timesforbruk basert på generelle lastprofiler på kundenivå. Beregnet forbruk basert på de generelle lastprofilene er tilpasset temperaturene i 2018, derfor vil ikke forbruksmålingene fra nettstasjonene være temperaturkorrigert. Kapitlet starter med en gjennomgang av metoden benyttet for analysen. Deretter følger en sammenligning av forbruksprofiler fra målingene og forbruksprofiler fra beregningene. Til slutt vil resultatene bli diskutert.

6.1 Metode

6.1.1 Deskriptiv statistikk

For å beskrive forbrukets variasjoner over ulike perioder er det hovedsakelig benyttet gjennomsnittsberegninger av forbruket. Likning 6.1 viser hvordan gjennomsnittet er beregnet for hver time eller dag. For å se på avvikene i gjennomsnittet, er det benyttet formler for varians og standardavvik vist i henholdsvis Likning 6.2 og 6.3.

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (6.1)$$

$$Var(y) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (6.2)$$

$$S_y = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (6.3)$$

I formelene er y_i forbruket i tidspunkt i , \bar{y} er forbrukets gjennomsnitt over en periode og n er antall verdier i perioden det undersøkes. Variansen defineres som de gjennomsnittlige avvikskvadratene. Standardavviket beregnes ved kvadratroten av variansen, og er et uttrykk for lengden av kantlinjene til avvikskvadratene. Standardavviket er benyttet for å vise spredningen i forbruksmålingene fra nettstasjonene. Analysene er utført i Microsoft

Excel, hvor det er benyttet Pivottabeller for beregninger av gjennomsnitt, varians og standardavvik for ulike tidsperioder.

Lineær regresjon er benyttet for å finne en lineær sammenheng mellom forbrukmålingene, y , og temperaturmålingene, x . Formel for lineær regresjon er vist i Likning 6.4. Her er A stigningstallet til linjen, og B konstantleddet til linjen. For et sett målinger innenfor en bestemt periode vil det resultere i en temperaturavhengig konstant, A , og en temperatuavhengig konstant, B . Konstantene er tidligere beskrevet i Kapittel 3.3.3. En periode kan for eksempel være alle hverdager i høylastperioden i time 12.

$$y = A \cdot x + B \quad (6.4)$$

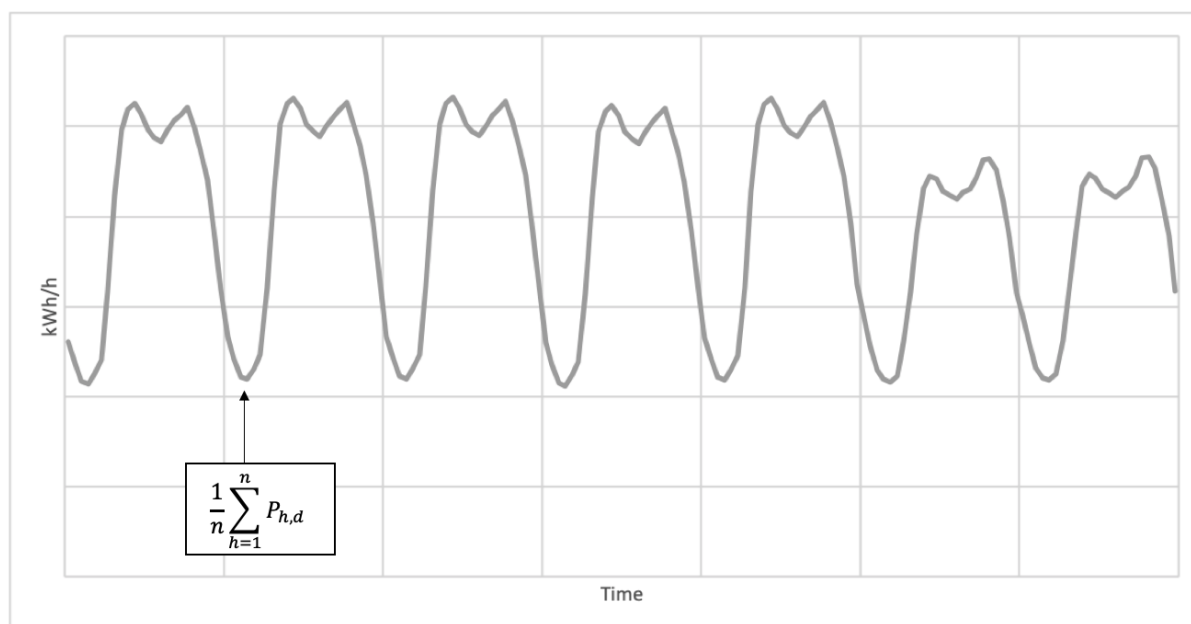
For å beskrive hvor godt den lineære regresjonen modellerer forholdet mellom temperaturmålingene og forbruksmålingene er det benyttet en korrelasjonsfaktor, R . Korrelasjonsfaktoren er beregnet ut i fra Likning 6.5. Hvor x_i er temperaturmåling i tidspunkt i , \bar{x} er gjennomsnittlig temperaturmåling i perioden det undersøkes. Videre er y_i forbruksmåling i tidspunkt i og \bar{y} er gjennomsnittlig forbruksmåling i perioden det undersøkes. [32]

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 (\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2)}} \quad (6.5)$$

Det er valgt å beskrive den lineære modellen ut i fra R^2 , som er kvadratet av R . R^2 er andelen av variansen i forbruksmålingene, y , som kan tilskrives variansen i temperaturmålingene, x . R^2 gir en verdi mellom 0 og 1 (eller 0 % og 100 %). Desto nærmere R^2 er 1, desto bedre passer målingene den lineære modellen. [32]

6.1.2 Forbruksprofil

Figur 6.1 illustrerer en forbruksprofil for en uke. X-aksen i figuren representerer time i uken. Y-aksen i figuren representerer forbruket. Hver dag er delt inn av vertikale støttelinjer. Forbruksprofilene er basert på gjennomsnittsberegninger av forbruket per time over en gitt periode. For hvert punkt i grafen er det tatt gjennomsnitt over en periode, som vil si at forbruksprofilene representerer en gjennomsnittsuke. Perioden kan for eksempel være høylast (månedene januar, februar og desember) eller lavlast (månedene mars til og med november). Som et eksempel vil punktet markert i grafen representere et gjennomsnitt av forbruket, P , for alle tirsdager, d , i den aktuelle timen, h , i den aktuelle perioden det undersøkes, n .



Figur 6.1: Illustrasjon av en forbruksprofil for en gjennomsnittssuke.

Dersom det er tatt utgangspunkt i *timesnitt* målingene fra nettstasjonene, vil det gjennomsnittlige timesforbruket være oppgitt i kWh/h. Dersom det er tatt utgangspunkt i *timesmaks* målingene fra nettstasjonen, vil det gjennomsnittlige timesforbruket være oppgitt i kW. I tilfeller hvor det er sett på forbruksvariasjoner ved maksimal belastning, vil det bli presentert forbruksprofiler som rene målinger for den respektive uken.

6.1.3 Kundeinformasjon

For å studere sluttbrukergruppene og kundegruppene under nettstasjonene er det tatt utgangspunkt i årlig estimert energiforbruk, beskrevet i Kapittel 5. Nettselskapet kategoriserer kundene etter 38 ulike sluttbrukergrupper, vist i Vedlegg A. I Kapittel 3.3.3, ble det gitt en oversikt over 11 kundegrupper som benyttes for å beregne generelle lastprofiler. De ulike sluttbrukergruppene vil sammenfalle under kundegruppene i henhold til beskrivelse fra *FASIT kravspesifikasjon* [2]. Oversikt over forholdet mellom sluttbrukergruppe og kundegruppe er vist i Vedlegg A.

For å beregne hver enkelt sluttbrukergruppes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{SG}$, er Likning 6.6 benyttet. Her er $W_{SG,estimert}$ sluttbrukergruppens årlige estimerte energiforbruk, og $W_{NS,estimert}$ nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

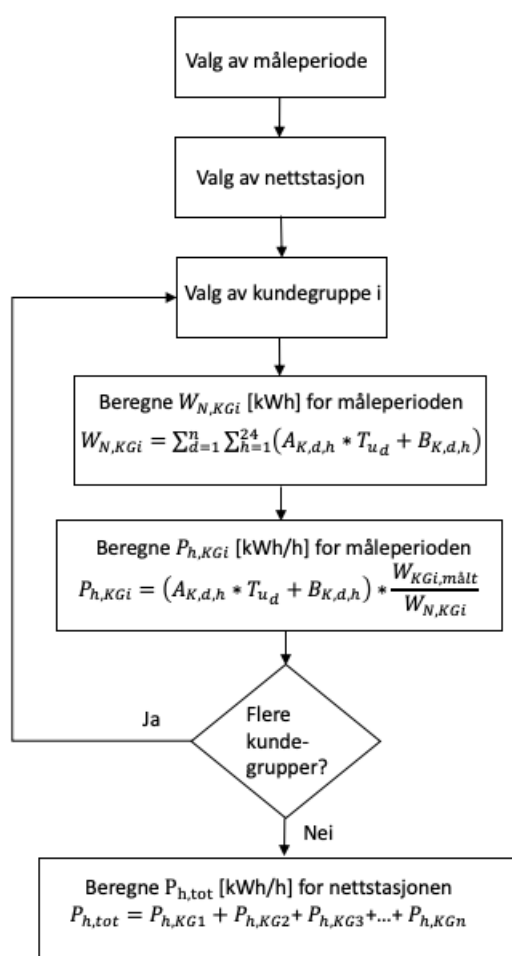
$$Andel_{SG} = \frac{W_{SG,estimert}}{W_{NS,estimert}} \quad (6.6)$$

For beregning av de ulike kundegruppenes bidrag, $Andel_{KG}$, til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk er Likning 6.7 benyttet. Her er $W_{KG,estimert}$ kundegruppens årlige estimerte energiforbruk, og $W_{NS,estimert}$ nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

$$Andel_{KG} = \frac{W_{KG,estimert}}{W_{NS,estimert}} \quad (6.7)$$

6.1.4 Beregning av forbruk basert på generelle lastprofiler

Bakgrunnen for beregningene av de generelle lastprofilene er beskrevet i Kapittel 3.3.3. Dette kapitlet vil ta for seg metodikken. Nettstasjonene har innslag av flere kundegrupper, derfor må de generelle lastprofilene aggregeres fra kundenivå til nettstasjonsnivå. Figur 6.2 viser et flytskjema for hvordan forbruket per time (oppgitt i kWh/h) for en nettstasjon er beregnet basert på generelle lastprofiler.



Figur 6.2: Flytskjema for beregning timesforbruk basert på generelle lastprofiler, aggregert fra kundenivå til nettstasjonsnivå.

Måleperioden benyttet for beregningene er 2018, som tilsvarer 8760 timer. Under hver nettstasjon finnes det n antall kundegrupper. Med utgangspunkt i en kundegruppe, i , under en nettstasjon beregnes det et årlig energiforbruk per kundegruppe, $W_{N,KGi}$. Dette beregnes ved hjelp av lokal temperaturserie og temperaturavhengige konstanter, A , og temperaturuavhengige konstanter, B , for aktuell kundegruppe. Videre beregnes det målte energiforbruket for den aktuelle kundegruppen, $W_{KGi,m\grave{a}lt}$, for måleperioden ved hjelp av Likning 6.8. Nettstasjonens målte energiforbruk, $W_{NS,m\grave{a}lt}$, for et år tilsvarer summen av 8760 forbruksmålinger basert på *timesnitt* målingene for den aktuelle nettstasjonen.

$$W_{KGi,m\grave{a}lt} = \text{Andel}_{KGi} \cdot W_{NS,m\grave{a}lt} \quad (6.8)$$

Hver nettstasjon har tilknytning til n antall kundegrupper. Forbruket per time for nettstasjonen, $P_{h,tot}$, er derfor summen av forbruk for alle kundegruppene i den respektive timen, $P_{h,KGn}$. Summen av beregnet timesforbruk for nettstasjonen for måleperioden vil tilsvare summen av forbruksmålingene per time fra nettstasjonen for måleperioden.

Eksempel

Dette eksempelet tar for seg en kundegruppe under en nettstasjon og fremgangsmåten for beregning av forbruket per time. Det er tatt utgangspunkt i kundegruppen *kontor* under en tilfeldig nettstasjon hvor måleperioden er 2018. Kundegruppens bidrag til nettstasjonens estimerte årlige energiforbruk, Andel_{kontor} , er 0,1. Ved hjelp av Likning 6.8 kan det målte energiforbruket til kundegruppen *kontor*, $W_{kontor,m\grave{a}lt}$, beregnes. Det målte energiforbruket til nettstasjonen samt for kundegruppen *kontor* i dette tilfellet er vist i Tabell 6.1.

Tabell 6.1: Målt energiforbruk for kundegruppen kontor og totalt for nettstasjonen.

Parameter	Energiforbruk [kWh]
$W_{NS,m\grave{a}lt}$	840 408
$W_{kontor,m\grave{a}lt}$	84 041

Et utdrag av den generelle lastprofilen for kundegruppen *kontor* er vist i Tabell 6.2. Den fullstendige lastprofilen er vist i Vedlegg B.

Tabell 6.2: Et utdrag av den generelle lastprofilen til kundegruppen kontor.

Periode	Dag	A/B	Time			
			1	2	3	4
Høylast	Hverdag	A	-0,846	-0,472	-0,333	0,667
Høylast	Hverdag	B	111,846	107,133	106,377	112,671
Høylast	Helg	A	-0,623	-0,206	-0,234	-0,227
Høylast	Helg	B	107,286	102,043	100,498	100,635
Lavlast	Hverdag	A	-1,271	-0,953	-0,846	-0,982
Lavlast	Hverdag	B	104,767	97,558	96,979	103,395
Lavlast	Helg	A	-1,348	-0,969	-0,962	-0,915
Lavlast	Helg	B	102,693	95,583	94,579	93,518

Videre er døgnverdier for temperaturavhengig konstant, A , og temperaturuavhengig konstant, B , beregnet ved hjelp av Likning 6.9. [2]

$$\sum_{h=1}^{24} (A_{K,d,h} \cdot T_{u,d} + B_{K,d,h}) = T_{u,d} \sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h} + \sum_{h=1}^{24} B_{K,d,h} \quad (6.9)$$

For en hverdag i høylastperioden er beregningen av døgnverdien til temperaturavhengig konstant, A , følgende:

$$\begin{aligned} \sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h} &= -0,846 - 0,472 - 0,333 + 0,667 + 1,941 + 1,612 \\ &\quad + 2,740 + 2,459 - 3,175 - 4,386 - 4,770 - 5,197 \\ &\quad - 5,173 - 5,239 - 4,945 - 4,526 - 1,359 - 0,581 \\ &\quad - 0,176 - 1,250 - 1,718 - 1,181 - 1,039 - 0,971 \\ &= -37,918 \end{aligned}$$

Videre vil døgnverdier for de andre kriteriene bli beregnet: høylast, lavlast, hverdag og helg. Totalt blir det 8 ulike døgnverdier for kundegruppen. Tabell 6.3 viser døgnverdier for temperaturavhengig konstant, A og temperaturuavhengig konstant, B , for kundegruppen kontor for de ulike kriteriene nevnt ovenfor.

Tabell 6.3: Døgnverdier for temperaturavhengig konstant, A , og temperaturuavhengig konstant, B .

Periode	Dag	$\sum A / \sum B$	Døgnverdi
Høylast	Hverdag	$\sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h}$	-37,918
Høylast	Hverdag	$\sum_{h=1}^{24} B_{K,d,h}$	4733,582
Høylast	Helg	$\sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h}$	-18,528
Høylast	Helg	$\sum_{h=1}^{24} B_{K,d,h}$	2677,787
Lavlast	Hverdag	$\sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h}$	-41,234
Lavlast	Hverdag	$\sum_{h=1}^{24} B_{K,d,h}$	4501,134
Lavlast	Helg	$\sum_{h=1}^{24} A_{K,d,h}$	-25,413
Lavlast	Helg	$\sum_{h=1}^{24} B_{K,d,h}$	2520,085

Videre kan energiforbruket per døgn beregnes, ved hjelp av Likning 6.9. Her er det innhentet en måleserie av døgnmiddeltemperaturene fra nærmeste værstasjon fra Meteorologisk institutt [31]. Summen av energiforbruket per døgn for hele måleperioden utgjør beregnet årlig energiforbruk for kundegruppen, $W_{N,kontor}$.

Tabell 6.4: Døgnverdier for beregnet energiforbruk.

Dato	Periode, dag	T_{ud} [$^{\circ}C$]	$\sum A$	$\sum B$	$\sum A \cdot T_{ud} + \sum B$ [kWh]
01.01.2018	Høylast, helg	4,7	-18,528	2677,787	2590,705
02.01.2018	Høylast, hverdag	4,2	-37,918	4733,582	4574,326
...
30.12.2018	Høylast, helg	3,9	-18,528	2677,787	2605,528
31.12.2018	Høylast, hverdag	7,8	-37,918	4733,582	4437,822
SUM					1320576

Ved hjelp av beregnet energiforbruk, $W_{N,kontor}$, kan forbruk per time for kundegruppen *kontor* beregnes. Et utdrag av beregnet forbruk de første timene i 2018 er vist i Tabell 6.5. For å beregne forbruket per time, benyttes temperaturavhengig konstant og temperaturuavhengig konstant per time for kundegruppen *kontor*, vist i Tabell 6.2.

Tabell 6.5: Beregnet forbruk for de første timene 01.01.2018 for kundegruppen *kontor*.

Time	Periode	Dag	T_{ud} [$^{\circ}C$]	A	B	$W_{N,kontor}$ [kWh]	$W_{kontor,m\ddot{a}lt}$ [kWh]	$P_{h,kontor}$ [kWh/h]
1	Høylast	Helg	4,7	-0,623	107,286	1320576	84041	6,641
2	Høylast	Helg	4,7	-0,206	102,043	1320576	84041	6,432
3	Høylast	Helg	4,7	-0,234	100,498	1320576	84041	6,326
4	Høylast	Helg	4,7	-0,227	100,635	1320576	84041	6,336

Forbruket per time beregnes for alle 8760 timene i året. Finnes det andre kundegrupper under nettstasjonen, må det beregnes nytt årlig energiforbruk, $W_{N,KGi}$, for de resterende kundegruppene. Dersom nettstasjonen består av kundegruppene *husholdning* og *kontor*, må årlig energiforbruk for husholdning beregnes, $W_{N,husholdning}$. Nettstasjonens forbruk i time, h , beregnes ved hjelp av Likning 6.10. Prosessen gjentar seg for alle timene i året.

$$P_{h,NS} = P_{h,kontor} + P_{h,husholdning} \quad (6.10)$$

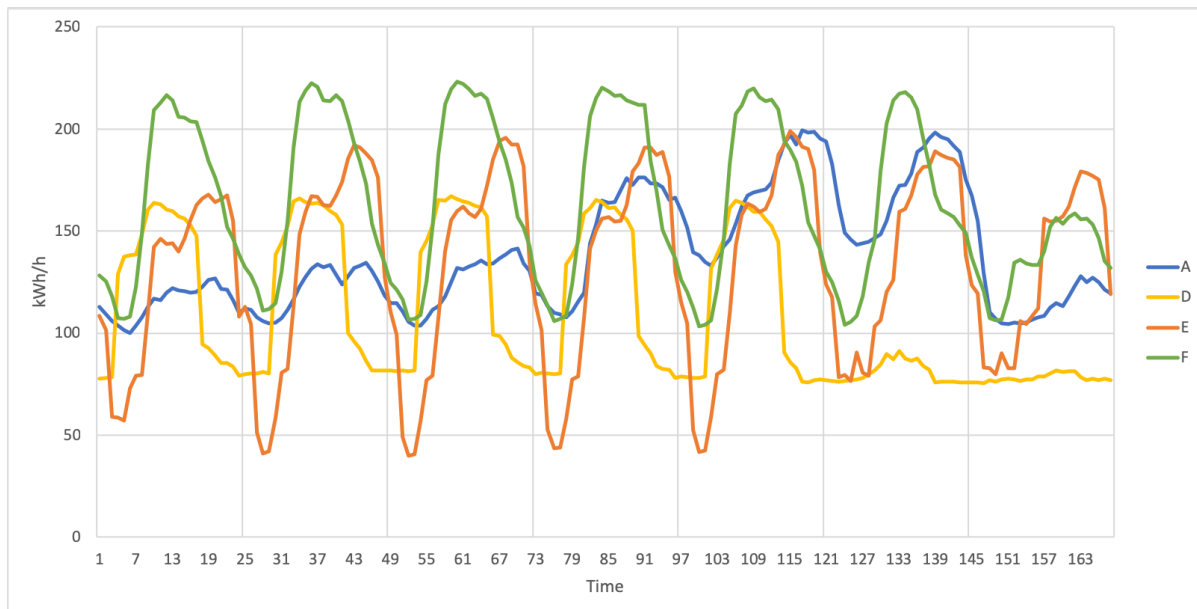
6.2 Sammenligning av forbruksprofiler fra målingene

Av totalt 16 nettstasjoner, var det 3 nettstasjoner som manglet målinger fra månedene som inngår i høylastperioden. Disse nettstasjonene ble sett bort i fra. Av de resterende 13 nettstasjonene ble det valgt å sammenligne 8 nettstasjoner. Dette var fordi de 5 siste nettstasjonene hadde lavt gjennomsnittlig timesforbruk i høylastperioden sammenlignet med de andre 8 nettstasjonene. Tabell 6.6 viser en oversikt over de ulike nettstasjonene. For hver nettstasjon er det vist dominerende sluttbrukergruppe og sluttbrukergruppens bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{SG}$. Dominerende sluttbrukergruppe er definert som den sluttbrukergruppen som står for den største delen av nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

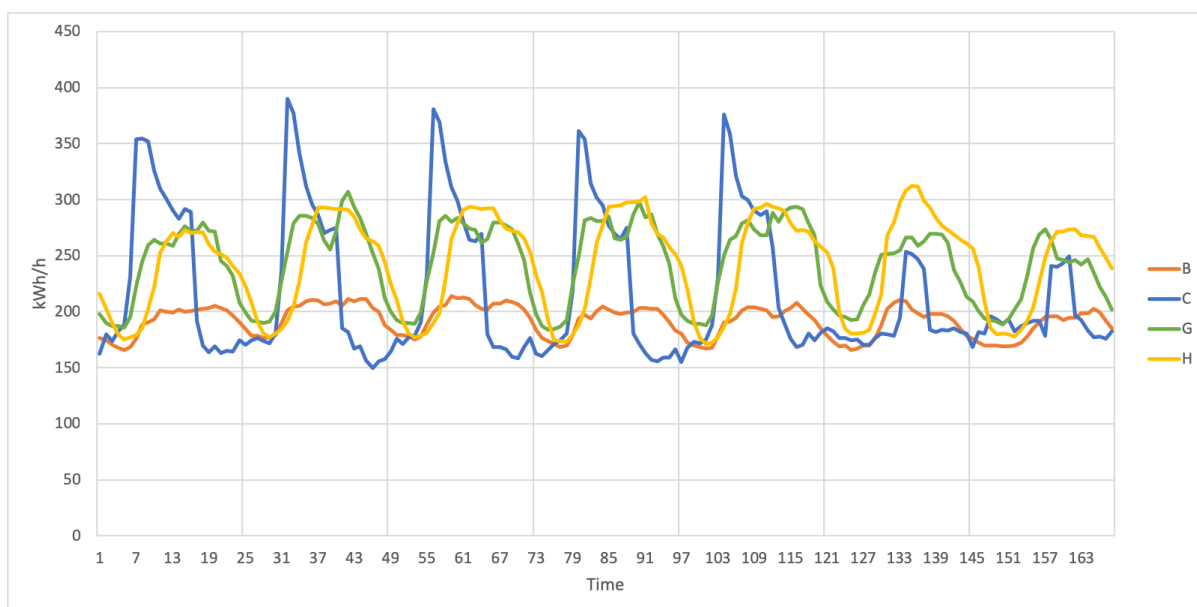
Tabell 6.6: Oversikt over dominerende sluttbrukergruppe for ulike nettstasjoner, samt sluttbrukerens andel til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

Nettstasjon	Dominerende sluttbrukergruppe	$Andel_{SG}$
A	Overnattings- og serveringsvirksomhet	0,52
B	Overnattings- og serveringsvirksomhet	0,55
C	Offentlig administrasjon og forsvar	0,67
D	Varehandel, reparasjon av motorvogner	0,96
E	Omsetning og drift av fast eiendom	0,50
F	Overnattings- og serveringsvirksomhet	0,36
G	Husholdninger	0,41
H	Kunsterisk virks., bibliotek mv, sport og fritid	0,44

Figur 6.3 og 6.4 viser timesforbruket for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for de ulike nettstasjonene. Det gjennomsnittlige timesforbruket beregnet ved hjelp av *timesnitt* målingene fra nettstasjonene.



Figur 6.3: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A, D, E og F (168 timer i én uke).



Figur 6.4: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon B, C, G og H (168 timer i én uke).

Som det fremkommer av figurene er det vanskelig å observere et tydelig mønster i timesforbruket mellom de ulike nettstasjonene. Av Figur 6.4 blir det observert at nettstasjon B og G følger omtrent samme forbruksmønster i gjennomsnittsuken i høylastperioden. De har derimot ulike dominerende sluttbrukergruppe. Ut i fra dominerende sluttbrukergruppe, ble det valgt å studere nettstasjon A og B nærmere. Nettstasjonene har omtrent lik kundesammensetning, dette vil bli presentert under Kapittel 6.3 og 6.4. Derfor vil det være interessant å se i hvilken grad beregningene klarer å gjenskape variasjonene i det målte forbruket fra disse nettstasjonene. I tillegg vil nettstasjon C studeres nærmere i Kapittel 6.5. Grunnen til dette er at sluttbrukergruppene under nettstasjonen faller under samme kundegruppe, nemlig kundegruppen *kontor*.

6.3 Nettstasjon A

6.3.1 Kundesammensetning og varighetskurve

I Kapittel 6.2 ble det for vist at *overnattings- og serveringsvirksomhet* er den dominerende sluttbrukergruppen for nettstasjon A. Tabell 6.7 viser en oversikt over de ulike sluttbrukergruppene under nettstasjonen. Det er vist både antall, årlig estimert energiforbruk og sluttbrukergruppens bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{SG}$. Av tabellen fremkommer det blant annet at det er 14 husholdninger under nettstasjonen med et årlig estimert energiforbruk på 176 840 kWh. Husholdningene står for 26 % av nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

Tabell 6.7: Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon A, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

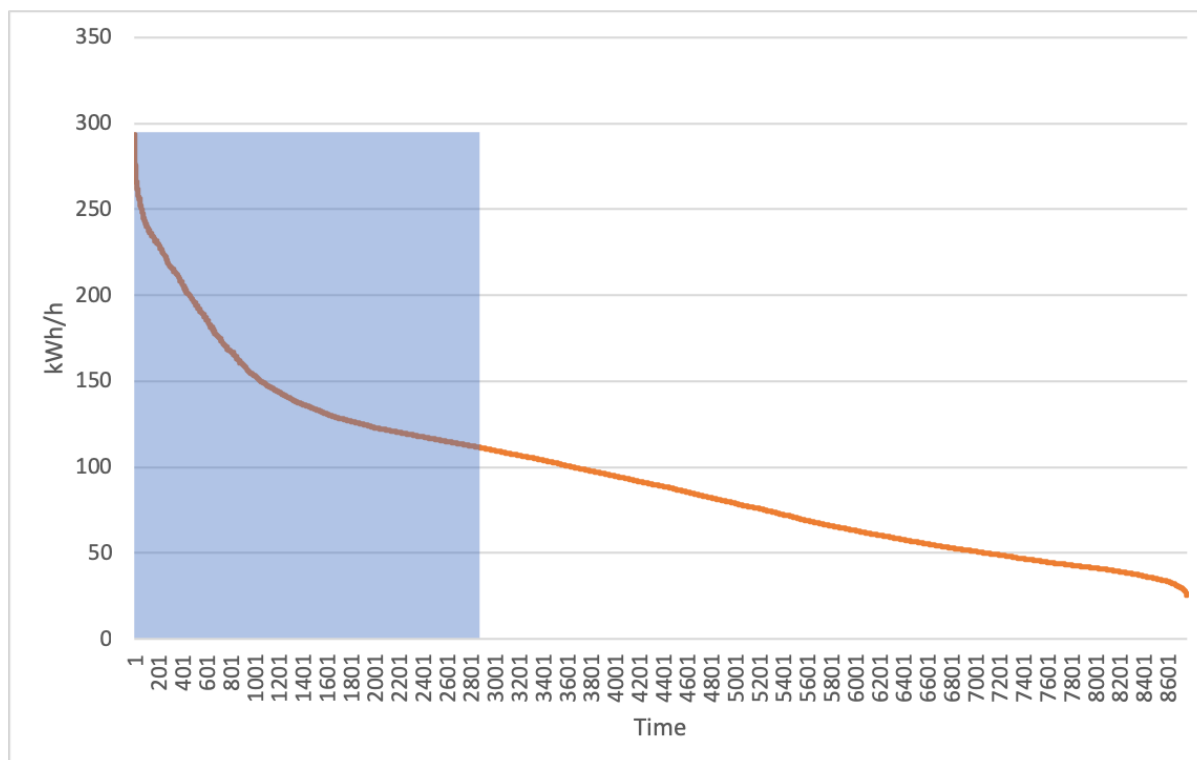
Sluttbrukergruppe	Antall	$W_{SG,estimert}$ [kWh]	$Andel_{SG}$
Varehandel, reparasjon av motorvogn	2	53 978	0,08
Overnattings- og serveringsvirksomhet	6	347 546	0,52
Omsetning og drift av fast eiendom	10	63 254	0,09
Faglig, vitenskaplig og teknisk tjenesteyting	1	5 090	0,01
Helse og sosialtjenester	1	27 552	0,04
Husholdninger	14	176 840	0,26
Totalt	34	674 260	1,00

Videre viser Tabell 6.8 en oversikt over nøkkeltallene til nettstasjonen. Tabellen viser at det målte energiforbruket, $W_{NS,m\ddot{a}lt}$, er høyere enn det estimerte energiforbruket, $W_{NS,estimert}$, vist i Tabell 6.7. Målt maksimal belastning for nettstasjonen på 293,54 kWh/h er hentet fra *timesnitt* målingene. Videre er brukstid for maksimal belastning 2863 timer. Transformatorytelsen er på 800 kVA.

Tabell 6.8: Nøkkeltall for nettstasjon A i 2018.

$W_{NS,m\ddot{a}lt}$	$P_{maks,m\ddot{a}lt}$	T_b	Transformator- ytelse
840 408 kWh	293,54 kWh/h	2863 h	800 kVA

Figur 6.5 viser varighetskurven for last, basert på *timesnitt* målingene fra nettstasjonen. Brukstid for maksimal belastning, T_b , er vist av blått rektangel.

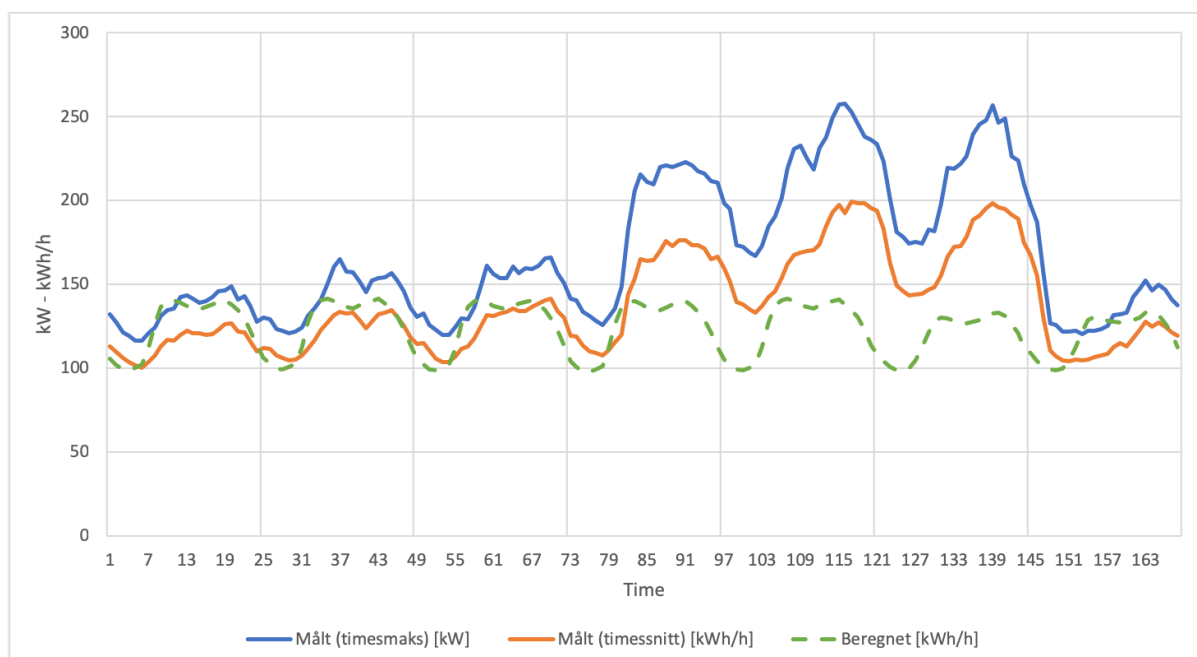


Figur 6.5: Varighetskurven for last for nettstasjon A, samt brukstid for maksimal belastning.

Ved beregning av forbruket under nettstasjonen basert på de generelle lastprofilene, er sluttbrukergruppene under nettstasjonen plassert under ulike kundegrupper. I Vedlegg C er det vist en oversikt over hver enkelt kundegrupes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{KG}$.

6.3.2 Forbruksprofiler

I Figur 6.6 er timesforbruket for en gjennomsnittsuke i høylastperioden presentert. Den oransje kurven viser timesforbruket for gjennomsnittsuken basert på *timesnitt* målingene, og den blå kurven viser timesforbruket for gjennomsnittsuken basert på *timesmaks* målingene. Den grønne kurven viser timesforbruket for gjennomsnittsuken basert på beregnet forbruk, som er beskrevet i Kapittel 6.1.4.



Figur 6.6: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke).

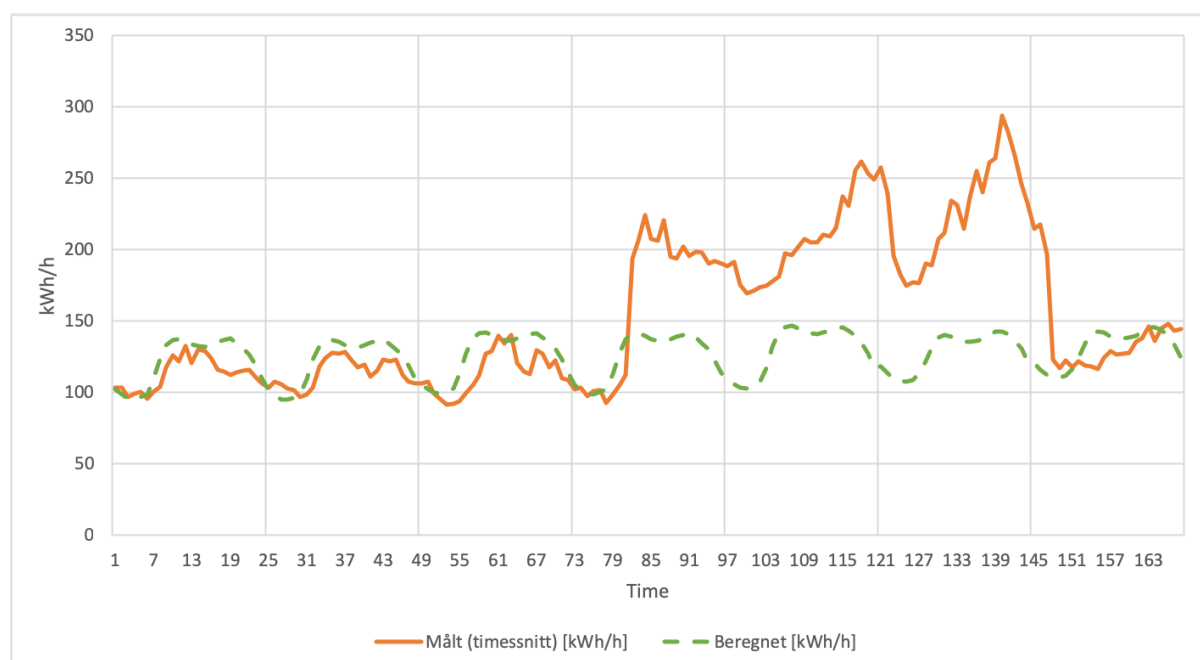
Ved å studere forbruksprofilene fra det målte forbruket, kommer det frem at mandag til onsdag har omtrent samme forbruksmønster. Variasjonene inntreffer mot helgen, hvor det forekommer forbrukstopper inn mot kveldstimene. Søndag har lavt gjennomsnittlig timesforbruk i forhold til resterende dager i uken. Variasjonene inn mot helgen blir ikke observert av forbruksprofilen for gjennomsnittsuken basert på beregningene. For mandag til onsdag samt søndag, klarer beregningene til en viss grad å predikere forbruket fra målingene. De store variasjonene i inntreffer torsdag, fredag og lørdag. Her kommer det tydelig frem at de gjennomsnittlige forbrukstoppene inntreffer på ulike tidspunkt og er av ulik størrelse. Fra det målte forbruket, inntreffer forbrukstoppene i disse dagene inn mot midnatt. Fra beregningene vil forbrukstoppene være relativt jevnt fordelt mellom klokken 9 og 21.

For å videre studere forholdet mellom målt og beregnet forbruk, vil *timesnitt* målingene, *timesmaks* målingene og beregnet forbruk bli sammenlignet. Tabell 6.9 viser en oversikt over størrelsen og tidspunkt for maksimal belastning. Tidspunktene representerer henholdsvis tidspunkt for maksimal belastning fra beregningene, tidspunkt for maksimal belastning fra *timesnitt* målingene, og tidspunkt for maksimal belastning fra *timesmaks* målingene. Det blir observert en stor forskjell på maksimal belastning fra *timesnitt* målingene og *timesmaks* målingene fra nettstasjonen.

Tabell 6.9: Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon A.

Dato	Time	$P_{h,beregnet}$ [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt}$ snitt [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt}$ maks [kW]
28.02	11	172,26	176,02	199,68
03.02	20	142,90	293,54	362,24
03.02	21	141,24	282,63	384,96

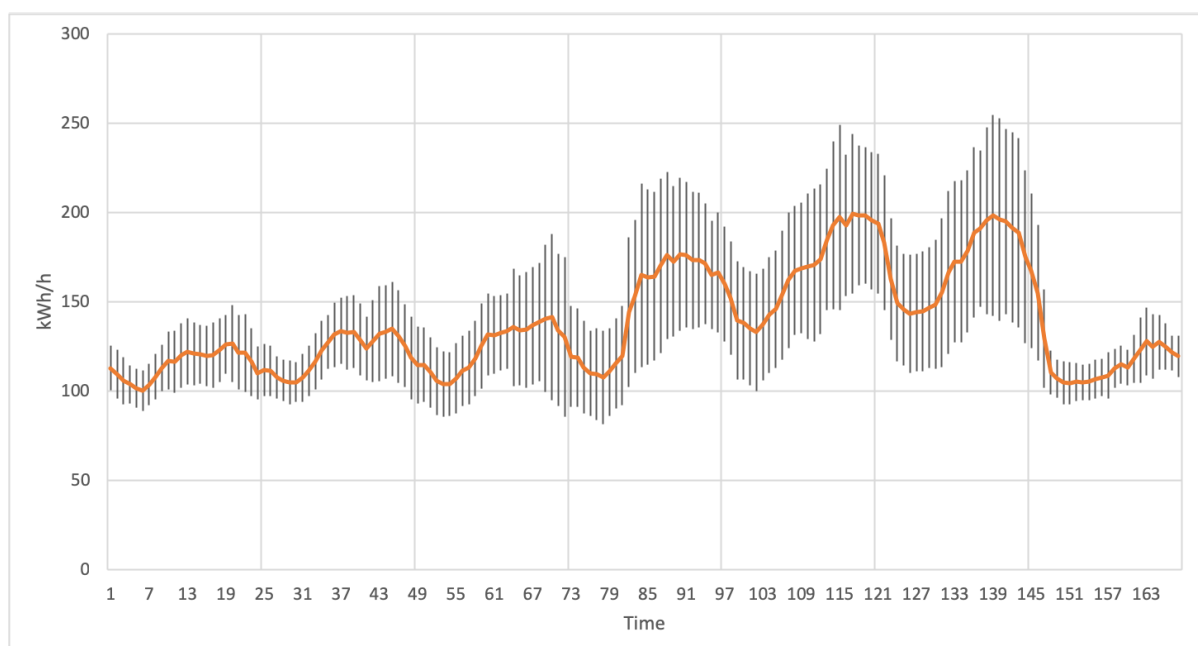
Det fremkommer av tabellen at både dato og time for maksimal belastning ikke samsvarer med hverandre. I følge beregningene vil maksimal belastning inntreffe i time 11, og i følge *timesnitt* målingene fra nettstasjonen i time 20. Hvis ikke tidspunktet for maksimal belastning tas i betraktning, observeres det at beregningene predikerer 58,7 % av maksimal belastning fra *timesnitt* målingene. Det er derfor valgt å studere uken for maksimal belastning fra *timesnitt* målingene nærmere. Figur 6.7 viser timesforbruket fra *timesnitt* målingene og beregnet timesforbruk for uke fem.



Figur 6.7: Timesforbruk for uke fem for nettstasjon A (168 timer i én uke).

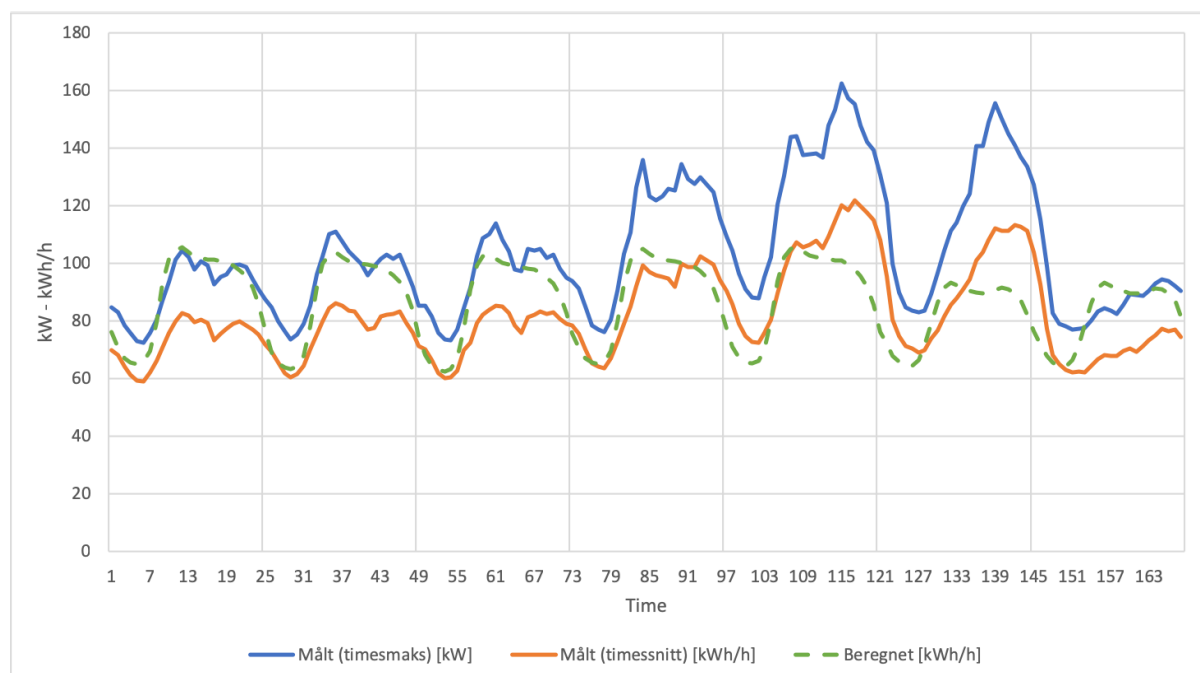
Av figuren observeres det at variasjonene mellom målt og beregnet timesforbruk for denne uken blir forsterket, i forhold til timesforbruket i gjennomsnittsuken i høylastperioden vist i Figur 6.6. Maksimal belastning fra *timesnitt* målingene inntreffer i time 20 på lørdag (time 140 i figuren). Beregningene predikerer 48,7 % av målt maksimal belastning i samme time.

For å kunne studere spredningen i forbruksmålingene i høylastperioden, er det i Figur 6.8 vist timesforbruk for gjennomsnittsuken i høylastperioden med tilhørende standardavvik. Det er her tatt utgangspunkt i *timessnitt* målingene av forbruk fra nettstasjonen over den respektive periode. Resultatet viser størst spredning i målingene på lørdager i høylastperioden, etterfulgt av minst spredning i målingene på søndager. Det største standardavviket inntreffer på lørdag i time 20 (time 140 i figuren) på $196,0 \text{ kWh/h} \pm 56,6 \text{ kWh/h}$. Derimot vil det minste standardavviket inntreffe på søndag i time 23 (time 167 i figuren) på $121,3 \text{ kWh/h} \pm 9,5 \text{ kWh/h}$.



Figur 6.8: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.

Hittil har oppgaven kun fokusert på høylastperioden. Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjonen er vist i Figur 6.9. Det blir av figuren observert at beregnet timesforbruk i større grad klarer å predikere det målte forbruket fra *timesnitt* målingene for store deler av uken. For mandag til onsdag ligger beregnet timesforbruk nesten på nivå med timesforbruket fra *timesmaks* målingene. Det er fortsatt variasjoner mellom målt og beregnet timesforbruk inn mot helgen.



Figur 6.9: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon A (168 timer i én uke).

I Vedlegg C er det vist en gjennomsnittsuke for de ulike sesongene vinter, høst, vår og sommer for nettstasjonen.

6.4 Nettstasjon B

6.4.1 Kundesammensetning og varighetskurve

I Kapittel 6.2 ble det vist at *overnattings- og serveringsvirksomhet* er den dominerende sluttbrukergruppen for nettstasjon B. Tabell 6.10 viser en oversikt over de ulike sluttbrukergruppene under nettstasjonen. Det er vist både antall, årlig estimert energiforbruk og sluttbrukergruppens bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk. Sluttbrukergruppen *overnattings- og serveringsvirksomhet* består av fire kunder, og står totalt for 55 % av nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

Tabell 6.10: Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon B, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

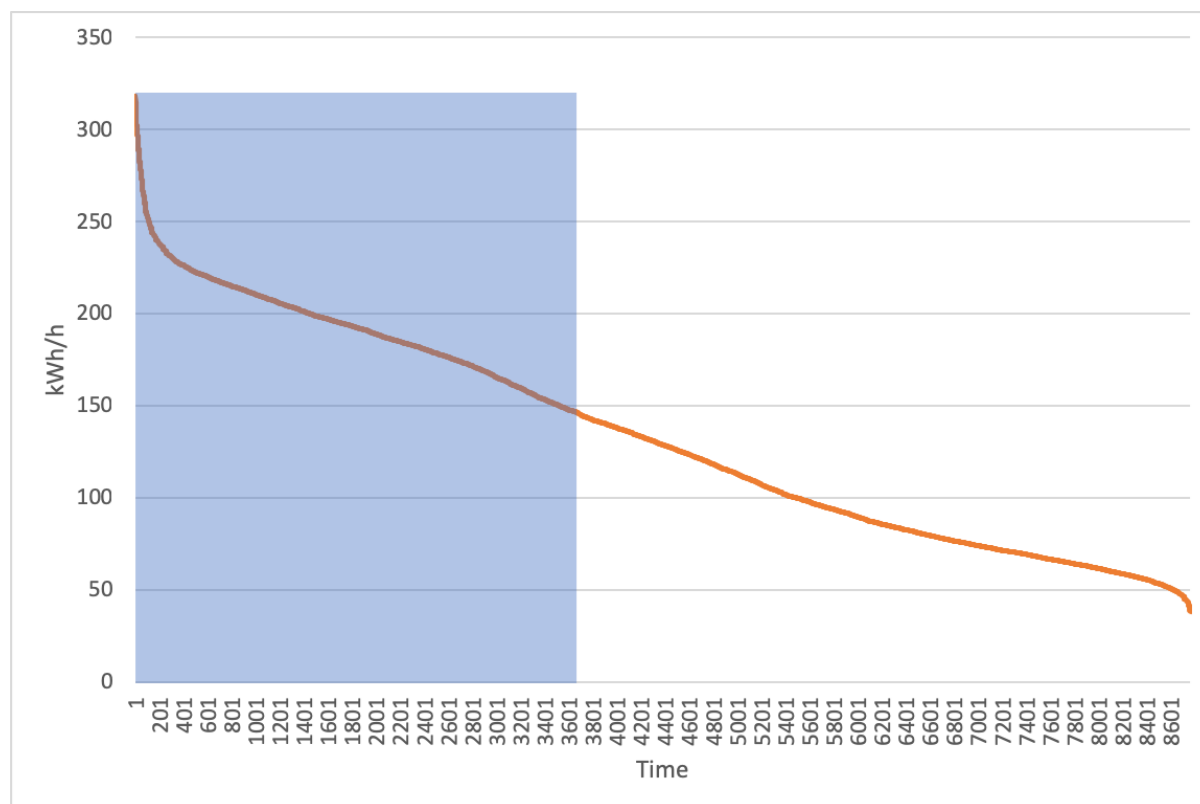
Sluttbrukergruppe	Antall	$W_{SG,estimert}$ [kWh]	$Andel_{SG}$
Annen industri	1	13 242	0,00
Bygg og anleggsvirksomhet	1	371	0,00
Varehandel, reparasjon av motorvogn	5	85 651	0,03
Overnattings- og serveringsvirksomhet	4	1 510 003	0,55
Omsetning og drift av fast eiendom	12	356 369	0,13
Undervisning	1	18 354	0,01
Aktiviteter i medlemsorganisasjoner	2	44 989	0,02
Tjenesteyting ellers	3	38 104	0,01
Husholdninger	74	682 247	0,25
Totalt	103	2 749 330	1,00

Tabell 6.11 viser en oversikt over nøkkeltallene for 2018 for nettstasjon B. Det blir observert høy differanse mellom målt energiforbruk for nettstasjonen, $W_{NS,m\ddot{a}lt}$, og estimert energiforbruk for nettstasjonen, $W_{NS,estimert}$. Brukstid for maksimal belastning er 3695 timer for det respektive året.

Tabell 6.11: Nøkkeltall for nettstasjon B i 2018.

$W_{NS,m\ddot{a}lt}$	$P_{maks,m\ddot{a}lt}$	T_b	Transformator- ytelse
1 174 518 kWh	317,85 kWh/h	3695 h	1250 kVA

Figur 6.10 viser varighetskurven for last, basert på *timesnitt* målingene fra nettstasjonen. Brukstid for maksimal belastning, T_b , er vist av blått rektangel.

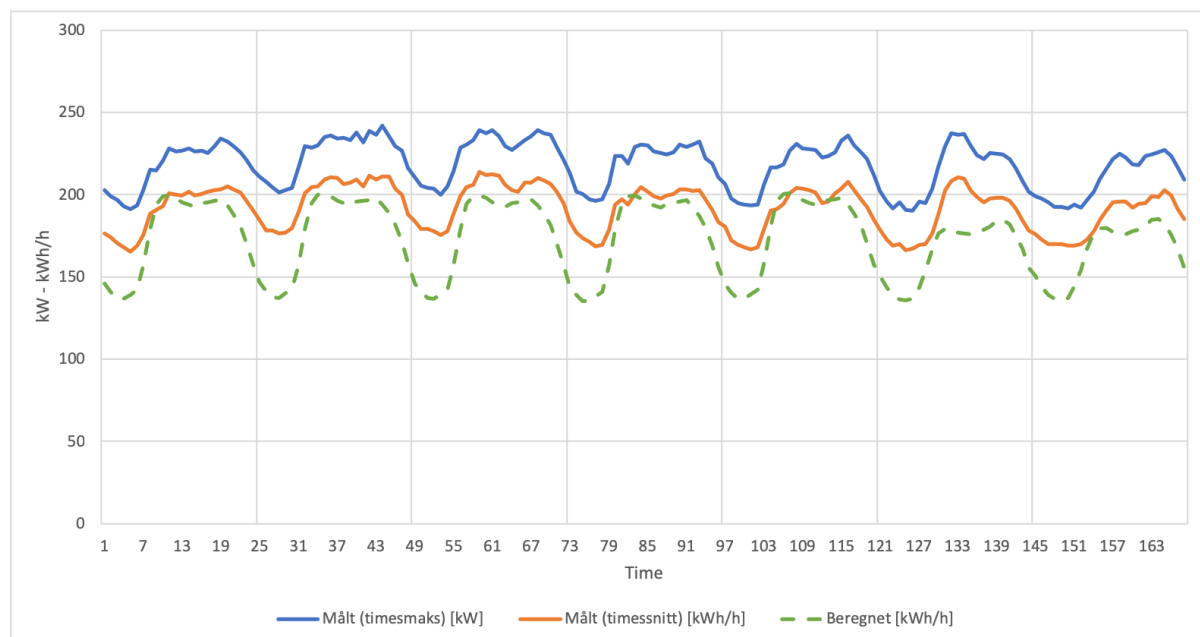


Figur 6.10: Varighetskurven for last for nettstasjon B, samt brukstid for maksimal belastning.

I likhet med nettstasjon A, er de ulike sluttbrukergruppene plassert under kunde-grupper ved beregning av timesforbruket for nettstasjonen. I Vedlegg C i Figur C.3 er det vist en oversikt over hver enkelt kundegruppes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{KG}$.

6.4.2 Forbruksprofiler

I Figur 6.11 er timesforbruket for en gjennomsnittsuke i høylastperioden presentert. Den oransje kurven viser timesforbruket basert på *timesnitt* målingene, og den blå kurven viser timesforbruket basert på *timesmaks* målingene. Den grønne kurven viser beregnet timesforbruk, som er beskrevet i Kapittel 6.1.4. En gjennomsnittsuke for lavlastperioden er vist i Vedlegg C.



Figur 6.11: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke).

Ved å studere forbruksprofilene fra målingene, kommer det frem et relativt konstant forbruksmønster de ulike dagene. Gjennomsnittsuken basert på *timesnitt* målingene følger samme mønster som gjennomsnittsuken basert på *timesmaks* målingene. For de ulike dagene blir det observert omtrent to gjennomsnittlige forbrukstopper, noen dager er de mer tydelige enn andre dager. Den første forbrukstoppen inntreffer omtrent i time 13, og den andre inntreffer rundt time 20.

Sammenlignes beregnet timesforbruk med timesforbruket fra *timesnitt* målingene, blir det observert en rekke likheter. For de aller fleste dager ligger beregnet forbruk opp mot det målte forbruket, selv om dette er et gjennomsnitt over flere måneder. Det blir derimot observert at beregnet forbruk har større amplitude i det gjennomsnittlige døgnforbruket, sett i forhold til det gjennomsnittlige målte døgnforbruket.

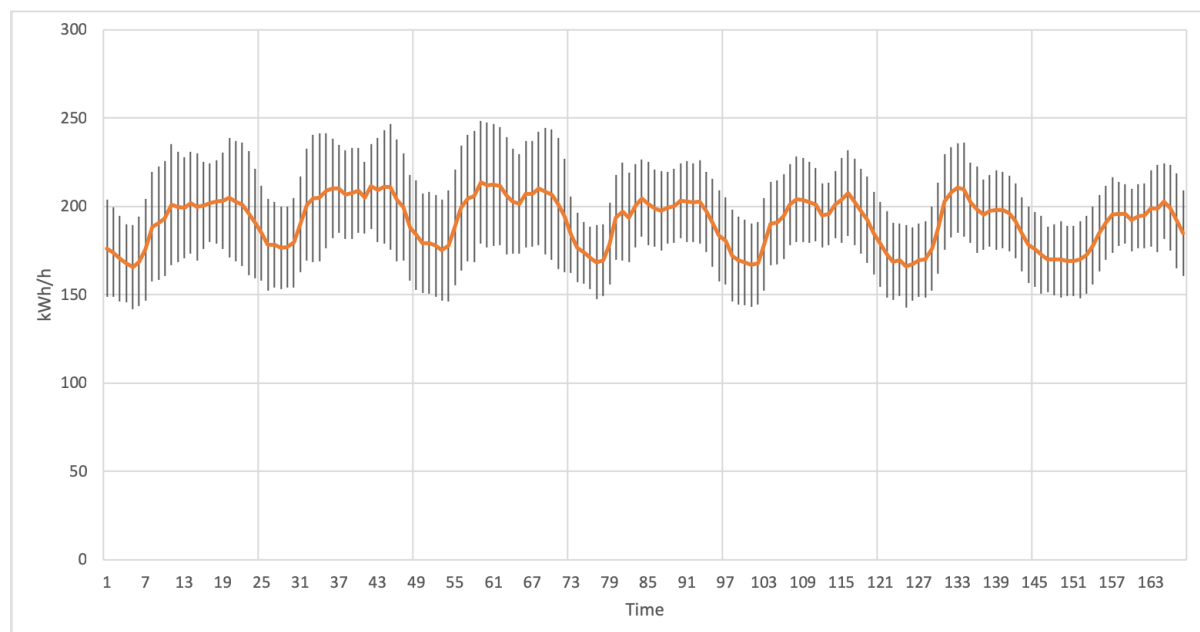
I Tabell 6.12 er det vist en oversikt over målt og beregnet maksimal belastning. De ulike tidspunktene representerer henholdsvis tidspunkt for maksimal belastning fra beregningene, tidspunkt for maksimal belastning fra *timesnitt* målingene, og tidspunkt for maksimal belastning fra *timesmaks* målingene.

Tabell 6.12: Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon B.

Dato	Time	$P_{h,beregnet}$ [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt\ snitt}$ [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt\ maks}$ [kW]
28.02	10	243,43	302,36	326,40
01.03	12	225,66	317,85	339,20
01.03	9	222,92	311,78	349,60

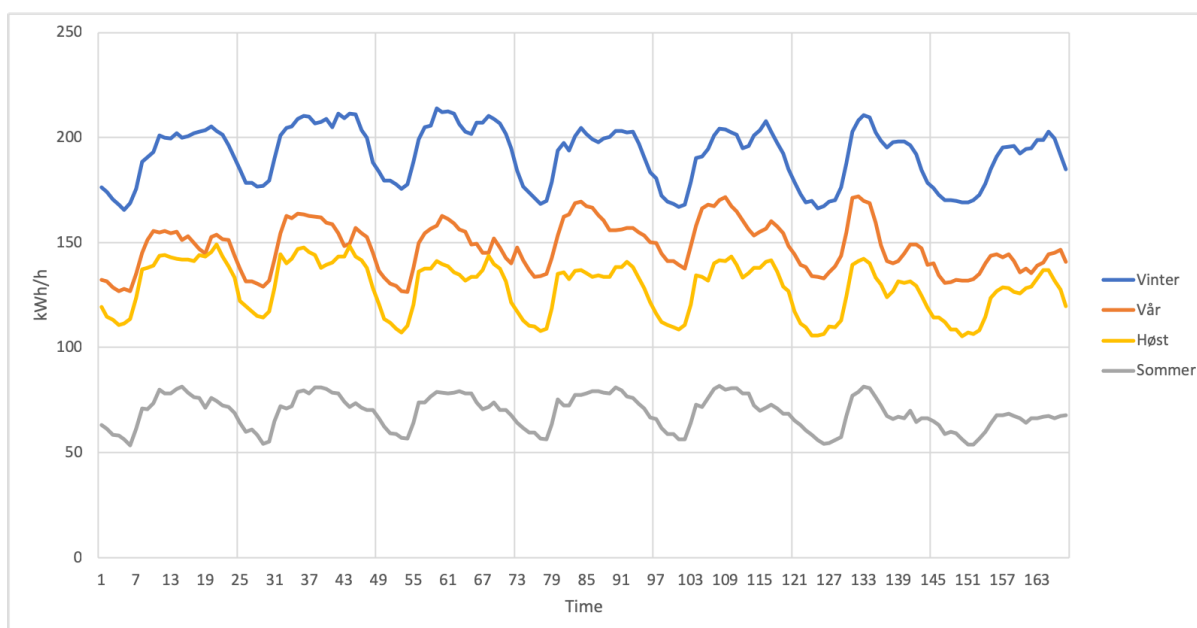
Sammenlignes belastningene i time 12, blir det observert at beregningene klarer å predikere 71,0 % av maksimal belastning fra *timesnitt* målingene. Sammenlignes derimot beregnet maksimal belastning med maksimal belastning fra *timesnitt* målingene, observeres det at beregnet maksimal belastning predikerer 76,6 % av målt maksimal belastning.

Figur 6.12 viser timesforbruket for en gjennomsnittssuke i høylastperioden basert på *timesnitt* målingene, med tilhørende standardavvik for målingene. Spredningen i målingene er relativt jevnt fordelt for de ulike dagene for denne nettstasjonen, sett i forhold til spredningen i målingene for nettstasjon A. Det største standardavviket inntreffer på onsdag i time 23 (time 71 i figuren) på 201,7 kWh/h \pm 37,2 kWh/h. Det minste standardavviket er funnet på søndag i time 15 (time 159 i figuren) på 195,9 kWh/h \pm 16,7 kWh/h.



Figur 6.12: Timesforbruk for en gjennomsnittssuke i høylastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.

For å undersøke variasjonene i *timesnitt* målingene av forbruk for ulike årstider, er det valgt å dele inn etter fire ulike sesonger. De ulike sesongene er vinter, vår, høst og sommer. Vinter representerer månedene januar, februar og desember, og er identisk med høylastperioden. Vår representerer månedene mars, april og mai. Videre vil høst representere månedene september, oktober og november. Sommer representerer månedene juni, juli og august. Figur 6.13 viser timesforbruk for en gjennomsnittsuke for de respektive sesongene. Av figuren blir det observert lavt gjennomsnittlig timesforbruk om sommeren, sammenlignet med resterende sesonger. Vår og høst har omtrent samme gjennomsnittlig timesforbruk.



Figur 6.13: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke for de ulike sesongene for nettstasjon B (168 timer i én uke). Timesforbruket er basert på timesnitt målingene fra nettstasjonen.

6.5 Nettstasjon C

6.5.1 Kundesammensetning og varighetskurve

Kundesammensetningen under nettstasjon C er presentert i Tabell 6.13. Det er vist både antall, årlig estimert energiforbruk og sluttbrukergruppens bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk. Under denne nettstasjonen finnes det kun fire kunder som har et høyt årlig estimert energiforbruk. Ved å undersøke årlig estimert energiforbruk per kunde nærmere, fremkommer det at en av kundene under sluttbrukergruppen *offentlig administrasjon og forsvar* står for omtrent 90 % av det estimerte energiforbruket for sluttbrukergruppen. Videre vil den respektive kunden alene stå for omtrent 60 % av nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk. Dette tyder på at forbruket under nettstasjonen i stor grad vil styres av forbruket til denne kunden.

Tabell 6.13: Fordeling av sluttbrukergrupper under nettstasjon C, med tilhørende antall og årlig estimert energiforbruk. Det er også vist sluttbrukergruppenes bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk.

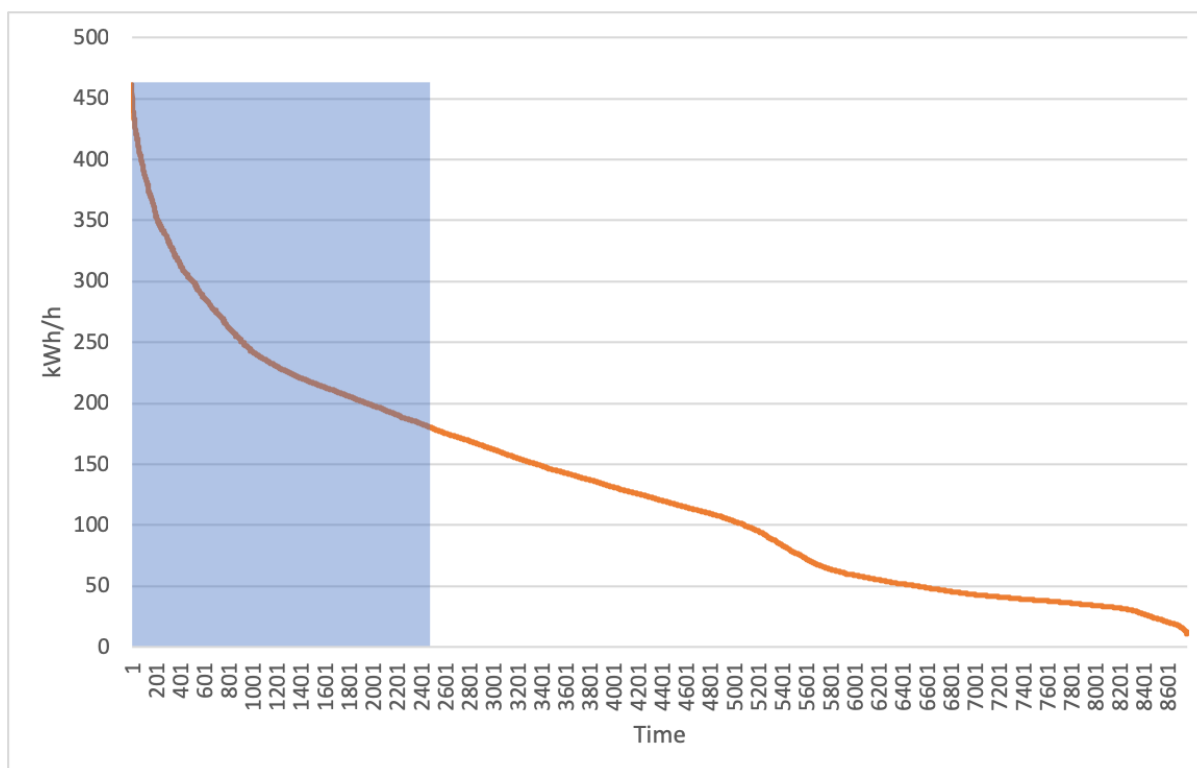
Sluttbrukergruppe	Antall	$W_{SG,estimert}$ [kWh]	$Andel_{SG}$
Offentlig administrasjon og forsvar	2	671 652	0,67
Aktiviteter i medlemsorganisasjoner	2	326 817	0,33
Totalt	4	998 469	1,00

Tabell 6.14 viser en oversikt over nøkkeltallene for nettstasjon C. Årlig estimert energiforbruk, vist i Tabell 6.13, sammenfaller i stor grad med det målte energiforbruket for nettstasjonen. Det målte energiforbruket, $W_{NS,målt}$, er summen av *timesnitt* målingene av forbruk i 2018. Videre viser tabellen maksimal belastning hentet fra *timesnitt* målingene, samt brukstid for maksimal belastning og transformatorytelsen.

Tabell 6.14: Nøkkeltall for nettstasjon C i 2018.

$W_{NS,målt}$	$P_{maks,målt}$	T_b	Transformatorytelse
1 160 436 kWh	461,22 kWh/h	2516 h	500 kVA

Figur 6.14 viser varighetskurven for last, basert på *timesnitt* målingene fra nettstasjonen. Brukstid for maksimal belastning, T_b , er vist av blått rektangel.

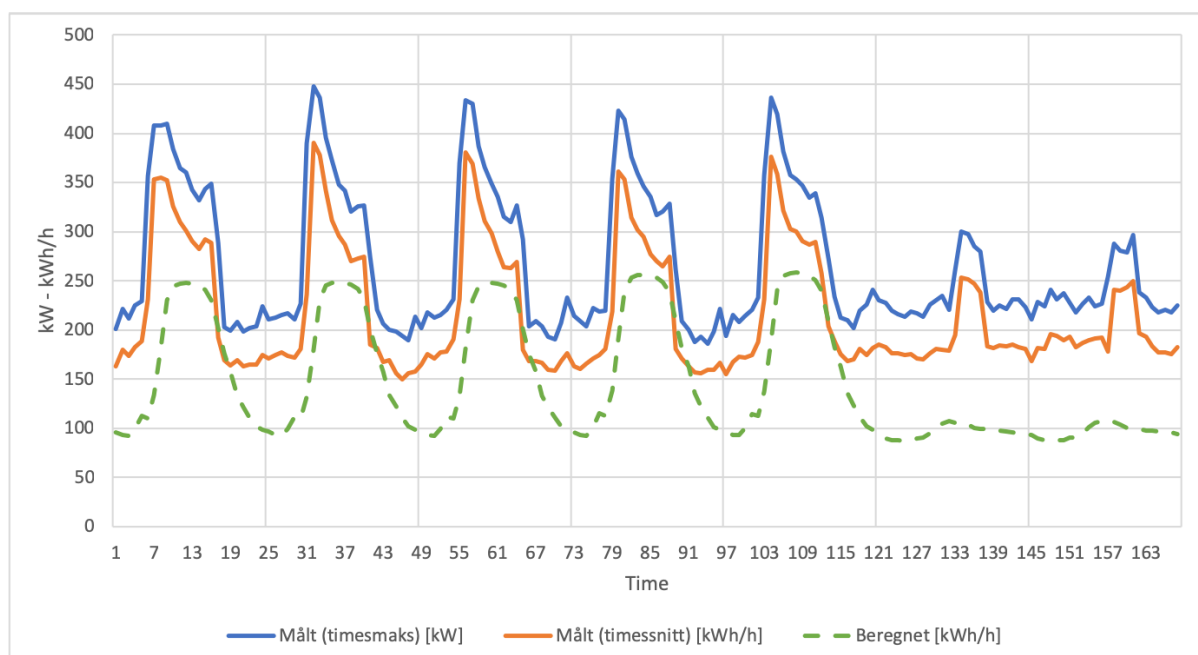


Figur 6.14: Varighetskurven for last for nettstasjon C, samt brukstid for maksimal belastning.

Både sluttbrukergruppen *offentlig administrasjon og forsvar og aktiviteter i medlemsorganisasjoner*, faller inn under kundegruppen *kontor*. Derfor vil kundegruppens bidrag til nettstasjonens årlige estimerte energiforbruk, $Andel_{kontor}$, for denne nettstasjonen bli 1,0.

6.5.2 Forbruksprofiler

I Figur 6.15 er timesforbruk for en gjennomsnittssuke i høylastperioden presentert. Den oransje kurven viser timesforbruket basert på *timesnitt* målingene, og den blå kurven viser timesforbruket basert på *timesmaks* målingene. Den grønne kurven viser beregnet timesforbruk, som er beskrevet i Kapittel 6.1.4. I Vedlegg C er timesforbruket for en gjennomsnittssuke i lavlastperioden presentert, samt timesforbruk for ulike sesonger.



Figur 6.15: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke).

Av gjennomsnittsuken fra målingene, kommer det frem at alle hverdage følger omtrent samme forbruksmønster. Det observeres en gjennomsnittlig forbrukstopp omtrent i time 8. Lørdag og søndag følger også samme mønster, med en gjennomsnittlig forbrukstopp fra omtrent klokken 14 til klokken 18. Beregnet timesforbruk klarer ikke å gjenskape variasjonen i timesforbruket fra målingene for gjennomsnittsuken. Det blir observert at de gjennomsnittlige forbrukstoppene inntreffer på ulike tidspunkt. Forbruksprofilen fra beregningene har et annet nullpunkt for gjennomsnittsuken i høylastperioden. Dersom forbruksprofilen fra beregningene omtrent hadde vært doblet, ville dette ført til en forbruksprofil som i større grad var tilpasset forbruksprofilen fra målingene.

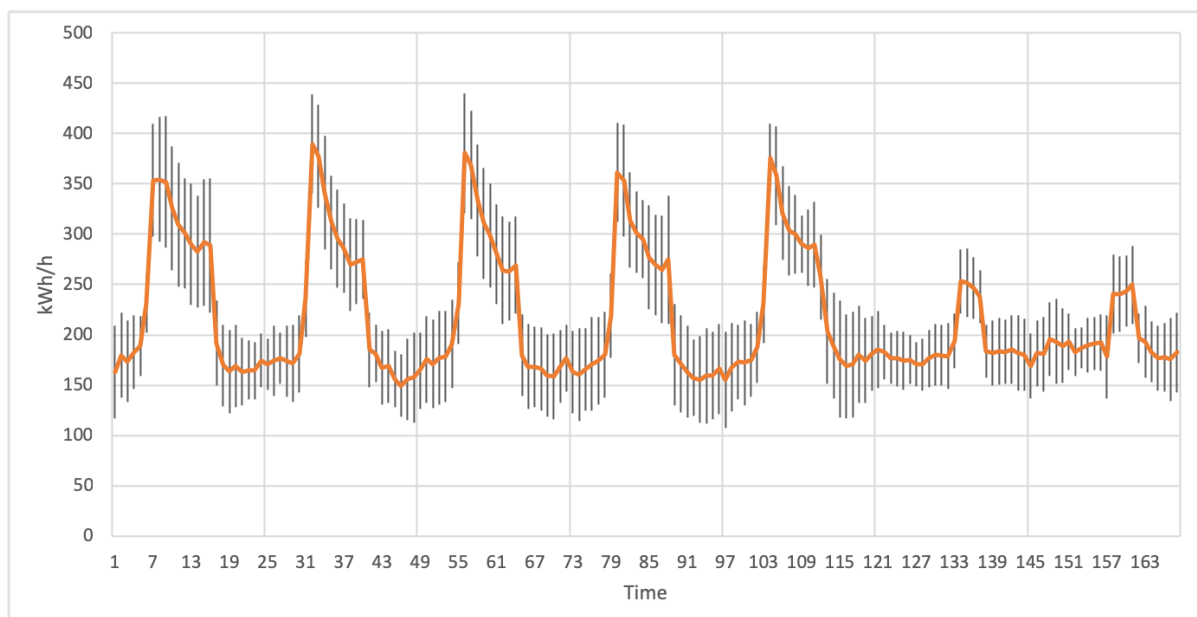
I Tabell 6.15 er det vist en oversikt over både målt og beregnet maksimal belastning. Tidspunktene representerer henholdsvis maksimal belastning fra beregningene, maksimal belastning fra *timesnitt* målingene og maksimal belastning fra *timesmaks* målingene. I tabellen blir det observert en maksimal belastning fra *timesmaks* målingene på 533,1 kW, samt en transformatorytelse på 500 kVA. Av datasettet ble det observert 10 målinger over 500 kW. Dette tyder på høy belastning av transformatoren i disse timene. Det skal bemerkes at målingene er hentet fra *timesmaks* målingene, som registreres hvert sekund.

Tabell 6.15: Sammenligning av målt og beregnet maksimal belastning for nettstasjon C.

Dato	Time	$P_{h,beregnet}$ [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt}$ snitt [kWh/h]	$P_{h,m\ddot{a}lt}$ maks [kW]
28.02	12	310,93	383,23	451,20
06.02	10	272,87	461,22	517,50
06.02	9	253,15	455,00	533,10

Maksimal belastning fra beregningene predikerer 67,4 % av maksimal belastning fra *timessnitt* målingene. Sammenlignes belastningen i time 10, vil beregningene predikere 59,2 % av maksimal belastning fra *timessnitt* målingene. Det observeres stor forskjell på maksimal belastning fra *timessnitt* målingene og maksimal belastning fra *timesmaks* målingene.

For å kunne studere spredningen i målingene i høylastperioden viser Figur 6.8 den målte gjennomsnittsuken med tilhørende standardavvik. Det er tatt utgangspunkt i *timessnitt* målingene av forbruk over den respektive perioden. Det største standardavviket finnes på mandag i time 16 (time 16 i figuren) på $288,8 \text{ kWh/h} \pm 66,7 \text{ kWh/h}$. Det minste standardavviket er $186,9 \text{ kWh/h} \pm 20,4 \text{ kWh/h}$ på søndag i time 9 (time 153 i figuren).



Figur 6.16: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i høylastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke), med tilhørende standardavvik.

6.5.3 Oppdatert lastprofil

Med utgangspunkt i lineær regresjon, beskrevet i Kapittel 6.1.1, er det for denne nettstasjonen beregnet oppdaterte temperaturavhengige konstanter, A , og temperaturuavhengige konstanter, B , for hver time for de ulike kriteriene høylast, lavlast, hverdag og helg. Som nevnt tidligere er alle kundene under nettstasjonen tilknyttet kundegruppen *kontor*. Dette fører til at den generelle lastprofilen for kundegruppen *kontor* kan sammenlignes direkte. Det er tatt utgangspunkt i *timesnitt* målingene av forbruk fra nettstasjonen og timesmålinger av temperaturer for området. Ved hjelp av lineær regresjon er det beregnet en generell lastprofil som er unik for nettstasjonen.

I Tabell 6.2 ble et utdrag av den generelle lastprofilen for kundegruppen *kontor* presentert. Tabell 6.16 viser et utdrag av den oppdaterte lastprofilen for nettstasjon C. Vedlegg D viser den fullstendige oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen.

Tabell 6.16: Et utdrag av den oppdaterte lastprofilen for nettstasjon C.

Periode	Dag	A/B	Time			
			1	2	3	4
Høylast	Hverdag	A	-3,980	-4,028	-2,792	-3,174
Høylast	Hverdag	B	171,695	180,536	177,543	181,365
Høylast	Helg	A	1,301	0,149	-0,250	-0,056
Høylast	Helg	B	171,418	180,737	179,464	186,330
Lavlast	Hverdag	A	-7,311	-7,813	-7,558	-8,315
Lavlast	Hverdag	B	143,699	149,745	146,517	155,871
Lavlast	Helg	A	-6,618	-7,098	-6,993	-7,328
Lavlast	Helg	B	137,219	141,417	140,708	143,162

Sammenlignes tabellene observeres det store variasjoner i den generelle lastprofilen til kundegruppen *kontor* og lastprofilen tilpasset nettstasjon C. Ut i fra Figur 6.15 er dette forventet, på bakgrunn av at forbruksprofilene er svært ulike i høylastperioden.

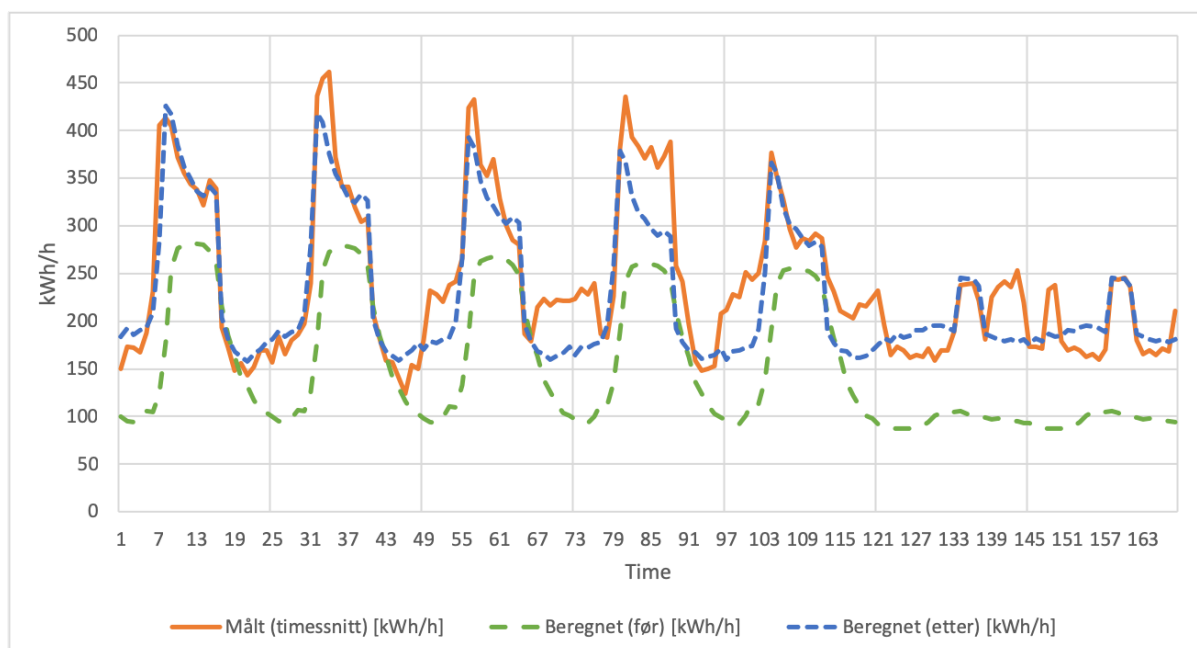
For de ulike kriteriene høylast, lavlast, hverdag og helg er det beregnet tilhørende R^2 verdier for hver time. Dette er tidligere beskrevet i Kapittel 6.1.1. Tabell 6.17 viser R^2 verdier for de ulike kriteriene for de første timene. Det blir observert lave verdier i høylastperioden, og høyere verdier i lavlastperioden. Lavlastperioden dekker månedene mars til og med november, og har dermed flere målinger å basere den lineære modellen på sammenlignet med høylastperioden. Vedlegg D viser den fullstendige tabellen av R^2 verdier for hver time for de ulike kriteriene.

Tabell 6.17: R^2 verdier tilhørende Tabell 6.16.

Periode	Dag	Time			
		1	2	3	4
Høylast	Hverdag	0,111	0,100	0,061	0,063
Høylast	Helg	0,009	0,000	0,001	0,000
Lavlast	Hverdag	0,588	0,594	0,574	0,598
Lavlast	Helg	0,557	0,563	0,570	0,574

Ved hjelp av de oppdaterte konstantene for nettstasjon C, er det fulgt samme fremgangsmåte som vist for kundegruppen *kontor* i Kapittel 6.1.4. Det er dermed beregnet nye døgnverdier for temperaturavhengig konstant og temperaturuavhengig konstant, samt beregnet årlig energiforbruk for nettstasjonen, $W_{N,NS}$. Det målte energiforbruket til nettstasjonen, tilsvarer summen av *timesnitt* målingene av forbruk for 2018 og er vist i Tabell 6.14. Den lineære regresjonen baserte seg på timesmålinger av temperatur, og beregningene baserer seg på døgnmiddeltemperatur. Dette resulterer i nytt beregnet timesforbruk for nettstasjon C.

Figur 6.17 viser timesforbruket i uken hvor maksimal belastning fra *timesnitt* målingene inntreffer. Den oransje kurven viser timesforbruket fra *timesnitt* målingene for uke seks. Den grønne kurven viser beregnet timesforbruk for uke seks, basert på den generelle lastprofilen til kundegruppen *kontor*. Den blå kurven viser beregnet timesforbruk for uke seks, basert på den oppdaterte lastprofilen for nettstasjon C.



Figur 6.17: Timesforbruk for uke seks for nettstasjon C (168 timer i én uke).

Figuren viser at beregningene basert på den oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen klarer i større grad å predikere det målte timesforbruket. Ved tidspunkt for målt maksimal belastning (time 34 i figuren), vil beregningene basert på den oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen predikere 81,5 % av målt maksimal belastning. Beregningene basert på den generelle lastprofilen til kundegruppen *kontor*, vil predikere 59,2 % av målt maksimal belastning i samme time. Fra figuren blir det observert at for torsdag i den gitte uken, klarer ikke den oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen å gjenskape det målte forbruket i like stor grad. Dette er også vist for kveld og morgen lørdag og søndag. Det tyder på variasjonene i forbruket fra *timessnitt* målingene er unike for den respektive uken.

6.6 Diskusjon

I denne delen av oppgaven er det valgt å vise forbruksprofiler i form av ukesprofiler. Valget er gjort på bakgrunn av at det ønskes å fremheve forbruksvariasjonene mellom de ulike dagene. For nettstasjon A ble det observert store variasjoner i timesforbruket i ukedagene. Det er videre lagt vekt på å beskrive forbruket fra nettstasjonene i form av timesforbruk som et gjennomsnitt over flere måneder. Dette vil føre til at tilfeldigheter av forbruksmålingene fra nettstasjonene i form av avviksmålinger ikke blir oppfattet av forbruksprofilene. Samtidig vil dette føre til at det ikke beskriver det målte forbruket helt nøyaktig. Her er standardavvik en god måte å presentere spredningen i målingene på, som ble utført for alle tre nettstasjoner i høylastperioden. For de ulike nettstasjonene vektlegges høylastperioden i størst grad. Dette er et resultat av at nettselskapene vil være mest opptatt av forbruksvariasjonene i disse månedene, og da spesielt ved maksimal belastning. Dette er som følge av at nettkomponentene blir dimensjonert for å tåle maksimal belastning.

For å oppsummere resultatene fra analysene utført for de ulike nettstasjonene, blir det i Tabell 6.18 vist en oversikt over beregnet maksimal belastning sett i forhold til maksimal belastning fra *timesnitt* målingene. Tabellen viser at for nettstasjon B klarte beregningene å predikere målt maksimal belastning i størst grad. For nettstasjon A klarte beregningene kun å predikere 58,7 % av maksimal belastning fra *timesnitt* målingene.

Tabell 6.18: Oversikt over beregnet maksimal belastning i forhold til maksimal belastning fra *timesnitt* målingene for de ulike nettstasjonene.

Nettstasjon	% maksimal belastning
A	58,7
B	76,6
C	67,4

Forbruksprofilene basert på beregningene klarer i ulik grad å gjenskape variasjonene i det målte forbruket fra nettstasjonene. For gjennomsnittsuken i høylastperioden viser beregningene for alle tre nettstasjonene at forbruksprofilene ligger under det målte forbruket store deler av uken. Dette kan være et resultat av at de generelle lastprofilene ble utviklet på 1990-tallet. Et økt innslag av effektkrevende apparater etter at de generelle lastprofilene ble utviklet, fører til at de muligens ikke tar høyde for de reelle belastningene som er sett i dag. For gjennomsnittsuken i lavlastperioden vist for nettstasjon A, ble det observert at beregnet forbruk i store deler av uken derimot ligger over det målte forbruket.

Kundefordelingen under nettstasjon A og B er omtrent identisk, med dominerende sluttbrukergruppe *overnattings- og serveringsvirksomhet*. Det ble observert store variasjoner i forbruksprofilene for den målte gjennomsnittsuken i høylastperioden. Karakteristisk for nettstasjon A var en økning i den gjennomsnittlige forbrukstoppen ut over uken, med en nedgang på den typiske søndagen. Derimot ble det observert et relativt jevnt døgnforbruk for gjennomsnittsuken for nettstasjon B. Dette indikerer at like kundesammensetninger kan gi store variasjoner i det målte forbruket. Under sluttbrukergruppen *overnattings- og serveringsvirksomhet* kan det være både cafeer, restauranter, barer og hoteller, som alle har ulike forbruksmønstre. Hvis det i fremtiden skal benyttes generelle lastprofiler for å beregne forbruket fra nettstasjoner, vil det være behov for en mer nøyaktig inndeling av de ulike sluttbruker- og kundegruppene. Det kan for eksempel deles inn på grunnlag av høyt dags- eller nattesforbruk.

De generelle lastprofilene deles inn i høylast, lavlast, hverdag og helg. Hvorvidt dette er en tilstrekkelig inndeling for å gjenskape det målte forbruket kan være usikkert. For nettstasjon A ble det vist store variasjoner i timesforbruket for de ulike dagene i gjennomsnittsuken i høylastperioden. Lørdag og søndag viste totalt ulike mønstre. Hverdagene viste også store variasjoner i timesforbruket for gjennomsnittsuken for nettstasjonen. Variasjonene mellom de ulike dagene var ikke like tydelige for resterende nettstasjoner for gjennomsnittsuken i høylastperioden. Videre ble det for nettstasjon B observert at maksimal belastning fra målingene inntraff 01.03, utenfor det som er definert som høylastperiode. Dette indikerer at det kan være et behov for inndeling etter sesonger, som vist for nettstasjon A, eller månedsinndeling av de generelle lastprofilene.

For nettstasjon C ble det sett at sluttbrukergruppene under nettstasjonen faller inn under kundegruppen *kontor*. Her ble det utført lineær regresjon av *timesnitt* målinger av forbruk og timesmålinger av temperatur, resulterende i en temperaturavhengig konstant og en temperaturuavhengig konstant for hver time for de ulike kriteriene høylast, lavlast, hverdag og helg. Beregningene basert på den oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen klarte i større grad å gjenskape forbruket enn hva beregningene basert på den generelle lastprofilen for kundegruppen *kontor* klarte. Beregningene basert på den oppdaterte lastprofilen for nettstasjonen klarte å predikere 82 % av målt maksimal belastning. En mer nøyaktig inndeling av type dag og sesong vil føre til at konstantene for nettstasjon C kan predikere maksimal belastning i større grad. Her vil også forbruksmålinger for flere år, med tilhørende temperaturmålinger, føre til at det kan etableres enda mer nøyaktige konstanter.

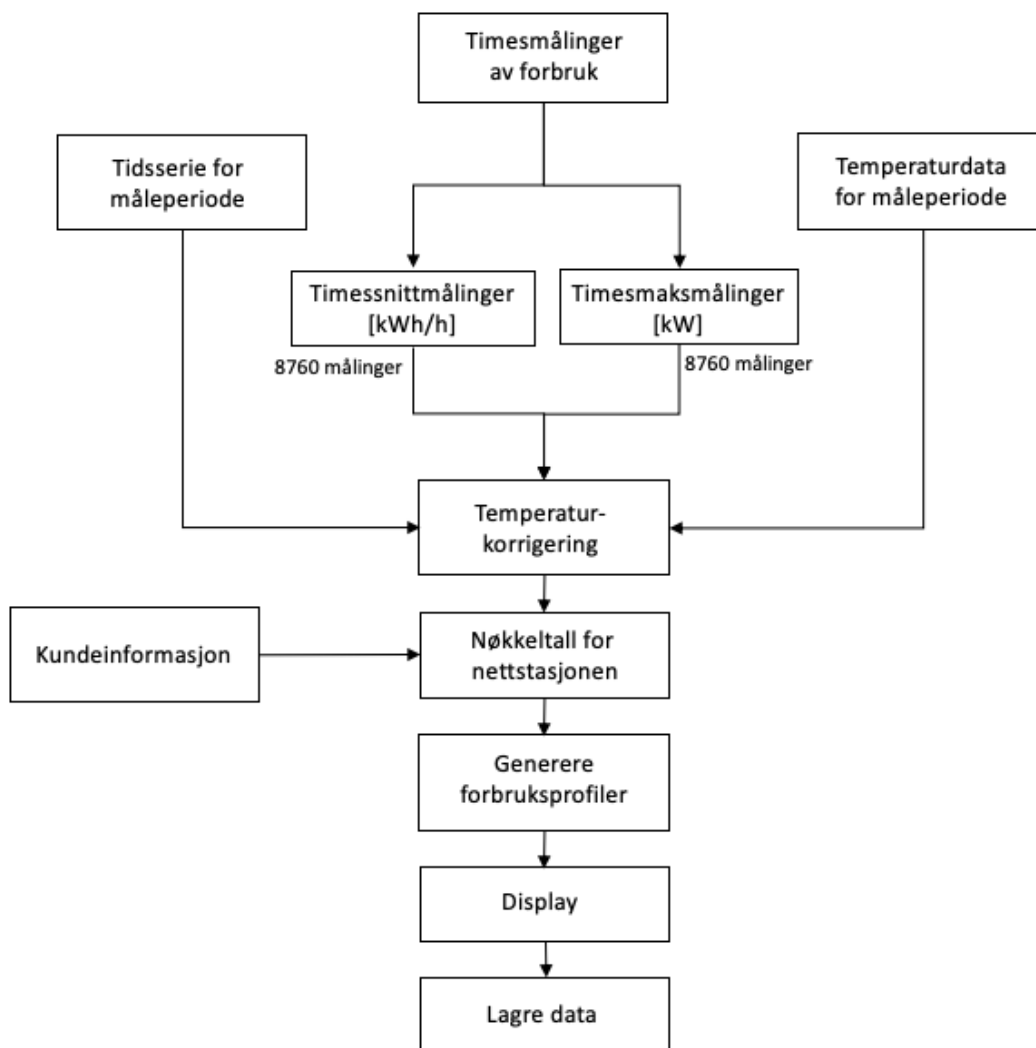
Ettersom nettstasjon C kun har tilknytning av kunder fra kundegruppen *kontor*, ble det etablert en oppdatert lastprofil for denne kundegruppen. Videre kunne det blitt utviklet oppdaterte lastprofiler for resterende kundegrupper. Dersom en annen nettstasjon hadde hatt tilknytning av kundegruppen *kontor* og *husholdning*, ville dette ført til at en oppdatert lastprofil for kundegruppen *husholdning* kunne blitt etablert. Denne prosessen kunne blitt fulgt for alle kundegruppene, resulterende i en oppdatert lastprofil for alle kundegruppene. Ulempen med dette er at dersom den oppdaterte lastprofilen for kundegruppen *kontor* har et utypisk forbruksmønster, vil dette påvirke resterende kundegrupper som vil baseres på den oppdaterte lastprofilen til kundegruppen *kontor*. Det ble observert at det var en dominerende kunde under sluttbrukergruppen *kontor* for nettstasjon C, som vil si at forbruket for nettstasjonen i stor grad vil styres av denne kunden. Det ble derfor ikke valgt å studere dette nærmere.

Ved estimering av last i forbindelse med planlegging av distribusjonsnett, vil det kunne være fordelaktig å ha tilgang til forbruksprofiler for ulike nettstasjoner. Selv om ikke forbruksprofilene fra de ulike nettstasjonene i denne oppgaven er temperaturkorrigert, vil de kunne bli benyttet til å få økt kunnskap om belastningsvariasjonene for de gitte kundesammensetningene.

7 Automatisk oppdatering av forbruksprofiler

Hvordan kan forbruksprofiler fra nettstasjoner være et hjelpemiddel for planlegging av distribusjonsnettet?

Dette kapitlet tar for seg en metode for automatisk oppdatering av forbruksprofiler basert på erfaringer fra Kapittel 6. Et verktøy for automatisk oppdatering av forbruksprofiler er ikke utviklet, men en metode som kartlegger behov ved en slik automatisering er gjort rede for. Figur 7.1 viser et flytskjema for automatisk oppdatering av forbruksprofiler.



Figur 7.1: Flytskjema for automatisk oppdatering av forbruksprofiler på nettstasjonsnivå.

Metoden beskrevet i flytskjemaet tar utgangspunkt i at nettstasjonene er utstyrt med måleutstyr for overvåkning av forbruk samt at nettselskapet har mulighet til å innhente historiske forbruksmålinger fra nettstasjonene. Ved hjelp av stegene i flytskjemaet vil nettselskapene kunne få en bedre oversikt over belastningen av transformatorene i nettstasjonene. Videre følger en beskrivelse av de ulike stegene i flytskjemaet.

Tidsserie for måleperioden

Det etableres en tidsserie for måleperioden med dato og time. Metoden tar utgangspunkt i et år med målinger, tilsvarende 8760 timer. Tabell 7.1 viser formatet for tidsserien for måleperioden. Det blir i tillegg til dato og time, satt av kolonner til å indikere måned og ukedag.

Tabell 7.1: Format for tidsserie for måleperioden.

Dato	Time	Måned	Ukedag
01.01.2018	1	Januar	Mandag
01.01.2018	2	Januar	Mandag
...
31.12.2018	8759	Desember	Mandag
31.12.2018	8760	Desember	Mandag

Temperaturdata for måleperiode

Det innhentes en temperaturserie for den respektive måleperioden. Et eksempel på et utdrag av temperaturserie er tidligere vist i Kapittel 5.2 i Tabell 5.3. Temperaturdata innhentes fra nærmeste værstasjon fra Meteorologisk institutt. Temperaturene kan innhentes i form av døgnmiddeltemperatur eller timesmiddeltemperatur.

Timesmålinger av forbruk

Her hentes det informasjon om forbruket fra nettstasjonen i form av *timessnitt* målinger og *timesmaks* målinger. De to ovennevnte målingene per time, vil danne et godt grunnlag for å analysere forbruket fra nettstasjonen. *Timesmin* målinger av forbruk vil kunne være mulig å importere, men det ikke tatt i betraktning i metoden.

Temperaturkorrigering

For å temperaturkorrigere forbruket fra nettstasjonen kan det utføres regresjonsanalyse av temperatur og forbruk. Metoden tar for seg å utarbeide en temperaturavhengig konstant, A , og en temperaturuavhengig konstant, B , som varierer med periode, type dag og time. Denne metoden ble testet ut for nettstasjon C i Kapittel 6, og viste seg å gi et godt bilde av det målte forbruket. Som tidligere nevnt vil en mer nøyaktig inndeling av periode og type dag kunne gi et enda bedre bilde av forbruket under nettstasjonene. Datagrunnlag for flere år vil føre til at konstantene blir mer nøyaktige. Hvis det etableres unike konstanter for de ulike nettstasjonene, vil det være mulig å fylle inn døgnmiddeltemperaturer for et normalt år (siste 30-års periode). Dette vil føre til at forbruksmålingene fra nettstasjonen blir temperaturkorrigert.

Temperaturkorrigering av det årlige energiforbruket er tidligere beskrevet i Kapittel 3.3.1. Metoden baserer seg på å innhente graddagstall for et normalt år (siste 30 års periode). En lignende metode for å temperaturkorrigere timesmålinger av forbruk blir beskrevet i doktorgradsavhandlingen *Planning of the Future Smart and Active Distribution Grids* [9]. En kort beskrivelse av dette ble presentert i Kapittel 2. Hvis denne metoden for temperaturkorrigering benyttes vil det ende opp med temperaturkorrigerte forbruksmålinger for alle timene i året.

Kundeinformasjon

Det er behov for informasjon om kundene underliggende nettstasjonen, i likhet med hva som ble vist for de ulike nettstasjonene i Kapittel 6. Vektingen av de ulike sluttbruker- og kundegruppene i dette kapitlet ble basert på estimert energiforbruk. Ved innføring av AMS på kundenivå, ligger det et stort potensiale ved å få mer korrekte avlesninger av energiforbruket fra hver enkelt kunde fra det målte år. Dette vil føre til en mer presis vekting av de ulike sluttbruker- og kundegruppene.

Nøkkeltall fra nettstasjonen

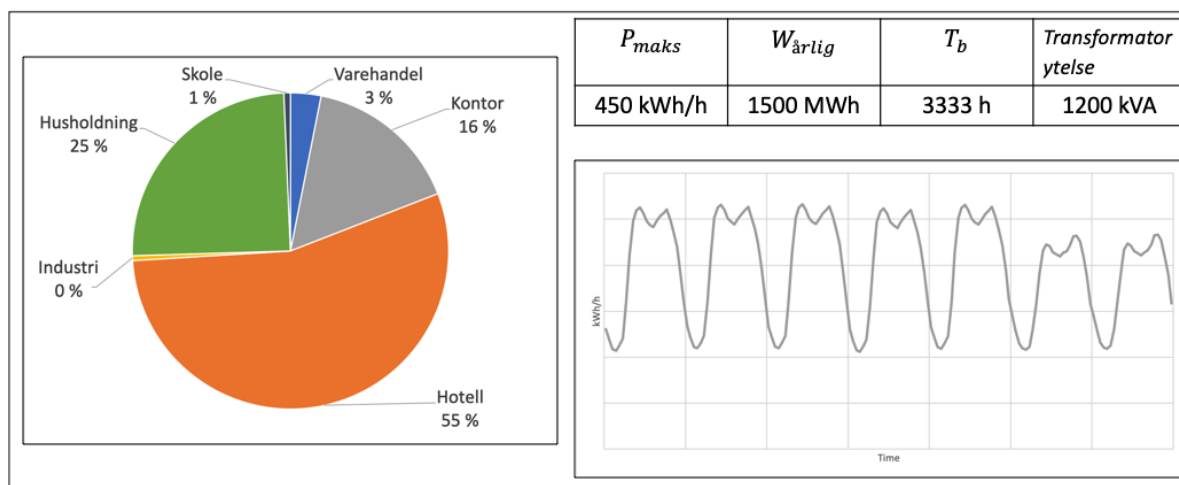
Basert på det temperaturkorrigerte forbruket fra nettstasjonen vil det bli hentet ut informasjon om nøkkeltallene til nettstasjonen. Her vil både maksimal belastning, brukstid, årlig energiforbruk og transformatorytelse være nyttig informasjon for nettselskapet.

Generere forbruksprofiler

Basert på det temperaturkorrigerede forbruket vil det være mulig å generere forbruksprofiler for valgfrie dager, uker eller sesonger. Ved å ha en oversikt over tidspunktet for maksimal belastning fra nøkkeltallene, vil det kunne la seg gjøre å generere en forbruksprofil for den respektive uken. Videre kan det genereres forbruksprofiler for ulike måneder. Eller en gjennomsnittsuke for vinter, høst, sommer og vår, slik som vist for nettstasjon B i Kapittel 6. En oversikt over standardavviket i forbruksmålingene fra nettstasjonene, som vist for de ulike nettstasjonene i Kapittel 6, bør også være implementert i metoden. Hvis forbruksmålingene temperaturkorrigeres ved hjelp av regresjonsanalyse, kan informasjon om hvor godt den lineære modellen passer målingene være nyttig.

Display

Et eksempel på et display er vist i Figur 7.2. Her presenteres nøkkeltallene til nettstasjonen, kundefordelingen under nettstasjonen og valgfri forbruksprofil.



Figur 7.2: Eksempel på et display som viser kundefordelingen under nettstasjonen, forbruksprofil for valgfri periode og nøkkeltall for nettstasjonen.

Lagre data

For å kunne analysere historiske mønstre av forbruket under hver enkelt nettstasjon, er det viktig at datagrunnlaget lagres hos nettselskapet. Dersom datagrunnlaget fra flere år tilbake lagres, kan dette bidra til å generere unike forbruksprofiler for de enkelte nettstasjonene. I samtale med nettselskapet [29] ble det tidligere nevnt at forbruksdata fra

nettstasjonene sannsynligvis kan lagres i ti år. Dette gir muligheter for å utføre statistiske analyser av hver enkelt nettstasjon, ved å se på variasjoner i forbruket fra år til år.

Diskusjon

Nettselskapet må ta stilling til hvor ofte forbruksprofilene skal oppdateres. Det er i utgangspunktet foreslått innhenting av datagrunnlag en gang i året. Det vil imidlertid være mulig å innhente datagrunnlaget flere ganger i året dersom det er mangel på målinger fra et helt år. Ved å samle inn forbruksdata over flere år, vil det gi indikasjoner på fremtidig utvikling i forbruket fra nettstasjonene.

En svakhet med metoden er at nettstasjoner kan bli utsatt for endringer i kundesammensetningen i løpet av året som vil påvirke kundemassen under nettstasjonen. Nye kunder kan bli koblet til nettstasjonen og eksisterende kunder på nettstasjonen kan bli koblet over på andre nettstasjoner. Slike endringer vil påvirke forbruksprofilene i større eller mindre grad. I fordypningsprosjektet *Forbruksmønstre for planlegging av distribusjonsnett* [5], ble en av nettstasjonene utsatt for en endring i kundesammensetningen i løpet av året. Dette førte til store endringer i den gjennomsnittlige forbruksprofilen. Hvis en slik endring oppstår, vil det være nyttig å innhente forbruksmålinger fra AMS på kundennivå for å analysere hvordan forbruket under nettstasjonen påvirkes av endringen. Det tas utgangspunkt i at kundene allerede er eksisterende, og vil ha AMS målinger fra samme år som forbruksprofilene blir utviklet. Hvis det derimot er nye kunder som ikke har historiske forbruksmålinger, kan det innhentes forbruksmålinger fra samme type kunde for å estimere forbruket.

Utrullingen av AMS på kundennivå er omtrent ferdigstilt. I den anledning dukker følgende spørsmål opp: *hvorfor skal nettselskapene utstyre nettstasjoner med nytt overvåkningsutstyr og analysere forbruksmålinger fra nettstasjoner?* Fordelen ved å analysere forbruksmålinger fra nettstasjoner kontra for hver enkelt kunde, vil være en betraktelig reduksjon av datamengde. Dersom nettselskapet skal analysere forbruksmålinger fra en nettstasjon med 100 kunder ville dette føre til 8760 målinger fra nettstasjonen. Å analysere AMS målinger fra kundene ville ført til 87600 forbruksmålinger. Det vil samtidig være usikre parametre ved kun å ta hensyn til forbruk fra nettstasjoner. Kapittel 6 viser at samme kundesammensetning under to nettstasjoner gir betydelig forskjell i forbruksprofilene. Håndtering av redusert datamengde vil allikevel føre til at det i fremtiden kan være fordelaktig for nettselskapene å utføre analyser av forbruk fra nettstasjoner.

En annen mulighet er å utarbeide generelle forbruksprofiler for nettstasjoner med en homogen kundesammensetning. Hvis en nettstasjon for eksempel har tilknytning til 100 husholdninger, vil det være mulig å utarbeide generelle forbruksprofiler for kundegruppen *husholdning*. Sett i forhold til AMS på kundenivå vil det innebære analyser av en mindre datamengde. Det vil også sette en begrensning i form av at nettselskapet kun har mulighet til å lagre målinger fra kundene tre år tilbake i tid. Som nevnt tidligere vil nettselskapet sannsynligvis kunne lagre målinger fra nettstasjonene i ti år. Dette vil føre til at nettselskapene har mer historiske data å basere analysene på.

Forbruksprofilene bidrar til å gi økt kunnskap om sammenlagring i distribusjonsnett. I tillegg er det muligheter for at forbruksprofilene kan erstatte dagens system hvor årlig energiforbruk omregnes til maksimal belastning ved hjelp av brukstid eller Velanders formel. Hvis nettselskapene har tilgang til displayet som er presentert tidligere i kapitlet, kan det samtidig gi gode indikasjoner på belastningsgraden av transformatorene. I stedet for at nettselskapene investerer i nye nettkomponenter, kan kapasiteten i eksisterende nett utnyttes bedre.

8 Tap ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett

Hvordan kan timesmålinger av forbruk fra nettstasjoner være et hjelpemiddel for å beregne tap ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett?

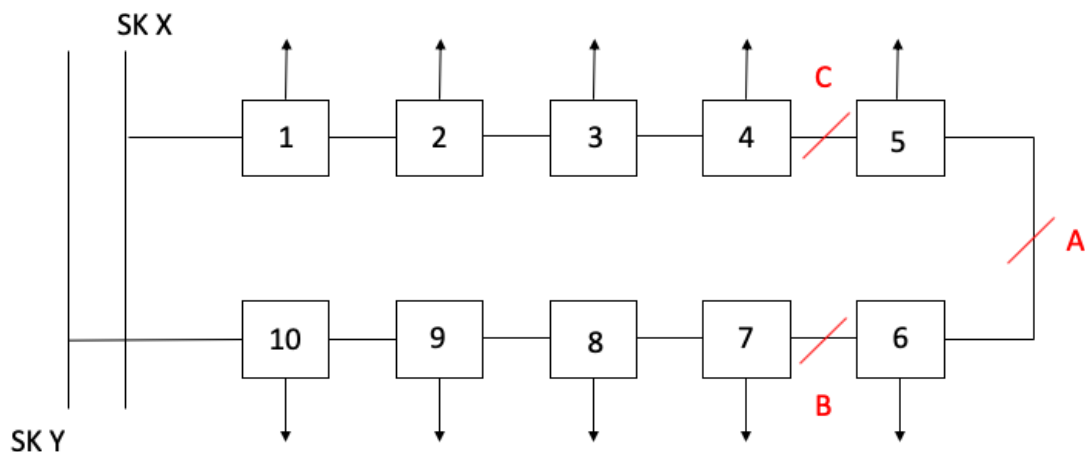
Dette kapitlet tar utgangspunkt i et fiktivt ringnett og timesmålinger av forbruk fra nettstasjonene. Formålet med dette kapitlet er å undersøke om forbruksmålinger fra smarte nettstasjoner kan være et hjelpemiddel for å redusere elektriske tap i distribusjonsnettet.

8.1 Beskrivelse av problem

I samtale med nettselskapet [29] er det opplyst om at delepunktet som velges i dag gjelder for både sommer og vinter. Videre er det gitt opplysninger om at det er lite fokus på nettap når det gjelder valg av delepunkt eller når nettet midlertidig må kobles om som følge av en feilsituasjon. Grunnen til dette er at nettselskapet har mangel på verktøy som kan simulere ulike koblingsbilder for å beregne nettap. I teorien kan det være tapsreducerende å bytte delepunkt flere ganger i året. Sesongvekslinger av delepunktet kan også føre til at kundene opprettholder riktig spenningsnivå, men dette vil ikke tas i betraktning i oppgaven.

Figur 8.1 viser en prinsipiell skisse av et ringnett med totalt 10 nettstasjoner. Det er i denne delen av oppgaven valgt å nummerere nettstasjonene fra 1 til 10. Ringnettet er satt opp som en illustrasjon, som vil si at koblingsbildet er fiktivt. Ringnettet er forsynt fra to samleskinner, som befinner seg i samme transformatorstasjon. Dersom samleskinnene hadde vært plassert i forskjellige transformatorstasjoner, ville det vært en gjennomløpende forbindelse. Samleskinnene X og Y forsyner nettstasjonene 1 til 10. Kabelseksjonene som strekker seg mellom de ulike nettstasjonene har et spenningsnivå på 11 kV. I nettstasjonene blir spenningen transformert fra 11 kV til 230 eller 400 V. Punktene A, B og C representerer ulike delepunkt: et skille på hvilken samleskinne de ulike nettstasjonene får forsyningen fra. I praksis vil dette si at bryterne i nettstasjonene på hver side av delepunktene ligger i åpen posisjon og har forsyning fra ulike samleskinner. Med utgangspunkt i delepunkt A, vil nettstasjon 1 til 5 forsynes fra samleskinne X. Videre vil nettstasjon 6 til 10 forsynes fra samleskinne Y. I delepunkt B har nettstasjon 1 til 6 forsyning fra samleskinne X, og nettstasjon 7 til 10 har forsyning fra samleskinne Y. I delepunkt C har nettstasjon 1 til 4 forsyning fra samleskinne X, og nettstasjon 5 til

10 forsynes fra samleskinne Y.



Figur 8.1: Prinsipiell skisse av et ringnett med forsyning fra samleskinne X og Y. A, B og C representerer tre ulike delepunkt.

Nettselskapet ga opplysninger om at de fjernstyrte bryterne som var installert i nettstasjonene har en levetid på 2000 operasjoner [29]. I denne delen av oppgaven vil det undersøkes om det er tapsreducerende å bytte delepunkt opp til hver time. Det vil ikke være realistisk å bytte delepunkt hver time, men det kan gi et bilde av hvor stor tapsreduksjonen kan bli.

8.2 Fremgangsmåte og antagelser

Det er valgt å dele inn i tre ulike scenarioer:

- Scenario 1 tar for seg et bestemt delepunkt gjennom hele året.
- Scenario 2 tar for seg det delepunktet som for hver time har minst differanse i belastning fra samleskinne X og Y.
- Scenario 3 tar for seg det delepunktet som for hver time gir minst tap til ringnettet.

Ettersom nettstasjonene befinner seg i bysentrum er det valgt en avstand på 500 meter mellom nettstasjonene. I bysentrum vil avstanden mellom nettstasjoner være mindre enn hva det er i et grisgrendt strøk. Dette kommer av at befolkningstettheten er større i et bysentrum sammenlignet med grisgrendte strøk.

Beregning av belastning fra samleskinnene

Det er tatt utgangspunkt i *timesnitt* målingene av forbruk fra nettstasjonene for beregning av belastning fra samleskinnene. Målingene er tidligere beskrevet i Kapittel 5. Belastningen fra samleskinnene er beregnet for hver time gjennom året. Med utgangspunkt i samleskinne X og delepunkt A vil belastningen i time h beregnes som summen av belastningen til nettstasjonene som vist i Likning 8.1.

$$P_{h,SK.X} = P_{h,NS1} + P_{h,NS2} + P_{h,NS3} + P_{h,NS4} + P_{h,NS5} \quad (8.1)$$

Belastningen i time h fra samleskinne Y i delepunkt B, beregnes ved hjelp av summen av belastningen til nettstasjonene som tilhører den respektive samleskinnen. Belastningen i time h i samleskinne Y i delepunkt B beregnes ved hjelp av Likning 8.2.

$$P_{h,SK.Y} = P_{h,NS7} + P_{h,NS8} + P_{h,NS9} + P_{h,NS10} \quad (8.2)$$

Valg av kabel

Ved valg av kabelverrsnitt er det tatt utgangspunkt i maksimal strøm i en time for de tidligere presenterte delepunktene. Som vist tidligere er belastningen for hver av samleskinnene beregnet for de ulike delepunktene for alle timer i året. Dette utgjør i alt 17520 verdier for hvert av delepunktene. Ut i fra disse verdiene er det funnet en maksimal belastning for ringnettet totalt på 1994,67 kWh/h 01.03 i time 11. Forbruksmålingene fra alle nettstasjonene i denne timen finnes i Tabell 8.1.

Tabell 8.1: Forbruksmålinger fra de 10 nettstasjonene oppgitt i kWh/h. Målingene er hentet fra 01.03.2018 i time 11.

NS nr.	NS 1	NS 2	NS 3	NS 4	NS 5	NS 6	NS 7	NS 8	NS 9	NS 10
P_h [kWh/h]	236,86	10,27	269,37	385,09	67,94	95,52	57,73	236,24	314,09	321,56

Ved valg av kabel er det beregnet maksimal strøm i hver fase ved hjelp av Likning 8.3.

$$I = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\phi} \quad (8.3)$$

Ved hjelp av Likning 8.3 er det beregnet maksimal strøm per fase ved maksimal belastning i ringnettet. Dette vil være dimesjoneringskriteriet for kabelen. Det er antatt en effektfaktor, $\cos\phi$, på 0,95. Videre er spenningen i kabelen, U , på 11 kV. Maksimal strøm

i hver fase blir 110,2 A som vist nedenfor.

$$I_{maks} = \frac{1994,67 \text{ kWh/h}}{11 \text{ kV} \cdot \sqrt{3} \cdot 0,95} = 110,2 \text{ A}$$

Tabell 8.2 viser teknisk data for den valgte kabelen, hentet fra *Planleggingsbok for kraftnett, teknisk data* [33]. Det er valgt en 12 kV TXSE - PEX isolert skjermet kabel med et tverrsnitt på 50 mm². Strømføringsvevnen i kabelen er på 170 A. Kablelen vil ha en belastningsgrad på 64,8 % ved maksimal belastning. Belastningsgraden er forholdet mellom maksimal strøm i kabelen, I_{maks} , og kablenes strømføringsvevne, I_{th} . Motstanden (R) i kabelen på 0,641 Ω/km brukes videre til å beregne tap i de ulike kabelseksjonene. Reaktansen (X), driftskapasitansen (C_d), kapasitans mot jord (C_j) og tillatt kortslutningsstrøm i 1 sekund (I_k) vil ikke bli tatt med videre i beregningene.

Tabell 8.2: Teknisk data for 12 kV TXSE - PEX isolert skjermet kabel. [33]

Type	R	X	C_d	C_j	I_{th}	I_k 1 s
TXSE 3x50 Al/16	0,641 Ω/km	0,13 Ω/km	0,2 μF/km	0,2 μF/km	170 A	4,5 kA

Kabelvalget er basert på forbruksmålinger fra 2018. I praksis ville det muligens blitt valgt et større tverrsnitt, med tanke på fremtidig utvikling for området samt kostnader for å investere i en kabel. Dette vil derimot ikke bli tatt i betraktning i oppgaven.

Beregning av tap

Både årlig energitap og tap ved maksimal belastning i kablene er beregnet, med utgangspunkt i Likning 8.4 [34]. For hver time er det beregnet tap, ΔP_h , i de ulike kabelseksjonene mellom nettstasjonene. Det er i oppgaven sett bort i fra transformator tap.

$$\Delta P_h = \left(\frac{P_h}{U \cdot \cos\phi} \right)^2 \cdot r \cdot l \quad (8.4)$$

Hvor

- P_h er belastningen i den timen det undersøkes [kWh/h]
- U er spenningen [kV]
- $\cos\phi$ er effekt faktoren
- r er resistansen i høyspentkabelen [Ω/km]

- l er lengden på høyspentkabelen [km]

Spenningen er satt til 11 kV. Videre er det antatt en konstant effektfaktor, $\cos\phi$, på 0,95. Resistansen til høyspentkabelen er $0,641 \Omega/km$ basert på valg av kabel. Lengden mellom alle nettstasjonene, og dermed lengden på kabelseksjonene mellom nettstasjonene er satt til 0,5 km.

Med utgangspunkt i delepunkt A, vil tapene beregnes fra delepunktet og inn mot samleskinnen. Det vil si at bryterne i nettstasjonene nærmest delepunktet står i åpen posisjon, og at det ikke vil gå strøm i kabelseksjonen mellom nettstasjon 5 og nettstasjon 6. Tapet i kabelseksjonen mellom nettstasjon 4 og 5 beregnes ut i fra belastningen i nettstasjon 5 i den respektive timen. Videre vil belastningen i kabelseksjonen som ligger mellom nettstasjon 3 og 4 i en time h , $P_{h,3-4}$, beregnes ut i fra Likning 8.5.

$$P_{h,3-4} = P_{h,5} + P_{h,4} + \Delta P_{h,4-5} \quad (8.5)$$

Belastningen i kabelseksjonen som ligger mellom nettstasjon 2 og 3 i en time h , $P_{h,2-3}$, beregnes ved hjelp av Likning 8.6.

$$P_{h,2-3} = P_{h,5} + P_{h,4} + P_{h,3} + \Delta P_{h,4-5} + \Delta P_{h,3-4} \quad (8.6)$$

Samme prinsipp vil følge for de andre nettstasjonene helt frem til kabelseksjonen mellom samleskinne X og nettstasjon 1. Denne kabelseksjonen har en belastning som tilsvarer summen av belastning i fem nettstasjoner og tap i fire kabelseksjoner. Det samme prinsippet følges ved beregning av belastning og tap i de andre delepunktene.

Energitapet er summen av tap per time for måleperioden, og kan beregnes ved hjelp av Likning 8.7. Måleperioden er 2018, som tilsvarer 8760 timer.

$$\Delta W_{\text{årlig}} = \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_h \quad (8.7)$$

Brukstid og kostnader for tap

Brukstid for maksimalt tap, T_t er tidligere presentert i Kapittel 3.4 i Likning 3.10. Brukstid for tap beregnes ved hjelp av det årlige energitapet, $\Delta W_{\text{årlig}}$, og tap ved maksimal belastning, ΔP_{maks} . Videre er årlig kostnad av elektriske tap beregnet ved hjelp av Likning 3.8 og 3.9 som er presentert i Kapittel 3.4. Kostnad av maksimale effekttap, k_p , og

ekvivalent årskostnad av energitap, k_{wekv} , er funnet i *Planbok for kraftnett - tapskostnader* [21].

Scenario 2

I scenario 2 er det undersøkt differansen i belastning fra samleskinne X og Y. Det vil si når belastningen fra samleskinne X er nærmest belastningen fra samleskinne Y for de ulike delepunktene. Ved å beregne differansen i belastning ved de ulike delepunktene for hver time, vil det delepunktet som har differanse nærmest verdi 0 velges. Differansen i belastning fra samleskinnene, $Diff_{h,SK.X-SK.Y}$, kan beregnes ut i fra Likning 8.8.

$$Diff_{h,SK.X-SK.Y} = | P_{h,SK.X} - P_{h,SK.Y} | \quad (8.8)$$

Scenario 3

Scenario 3 tar for seg delepunktet som for hver time gir minst tap til ringnettet. Her er det utført beregninger av tap for alle delepunktene for hver time. For hver time beregnes det et tap for samleskinne X og et tap for samleskinne Y for de ulike delepunktene. Det totale tapet er summen av tap i samleskinne X og samleskinne Y, vist i Likning 8.9. For hver time vil det delepunktet som gir minst tap til ringnettet velges.

$$\Delta P_{h,total} = \Delta P_{h,SK.X} + \Delta P_{h,SK.Y} \quad (8.9)$$

8.3 Resultat

Dette kapitlet presenterer funnene i denne delen av oppgaven. Scenario 1 blir først presentert. Deretter følger en gjennomgang av scenario 2, og påfølgende en gjennomgang av scenario 3. Til slutt blir det presentert en oppsummering av de ulike scenarioene.

8.3.1 Scenario 1

Det første scenarioet tar for seg et bestemt delepunkt gjennom hele året. Det er valgt delepunkt B som referanse for analysene. Maksimal belastning finnes 01.03 i time 11. Forbruksmålingene fra de ulike nettstasjonene i denne timen er tidligere vist i Tabell 8.1. Ved beregning av belastning i de ulike kabelseksjonene, benyttes prinsippet vist i Likning 8.5 og 8.6. Tabell 8.3 viser en oversikt over maksimal belastning samt tap ved maksimal belastning i de ulike kabelseksjonene. Tabellen viser at tap ved maksimal belastning i kabelseksjonen mellom samleskinne X og nettstasjon 1 er på 3,36 kWh/h. Videre avtar tapene inn mot delepunktet. For samleskinne Y viser tabellen at tapet i kabelseksjonen mellom samleskinne Y og nettstasjon 10 er på 2,54 kWh/h.

Tabell 8.3: Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt B.

Samleskinne X			Samleskinne Y		
Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]	Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]
X-1	1070,00	3,36	7-8	57,73	0,01
1-2	831,14	2,03	8-9	293,98	0,25
2-3	818,90	1,97	9-10	608,32	1,09
3-4	548,65	0,88	10-Y	930,97	2,54
4-5	163,48	0,08			
5-6	95,52	0,03			

Energิตapet for scenario 1 er beregnet ved å summere tap for hver time for de ulike samleskinnene vist i Likning 8.10. Resultatet er vist i Tabell 8.4.

$$\Delta W_{\text{årlig scenario 1}} = \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.X} + \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.Y} \quad (8.10)$$

Tabell 8.4 viser en oversikt over tap ved maksimal belastning, energิตapet over året og brukstid for tap for samleskinnene i delepunkt B. I tillegg viser tabellen tilsvarende beregninger for ringnettets totalt. Det årlige energิตapet for ringnettets i scenario 1 er omtrent 19,5 MWh og tap ved maksimal belastning er 12,24 kWh/h. Brukstid for tap for ring-

nettet totalt blir 1597 timer ved å velge delepunkt B hele året.

Tabell 8.4: Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for de ulike samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 1.

	$\Delta P_{\text{maks}} [kWh/h]$	$\Delta W_{\text{årlig}} [kWh]$	$T_t [h]$
SK X	8,35	12962,94	1552
SK Y	3,89	6586,08	1693
Totalt	12,24	19549,02	1597

Videre er årlig kostnad av tap i ringnettet beregnet. I Vedlegg E finnes de relevante tabellene benyttet for å beregne tapskostnadene. Årlig tapskostnad for ringnettet i scenario 1 er 14344 kroner, vist nedenfor.

$$K_{\text{tap}} = (605\text{kr/kW år} + 0,355\text{kr/kWh} \cdot 1597\text{h}) \cdot 12,24\text{kW} = 14344\text{kr}$$

8.3.2 Scenario 2

I dette scenarioet undersøkes det om det er tapsreducerende å bytte delepunkt for hver time det er minst differanse i belastning fra samleskinne X og Y. Dette vil føre til at kablene belastes i omtrent lik grad alle timene i året.

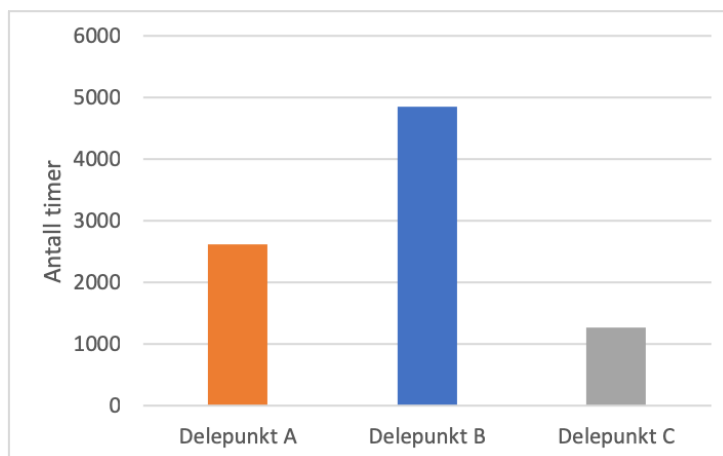
Analyse av de ulike delepunktene

Tabell 8.5 viser en oversikt over hvilket delepunkt som velges de første timene i 2018. Tabellen viser en oversikt over belastningen fra samleskinnene i hver time for hvert delepunkt. Videre viser tabellen differansen i belastning fra samleskinne X og Y for de ulike delepunktene. Siste kolonne indikerer hvilket delepunkt som velges.

Tabell 8.5: Oversikt over belastning fra samleskinne X og Y for hvert delepunkt. I tillegg til differanse i belastning fra samleskinnene for hvert delepunkt. Belastningen er oppgitt i kWh/h. Siste kolonne indikerer hvilket delepunkt som velges.

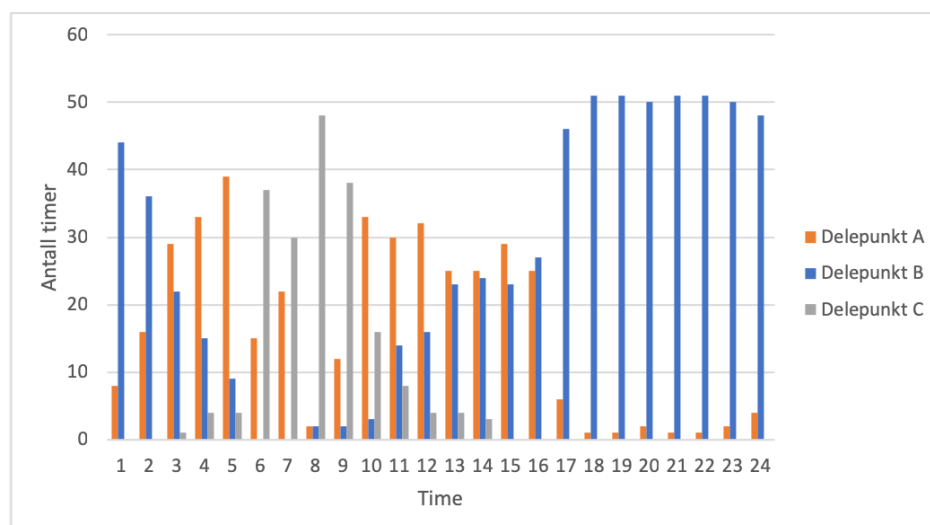
h	A		B		C		Diff. SK.X-SK.Y			Min.
	$P_{h,SK.X}$	$P_{h,SK.Y}$	$P_{h,SK.X}$	$P_{h,SK.Y}$	$P_{h,SK.X}$	$P_{h,SK.Y}$	A	B	C	
1	327,90	428,96	392,43	364,42	281,09	475,77	101,06	28,01	194,68	B
2	373,57	422,17	433,39	362,35	323,88	471,86	48,60	71,04	147,98	A
3	396,43	377,09	450,60	322,92	347,40	426,12	19,34	127,68	78,72	A
4	441,30	380,37	494,92	326,75	391,73	429,94	60,93	168,17	38,21	C
5	441,06	380,71	503,55	318,21	392,13	429,63	60,35	185,34	37,50	C

Ut i fra tabellen blir det sett at i time 1 vil delepunkt B velges. For time 2 og 3 vil delepunkt A velges, før delepunkt C velges i time 4 og 5. En oversikt over antall timer i året de ulike delepunktene velges er vist i Figur 8.2. Det blir av figuren observert at delepunkt B velges i 4856 timer av 8760 timer. Videre viser figuren at delepunkt A velges i 2630 timer og delepunkt C velges i 1274 timer av året.



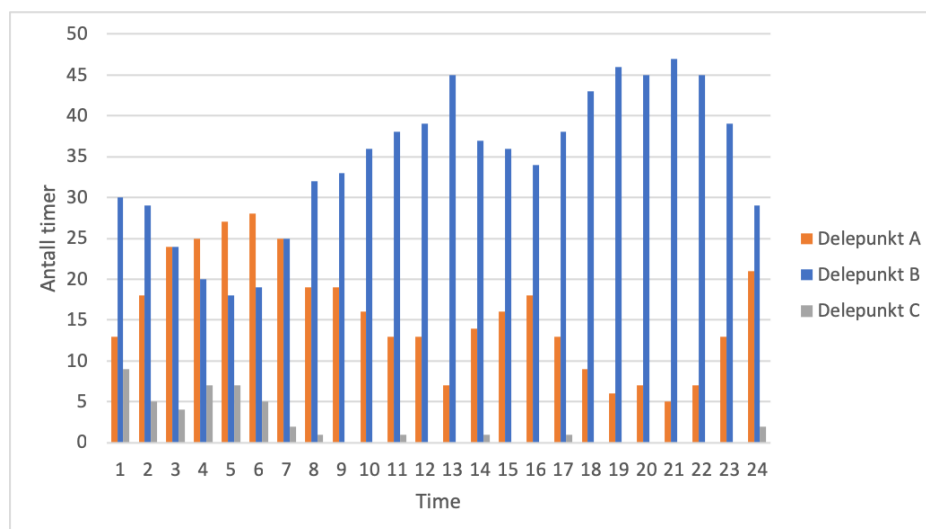
Figur 8.2: Antall timer i året de ulike delepunktene velges i scenario 2.

For å studere om det er noen typiske trender i når på døgnet eller dager de ulike delepunktene velges, er det delt inn timesverdier for de ulike dagene. I Figur 8.3 er det vist en oversikt over de ulike timene på onsdager for hele året. For hver time er det vist en oversikt over antall timer de ulike delepunktene velges av totalt 52 timer. Av figuren blir det blant annet observert at delepunkt B velges i de fleste tilfeller på mandager fra klokken 15 til 24.



Figur 8.3: Antall timer på onsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.

Videre viser Figur 8.4 den samme oversikten for lørdager. Det kommer frem av figuren at delepunkt B velges i de fleste timene for lørdager.



Figur 8.4: Antall timer på lørdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.

De samme oversiktene er funnet for resterende dager i Vedlegg E. Alle hverdagene har relativt likt mønster som onsdag. Felles for lørdag og søndag er at delepunkt B velges i de fleste timene.

Figurene vist over vil kun indikere antall timer av året de ulike delepunktene velges. Videre er antall operasjoner for hver bryter i de ulike delepunktene studert. For eksempel vil ikke bryterne tilhørende delepunkt C påvirkes hvis det veksles mellom delepunkt A og delepunkt B. Det vil heller ikke registreres operasjoner dersom samme delepunkt velges flere timer på rad. For bryterne tilhørende delepunkt A blir det registrert 1456 operasjoner. Videre er det registrert 877 operasjoner for bryterne tilhørende delepunkt B, og 656 operasjoner for bryterne tilhørende delepunkt C.

Beregning av tap

Maksimal belastning i de 10 nettstasjonene i ringnettet er tidligere vist i Tabell 8.1. Delepunkt A gir en differanse i belastningen fra samleskinne X og Y på 55,61 kWh/h i den respektive timen. Delepunkt B og C gir derimot en differanse på henholdsvis 135,43 kWh/h og 191,49 kWh/h i samme time. Dermed er det delepunkt A som velges i den respektive timen. Tabell 8.6 viser en oversikt over beregnet maksimal belastning og tap ved maksimal belastning i de ulike kabelseksjonene. Et maksimalt tap på 2,78 kWh/h finnes i kabelseksjonen mellom samleskinne X og nettstasjon 1. Tilsvarende finnes et

maksimalt tap på 3,10 kWh/h i kabelseksjonen mellom samleskinne Y og nettstasjon 10.

Tabell 8.6: Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt A.

Samleskinne X			Samleskinne Y		
Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]	Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]
X-1	973,26	2,78	6-7	95,52	0,03
1-2	734,82	1,58	7-8	153,27	0,07
2-3	723,02	1,53	8-9	389,58	0,45
3-4	453,04	0,60	9-10	704,11	1,46
4-5	67,94	0,01	10-Y	1027,13	3,10

Energitalpet er funnet ved å beregne tap per time slik som for maksimalt tap vist i Tabell 8.6. Summen av tap per time for hver av samleskinnene utgjør energitalpet totalt for ringnettet, vist i Likning 8.11. Resultatet er vist i Tabell 8.7.

$$\Delta W_{\text{årlig scenario 2}} = \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.X} + \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.Y} \quad (8.11)$$

Resultatene fra scenario 2 er vist i Tabell 8.7. Det er vist en oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitalp og brukstid for tap for de ulike kablene tilhørende samleskinne X og Y, samt for ringnettet totalt.

Tabell 8.7: Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitalp og brukstid for tap for de ulike samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 2.

	ΔP_{maks} [kWh/h]	$\Delta W_{\text{årlig}}$ [kWh]	T_t [h]
SK X	6,50	10761,14	1656
SK Y	5,11	7905,00	1547
Totalt	11,61	18666,14	1608

Videre er årlig kostnad for tap beregnet. Dette er utført med samme metode som i scenario 1, vist i Kapittel 8.3.1. Årlig tapskostnad for ringnettet i scenario 2 er 13652 kroner, vist nedenfor.

$$K_{tap} = (605\text{kr/kW år} + 0,355\text{kr/kWh} \cdot 1608\text{h}) \cdot 11,61\text{kWh/h} = 13652\text{kr}$$

8.3.3 Scenario 3

Scenario 3 tar utgangspunkt i delepunktet som for hver time gir minst tap til ringnettet. Det blir først gitt en oversikt over antall timer i året de ulike delepunktene velges. Deretter blir det en gjennomgang av beregning av tap.

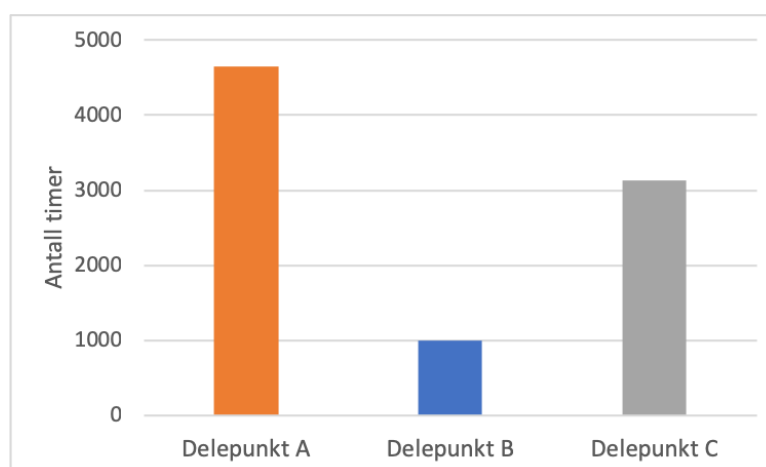
Analyse av de ulike delepunktene

Tabell 8.8 viser en oversikt over totalt tap for de ulike samleskinnene i hvert av delepunktene for de første timene i 2018. Den siste kolonnen i tabellen indikerer hvilket delepunkt som velges. For time 1 og 2 velges delepunkt A. Videre velges delepunkt C i time 3, 4 og 5.

Tabell 8.8: Oversikt over tap i de ulike kablene tilhørende samleskinne X og Y, i tillegg til totalt tap i ringnettet. Tapene er oppgitt i kWh/h. Siste kolonne indikerer hvilket delepunkt som velges.

h	A			B			C			Min.
	$\Delta P_{h,SK.X}$	$\Delta P_{h,SK.Y}$	$\Delta P_{h,tot}$	$\Delta P_{h,SK.X}$	$\Delta P_{h,SK.Y}$	$\Delta P_{h,tot}$	$\Delta P_{h,SK.X}$	$\Delta P_{h,SK.Y}$	$\Delta P_{h,tot}$	
1	0,70	0,95	1,65	1,15	0,61	1,76	0,46	1,28	1,74	A
2	1,00	0,91	1,91	1,48	0,60	2,08	0,69	1,26	1,95	A
3	1,15	0,70	1,85	1,60	0,46	2,06	0,81	1,00	1,81	C
4	1,43	0,74	2,17	1,92	0,49	2,41	1,05	1,05	2,10	C
5	1,44	0,75	2,19	2,03	0,46	2,49	1,07	1,06	2,13	C

I Figur 8.5 er det vist en oversikt over antall timer i året hvert av delepunktene gir minst tap til ringnettet. Sett i forhold til scenario 2 er det vist at delepunkt A velges flest timer, med 4643 timer av året. Videre velges delepunkt C 3126 timer av året, til slutt delepunkt B 991 timer av året.



Figur 8.5: Antall timer i året de ulike delepunktene velges i scenario 3.

Figuren vist over vil kun indikere antall timer av året de ulike delepunktene velges. Videre er antall operasjoner for hver bryter i de ulike delepunktene studert som vist for scenario 2 i Kapittel 8.3.2. For bryterne tilhørende delepunkt A blir det registrert 1341 operasjoner. Videre er det registrert 502 operasjoner for bryterne tilhørende delepunkt B, og 840 operasjoner for bryterne tilhørende delepunkt C.

Beregning av tap

For å beregne tap ved maksimal belastning er det tatt utgangspunkt i belastning i de ulike nettstasjonene som vist i Tabell 8.1. I den respektive timen var det delepunkt C som ga minst tap til ringnettet. Tabell 8.9 viser en oversikt over beregnet maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt C. Et maksimalt tap på 2,40 kWh/h finnes i kabelseksjonen mellom samleskinne X og nettstasjon 1. Videre finnes det et maksimalt tap i kabelseksjon mellom samleskinne Y og nettstasjon 10 på 3,52 kWh/h.

Tabell 8.9: Maksimal belastning og maksimalt tap i de ulike kabelseksjonene i delepunkt C.

Samleskinne X			Samleskinne Y		
Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]	Kabel	P_{maks} [kWh/h]	ΔP_{maks} [kWh/h]
X-1	904,58	2,40	4-5	67,94	0,01
1-2	666,42	1,30	6-7	163,47	0,08
2-3	654,90	1,26	7-8	221,28	0,14
3-4	385,09	0,44	8-9	457,66	0,61
			9-10	772,36	1,75
			10-Y	1095,67	3,52

Det årlige energitapet for hver av samleskinnene i ringnettet er beregnet ved hjelp av Likning 8.12. Det er beregnet tap for alle delepunktene for alle timene i året, slik som vist i Tabell 8.8. Videre er tapet for delepunktet som for hver time gir minst tap i ringnettet summert over året.

$$\Delta W_{\text{årlig scenario 3}} = \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.X} + \sum_{h=1}^{8760} \Delta P_{h,SK.Y} \quad (8.12)$$

Resultatene fra scenario 3 er vist i Tabell 8.10. Det er vist en oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for de ulike kablene tilhørende samleskinne X og Y, samt for ringnettet totalt.

Tabell 8.10: Oversikt over tap ved maksimal belastning, årlig energitap og brukstid for tap for samleskinnene og totalt for ringnettet i scenario 3.

	$\Delta P_{\text{maks}} [kWh/h]$	$\Delta W_{\text{årlig}} [kWh]$	$T_t [h]$
SK X	5,40	8794,81	1629
SK Y	6,11	9555,61	1564
Totalt	11,51	18350,42	1594

Videre er årlig kostnad av tap i ringnettet beregnet. Dette er utført med samme metode som i scenario 1, vist i Kapittel 8.3.1. Årlig tapskostnad for ringnettet i scenario 3 er på 13477 kroner, vist nedenfor.

$$K_{\text{tap}} = (605\text{kr/kW år} + 0,355\text{kr/kWh} \cdot 1594\text{h}) \cdot 11,51\text{kW} = 13477\text{kr}$$

8.3.4 Oppsummering

Det blir i Tabell 8.11 vist en oversikt over antall operasjoner bryterne tilhørende delepunktene blir utsatt for i de ulike scenarioene. Scenario 1 har samme delepunkt hele året, som vil si at det ikke blir registrert noen operasjoner for bryterne tilhørende delepunkt B.

Tabell 8.11: Oversikt over antall registrerte operasjoner for bryterne tilhørende de ulike delepunktene i de tre scenarioene.

Delepunkt	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
A	0	1456	1341
B	0	877	502
C	0	656	840

En oppsummering av resultatene fra de ulike scenarioene er vist i Tabell 8.12. Det er vist tap ved maksimal belastning, årlig energitap, brukstid for tap og årlig kostnad for tap for ringnettet i de ulike scenarioene. Det blir av tabellen observert en kostnadsbesparelse på 867 kroner for året ved å kjøre scenario 3 i forhold til scenario 1. Videre blir det en kostnadsbesparelse på 692 kroner dersom scenario 2 kjøres, sett i forhold til scenario 1. Det er liten forskjell i årlig tapskostnad mellom scenario 2 og scenario 3.

Tabell 8.12: Oppsummering av scenarioene. Det er vist tap ved maksimal belastning, årlig energitap, brukstid for tap og årlig tapskostnad for ringnettet.

	$\Delta P_{\text{maks}} [kWh/h]$	$\Delta W_{\text{årlig}} [kWh]$	$T_t [h]$	$K_{\text{tap}} [kr]$
Scenario 1	12,24	19549,02	1597	14 344
Scenario 2	11,61	18666,14	1608	13 652
Scenario 3	11,51	18350,42	1594	13 477

8.4 Diskusjon

Denne delen av oppgaven har presentert tre ulike scenarioer for tapsberegninger ved ulike oppdelingspunkt i et fiktivt ringnett med 10 nettstasjoner. Scenario 1 tok for seg delepunkt B hele året. Scenario 2 tok for seg veksling mellom ulike delepunkt opptil hver time det var minst differanse i belastning fra samleskinnene. Scenario 3 tok for seg veksling mellom ulike delepunkt opptil hver time det var minst tap i ringnettet. Formålet var å illustrere hvilket potensial som ligger i tapsreduksjon ved å bytte delepunkt flere ganger i året. Det er benyttet timesmålinger av forbruk fra nettstasjonene for beregningene.

Tapsberegningene er utført på en forenklet måte. Det er antatt at både spenning og effektfaktor er konstant i alle timer. Ved å benytte målinger av spenning og strøm for hver time ville ført til mer korrekte tapsberegninger. Det er derimot satt en begrensning i oppgaven til forbruksmålinger fra nettstasjonene. Ringnettet som er satt opp som et eksempel i oppgaven er fiktivt. Ved å ha tilgang til et reelt koblingsbilde kunne avstanden mellom de ulike nettstasjonene bli tatt i betraktning. Dette ville også bidratt til mer korrekte tapsberegninger. Videre er det valgt et tverrsnitt for hele ringnettet, basert på maksimal belastning i løpet av året. Det ble sett at kableen hadde en belastningsgrad på omtrent 65 % ved maksimal belastning. Større tverrsnitt ville ført til mindre belastningsgrad og mindre tap.

Scenario 1 ga høyest tapskostnader for året. Delepunkt B ble valgt som en referanse i scenario 1. Her kunne både delepunkt A og C blitt valgt som referanse, som ville gitt et annet utgangspunkt for sammenligningen av de ulike scenarioene. Scenario 3 ga lavest tapskostnader for året. Dette var et resultat av at delepunktet ble valgt ut i fra lavest tap i ringnettet, som fører til lave tapskostnader. Det var liten forskjell i de årlige tapskostnadene i scenario 2 og 3.

Å bytte delepunkt hver time kan være vanskelig å gjennomføre i praksis. Raske omkoblinger kan føre til slitasje og i verste fall ødeleggelse av bryterne i nettstasjonene. Nettselskapet ga opplysninger om at bryterne som er installert i nettstasjonene har en levetid på 2000 operasjoner. Sett opp mot hvor mange operasjoner bryterne tilhørende de ulike delepunktene ble utsatt for i scenario 2 og 3, vil bryterne måtte byttes ofte som vil føre til store investeringskostnader for nye brytere. Det ble for eksempel registrert 1456 operasjoner for året for bryterne tilhørende delepunkt A i scenario 2. Dette vil si at bryterne må skiftes ut omtrent etter litt over et år.

På bakgrunn av antagelsene som ble tatt underveis, kan det ikke konkluderes med at bytte av delepunkt flere ganger i året kan være kostnadsreducerende. Selv om det i dette tilfellet ikke var kostnadsreducerende, så kan det i et reelt nett gi andre resultater. Hvis nettselskapene skal dra nytte av slike beregninger i fremtiden vil det være viktig å understreke at beregningene må utføres basert på historiske forbruksmålinger. Med historiske målinger kan nettselskapet utføre lignende analyser på om det kan være tapsreducerende å bytte delepunkt flere ganger i året enn hva som praktiseres i dag. Ved å bytte delepunkt hver time vil kostnad for nye brytere sannsynligvis være høyere enn kostnadsbesparelsen for tap. Regnestykket vil derfor ikke gå opp. Derfor anbefales det at nettselskapene ser på veksling mellom ulike delepunkt sjeldnere. Eksempler på hva nettselskapene kan undersøke videre er å ha bestemte delepunkt for ulike sesonger, eller om det kan la seg gjøre å kjøre et delepunkt for hverdag og et delepunkt for helg.

9 Konklusjon

Denne masteroppgaven har tatt for seg analyser av timesmålinger av forbruk fra ulike nettstasjoner. For å svare på de tre spørsmålene som ble stilt i Kapittel 1, ble oppgaven delt inn i tre ulike deler.

I den første delen ble det beregnet forbruksprofiler for tre utvalgte nettstasjoner, basert på generelle lastprofiler for ulike kundegrupper. Disse forbruksprofilene ble sammenlignet med forbruksprofiler fra nettstasjonene basert på timesmålinger av forbruk. Resultatene viste at beregningene i ulik grad klarer å gjenskape variasjonene i målingene. For nettstasjon A klarte beregningene å predikere omtrent 58 % av maksimal belastning observert fra målingene. Fra forbruksmålingene fra nettstasjonene ble det vist at nettstasjoner med omtrent lik kundesammensetning resulterte i ulike forbruksprofiler. Derimot viste beregnet forbruk omtrent de samme forbruksprofilene for nettstasjonene. Hvis det i fremtiden skal benyttes generelle lastprofiler for å beregne forbruk fra nettstasjoner, vil det være behov for mer nøyaktig inndeling av de ulike kundegruppene.

I den andre delen ble det gitt et forslag for automatisk oppdatering av forbruksprofiler på nettstasjonsnivå. Inngangsdata vil være temperaturmålinger for området og timesmålinger av forbruk fra nettstasjonene. Unike forbruksprofiler for hver enkelt nettstasjon kan bli generert. Å implementere et verktøy for en slik automatisering i nettselskapet vil føre til økt kunnskap om forbruksvariasjoner for ulike nettstasjoner med gitte kundesammensetninger. Dette kan igjen føre til at beslutninger i forbindelse med planlegging av nett kan tas på et bedre grunnlag enn i dag.

I den siste delen ble potensialet for tapsreduksjon ved veksling mellom ulike delepunkt i et fiktivt ringnett undersøkt. Her ble det beregnet tap for maksimal belastning, energitap over året, brukstid for tap og årlig tapskostnad for tre ulike scenarioer. Å velge samme delepunkt hele året førte til et årlig energitap på 19,5 MWh (årlig tapskostnad på 14344 kroner). Ved å velge det delepunktet som for hver time hadde minst differanse i belastning fra samleskinnene, resulterte det i et årlig energitap på 18,7 MWh (årlig tapskostnad på 13652 kroner). Ved å velge det delepunktet som for hver time ga minst tap til ringnettet, førte det til et årlig energitap på 18,4 MWh (årlig tapskostnad på 13477 kroner). Sett opp mot hvor ofte bryterne må kobles om for å realisere de to sistnevnte scenarioene, må bryterne skiftes ut ofte som igjen fører til store investeringskostnader for nye brytere. Det kan derfor ikke konkluderes med at veksling mellom ulike delepunkt vil være kostnadsreducerende i dette tilfellet. Det vil imidlertid kunne gi andre resultater i det reelle nett.

10 Videre arbeid

Datagrunnlaget som er analysert i oppgaven dekker forbruksmålinger fra Stavanger i 2018. Ved å innhente datagrunnlag for flere år, blir det mulig å analysere utviklingen i forbruket fra nettstasjonene fra år til år. Dette vil kunne danne grunnlag for å estimere fremtidig utvikling i forbruket fra nettstasjoner med gitte kundesammensetninger. Ved å utføre analyser på en rekke ulike nettstasjoner, kan det finnes fellestrekk mellom nettstasjonene med tanke på kundemasse og forbruk. Gode metoder for temperaturkorrigering av forbruket vil være en fordel dersom flere år skal sammenlignes.

Det er i oppgaven beregnet tap ved ulike oppdelingspunkt i et ringnett. Her er det mulig å innhente et reelt koblingsbilde, som vil gi bedre indikasjoner på om det i fremtiden vil være lønnsomt å bytte delepunkt flere ganger i løpet av året enn hva praktiseres i dag. Det er her mulig å undersøke alternative delepunkt, for eksempel å kjøre bestemte delepunkt for ulike sesonger eller ved å bytte delepunkt mellom hverdag og helg. Kundeinformasjon kan være med på å gi indikasjoner om hvilket delepunkt som bør velges. Dersom nettstasjoner har høyt innslag av kundegruppen *kontor* eller *undervisning*, vil dette medføre redusert forbruk i helger og ferier. På bakgrunn av dette kan det vurderes hyppigere veksling mellom ulike delepunkt. Det er nødvendig å ta en vurdering på reduserte tapskostnader sett opp mot kostnad for brytere.

Videre kan det være interessant å sammenligne målingene fra nettstasjonene med målinger fra AMS til underliggende kunder. Dette vil gi økt kunnskap om tap i kabler/linjer mellom nettstasjon og kunder og om det finnes umålte kunder. I tillegg vil det gi en indikasjon på påliteligheten til målingene, både fra AMS og fra nettstasjonene. Ved å innhente informasjon om hver enkelt kundes årlige energiforbruk fra AMS kan det oppnås en mer presis vektning av de ulike kundene enn hva som er sett i denne oppgaven.

I oppgaven er det lagt vekt på å analysere forbruksmålinger fra nettstasjoner. Dette er kun en liten del av datagrunnlaget fra nettstasjonene. En mulig videreføring vil være å benytte spenningsmålingene fra nettstasjonene for å analysere spenningskvaliteten i nettet. I tillegg er det i oppgaven observert stor forskjell mellom *timessnitt* og *timesmaks* fra målingene av forbruk. Måleutstyret i nettstasjonene vil også kunne gi minuttsoppløsning på målingene. Disse målingene kan bli benyttet for å se på belastningsvariasjoner innenfor timene.

Bibliografi

- [1] Norges vassdrags-og energidirektorat. Ams. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) - marked og monopol - Sluttbrukermarkedet. Lastet 07.03.2019.
- [2] Arnt Ove Eggen og Hanne Vefsnmo. *Rapport - FASIT kravspesifikasjon*. SINTEF Energi AS, Versjon 2019. Oppdragsgiver: Energi Norge AS.
- [3] Olje og energidepartementet. *Meld. St. 14: Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*, 2011 - 2012. Melding til Stortinget.
- [4] Olje og energidepartementet. *Rapport - Et bedre organisert strømmett*, 2014.
- [5] Tonje Leine Lunden. *Fordypningsprosjekt: Forbruksmønstre for planlegging av distribusjonsnett.*, 2018.
- [6] Torgeir Ericson og Bente Halvorsen. *Kortsiktige variasjoner i strømforbruket i allminnelig forsyning. Forbrukskurver basert på timesmålte data fra Skagerak Nett.*, 2008.
- [7] Hanne Sæle og Kjersti Berg og Henrik Landsverk og Julian Wruk og Kevin Cibis og Robert Macdonald. *Prototype for estimation and forecasting of the future demand and generation from households in selected European countries*, 2018.
- [8] David Karlsen og Erling Tønne og Jan A. Foosnæs. *Optimal anvendelse av AMS-data ved nettplanlegging*, 2014. NEF Teknisk Møte 2014.
- [9] Erling Tønne. *Planning of the Future Smart and Active Distribution Grids*. PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2016.
- [10] Hanne Sæle og Dag Eirik Nordgård og Jørn Heggset. *Bruksområder for AMS-data registrert hos kunder og i MV/LV nettstasjoner. TRA7095*. SINTEF ENERGI AS, 2011.
- [11] Lovdata. Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>. Lastet 04.03.2019.

- [12] Hans Haakon Faanes. Kraftnett. <https://www.ntva.no/wp-content/uploads/2014/01/Kraftnett-faanes.pdf>. Lastet 15.05.2019.
- [13] Anders Lie. *Systemutforming av distribusjonsnettet*. Norgesnett, 2018.
- [14] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Systematikk ved planlegging av kraftnett*, 2010.
- [15] Norges vassdrags- og energidirektorat. *Veileder for lokale energiutredninger. Veileder nr 2 - 2009.*, 2009. Revidert utgave av NVE veileder nr 1 2005.
- [16] ENOVA. Graddagstall. <https://www.enova.no/om-enova/drift/graddagstall/>. Lastet 03.06.2019.
- [17] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Fastlegging av belastninger ved analyser av høyspennings distribusjonsnett*, 2014.
- [18] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Fastlegging av belastninger ved analyser av lavspenningsnett*, 2014.
- [19] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Beregning av sammenlagret maksimaleffekt ved hjelp av Useload*, 2014.
- [20] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Mål og rammebetingelser ved teknisk/økonomisk planlegging av kraftnett.*, 2010.
- [21] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Tapskostnader*, 2014.
- [22] Teknisk ukeblad. 97 prosent har fått ny strømmåler: Nve krever hundre prosent i løpet av neste år. <https://www.tu.no/artikler/97-prosent-har-fatt-ny-strommalar-nve-krever-hundre-prosent-i-lopet-av-neste-ar/465397>. Lastet 20.05.2019.
- [23] Lovdata. Forskrift om måling, avregning, fakturering av netttjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301>. Lastet 20.03.2019.
- [24] SINTEF Energi AS. Ams smarte målere. <https://www.sintef.no/avanserte-male-og-styringssystemer-ams/>. Lastet 02.02.2019.
- [25] Norges vassdrags- og energidirektorat. Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/>

- sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/. Lastet 07.03.2019.
- [26] Lyse Elnett. Smarte nettstasjoner. <https://www.lysenett.no/smartnett>. Lastet 25.09.2018.
- [27] Lyse Elnett. Kort om lyse elnett. <https://www.lysenett.no/kort-om-lyse-elnett/category15245.html>. Lastet 02.03.2019.
- [28] Lyse elnett - kart over prosjektets område. https://www.lysenett.no/getfile.php/reslysenettno/Dokumenter/Prosjektdokumenter/SmartNettStavanger_v4.pdf, 2016. Lastet 20.11.2018.
- [29] Lyse Elnett. Mailkorrespondanse, 2019. Aina Serigstad og Kristin Rekdal.
- [30] Magne Lorentzen Kolstad. *Prosjektnotat - Smarte nett Stavanger*. SINTEF Energi AS, 2018.
- [31] Meteorologisk institutt. klima. http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL. Lastet 03.04.2019.
- [32] Microsoft Excel. Rkvadrat (funksjon). <https://support.office.com/nb-no/article/rkvadrat-funksjon-d7161715-250d-4a01-b80d-a8364f2be08f>. Lastet 28.05.2019.
- [33] SINTEF Energi AS. *Planleggingsbok for kraftnett. Tekniske data.*, 2010.
- [34] Eivind Solvang. *Forelesningsnotat i ELK-11 - Cost-benefit analysis in distribution network planning. Optimal cross section (2).*, 2018.

A Vedlegg

A.1 Oversikt over sluttbruker- og kundegrupper

I Tabell A.1 og A.2 er de 38 ulike sluttbrukergruppene presentert. For hver sluttbrukergruppe er det også gitt et forslag til generell lastprofil. Forslaget indikerer hvilken kundegruppe sluttbrukergruppen faller inn under. For de sluttbrukergruppene som har flere enn et forslag til generell lastprofil, vil det øverste alternativet bli valgt.

Tabell A.1: Sluttbrukergrupper, med tilhørende forslag til generell lastprofil. [2]

Nummer	Sluttbrukergruppe	Forslag til generell lastprofil
1	Jordbruk, skogbruk og fiske	Jordbruk
1a	Drivhus og veksthus	Industri-3
2	Bergverksdrift	Industri-3
3	Utvinning av råolje og naturgass	Industri-3
4	Tjenester tilkn. utv. av råolje og naturgass	Industri-3
5	Produksjon av papirmasse, papir og papp	Industri-1 Industri-2 Industri-3
6	Produksjon av kjemiske råvarer	Industri-1 Industri-2 Industri-3
7	Produksjon av jern og stål	Industri-3
8	Produksjon av ferrolegeringer	Industri-3
9	Produksjon av primæraluminium	Industri-3
10	Produksjon av andre ikke-jernholdige metaller	Industri-3
11	Næringsmiddelindustri	Industri-1 Industri-2 Industri-3
12	Raffinerier	Industri-3
13	Annen industri	Industri-1 Industri-2 Industri-3
14	Produksjon og distribusjon av elektrisitet	Industri-3
15	Produksjon og distr. av gass gj. ledningsnett	Industri-3
16	Fjernvarme	Industri-3
17	Vannforsyning, avløps- og renovasjonsvirks.	Industri-3
18	Bygg og anleggsvirksomhet	Industri-1
19	Varehandel, reparasjon av motorvogner	Varehandel
20	Jernbane, sporveis- og forstadsbane	Industri-2

Tabell A.2: Sluttbrukergrupper, med tilhørende forslag til generell lastprofil.

Nummer	Sluttbrukergruppe	Forslag til generell lastprofil
21	Annen transport og lagring	Kontor
22	Post- og distribusjonsvirksomhet	Kontor
23	Overnattings- og serveringsvirksomhet	Hotell
24	Informasjon og kommunikasjon	Kontor
25	Finansiell tjenesteyting, forsikr. og pensj.kasser	Kontor
26	Omsetning og drift av fast eiendom	Kontor
27	Faglig, vitenskapelig og teknisk tjenesteyting	Kontor
28	Forretningsmessig tjenesteyting	Kontor
29	Offentlig administrasjon og forsvar	Kontor
29a	Gate- og veilys	-
30	Undervisning	Skole
31	Helse og sosialtjenester	Helse og sosial
32	Kunstnerisk virks., bibliotek mv, sport og fritid	Kontor
33	Aktiviteteter i medlemsorganisasjoner	Kontor
34	Tjenesteyting ellers	Kontor Varehandel Industri-1
35	Husholdninger	Husholdning
36	Hytter og fritidshus	Husholdning

B Vedlegg

B.1 Generelle lastprofiler

Verdier for de 11 generelle lastprofilene er vist i Tabell B.1.

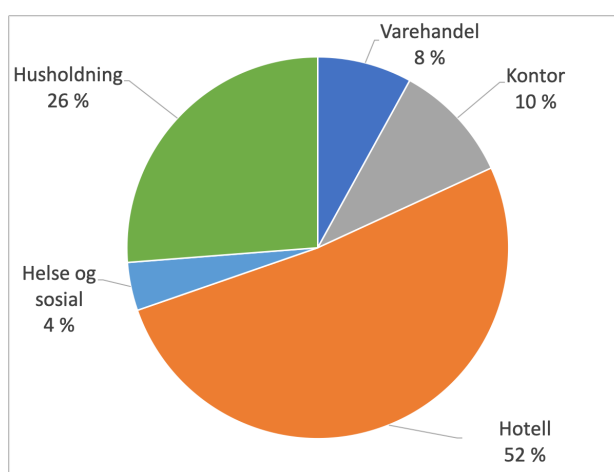
Tabell B.1: Generelle lastprofiler. [2]

Table with columns: Navn, Minnet, Dag, År, 01-02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24. Contains various load profiles for different materials and conditions.

C Vedlegg

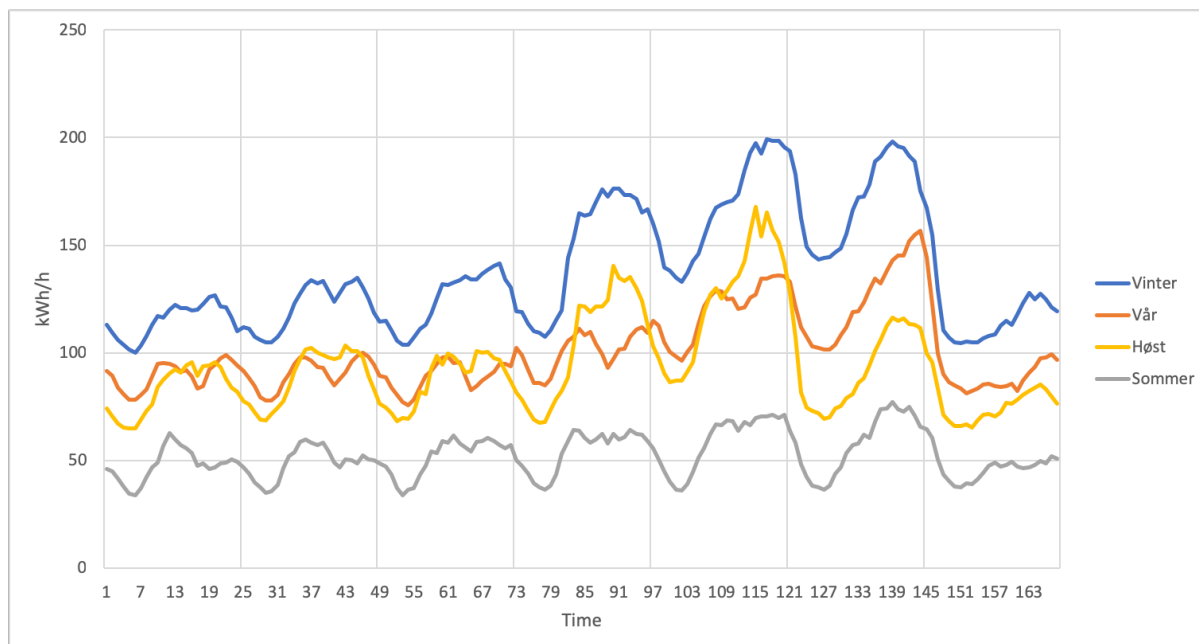
C.1 Nettstasjon A

I Figur C.1 er det vist en oversikt over de ulike kundegruppene under nettstasjon A. Det er vist kundegruppenes bidrag til nettstasjonens estimerte energiforbruk. $Andel_{KG}$ er oppgitt i %.



Figur C.1: Fordeling av kundegrupper under nettstasjon A, prosentandel per kundegruppe i forhold til nettstasjonens estimerte energiforbruk.

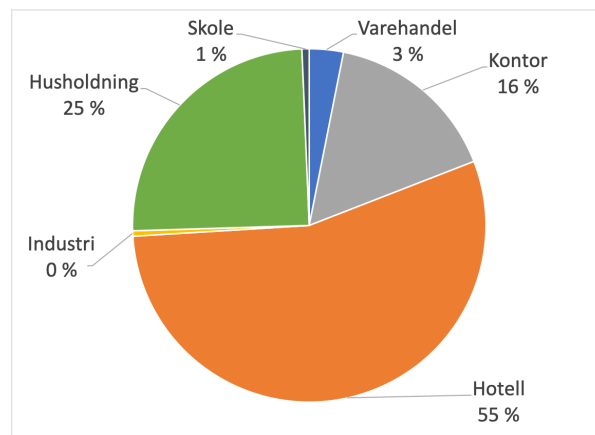
For å undersøke variasjonene i *timesnitt* målingene av forbruk for ulike årstider, er det valgt å dele inn etter fire ulike sesonger. De ulike sesongene er vinter, vår, høst og sommer. Vinter representerer månedene januar, februar og desember, og er identisk med høylastperioden. Vår representerer månedene mars, april og mai. Videre vil høst representere månedene september, oktober og november. Sommer representerer månedene juni, juli og august. Det er i Figur C.2 vist timesforbruk for en gjennomsnittssuke for de respektive sesongene.



Figur C.2: Timesforbruk for en gjennomsnittssuke i de ulike sesongene for nettstasjon A (168 timer i én uke).

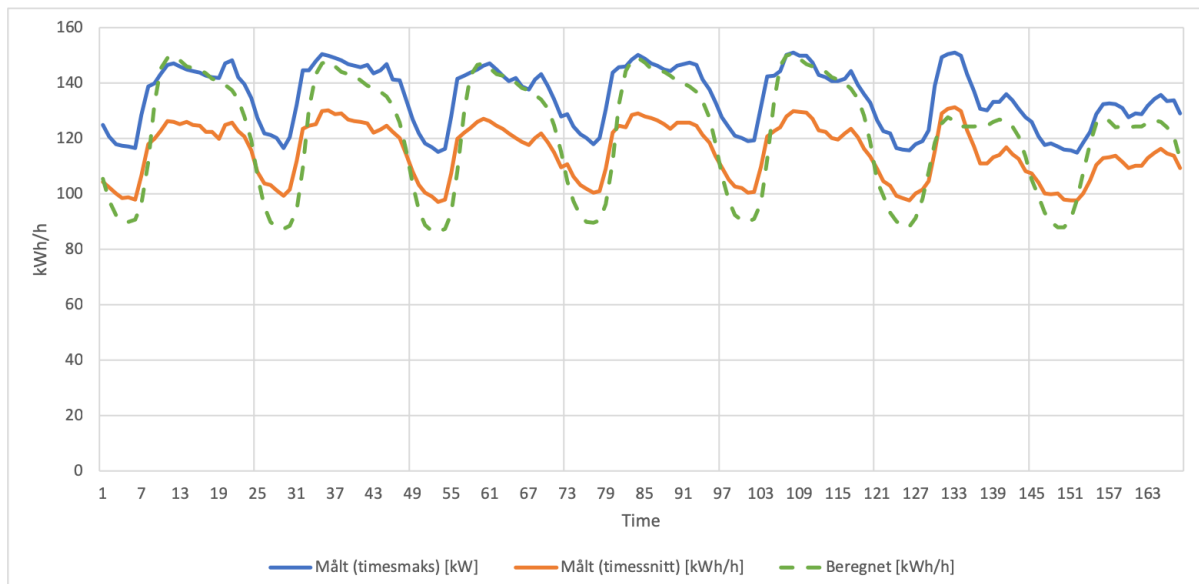
C.2 Nettstasjon B

I Figur C.3 er det vist en oversikt over de ulike kundegruppene under nettstasjon B. Det er vist kundegruppenes bidrag til nettstasjonens estimerte energiforbruk. $Andel_{KG}$ er oppgitt i %.



Figur C.3: Fordeling av kundegrupper under nettstasjon B, prosentandel per kundegruppe i forhold til nettstasjonens estimerte energiforbruk.

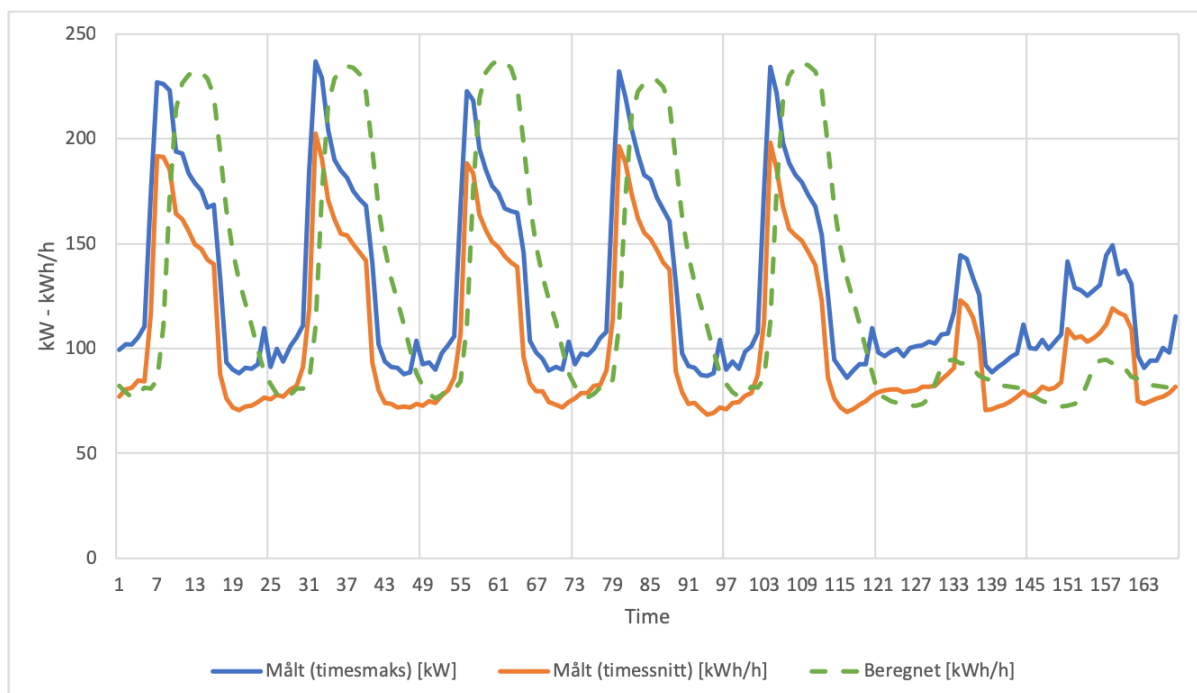
Figur C.4 viser timesforbruket for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon B. Den blå grafen viser timesforbruket for den respektive perioden hentet fra *timesmaks* målingene. Den oransje grafen viser timesforbruket for den respektive perioden hentet fra *timesnitt* målingene. Den grønne grafen viser timesforbruket for den respektive perioden fra beregningene. Beregningene er nærmere beskrevet i Kapittel 6.1.4.



Figur C.4: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i lavlastperioden for nettstasjon B (168 timer i én uke).

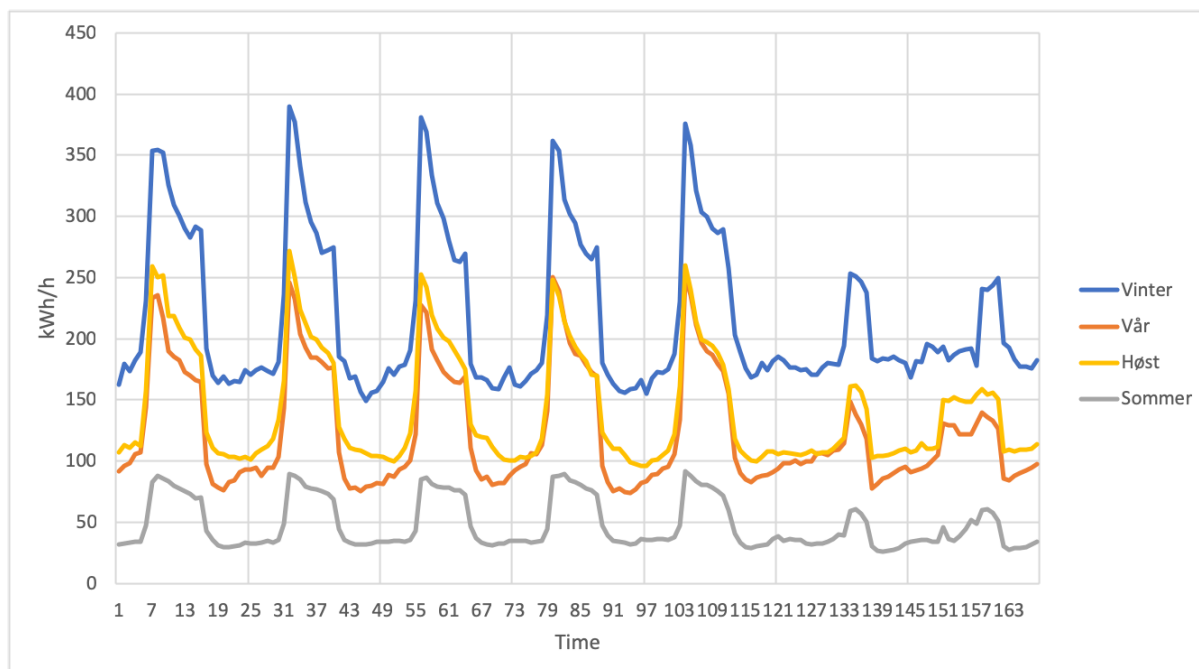
C.3 Nettstasjon C

Figur C.5 viser timesforbruket for en gjennomsnittssuke i lavlastperioden for nettstasjon C. Den blå grafen viser timesforbruket for den respektive perioden hentet fra *timesmaks* målingene. Den oransje grafen viser timesforbruket for den respektive perioden hentet fra *timesnitt* målingene. Den grønne grafen viser timesforbruket for den respektive perioden fra beregningene. Beregningene er nærmere beskrevet i Kapittel 6.1.4.



Figur C.5: Timesforbruk for en gjennomsnittssuke i lavlastperioden for nettstasjon C (168 timer i én uke).

For å undersøke variasjonene i *timesnitt* målingene av forbruk for ulike årstider, er det valgt å dele inn etter fire ulike sesonger. De ulike sesongene er vinter, vår, høst og sommer. Vinter representerer månedene januar, februar og desember, og er identisk med høylastperioden. Vår representerer månedene mars, april og mai. Videre vil høst representere månedene september, oktober og november. Sommer representerer månedene juni, juli og august. Det er i Figur C.6 vist timesforbruk for en gjennomsnittsuke for de respektive sesongene.



Figur C.6: Timesforbruk for en gjennomsnittsuke i de ulike sesongene for nettstasjon C (168 timer i én uke).

D Vedlegg

D.1 Oppdatert lastprofil for nettstasjon C

Tabell D.1 viser den oppdaterte lastprofilen for nettstasjon C. Ved hjelp av regresjonsanalyse av timesmålinger av forbruk og timesmålinger av temperatur, er det beregnet en temperaturavhengig konstant, A , og en temperaturuavhengig konstant, B , for hver time for de ulike kriteriene høylast, lavlast, hverdag og helg.

Tabell D.1: Oppdatert lastprofil for nettstasjon C.

	<i>Høylast</i>	<i>Høylast</i>	<i>Høylast</i>	<i>Høylast</i>	<i>Lavlast</i>	<i>Lavlast</i>	<i>Lavlast</i>	<i>Lavlast</i>
	<i>Hverdag</i>	<i>Hverdag</i>	<i>Helg</i>	<i>Helg</i>	<i>Hverdag</i>	<i>Hverdag</i>	<i>Helg</i>	<i>Helg</i>
Time	A	B	A	B	A	B	A	B
1	-3,980	171,695	1,301	171,418	-7,311	143,699	-6,618	137,219
2	-4,028	180,536	0,149	180,737	-7,813	149,745	-7,098	141,417
3	-2,792	177,543	-0,250	179,464	-7,558	146,517	-6,993	140,708
4	-3,174	181,365	-0,056	186,330	-8,315	155,871	-7,328	143,162
5	-3,176	183,745	-2,014	188,617	-8,306	156,774	-7,438	142,586
6	-2,964	200,248	-0,649	186,262	-9,217	176,684	-8,168	150,732
7	-5,537	267,750	2,557	183,120	-12,506	241,171	-8,896	171,222
8	-9,888	395,928	5,288	175,123	-18,107	364,368	-9,134	179,106
9	-10,237	385,965	4,216	181,326	-15,904	343,876	-8,802	180,714
10	-11,016	351,692	2,617	187,388	-12,897	304,318	-8,330	183,495
11	-10,081	332,126	4,686	181,593	-11,601	293,351	-8,008	189,555
12	-8,881	323,006	5,871	176,249	-10,714	284,779	-7,488	190,643
13	-8,060	311,473	5,863	171,973	-10,432	283,703	-8,266	206,366
14	-8,567	305,506	-0,710	247,141	-10,143	280,788	-9,741	245,302
15	-9,651	312,448	0,019	243,778	-10,088	277,406	-9,458	240,555
16	-9,227	306,056	0,218	243,219	-9,964	270,077	-9,796	243,110
17	-2,383	196,408	-3,662	246,600	-6,453	175,988	-8,850	218,296
18	-0,579	178,378	0,894	183,688	-6,133	158,326	-6,868	159,767
19	0,029	168,441	1,087	180,606	-5,688	145,423	-6,886	156,300
20	0,864	165,048	-0,048	180,380	-5,723	142,088	-6,966	154,668
21	0,664	159,294	-0,461	179,945	-5,741	137,894	-7,211	152,384
22	-0,571	163,349	0,469	178,852	-6,148	137,918	-7,535	151,167
23	-1,182	166,632	-0,860	179,914	-6,449	138,002	-7,922	153,722
24	-1,398	173,736	-1,524	184,559	-6,928	142,484	-8,204	155,695

Tabell D.2 viser R^2 verdier tilhørende Tabell D.1.

Tabell D.2: R^2 verdier for de ulike parametrene, tilhørende Tabell D.1.

	Høylast	Høylast	Lavlast	Lavlast
Time	Hverdag	Helg	Hverdag	Helg
1	0,111	0,009	0,588	0,557
2	0,100	0,000	0,594	0,563
3	0,061	0,001	0,574	0,570
4	0,063	0,000	0,598	0,574
5	0,075	0,030	0,590	0,584
6	0,052	0,004	0,574	0,584
7	0,070	0,053	0,555	0,532
8	0,441	0,150	0,779	0,574
9	0,423	0,119	0,787	0,609
10	0,463	0,043	0,786	0,582
11	0,391	0,126	0,763	0,611
12	0,336	0,167	0,742	0,635
13	0,294	0,129	0,743	0,669
14	0,283	0,002	0,736	0,773
15	0,294	0,000	0,747	0,752
16	0,240	0,000	0,727	0,783
17	0,023	0,040	0,624	0,727
18	0,002	0,006	0,586	0,685
19	0,000	0,006	0,545	0,670
20	0,005	0,000	0,531	0,674
21	0,003	0,002	0,539	0,663
22	0,002	0,002	0,550	0,647
23	0,011	0,004	0,536	0,631
24	0,016	0,016	0,549	0,632

E Vedlegg

E.1 Tapsberegninger

Ved beregning av årlig kostnad av tap er det benyttet k_p og k_{wekv} . Figur E.1 og E.2 viser et skjermbilde av henholdsvis kostnad av maksimale effekttap og ekvivalent årskostnad av energitap, hentet fra *Planbok for kraftnett - tapskostnader* [21]. Forbruksmålingene fra netstasjonene er hentet fra 2018, dermed er det benyttet verdiene fra 2018 for de ovennevnte parametrene. k_p er 605 kr/kW år og k_{wekv} er 35,5 øre/kWh i 2018.

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	Stikk- ledn.	11-22 kV	trafo	230 V	Stikk- ledn.	11-22 kV	trafo	230 V	Stikk- ledn.
2011	568	740	796	674	568	684	709	636	568	695	709	644
2012	573	745	801	678	573	689	714	639	573	700	714	647
2013	578	750	806	681	578	694	719	643	578	705	719	651
2014	583	755	810	685	583	699	724	646	583	710	724	654
2015	588	760	816	688	588	704	729	650	588	715	729	658
2016	594	765	821	692	594	710	734	654	594	721	734	662
2017	599	771	826	696	599	715	739	657	599	726	739	665
2018	605	776	831	700	605	721	745	661	605	732	744	669
2019	611	782	837	704	611	726	750	665	611	738	750	673
2020	616	788	843	708	616	732	756	669	616	743	756	678

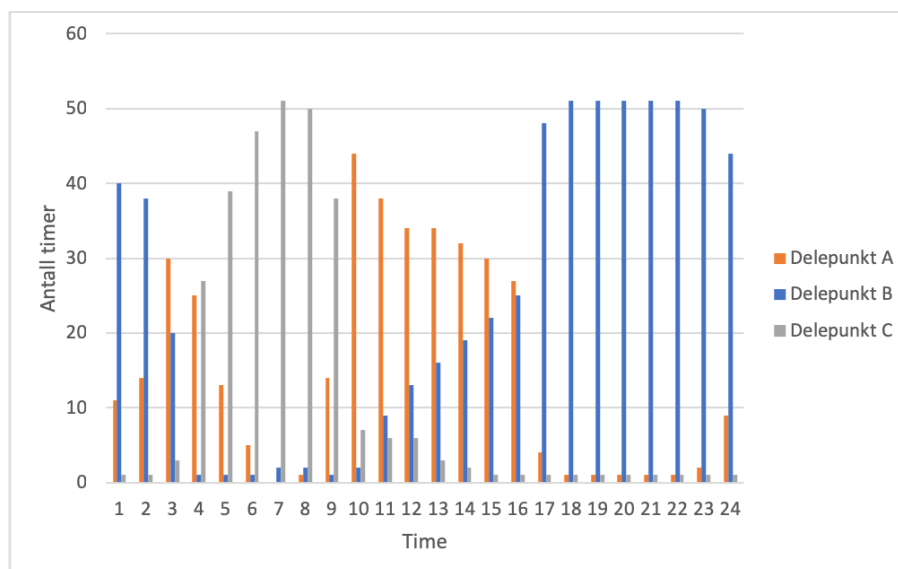
Figur E.1: Kostnad av maksimale effekttap k_p [kr/kWår]. (4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [21]

År	[øre/kWh]
2011	33,6
2012	32,6
2013	33,3
2014	34,7
2015	35,5
2016	35,5
2017	35,5
2018	35,5
2019	35,5
2020	35,5

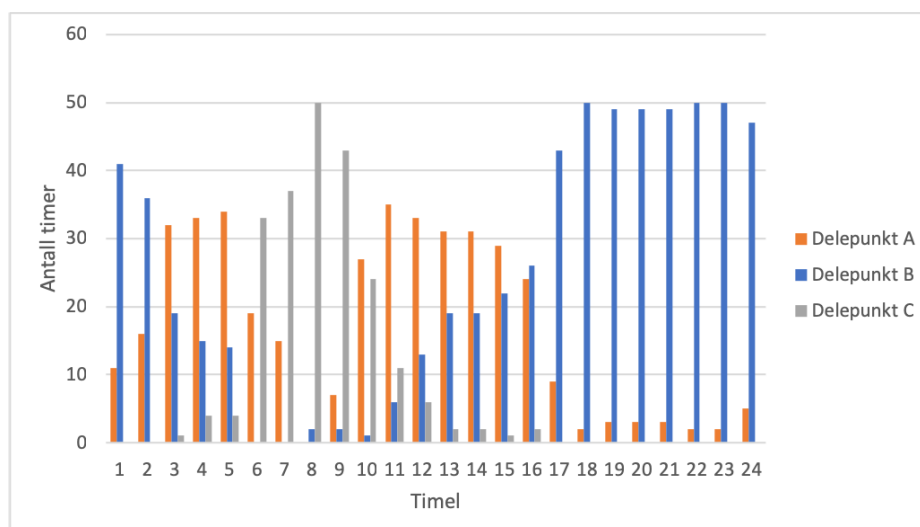
Figur E.2: Ekvivalent årskostnad av energitap k_{wekv} [øre/kWh]. (4,5% kalkulasjonsrente, kostnadsnivå januar 2011) [21]

E.2 Scenario 2

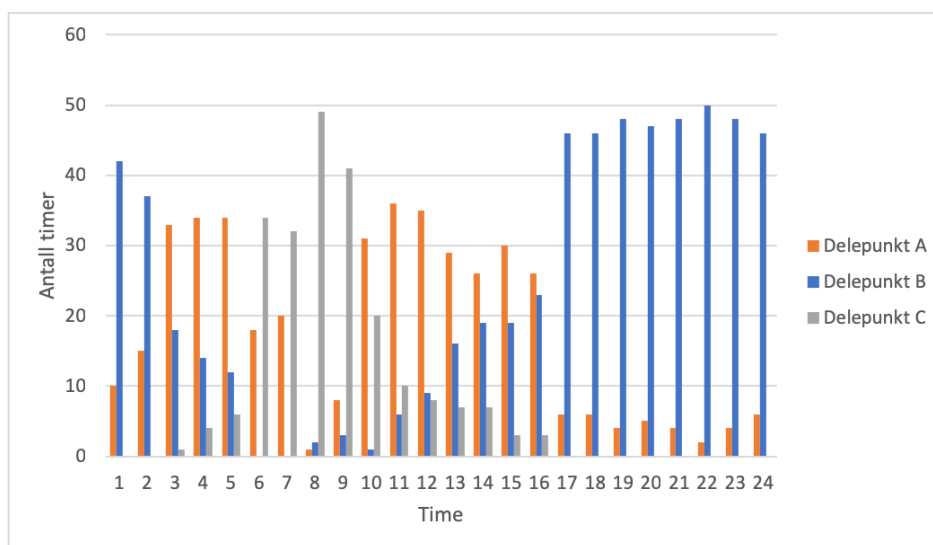
Figur E.3 til E.7 viser en oversikt over antall timer de ulike delepunktene velges ved de ulike dagene i scenario 2. Oversikten over antall timer på onsdager og lørdager er vist i Kapittel 8.3.2.



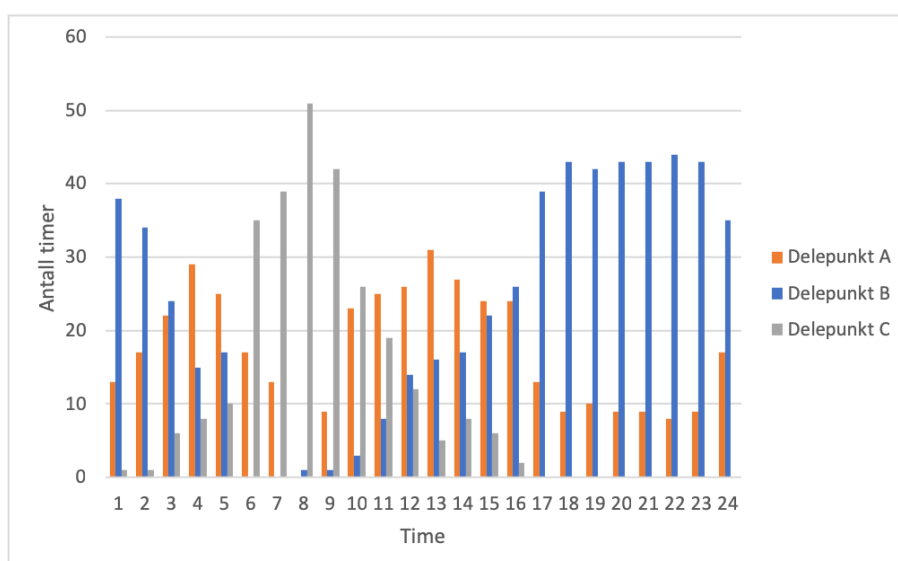
Figur E.3: Antall timer på mandager de ulike delepunktene velges i scenario 2.



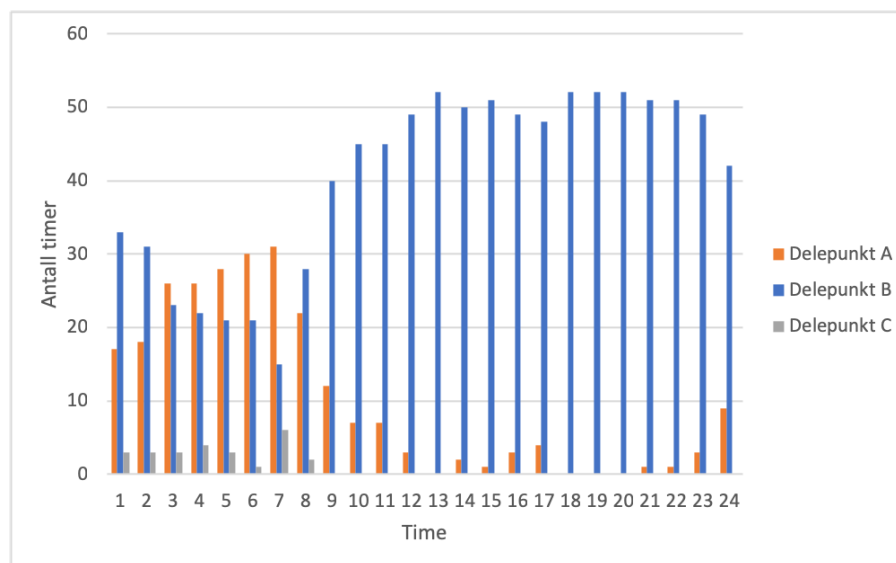
Figur E.4: Antall timer på tirsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.



Figur E.5: Antall timer på torsdager de ulike delepunktene velges i scenario 2.



Figur E.6: Antall timer på fredager de ulike delepunktene velges i scenario 2.



Figur E.7: Antall timer på søndager de ulike delepunktene velges i scenario 2.

