



Fleksibilitet i kontorbygg

Sommerprosjekt

Thea Heiene, Sunniva Hillesund, Thomas Kallevik og Hannah Magnussen

Forord

Forbrukerfleksibilitet anses å være en ressurs som kan bidra til å effektivisere drift av dagens kraftnett. Til nå har utnyttelsen av fleksibilitet i hovedsak vært begrenset til piloter, men det vil trolig snart være nyttig å implementere flere permanente fleksibilitetsløsninger. Med dette som utgangspunkt fikk sommerprosjektet 2018 i oppgave å se på behovet for fleksibilitet i kraftsystemet, redegjøre for hvem som kan tilby fleksibilitet og studere konseptet i praksis gjennom en casestudie.

I denne rapporten ser vi nærmere på to kontorbygg og muligheten for å styre laster mer effektivt i disse. Gjennom optimering analyserer vi potensialet for å redusere nettleien basert på målt effekt. Dette gir et bilde på hvilke insentiver til å endre fleksibelt forbruk som ligger i dagens system, og hvor sterke disse er.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) engasjerte fire studenter til prosjektet: Thea Heiene og Sunniva Hillesund, med bakgrunn fra studier i samfunnsøkonomi, og Thomas Kallevik og Hannah Magnussen, med bakgrunn fra studier i energi og miljø.

Sommerprosjektet har vært et samarbeid mellom seksjon for regulering av netjtjenester underlagt Reguleringsmyndigheten for Energi (RME-N), seksjon for kraftsystemer (EK) og seksjon for energibruk og teknologier (EE) underlagt Energiavdelingen.

Vi er takknemlige overfor alle, både i og utenfor NVE, som har delt sin kunnskap med oss i løpet av sommeren. Vi vil rette en stor takk til veilederne våre, Andreas Bjelland Eriksen, Ragnhild Aker Nordeng, Jørgen Tjersland og Lovinda Ødegården.

Thea Heiene, Sunniva Hillesund, Thomas Kallevik og Hannah Magnussen.

Oslo, 3. august 2018

Sammendrag

Kraftnettet i Norge står overfor framtidige kapasitetsutfordringer blant annet grunnet økt behov for effekt. For å takle det økte effektbehovet er det planlagt store investeringer til utbygging av nettet.

I denne rapporten har vi sett på muligheten for å ta i bruk forbrukerfleksibilitet som et alternativ til investeringer i nettet. Dersom man kan få forbrukerne til å flytte sitt forbruk vekk fra tider med kapasitetsproblemer kan man utsette eller unngå noen av disse investeringene. Dette vil gi lavere kostnader for brukerne av nettet.

Vi har valgt å analysere potensialet for fleksibilitet ved lastflytting i kontorbygg. Ved hjelp av timesmålte forbruksdata fra to offentlige kontorbygg har vi tatt utgangspunkt i dagens forbruk, og sett nærmere på hvordan en økning i elbilparken og antall ladepunkter ved kontorbyggene vil påvirke totalforbruket i 2030. Vi har sett på oppvarming, ventilasjon og elbillading som fleksible laster og laget en modell for kostnadsminimering basert på dagens effekttariffer for næringskunder.

Vi fant at det er mulig for byggene å redusere sine utgifter til nettleie ved å flytte last fra timene med høyest forbruk til andre timer av døgnet. Dersom last flyttes fra timer hvor nettet har behov for det, kan fleksibilitetspotensialet samtidig brukes til å bedre kapasitetssituasjonen i nettet.

Dagens tariffordning gir insentiver til lastflytting, men det er usikkert hvorvidt disse er gode nok. Det kan derfor være behov for sterkere insentiver gjennom tariffene og/eller markedsbaserte løsninger for kjøp og salg av fleksibilitet. Dette avhenger av nettselskapenes behov for fleksibilitetsressurser og implementering av tekniske løsninger hos kundene.

Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
1 Innledning	6
2 Teori	7
2.1 Fleksibilitet og forbrukerfleksibilitet.....	7
2.2 Nytte av fleksibilitet	7
2.3 Hvem er fleksible og hva kan de tilby?	10
3 Bakgrunn for analysen	11
3.1 Fleksibilitetspotensialet i kontorbygg.....	11
3.2 Varme og ventilasjon	12
3.3 Større elbilpark åpner for økende fleksibilitetspotensial	12
3.4 Ordninger for forbrukerfleksibilitet	13
4 Datagrunnlag	16
4.1 Prognose for elbiler og lading av disse.....	16
4.2 Byggdata og forbruksprofiler	18
4.2.1 Bygg 1.....	18
4.2.2 Bygg 2.....	22
5 Modell	27
5.1 Optimeringsmodell	27
5.2 Forklaring av restriksjoner og forutsetninger	29
6 Resultater	32
6.1 Resultater for bygg 1.....	32
6.2 Resultater for bygg 2.....	34
7 Diskusjon	36
7.1 Usikkerhet knyttet til lasttopper	36
7.2 Tariffordninger og insentiver	36
7.3 Andre fleksibilitetsmuligheter	41
8 Konklusjon	43
9 Vedlegg	44
9.1 Vedlegg 1	44
10 Referanseliste	45
11 Bildetekstliste	48

1 Innledning

Effektbehovet i det norske kraftnettet har de siste årene vært økende, noe som forårsaker tidvis kapasitetsknapphet i nettet. Primærtiltaket for å møte stigende effektbehov samt sikre forsyningssikkerhet har til nå vært investeringer i kraftnettet, selv når økt effektuttak kun innebærer overlast noen få timer i året. Investeringer i kraftnettet har økt betydelig de siste årene; fra rundt 6,5 milliarder kroner i 2010 til rundt 15,5 milliarder kroner i 2016. Det forventes at norske kraftselskap vil måtte investere store summer i kraftnettet i årene som kommer (Thema Consulting Group, 2016a; Enova, 2017). Ett estimat anslår så mye som 140 milliarder kroner de neste ti årene (NVE, 2017). Forbrukerfleksibilitet blir sett på både som et supplement og/eller et alternativ til nettinvesteringer, da en potensielt kan utsette eller unngå investeringer ved å utnytte fleksibilitet i stedet for å bygge ut nettet (Thema Consulting Group, 2016a; Enfo Consulting, 2016).

En måte å utnytte fleksibilitet på er gjennom prissignaler. Dette gjøres for mange forbrukere i dag gjennom effekttariffer. Det er omdiskutert hvorvidt dagens ordning faktisk stimulerer forbrukere til å tilpasse seg mer effektivt. Vi skal i denne rapporten se nærmere på fleksibilitetspotensialet i lastflytting av elektrisitetsbruk til varme, ventilasjon og opplading av elbil i to kontorbygg i Norge i 2030. Dette gjøres ved å anta at alt strømforbruk i byggene er likt i 2030 som i dag, og det legges til et effekttariff til elbillading basert på prognoser for personbilparken. Flexibilitetspotensialet ses i lys av dagens effekttariffing for større næringskunder. Vi vurderer kun det teoretiske potensialet i de to byggene i denne analysen. Hensikten med rapporten er å undersøke fleksibilitetspotensialet hos denne typen strømkunder gjennom en modell. Resultatene kan indikere hvorvidt dagens ordninger gir tilstrekkelige insentiver til lastflytting i periodene nettet trenger avlastning.

Vi vil i kapittel 2 gå gjennom grunnleggende teori rundt fleksibilitet, og begrunner vårt valg av problemstilling i kapittel 3. I kapittel 4 presenteres en prognose for fremtidig elbilpark og ladeprofil, samt datagrunnlaget for analysen. Kapittel 5 tar for seg modellen og restriksjonene vi legger til grunn for vår analyse. Videre legges resultatene fra optimeringen frem i kapittel 6. I kapittel 7 drøftes resultatene i lys av dagens ordninger og hvorvidt disse faktisk kan bidra til å løse kapasitetsproblemer i kraftnettet. Vi vurderer også hvordan andre tariffordninger kan påvirke fleksibilitetspotensialet.

2 Teori

Vi skal i dette kapittelet se nærmere på forbrukerfleksibilitet. Vi vil definere fleksibilitet og forbrukerfleksibilitet, samt redegjøre for behov for og tilbud av fleksibilitet i dag.

2.1 Fleksibilitet og forbrukerfleksibilitet

Fleksibilitet kan i bred forstand defineres som den delen av forbruket og produksjonen som kan endre uttak eller tilførsel av kraft (Statnett, 2018). Med forutsetning om at forbruk er fleksibelt og produksjon er regulerbar, kan mengden kraft som trekkes ut og tilføres i større grad tilpasses de fysiske begrensningene i nettet. Fleksibilitet kan også forstås som tilgjengelig effekt som kan bidra til at kapasitetsutnyttelsen i kraftnettet optimeres og at nettet forblir stabilt og balansert (Thema Consulting Group, 2015a).

Forbrukerfleksibilitet kan defineres som «forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærere eller endre sitt energibruk på kort eller mellomlang sikt» (Meland, Stamer Wahl, & Tjeldflåt, 2006). Forbrukerfleksibilitet er med andre ord frigjort effektuttak, det vil si kapasitet som ikke er i bruk. Timer med anstrengt kapasitetstilgang kan håndteres ved hjelp av forbrukerfleksibilitet gjennom utkobling, flytting eller reduksjon av forbruk (NVE, 2015a). Graden av fleksibilitet vil videre avhenge av størrelsen på den fleksible delen av lasten og hvor hurtig lasten kan endres.

2.2 Nytte av fleksibilitet

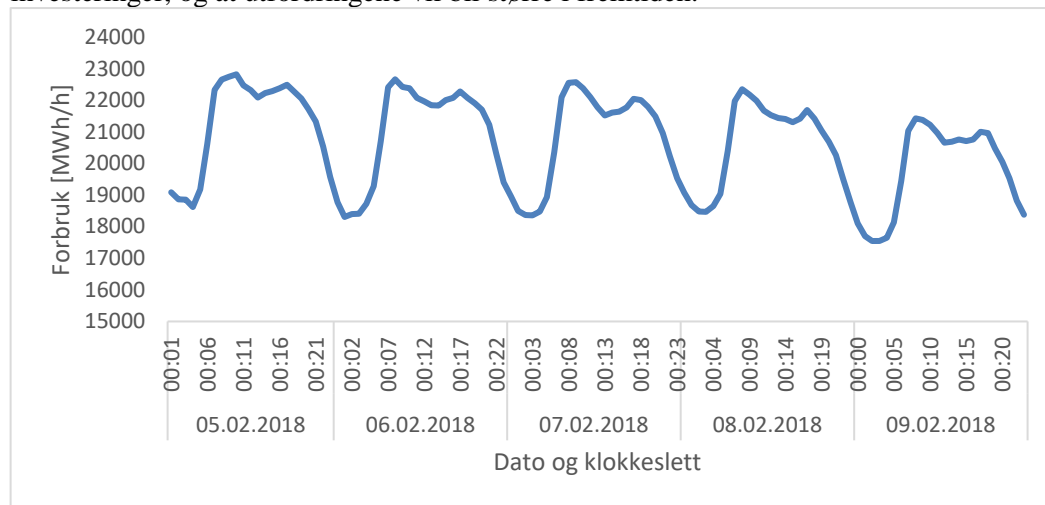
Som tidligere nevnt ser det ut til at etterspørselen etter nettkapasitet vil øke i årene fremover. Årsaker til dette kan være en økende andel uregulerbar energiproduksjon, elektrifisering av bilparken, energieffektiviserende tiltak og omfattende digitalisering. For å imøtekomme disse endringene er det flere aktører i kraftmarkedet som kan ha bruk for forbrukerfleksibilitet. Det er ikke fullstendig enighet om at forbrukerfleksibilitet kan spille en viktig rolle i fremtidens kraftsystem, heller ikke om at det kan erstatte tradisjonelle nettinvesteringer. Til tross for dette representerer konseptet en ny tilnærming til kraftmarkedet, der produksjon i hovedsak har måttet tilpasse seg forbruk. Fleksibilitet åpner for at denne tilpasningen kan gå begge veier. I dette avsnittet ser vi på nytten av fleksibilitet for både nettselskap, strømforbrukere, produsenter og balanseansvarlig.

Nytte for nettselskap

Nettselskapene kan dra nytte av fleksibel effekttilgang i flere situasjoner og til flere formål. Hovedformålet ved forbrukerfleksibilitet vil fra deres side være å unngå nettinvesteringer ved at nettet driftes tettere opp mot dimensjonert kapasitet uten at denne overstiges. Dette gir en effektiv utnyttelse av eksisterende nett slik at nettselskapet optimerer sin gevinst. I dag har ikke husholdninger direkte insentiv til å bidra, men i fremtiden kan nettselskap forsøke å gi dette gjennom prissignaler i nettleien.

En betydelig utfordring for nettselskap er kapasitetsknapphet i perioder med stort simultant forbruk, og dermed høye effekttopper. Flaskehalsen i nettet oppstår der man ønsker å overføre større effekter enn det nettets kapasitet er begrenset til. I distribusjonsnettet kan for eksempel en enkelt transformatorstasjon ha for liten kapasitet, men flaskehalsen kan også oppstå på høyere nettnivå. Flaskehalsen oppstår ofte på morgenen eller kvelden. I dag løser nettselskap ofte slike

problemer ved å utvide sin nettkapasitet (Enfo Consulting, 2016). Utgangspunktet for denne rapporten er at det finnes kapasitetsproblemer i nettet som ofte løses gjennom kostbare investeringer, og at utfordringene vil bli større i fremtiden.



Figur 1: Døgnprofiler for forbruk i transmisjonsnettet, 05.–09. februar 2018 (Statnett, u.d.)

Figur 1 viser døgnprofiler over forbruket i transmisjonsnettet for hverdager i en uke i februar 2018. Lasttoppene i transmisjonsnettet i vintermånedene forekommer typisk på morgenen i tidsrommet 08–10. Deretter avtar effektuttaket noe, før det øker på ettermiddagen i tidsrommet 16–18. På lavere nettnivå vil tidspunkt for lasttoppene variere i de ulike nettområdene. En transformator som har mange skoler, yrkesbygg o.l. under seg vil typisk ha en lasttopp i morgentimene, mens en netstasjon med mange husholdninger kan ha en lasttopp på ettermiddagen. Enkelte steder havner lasttoppene i andre timer på grunn av ulike forbruksmønstre hos de underliggende forbrukerne. Dersom man får forbrukerne til å vri sitt forbruk unna disse topplasttimene, og dermed opptre fleksibelt, kan man redusere behovet for utvidelse av nettkapasiteten.

Det kan være nyttig for nettselskap å frigjøre fleksibilitet under en lokal transformator på lavere nettnivå, som samtidig kan bidra til å løse kapasitetsproblemer på høyere nettnivå. Ved normal nettdrift vil en mer effektiv utnyttelse av tilgjengelig kapasitet kunne bidra til å redusere effekttopper, samt utsette eller unngå nettinvesteringer. Bedre utnyttelse av eksisterende linjer og kabler vil også kunne spare kraftkomponenter for overbelastning, slik at både levetid og virkningsgrad forbedres.

For å overholde krav til forsyningssikkerhet kan det være nyttig for nettselskap å ha lokal fleksibilitet tilgjengelig dersom det skulle oppstå uforutsette strømbrudd på enkeltlinjer. Videre kreves vedlikehold og reparasjoner av nett, der tilgjengelig fleksibilitet kan bidra til å løse vanskeligheter ved håndtering av planlagte avbrudd. Fleksibilitet vil i praksis kunne fungere som et reservelager for effekt, der avbruddskostnader kan reduseres eller unngås (Thema Consulting Group, 2016a). Nettselskapet kan også oppleve utfordringer ved tilrettelegging for spesielle driftssituasjoner som for eksempel krever energirasjonering. Dersom en slik situasjon skulle oppstå, kan fleksibilitet potensielt frigjøres ved løpende utkobling av ulike forbrukere (Enfo Consulting, 2016).

Nytte for forbrukere

Fleksibilitet kan gi fordeler til forbrukere med effekttariffer, eksempelvis ved at nettleien deres reduseres. Nettleien består av et fastledd som dekker kundespesifikke kostnader, et energiledd som dekker tapskostnader for strømovertføring og et effektledd. Effektleddet vil kunne reduseres

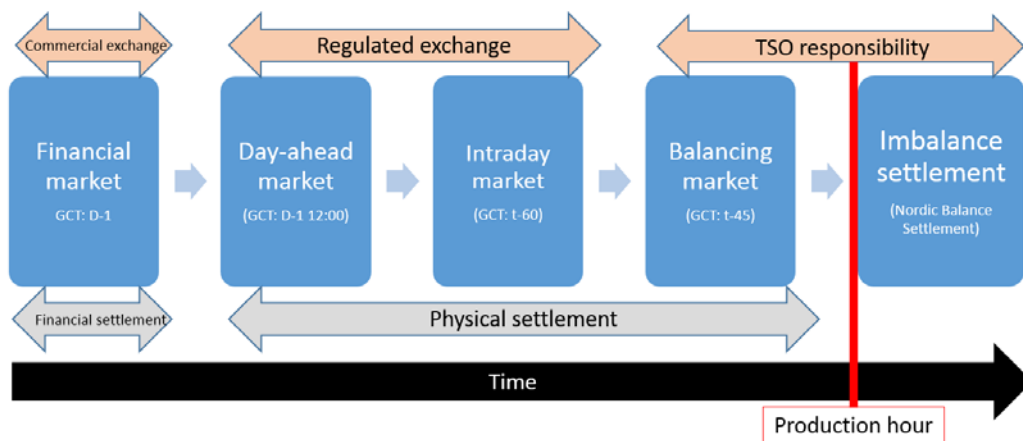
ved at forbruk senkes eller flyttes bort fra topplasttimer. Videre kan energikostnader minkes ved at automatisk styring optimaliserer forbruket over tid. Fleksibilitet kan videre gi indirekte gevinster for forbrukere gjennom nettselskapene. Dersom fleksibilitet fører til at nettselskap kan utsette eller unngå investeringer, kan forbrukere tjene på dette da nettleien utelukkende betales av nettkundene.

Forbrukere kan også utnytte fleksibilitet gjennom å tilpasse seg prissignaler, og bruke mindre energi i perioder med høy strømpris. Dette gir dem nytte i form av lavere strømkostnader.

Fleksibilitet kan være fordelaktig også for strømkunder uten avtale om effektmåling, dersom en eventuell markedsplattform tilrettelegger for at fleksibilitet kan handles i større mengder og til en passende pris. På denne måten kan fleksibilitet konkurrere med andre krafttilbydere (Enfo Consulting, 2016). Forbrukere kan også tjene på å selge sin fleksibilitet dersom dette skulle bli mer lønnsomt enn å tilpasse seg prissignalene effektledet i nettleien gir.

Nytte for produsenter, kraftleverandører og balanseansvarlig

For både produsenter, kraftleverandører og balanseansvarlig kan forbrukerfleksibilitet i form av frigjort effekt få betydning. For å opprettholde stabilitet i nettet til alle tider fram til driftstimen, kan fleksibilitet være nyttig i både day-ahead-markedet, intraday-markedet og i balansemarkedet. Disse er illustrert i Figur 2. På denne måten vil en lettere oppnå kraftbalanse, og de ansvarlige vil spare kostnader for ubalanser (Enfo Consulting, 2016).



Figur 2: Kraftmarkedssegmentene frem mot driftstimen (NVE, 2018b).

Markedssegmentene i Figur 2, eller summen av engrosmarkeder, utgjør det totale kraftmarkedet. I day-ahead-markedet vil kraftleverandørene forsøke å sette tilbud lik etterspørsel ved å kjøpe inn kraft tilsvarende forventet forbruk. Forventet forbruk er her basert på ulike prognoser. I intraday-markedet er det i utgangspunktet mulig å kjøpe og selge kraft samme dag som driftstimen. Dette markedet er derimot svært lite brukt i Norge da vi har mye regulerbar vannkraft. I balansemarkedet skal balanseansvarlig sørge for at nettfrekvensen er tilnærmet konstant gjennom å balansere faktisk tilbud og etterspørsel av kraft (Olje- og energidepartementet, 2017; NVE, 2018a). I dag er det nesten bare produksjon som er regulerbar, men fleksibilitet åpner for at forbruk også kan tilpasses. Det kan imidlertid være kostbart for kraftleverandørene å skape ubalanse, slik at det i dag foreligger insentiver til å melde inn riktig etterspørsel etter kraft i day-ahead-markedet.

2.3 Hvem er fleksible og hva kan de tilby?

Teoretisk sett kan alle aktører, både produsenter og forbrukere, være fleksible. Hvor mye av denne fleksibiliteten som kan utnyttes avhenger av en rekke eksterne faktorer som blant annet teknologi og markedsløsninger.

Nettselskap har mulighet til å anvende fleksibilitet for å kunne imøtekomme variasjoner i både produksjon og forbruk. Nettet kan bli mer tilpasningsdyktig ved å integrere lagring av energi i for eksempel stasjonære batterier (Henden, et al., 2017), men per dags dato har ikke nettselskap lov til å eie batterier av hensyn til fare for krysssubsidiering og rolleblanding. Enkelte nettselskap har imidlertid fått dispensasjon for å gjennomføre pilotprosjekter med batterier. Videre har dagens marked for batteritjenester få aktører og liten utbredelse (DNV GL, 2018; Olsen, 2018).

Forbrukere kan være fleksible dersom de har mulighet og er villige til å redusere last ved kapasitetsutfordringer i nettet. Dette kan gjøres ved å bytte energikilde, skru av forbruk eller ved å flytte laster i perioder der belastningen på kraftnettet er størst. Størrelsen på lastreduksjonen som kan tilbys vil typisk variere over året, og forbrukere vil generelt kunne tilby et lavere volum i sommermånedene når forbruket vanligvis er lavere. Videre vil forbrukernes kostnader ved å tilby fleksibilitet variere for ulike typer forbrukere og for hvilke laster de tilbyr (Thema Consulting Group, 2016a).

Produsenter kan tilby fleksibilitet gjennom å øke eller redusere sin produksjon eller ved å lagre energi. For eksempel vil et vannkraftverk ha mulighet til å tilby fleksibilitet i form av å regulere sine magasiner. Dagens tilknytningsplikt gir derimot få muligheter for produsenter til å tilby fleksibilitet til nettselskap ved tilknytning, da det må være nok kapasitet i nettet til å ta imot full innmating av produksjon (Thema Consulting Group, 2016a). Det kan imidlertid være behov for at produksjonen øker på kort sikt, og fleksibilitet vil da kunne bidra til å løse kapasitetsproblemer.

3 Bakgrunn for analysen

Vi argumenterer i dette kapittelet for vårt valg av problemstilling, og ser overordnet på kontorbygg, varme, ventilasjon og elbillading. Videre presenterer vi konkrete ordninger for forbrukerfleksibilitet, både eksisterende og planlagte, samt testprosjekter.

3.1 Flexibilitetspotensialet i kontorbygg

Vi besluttet å se nærmere på kontorbygg, blant annet fordi fleksibilitetspotensialet her ikke har blitt grundig utforsket tidligere. Kontorbygg utgjør totalt ca. 28,5 millioner m² i bygningsareal. Dette gir et estimat på omtrent 6,7 TWh forbrukt energi per år i kontorbygg i Norge. Estimaten er basert på et generelt energiforbruk i kontorbygg på 235 kWh/m²/år (NVE, 2016). Denne tilnærmingen gir et totalt energiforbruk i kontorbygg på ca. 23 % av den samlede energibruken i all tjenesteytende næring (Krekling Lien & Spilde, 2017).

En kan anta at omtrent 40 % av den sysselsatte massen i Norge jobber i kontorbygg. Denne andelen forventes å øke da næringsstrukturen i Norge består av en stadig større andel tertiærnæringer (SSB, 2017). I tråd med dette vil antallet ansatte i kontornæringer øke, og totalt kontorareal vil trolig også tilta. Gitt en gjennomsnittlig åtte timers arbeidsdag betyr dette at 40 % av arbeidende nordmenn, og stadig flere, tilbringer ca. en tredjedel av døgnet på jobb, og vil ta del i strømforbruket der. Med dette potensialet på landsbasis vurderte vi det hensiktsmessig å se på hvorvidt forbruket i kontorbygg er fleksibelt, og eventuelt hvor stort potensialet er.

Til tross for at husholdninger står for en større andel av totalt energibruk i bygninger enn kontorbygg, er det flere årsaker til at vi ikke vurderer fleksibilitetspotensialet her. Lastene i boliger er ofte små og mange, og å aggregere disse er utfordrende med hensyn til informasjonsinnhenting og dagens tekniske løsninger. Husholdninger har ofte relativt sammenfallende forbruksmønstre med lasttopper på morgenen og ettermiddagen, hvilket åpner for å motivere til lastflytting for å unngå overlast. Historisk sett har det vist seg at husholdninger er lite prissensitive og dermed ikke responderer tilstrekkelig på prisinsentiver. Årsaken kan blant annet ligge i at strøm ikke er et gode som gir nytte i seg selv, men at det heller er et middel for å få tilgang til andre goder som gir nytte for forbrukere. Selv når lastflyttingen ikke påvirker komfort, er husholdninger lite villige til å selv måtte endre sitt forbruksmønster, for eksempel ved å vaske klær på nattestid.

Husholdningskunder har normalt ikke effekttariffer. De fleste større næringskunder har dette i dag. Dermed har husholdningskunder lavere insentiver til å flytte last enn næringskunder (Lislebø, et al., 2011). Dersom effekttariffer blir innført for husholdninger kan det også for denne gruppen bli mer attraktivt å stille sin fleksibilitet til rådighet. Det kan også bli lettere å utnytte fleksibilitet fra husholdningskunder med innføringen av smarte systemer og AMS. Slike løsninger kan gi forbrukere mer detaljert informasjon om eget forbruk, slik at de på sikt vil kunne reagere på prissignaler. I lys av dagens situasjon velger vi bort husholdninger i denne analysen til tross for at det sannsynligvis eksisterer et betydelig fleksibilitetspotensial hos denne gruppen.

Når det gjelder kontorbygg derimot, er disse som regel drevet av profesjonelle aktører som det er lettere å inngå avtaler med. Kontorbygg har dermed bedre forutsetninger for å tilpasse seg effekttariffer og har større laster som de lettere kan tilby i et eventuelt fleksibilitetsmarked. Slike

aktører planlegger og budsjetterer forbruk i større grad enn husholdninger, og kan derfor være villige til å tilby fleksibilitet. Denne sammenhengen avhenger selvsagt av insentivene som gis.

3.2 Varme og ventilasjon

I en analyse utarbeidet av NVE estimeres det at oppvarming og ventilasjon står for over 40 % av strømforbruket til kontorbygg i Norge (NVE, 2016). En kan videre tenke seg at oppvarming og ventilasjon er de to forbrukspostene som bruker elektrisitet hvor det er enklest å flytte last uten at det går på bekostning av komfort eller produktiviteten til virksomheten.

Det anslås i en rapport av Thema Consulting Group at 60 % av kontorarealet i Norge har fjernvarme som eneste eller én av flere oppvarmingskilder. Fjernvarme kommer ofte fra andre kilder enn elektrisitet (SSB, 2018). Ut ifra våre datasett er det ikke mulig å identifisere energikilden som brukes til denne type oppvarming i byggene, og vi ser derfor bort fra fjernvarme i vår analyse.

Andelen kontorareal som varmes opp ved hjelp av elektrisitet er anslått til å være 60 %. Overlappen med fjernvarme skyldes at kontorbygg kan ha flere ulike oppvarmingskilder (Thema Consulting Group, 2012).

Det antas at det eksisterer et stort fleksibilitetspotensial i ventilasjonsanlegg, blant annet gjennom reduserte luftmengder i anleggene på kalde dager. Ved lastflytting i kortere perioder er marginalkostnaden vurdert til å være negativ da tiltaket sparer strøm uten å gå på bekostning av krav til luftkvalitet (Vennemo, Grorud, Skjelvik, & Erlandsen, 2018).

3.3 Større elbilpark åpner for økende fleksibilitetspotensial

I tillegg til oppvarming og ventilasjon har opplading av elbiler på arbeidsplassen blitt valgt som et tredje fleksibelt forbruk i et kontorbygg. Ifølge en rapport fra NVE kjører over én million nordmenn med arbeidstid kl. 08–16 til jobb. I dag består personbilparken i Norge av omtrent 5 % elbiler. En kan derfor anta at ca. 50 000 elbiler brukes til og fra jobb daglig. Det forespeiles at antall elbiler vil øke i tiårene fremover (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016).

Kontorbygg er ofte tilknyttet en parkeringsplass eller garasje, hvorav stadig flere har ladepunkter for elbil. Det antas en ytterligere økning i etterspørsel etter elbilladepunkt i tilknytning til arbeidsplass i årene fremover (Statkraft, 2018; NOBIL, 2014). Basert på prediksjoner om økt andel elbiler i personbilparken, ble det vurdert nyttig å analysere en situasjon der kontorbyggene har flere tilknyttede ladepunkter for elbiler.

For mange ansatte som ønsker å lade bilen på jobb kan det virke naturlig å koble bilen i laderen ved ankomst om morgenen. På denne måten vil «alle» bilene lades samtidig fra kl. 07–08 og utover, hvilket er en lite effektiv kapasitetsutnyttelse. Tatt i betraktning at bilene står parkert hele arbeidsdager, er det potensial for at smarte systemer kan tilpasse oppladingen slik at effektforbruket jevnes ut over en hel dag. Hvor mye effekt som går til opplading av elbiler varierer med antall oppladingspunkter, hvorvidt disse er i bruk og hvor stor effekt hvert av oppladningspunktene kan levere (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016).

3.4 Ordninger for forbrukerfleksibilitet

Deler av fleksibilitetspotensialet utnyttes allerede i dag. Dette viser at det finnes både muligheter til å utnytte og at det er behov for forbrukerfleksibilitet i dagens kraftsystem. Kartlegging av dagens ordninger for fleksibelt forbruk kan gi en bedre forståelse av utgangspunktet for beregningene som gjøres senere i rapporten. Vi har derfor inkludert en gjennomgang av disse ordningene for å undersøke hvorvidt dagens ordninger gir gode nok insentiver til optimal tilpasning hos forbrukerne.

Fleksibilitet gjennom utkobling

Nettselskapene kan inngå avtaler med større forbrukere om å koble ut deres strømforbruk ved behov, for eksempel ved kapasitetsutfordringer eller feilsituasjoner. Dette er en frivillig ordning hvor forbrukeren aksepterer reduserte krav til forsyningssikkerhet (Svartsund, 2017).

Nettselskapene har da anledning til å tilby forbrukerne reduserte tariffer (NVE, 2015b). Denne ordningen kalles gjerne «avtale om utkoblbar tariff».

Prisen, eller satsen, som gis ved avtaler om utkoblbart forbruk reflekterer ikke nødvendigvis verdien av å unngå investeringer i nettet, og heller ikke forbrukerens betalingsvillighet. Det er derfor ikke gitt at denne ordningen er samfunnsøkonomisk effektiv (Thema Consulting Group, 2016a), men kan likevel være en viktig ressurs for nettselskap som opplever kapasitetsknapphet i nettet. Nettselskap kan også koble ut kunder ved utfordringer på et høyere nettnivå (NVE, 2015b).

I dag benytter flere nettselskap ordningen for utkoblbart forbruk aktivt. NVE har tidligere foreslått å avvikle ordningen til fordel for fleksibilitetshandel gjennom nye markedsløsninger. I høringen ble det gitt tilbakemelding på at reduserte tariffer til utkoblbart forbruk tjener sitt formål i tilstrekkelig grad slik det er nå. Ifølge nettselskapene selv fungerer ordningen godt, og den generelle responsen på avviklingsforslaget var at ordningen er ønsket inntil alternativet er bedre utformet. Basert på dette kan en anta at avtaler om utkoblbart forbruk ikke vil bli mindre viktig med det første (Mook, 2016). NVE gikk derfor ikke videre med dette forslaget.

Effekttariffer kan gi insentiver til fleksibilitet

I tillegg til fleksibilitet i form av forbruk som lar seg koble ut, praktiseres også effekttarifisering av kunder med høyt energi- eller effektforbruk. Effekttarifferte kunder har som regel et forbruk på minst 100 000 kWh årlig eller et maksimalt effektuttak over 100 kW. Disse har allerede timesmålt forbruk og mulighet til å kontrollere og styre energi- og effektbruken sin (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). Dette kan for eksempel gjelde industri og større kontorbygninger. Effektleddet i forbrukernes nettleie skal i teorien reflektere kapasiteten de opptar i nettet. Hensikten med slike effekttariffer er å påvirke strømkunder til å begrense effekttoppene sine og jevne ut forbruket, slik at de bidrar til en mer effektiv utnyttelse av strømmettet. Tariffene bør utformes slik at kostnadene fordeles ut ifra hvor mye forbrukerne belaster nettet (Thema Consulting Group, 2016a; Thema Consulting Group, 2016b; Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). I det lange løp skal det lønne seg å oppta en jevn kapasitet på linjene fremfor å trekke høy effekt i korte perioder, til tross for at sistnevnte kan gi et lavere energiforbruk (Naper, Haugset, & Stene, 2016).

Dagens ordning, ofte kalt «målt effekt», baserer seg på målinger av de største effekttoppene over en gitt tid (Thema Consulting Group, 2013). Kundens effektledd bestemmes da av effektprisen og enten det høyeste, eller et gjennomsnitt av de høyeste, effektforbrukene per time (kWh/h). Dette organiseres noe ulikt fra nettselskap til nettselskap. Nettselskapene fastsetter gjerne ulike effektpriser for sommer og vinter. I tillegg til slik sesongbasert differensiering benytter blant annet Agder Energi Nett seg også av en pris som øker med effektuttaket. Videre

synker marginalkostnaden med økt effektuttak (Agder Energi Nett, 2018a; Agder Energi Nett, 2018c; Thema Consulting Group, 2016a).

Mange kontorbygg har allerede effekttariff. Tariffen er som tidligere nevnt sesongbasert, og varierer ikke over enkeltdøgn. Hensikten med denne er å flytte forbruket til perioder der en typisk ikke opplever kapasitetsknapphet i nettet (Agder Energi Nett, 2018a). Generelt vil det ikke være mulig å flytte all aktivitet til sommerhalvåret, og de fleste forbrukere vil derfor ha et høyt strømforbruk i vintermånedene. Videre vil en effekttariff som kun baseres på største effektuttak potensielt bare gi insentiver til å redusere toppplastimen(e), og ikke til å jevne ut lastene over tid. Det er omdiskutert hvorvidt dagens ordninger for effekttariffer tjener formålet på en god nok måte, og om insentivene som skapes motiverer til ønskede atferdsendringer (Vennemo, Grorud, Skjelvik, & Erlandsen, 2018). En samfunnsøkonomisk optimal tariffing legger til rette for at forbrukere som sparer systemkostnader, det vil si reduserer sin last i timer med kapasitetsknapphet, også sparer penger selv (Thema Consulting Group, 2015b).

Piloter og testprosjekter

De siste årene har det vært stor interesse rundt fleksibilitet og hvordan denne kan utnyttes og anvendes. I den forbindelse har det blitt gjennomført en rekke piloter og prosjekter for å undersøke potensialet for fleksibilitet og hvordan en kan dra nytte av dette på en effektiv måte (Thema Consulting Group, 2015a). Til tross for at enkeltprosjekter trolig ikke vil kunne løse problemene i strømmettet alene, tyder denne satsningen på at det er interesse for å utnytte fleksibilitet og at aktører i markedet har tro på at dette kan bli lønnsomt på sikt.

Engene trafo

Et eksempel er samarbeidet mellom Agder Energi Nett, Microsoft, Powel, LOS og Enfo. Dette er et markedsstyrt pilotprosjekt ved Engene transformatorstasjon i Grimstad.

Transformatorstasjonen var i utgangspunktet nær ved å gå i overlast i visse perioder. Ved å aggregere flere mindre strømforbrukere og installere styringssystemer hos disse kundene, kunne en koble ut de nødvendige lastene i kortere perioder for å hindre at trafoen gikk i overlast. På denne måten kunne investeringer i økt transformorkapasitet utsettes (Microsoft, 2017). Det må nevnes at den største utfordringen med dette prosjektet var å overtale forbrukere til å delta i pilotprosjektet, til tross for økonomisk kompensasjon. Det kan være flere årsaker til at forbrukere viser skepsis til slike ordninger, men det kan tyde på at markedet trenger modning før slike løsninger kan fungere i større skala. Det er også mulig at forbrukere ikke er så fleksible som først antatt.

Nodes

Nodes er et nyopprettet selskap som utvikler et digitalt marked for fleksibilitet. For å tilgjengeliggjøre og deretter bruke fleksibilitet i distribusjonsnettet, er det vurdert nyttig med en markeds plass som kan sammenkoble tilbud og etterspørsel og gjennomføre transaksjoner i sanntid. Nodes er en plattform der det er lettere å utnytte forbrukerfleksibilitet gjennom aggregering, slik det ble gjort ved Engene transformatorstasjon. Ambisjonen er blant annet at kjøp av fleksibilitet gjennom Nodes kan bli et alternativ til nettinvesteringer for nettselskapene. (Agder Energi, 2018b; Agder Energi, 2017).

Det er flere utfordringer ved en slik markedsplattform. For det første kan det være vanskelig å definere varen forbrukerfleksibilitet. Det vil være variasjoner i størrelse og varighet på fleksibiliteten som tilbys, og det kan dermed bli krevende å fastsette en pris for denne. Verdien av fleksibiliteten vil sterkt avhenge av geografisk plassering i nettet dersom denne fleksibiliteten skal brukes under en gitt transformator.

For det andre vil nettet overbelastes bare noen få dager i året. I utgangspunktet er det kun disse få dagene nettselskapet har et reelt behov for handel av fleksibilitet for å unngå overlast. I de resterende dagene i året vil det imidlertid også være åpent for å by inn fleksibilitet på den eventuelle markedsplattformen og selge denne til andre aktører enn nettselskapet.

Lyse Smartly

Kraftselskapet Lyse lanserte for noen år siden et pilotprosjekt for styring av last hos husstander. Prosjektet gikk ut på å skru av strømmen til varmtvannsberederen hos kunder i to timer to ganger i døgnet, kl. 08–10 og kl. 16–18, når prisene på Nord Pool typisk er høyest. Resultatene fra piloten viste at dette ikke gikk på bekostning av kundenes komfort. En implementering av en slik ordning kan potensielt skape et tilbud av fleksibilitet ved å frigi last i perioder der en typisk har kapasitetsknapphet i nettet (Thema Consulting Group, 2015a). Til tross for gode testresultater hadde selskapet Smartly i 2017 gått med over en halv milliard kroner i underskudd (Seglem, 2017). Dette kan tyde på at markedet foreløpig ikke etterspør slike løsninger.

4 Datagrunnlag

For å undersøke fleksibilitet hos en spesifikk kundegruppe og potensialet som ligger i denne, har vi utført en studie av to kontorbygg. Datasettet som ligger til grunn for analysen har vi fått fra Statsbygg, og består av timesmålt og formålsdelt strømforbruk for de siste to årene i de to byggene. Hver timesmåling gir oss et estimat på effektuttak på timesbasis, målt i kWh/h. Vi deler opp forbruket i kategoriene oppvarming og ventilasjon, elbillading og annet forbruk. Oppvarming, ventilasjon og elbillading betraktes som flyttbare laster i analysen, mens annet forbruk antas å være konstant. Vi ser på årsforbruket fra 01.07.17 til 01.07.18, men konsentrerer oss først og fremst om vinterhalvåret. Vinterhalvåret skal i denne rapporten forstås som månedene november til april.

I tillegg til det faktiske forbruket inkluderer vi en prognose for opplading av elbil ved kontorbygg i 2030. Vi bruker en forventet døgnprofil for elbillading på arbeidsplassen. Denne er lagt til de eksisterende forbruksprofilene for byggene.

4.1 Prognose for elbiler og lading av disse

Forbruksprofilen for elbil på arbeidsplassen er laget med utgangspunkt i beregninger gjort av Heen Skotland m.fl. Det er her sett på utviklingen frem mot 2030. Det antas i 2030 at bilparken i Norge vil bestå av 2 937 000 biler, og av disse vil rundt 1 560 000 være elbiler. Det antas videre at hver elbil i snitt kjører like langt per år som i dag, det vil si 12 300 km. Vi tar utgangspunkt i at energiforbruket for elbiler er 0,3 kWh/km i vinterhalvåret (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). Vi har ved hjelp av disse tallene kommet frem til et estimat på årlig energiforbruk for elbilparken i Norge i 2030.

$$\begin{aligned}\text{Energi til elbil per år} &= \text{Ant. biler} * \text{ant kilometer} \left[\frac{\text{km}}{\text{år}} \right] * \text{energibruk} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}} \right] \\ &= 1\,560\,000 * 0,3 * 12\,300 = 5\,756\,400\,000 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{år}} \right]\end{aligned}$$

Heen Skotland m.fl. anslår at 15 % av energien som går til elbillading daglig kommer fra opplading på arbeidsplassen. For å finne et estimat på hvor mange elbiler som vil lade på arbeidsplassen, er totalt antall elbiler i 2030 multiplisert med denne prosentandelen:

$$\text{Antall elbiler til jobb} = \text{Ant. biler} * 15 \% = 234\,000 \text{ elbiler}$$

En må også finne den totale energien som kommer fra opplading på arbeidsplassen. Som nevnt antar vi at 15 % av den totale energien til elbilparken kommer herfra:

$$\text{Energi fra arbeidsplassen} = 5\,756\,400\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{år}} * 15 \% = 863\,460\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{år}}$$

Videre ser vi på hvor mye energi som går til opplading på arbeidsplassen per dag. Vi antar at en gjennomsnittlig ansatt jobber 230 dager i året (Skatteetaten, 2017). Dette vil variere fra kontorbygg til kontorbygg, men vi antar at hovedtyngden av norske arbeidsplasser følger normal arbeidstid og normalt antall arbeidsdager.

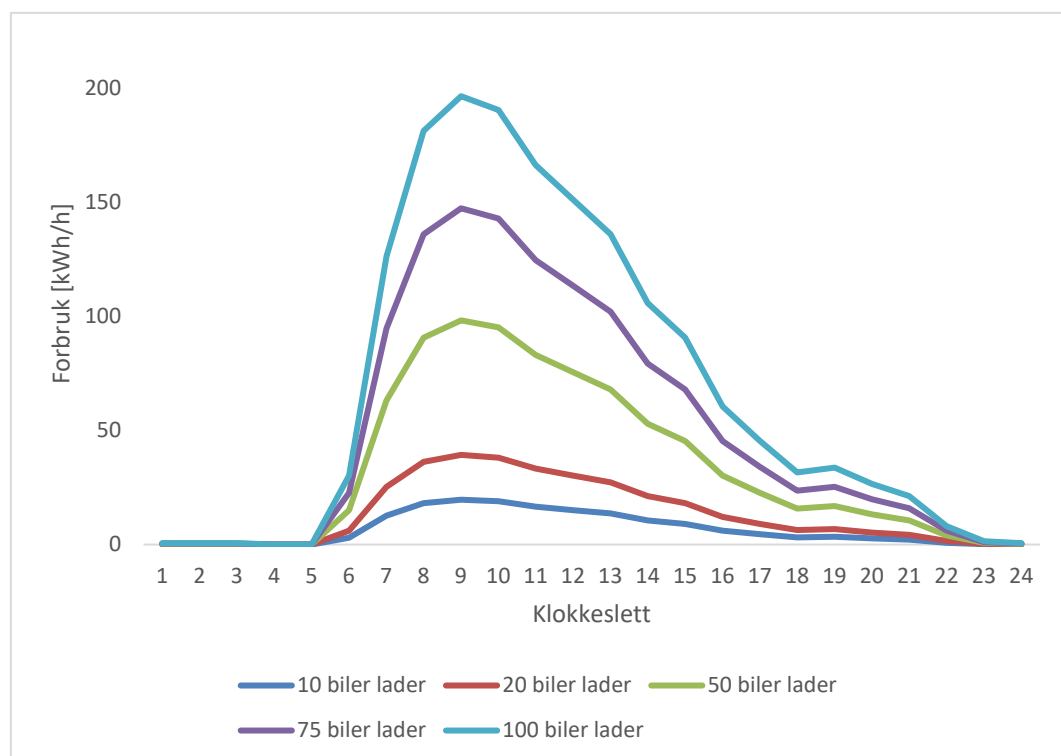
$$\text{Energi fra arbeidsplass per dag} = \frac{863\,460\,000 \frac{\text{kWh}}{\text{år}}}{230 \text{ dager}} = 3\,754\,174 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}}$$

For å beregne hvor mye hver enkelt av disse bilene i gjennomsnitt må lade på jobb per dag har vi dividert totalt daglig energiforbruk til elbillading på antall elbiler brukt til jobb.

$$\text{Energi per elbil per dag} = \frac{3\,754\,174 \frac{\text{kWh}}{\text{dag}}}{234\,000 \text{ elbiler}} = 16,0 \frac{\text{kWh}}{\text{elbil} * \text{dag}}$$

Videre i analysen bruker vi en ladeprofil hentet fra en arbeidsplass i Østfold (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). Det er ikke spesifisert hva slags type arbeidsplass ladeprofilen er hentet fra, men vi antar at den kan brukes for generelle kontorbygg. Denne ladeprofilen gir en indikasjon på et lademønster. Vi har, basert på dette lademønsteret, laget et estimat på en energi- og effektkurve for forbruket. Dette har vi gjort ved å multiplisere hver enkelt elbils energibehov på 16,0 kWh/elbil med antall elbiler på den aktuelle arbeidsplassen.

Figur 3 viser en prognose for hvordan lastkurven for elbiler vil se ut i 2030. De forskjellige kurvene representerer antall elbiler som lader simultant. Denne profilen legger vi til grunn for forbruket som går til elbillading i optimeringsmodellen.



Figur 3: Prognose på lastkurve for elbillading på arbeidsplass/kontorbygg i 2030.

Vi ser i vår analyse på effektuttak over én time, og tar ikke hensyn til momentant effekttrekk. I praksis tilsvarer dette kWh/h. Dette impliserer at effekttoppen i en time potensielt kan være høyere enn det fremkommer i Figur 3 og senere i rapporten. Dette har ingen betydning for beregningen av tariffer ettersom effekttoppene avregnes på timesbasis, men det kan få konsekvenser for det fysiske systemet. Forbruket kan altså ha en topp som systemet ikke kan takle. Til tross for at effekten på timesbasis håndteres, er det altså ikke gitt at nettet tåler den momentane belastningen.

I analysen er det videre antatt at det ikke er noen begrensinger på hvor mye hver ladestasjon, eller ladestasjonene samlet, kan trekke av effekt fra nettet. Vanlige arbeidsplasser med mulighet for elbillading har ofte sikringsstørrelser som tillater ladere med effektuttak på enten 7 kW eller

22 kW (Heen Skotland, Eggum, & Spilde, 2016). I praksis må arbeidsplassen tilpasse både antall ladestasjoner og effektuttaket per stasjon til hva den lokale transformatoren tåler. Da sørger man for at sikringen ikke ryker.

Et usikkerhetsmoment i analysen frem mot 2030 er hvorvidt elbilene er geografisk fordelt i bilparken slik som i dag. Mange av dagens kontorbygg ligger i byer, hvor det ofte drives en aktiv politikk for å redusere antallet biler i bykjernen. Dette kan medføre at det i 2030 er færre biler som brukes til jobb. Hvordan elbilparken vil se ut i fremtiden er altså usikkert, da dette avhenger mye av politiske avgjørelser.

4.2 Byggdata og forbruksprofiler

I dette kapitlet presenteres byggenes forbruksprofil over hele analyseåret, varighetskurve, gjennomsnittlige døgnprofiler og konsekvensene av å legge til effekt til elbillading. Dette kan være nyttig for å visualisere når på året og når på døgnet effekttoppene inntreffer, og dermed når lastflyttingspotensialet er størst. I tillegg sammenlikner vi energiforbruket til henholdsvis det flyttbare og konstante forbruket på maksforbruksdagen med en gjennomsnittlig døgnprofil for analyseperioden. Det er ikke kjent hvorvidt nettet som disse byggene er tilknyttet har kapasitetsproblemer i de timene byggene beslaglegger størst effekt. Vi tar ikke hensyn til dette, og ser kun på teoretisk potensial uavhengig av nettplassering.

Noe data ble vurdert feilmålt, som for eksempel unormalt stort forbruk på enkeltdager og timer eller hele dager det ikke ble gjort målinger. Slike avvik ble korrigert og satt til gjennomsnittsverdier for hvert av byggene.

4.2.1 Bygg 1

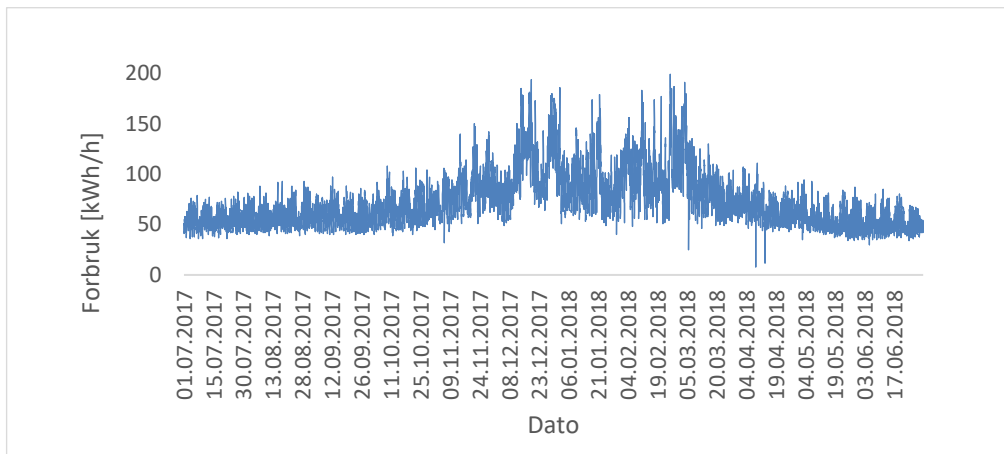
Bygg 1 er et offentlig kontorbygg på Sørlandet. Det har et areal på ca. 6200 m² og huser rundt 100 ansatte. Byggets forbruk av elektrisk energi i perioden 01.07.17–31.06.18 var på 637 118 kWh. Bygget stod ferdig i 2016 og er bygget som et passivhus. Dette innebærer at bygget sikter mot et jevnt lavt energibehov som et resultat av en rekke energibesparende tiltak. Eksempler kan være god isolasjon, sikring mot luftlekkasjer og at det brukes lite olje, kull og gass som energikilder til oppvarming av bygget (Direktoratet for byggkvalitet, 2016). Fordi bygg 1 er et moderne passivhus er det også grunn til å tro at det har et smart styringssystem og tilhørende god oversikt over strømforbruk. Dette kan for eksempel innebære nattsenkning og automatikk i når oppvarming og ventilasjonssystem skrus av og på. Bygget er i bruk alle dager i uken.

Bygget har egen varmepumpe og elektrisk varmekjel som hovedkilde til oppvarming. Det er ingen egen strømmåler for ventilasjon, og dermed vil kun strøm til oppvarming bli inkludert i analysen for dette bygget. Dette kan føre til at vi underestimerer hvor mye last som kan flyttes.

Det er allerede installert fire ladepunkter for elbil i bygget, men disse er lite brukt. I modellen ser vi derfor bort fra disse oppladningspunktene når elbilprognosen legges til. Det legges til grunn en forventning om 20 ladeplasser til elbil i 2030 for bygg 1, basert på tidligere antakelser om en voksende elbilpark. Det antas at de smarte styringssystemene effektivt håndterer forbruket til oppvarming og ventilasjon, men at disse i utgangspunktet ikke kan gjøre det samme for uttaket til elbillading.

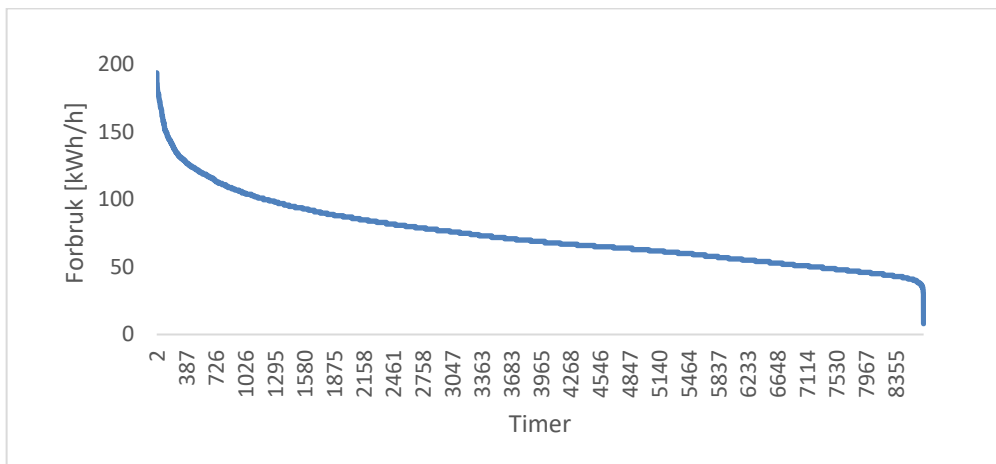
Årlig forbruk og varighetskurve

Figur 4 gir en oversikt over timesforbruket i analyseåret. Det er tydelige forskjeller i effektbruken mellom årstidene. Forbruket er større i vinter- enn i sommerhalvåret. Effekttoppen i bygg 1 inntraff kl. 15 25.02.18, da timesforbruket var 199 kWh/h.



Figur 4: Årsforbruk for bygg 1, 01.07.17–01.07.18.

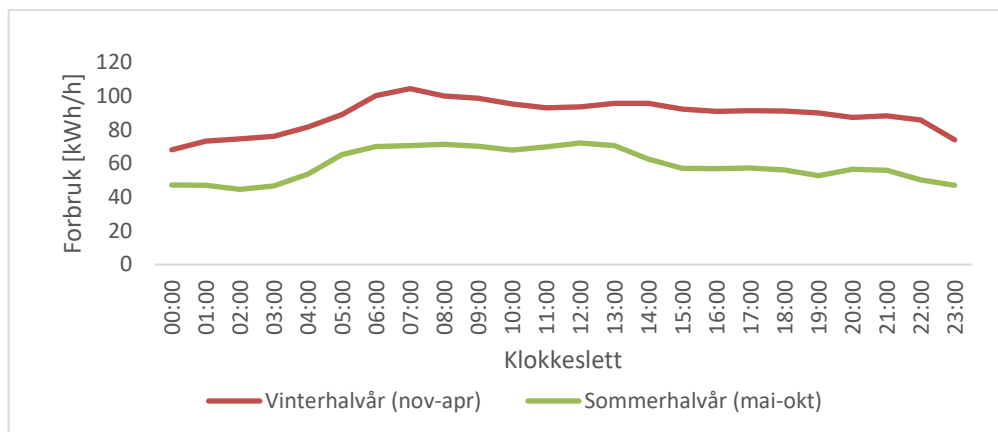
Figur 5 illustrerer varighetskurven til bygg 1. Varighetskurven viser hvor mange timer i året bygget har et gitt forbruk. Gjennomsnittlig timesforbruk i analyseperioden er ca. 74kWh/h. Bygget beslaglegger stor kapasitet på nettet i bare noen få timer dette året. Eksempelvis trekkes det over 160 kWh/h i 100 timer i året, mens det kun er 15 timer i året hvor forbruket er høyere enn 180 kWh/h.



Figur 5: Varighetskurve for bygg 1, 01.07.2017–01.07.2018.

Døgnprofiler

Døgnprofilen visualiserer hvordan byggets forbruk fordeler seg over døgnet og når lasttoppene forekommer. Figur 6 viser gjennomsnittlig lastprofil for sommer- og vinterhalvåret.

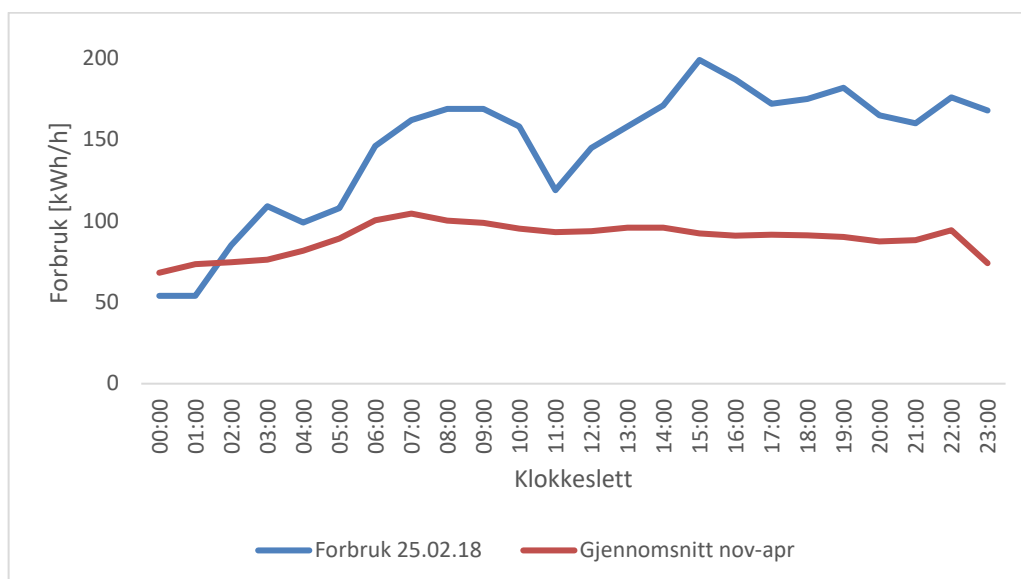


Figur 6: Døgnprofiler for bygg 1, vinterhalvår og sommerhalvår.

Forbruket er lavere på natten enn på dagtid, med en gradvis økning fra rundt kl. 03 og mot starten av arbeidsdagen. På vinterstid er forbruket jevnt over høyere enn om sommeren, og har en gjennomsnittlig lasttopp kl. 07. Sommerforbruket er imidlertid jevnere over arbeidsdagen. Bygget er som nevnt i bruk alle ukedager, og vi har derfor beregnet gjennomsnittet med utgangspunkt i dette.

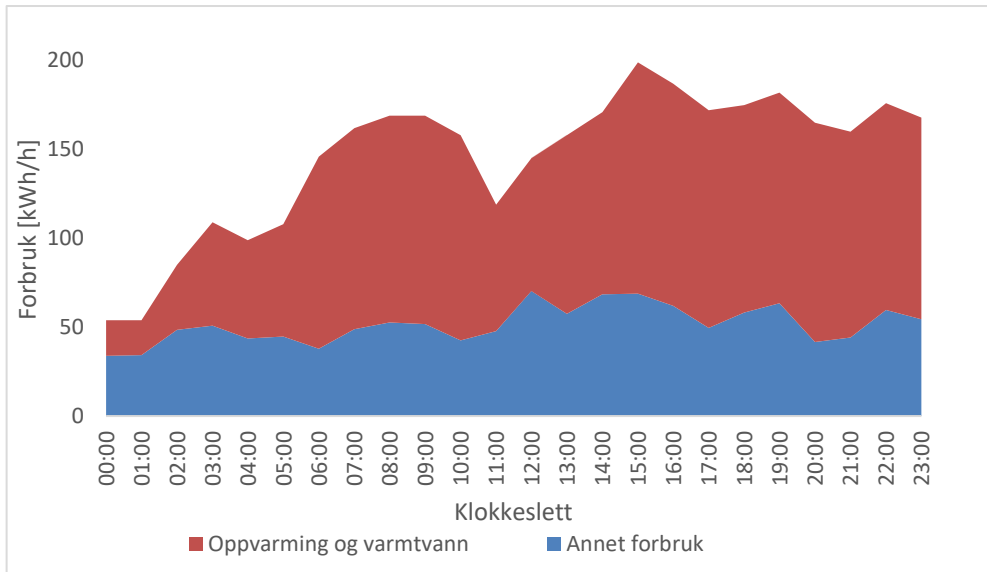
Høyeste timesforbruk

Bygg 1 hadde sitt høyeste målte timesforbruk 25.02.18. Mellom kl. 15 og kl. 16 denne dagen ble forbruket målt til 199 kWh/h. Denne toppen er rundt 90 % høyere enn timen med størst forbruk på gjennomsnittsdagen. Figur 7 viser døgnprofilen for dagen med høyeste målte timesforbruk i perioden sammenliknet med gjennomsnittlig døgnprofil for vinterhalvåret.

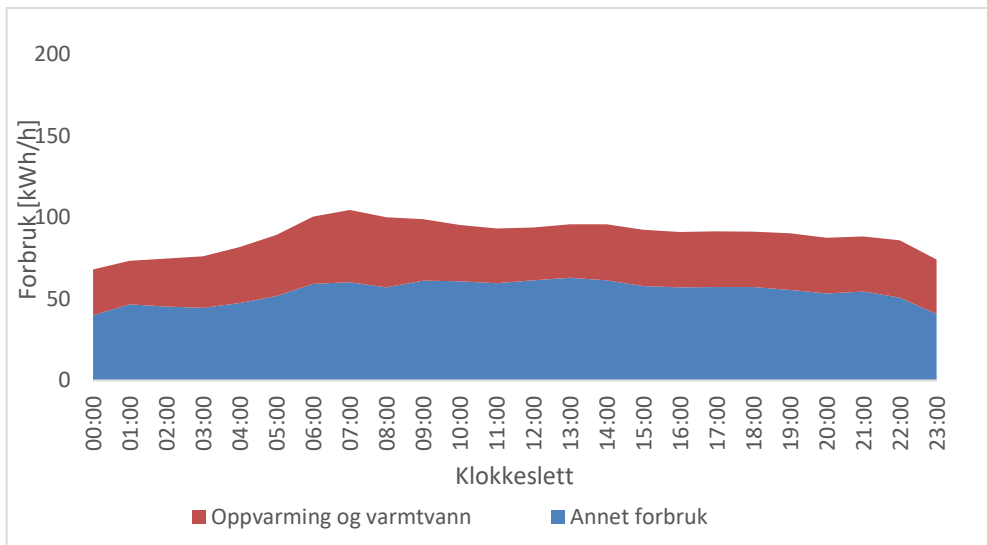


Figur 7: Sammenlikning av gjennomsnittsdagen og maksdagen for bygg 1, vinterhalvåret.

I Figur 8 og Figur 9 ser vi hvordan elektrisitetsforbruket fordeler seg på varmeproduksjon og annet forbruk på maksdagen og gjennomsnittsdagen. «Maksdagen» skal forstås som dagen med høyeste målte timesforbruk. En stor del av strømforbruket går til oppvarming på maksdagen. Til sammenlikning brukes mindre energi til dette formålet i gjennomsnitt. Maksdagen sammenfaller med en kald periode i området, og dette er trolig årsaken til det store forbruket (Yr, 2018a).



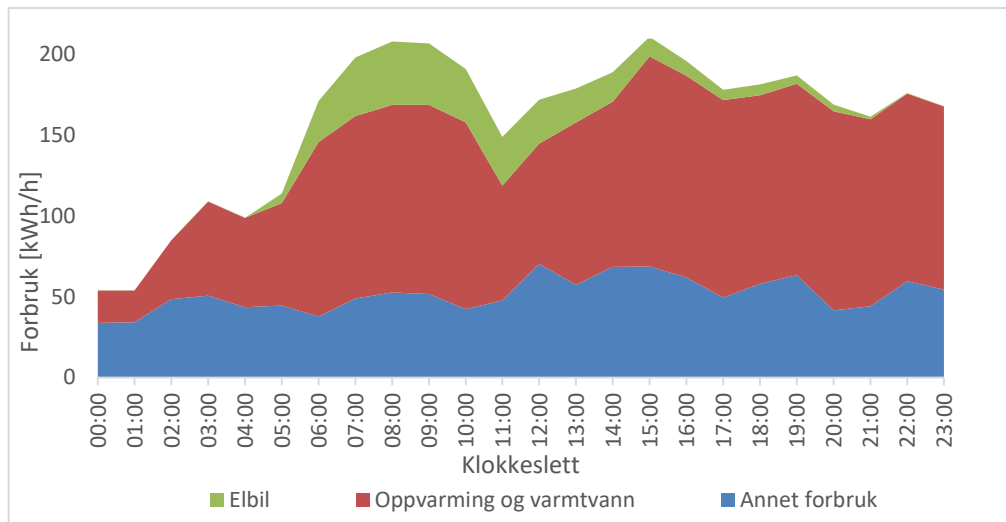
Figur 8: Døgnprofil 25.02.2018 for bygg 1. Forbruk fordelt på oppvarming + varmtvann og annet forbruk.



Figur 9: Gjennomsnittlig døgnprofil for vinterhalvåret for bygg 1. Forbruk fordelt på oppvarming og varmtvann og annet forbruk.

Elbilprognose

For den videre analysen tar vi utgangspunkt i et scenario der bygget har fått 20 oppladingspunkter for elbil. Døgnprofilen for 25.02.18 med elbilprognosen er illustrert i Figur 10. Når elbilene inkluderes for alle dagene i måneden, får bygget en ny maksdag. Den nye forbrukstoppen blir på 214,19 kWh/h, og inntreffer 27.02.18, kl. 05.



Figur 10: Døgnprofil 25.02.18 for bygg 1, inkludert 20 elbilladepunkter.

4.2.2 Bygg 2

Bygg 2 er et offentlig kontorbygg på Vestlandet. Bygget består av to deler; en eldre del ferdigstilt i 1991 og en nyere del fra 2015. Det har et brutto bygningsareal på ca. 3100 m² og huser omtrent 80 ansatte. Byggets forbruk av elektrisk energi i perioden 01.07.17–31.06.18 var på 354 550 kWh. Som for bygg 1 antas det at bygget har smarte styringssystemer for energibruk til oppvarming og ventilasjon.

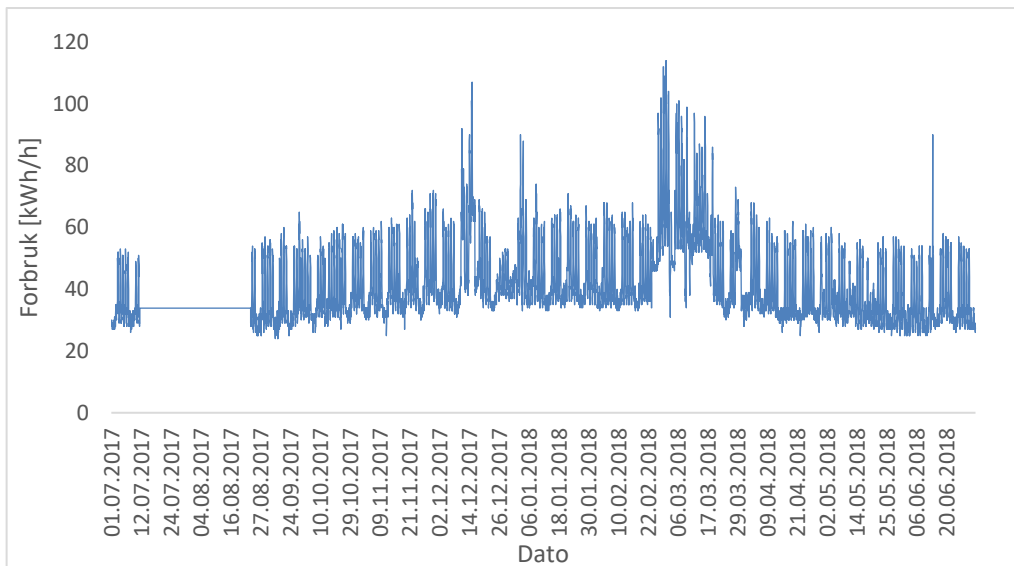
Varmekildene til bygg 2 er varmepumpe og elektrisk kjel. Ventilasjonen i dette bygget har en egen strømmåler, og kan derfor inkluderes i analysen. Bygget har ingen oppladingspunkter for elbiler i dag. Som for bygg 1 legges det i analysen til 20 ladeuttak for å simulere elbilparken i 2030.

Årsforbruk og varighetskurve

Figur 11 viser timesforbruket til bygg 2 i løpet av den aktuelle perioden. Som for bygg 1 ser en at forbruket er høyere i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret. Forbrukstoppen fant sted kl. 11 01.03.18 og ble målt til 114 kWh/h.

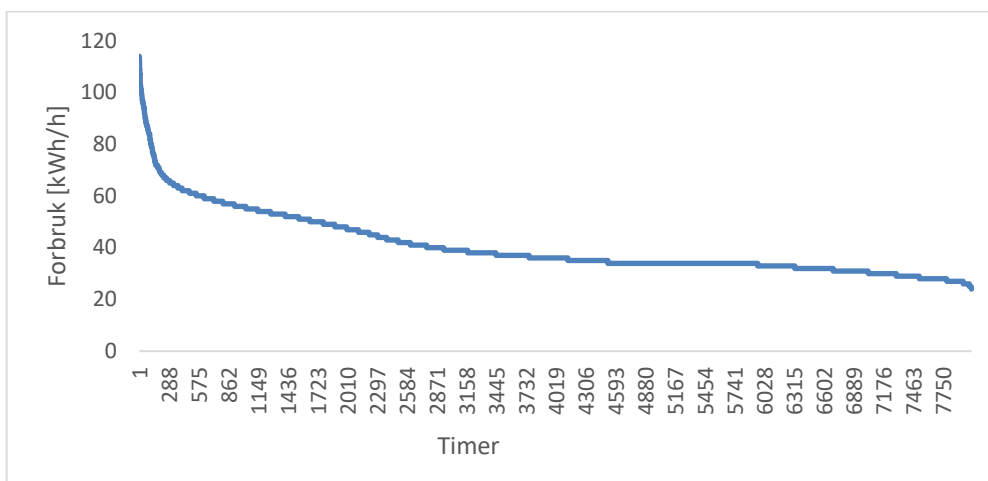
I deler av juli og august er forbruket tilsynelatende konstant. En mulig forklaring kan være at det i denne perioden blir avviklet ferie, og at bygget derfor har hatt konstant energibruk. Det kan også ha forekommet feil i timesmålingene, slik at forbruket er beregnet til et gjennomsnitt av det totale forbruket i denne perioden. I optimeringen brukes data for vintermånedene, og dermed påvirker ikke dette avviket resultatene.

Rundt 1000 timer med målerdata mangler for å fylle et helt år. Manglene er delvis spredt og forekommer først og fremst på sommerhalvåret. Disse kan komme av tekniske målefeil. Vi utfører analysen uten disse målingene, og antar datagrunnlaget er godt nok.



Figur 11: Årsforbruk for bygg 2, 01.07.17–01.07.18.

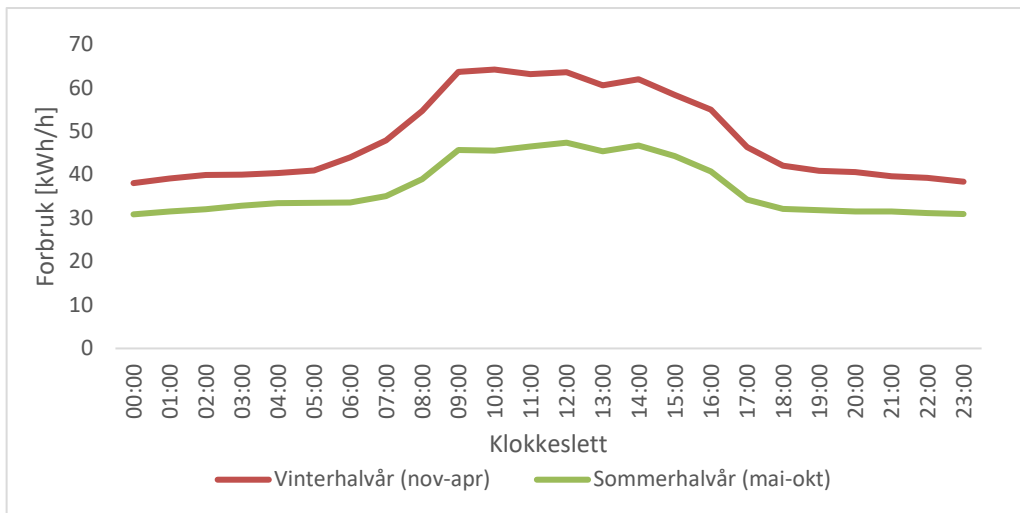
Figur 12 viser varighetskurven for bygg 2. Gjennomsnittlig timesforbruk ligger på ca. 40 kWh/h. Som for bygg 1 trekkes store effekter i få timer per år. Bygg 2 trekker mer enn 80kWh/h i 111 timer, og mer enn 100kWh/h i 20 timer.



Figur 12: Varighetskurve for bygg 2, 01.07.17–01.07.18.

Døgnprofil

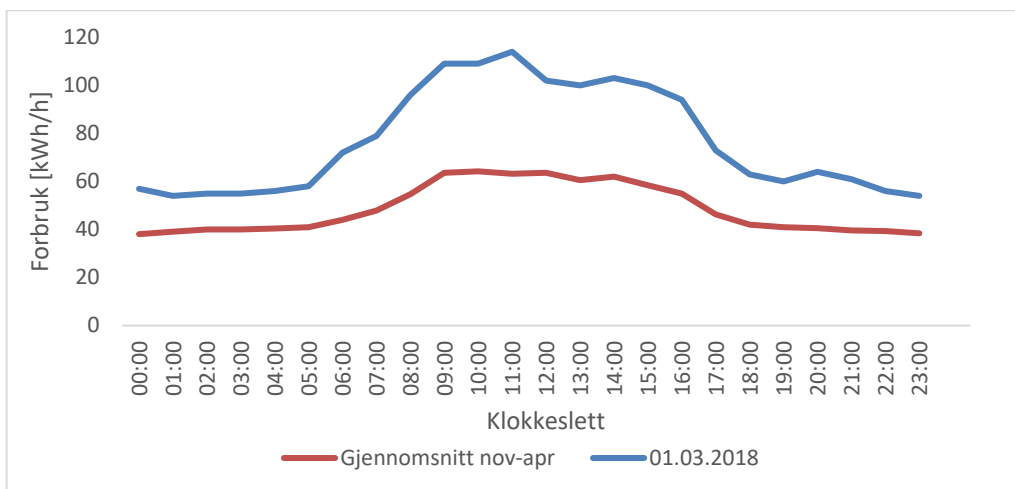
Figur 13 viser at gjennomsnittlig forbruk per døgn i hverdage er høyere i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret for alle timer. En ser også at forbruket øker innenfor normal arbeidstid. Dette bygget er stort sett bare i bruk i ukedagene, og vi har derfor utelatt lørdager og søndager i beregningen av gjennomsnittlig døgnprofil. Dette bygget har tydeligere toppe i tidsrommet 07–18, i motsetning til bygg 1 der forbruket er noe jevnere over døgnet.



Figur 13: Gjennomsnittlig døgnprofil for bygg 2, hverdager.

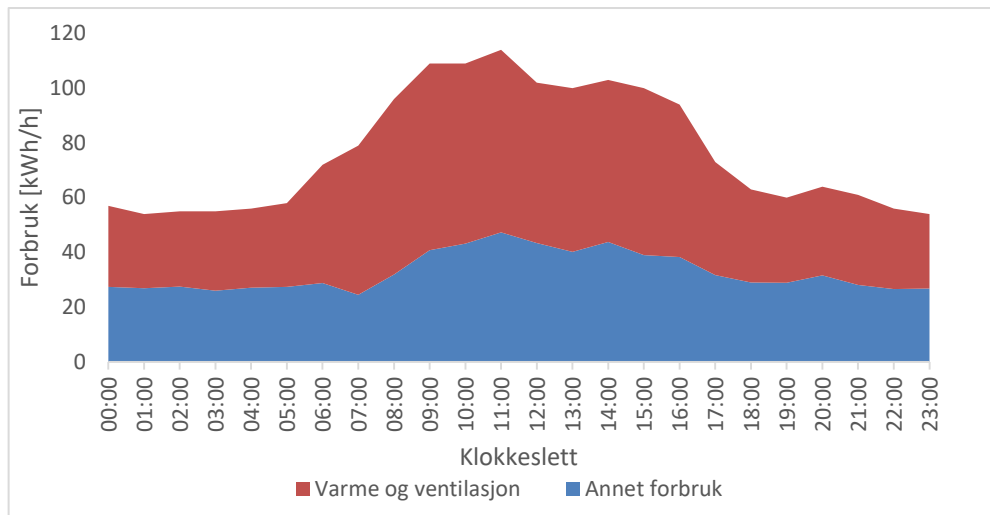
Høyeste timesforbruk

I perioden vi ser på hadde bygg 2 sitt høyeste målte timesforbruk kl. 11 01.03.18. Figur 14 viser forbruksprofilen for dette døgnet sammenliknet med gjennomsnittet for vinterhalvåret. Forbruket ligger over gjennomsnittet i alle timer, og forbrukstoppen er målt til 114 kWh/h. Denne toppen er ca. 80 % høyere enn timen med størst forbruk på gjennomsnittsdagen.

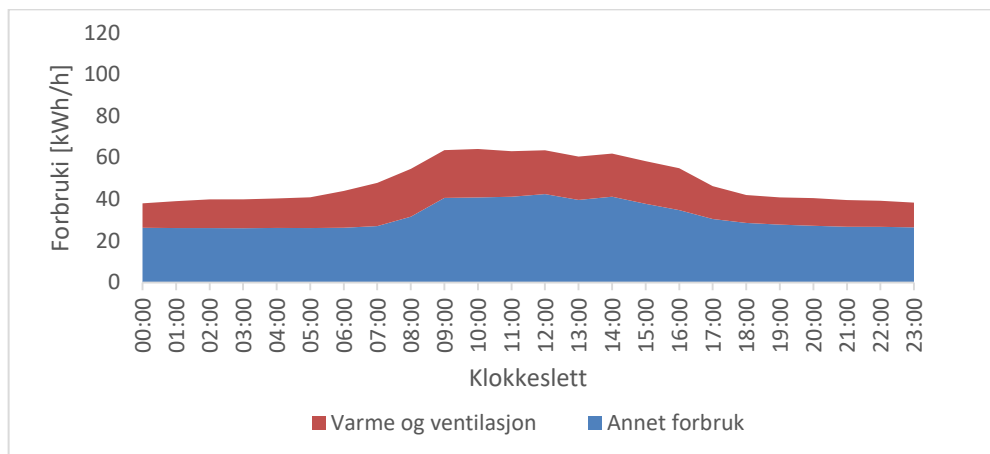


Figur 14: Sammenlikning av gjennomsnittsdagen og maksdagen for bygg 2, vinterhalvåret.

I Figur 15 og Figur 16 ser vi hvordan forbruket fordeler seg på elektrisitet til varme, ventilasjon og annet forbruk. Over halvparten av strømforbruket går til oppvarming og ventilasjon på maksdagen. Denne andelen er mindre enn for gjennomsnittsdagen i vinterhalvåret. Det store strømforbruket skyldes økt oppvarming av bygget. Dette kan forklares ved at 01.03.18 var den kaldeste dagen i analyseåret for dette området (Yr, 2018b).



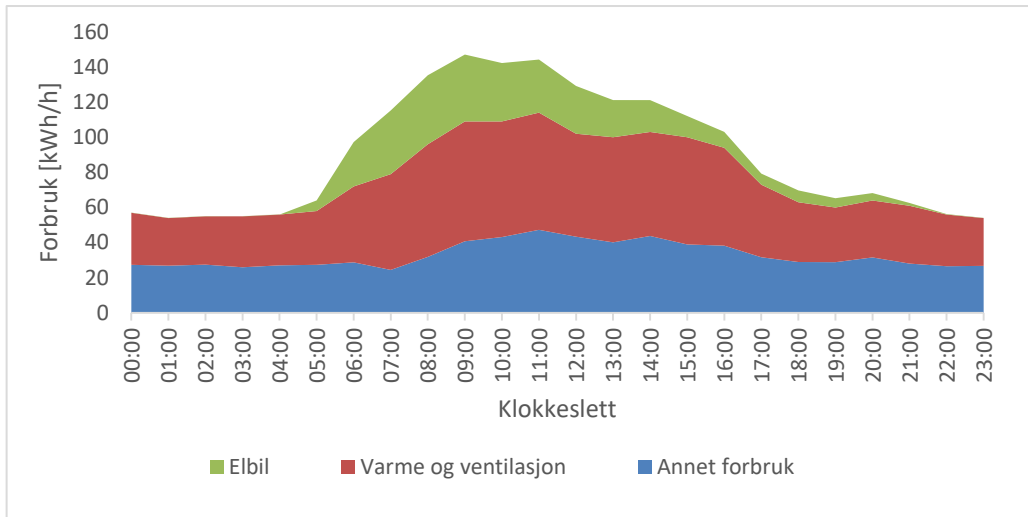
Figur 15: Døgnprofil 01.03.2018 for bygg 2. Forbruk fordelt på varme og ventilasjon og annet forbruk.



Figur 16: Gjennomsnittlig døgnprofil for vinterhalvåret for bygg 2. Forbruk fordelt på varme + ventilasjon og annet forbruk.

Elbilprognose

I den videre analysen ser vi på et scenario der bygget har fått 20 oppladingspunkter for elbiler. Konsekvensene for det totale energiforbruket er illustrert i Figur 17. Effekttoppen inkludert elbillading inntreffer kl. 09 01.03.18 og er målt til 147,06 kWh/h.



Figur 17: Døgnprofil 01.03.18 for bygg 2, inkludert 20 elbilladepunkter.

5 Modell

I dette kapittelet presenteres en modell for å minimere effektledet i nettleien for de to byggene. Basert på effekttariffen til Agder Energi Nett har vi laget en kostnadsfunksjon for effektledet i nettleien. Effektledet beregnes ut ifra det høyeste målte timesforbruket hver måned, slik at en lavere makstopp fører direkte til redusert nettleie. Modellen kan redusere maksimalt timesforbruk ved lastflytting av elbillading, varme og ventilasjon. Ved å minimere kostnadsfunksjonen finner vi dermed den optimale lasttoppen for en måned. Videre presenteres restriksjonene i modellen og eventuelle svakheter ved disse.

Optimeringen er utført ved hjelp av problemløseren til Microsoft Excel gjennom metoden ikke-lineær GRG. Vi har brukt modellen til å minimere kostnadene for måneden der det høyeste timesforbruk inntreffer. Kostnadsfunksjonen og de tilhørende likningene ligger i vedlegg 1. Resultatene av optimeringen presenteres i kapittel 6.

5.1 Optimeringsmodell

Vi har laget en modell som minimerer effektledet i nettleien, og målfunksjonen (1) er en kostnadsfunksjon for dette. Da økt effektuttak er direkte knyttet til økte kostnader, er kostnadsminimering ekvivalent med å finne den lavest mulige månedlige effekttoppen.

Vi har brukt måneden med høyest målte effektuttak for å finne den optimale effekttoppen som minimerer kostnadsfunksjonen. Gitt restriksjoner for flytting av last mellom enkelttimer, har vi funnet ut hvor mye man maksimalt kan redusere månedens høyeste topp med. Dette gir den lavest mulige lasttoppen for månedens opprinnelige maksdag.

Deretter har vi funnet alle dagene med timesmålt effektuttak høyere enn den nye minimerte lasttoppen. Vi har optimert forbruket for hver av disse dagene og undersøkt hvorvidt det er mulig å få forbruket i aktuelle timer lavere enn den optimerte lasttoppen fra den tidligere maksdagen. Dersom dette er mulig ut ifra restriksjonene i modellen, har vi funnet den nye lasttoppen for denne måneden. Lasttoppen fra den nye maksdagen vil være bindende.

Enkelte dager har en forbruksprofil som ikke muliggjør tilstrekkelig lastflytting til at høyeste målte effektuttak faller under denne grensen. Da må optimeringen gjennomføres for denne dagen, og den nye optimale lasttoppen vil da bli bindende. Dette må gjentas for alle dager som har en makstopp over grensen. Det bindende effektuttaket, det vil si den øvre grensen, er funnet når alle timesmålte effekttopper i resten av måneden ligger under denne.

$$\min z(k) = F + \sum_{t=1}^{24} e_t * p_{\text{energi}} + p_{\text{effekt}}(k) \quad (1)$$

Hvor:

F: Fastleddet i NOK

p_{energi} : Energiprisen i NOK per kWh

k: Summen av totalt forbrukt effekt (x_{2t} , y_{2t} og resterende forbruk) i den aktuelle timen i kWh/h

t: Timene fra 1 (00:00) til 24 (23:00)

p_{effekt} : Effektprisen i NOK
 $= k * p_1$, hvis $k \leq 50$
 $= 50 * p_1 + (k - 50) * p_2$, hvis $50 < k \leq 200$
 $= 50 * p_1 + 200 * p_2 + (k - 200) * p_3$,
hvis $200 < k \leq 1000$
 $= 50 * p_1 + 200 * p_2 + 1000 * p_3 + (k - 1000) * p_4$,
hvis $k > 1000$

p_1, p_2, p_3, p_4 : Pris per effektnivå i NOK/kW

e_t : Energibruken i den aktuelle timen i kWh

Slik at:

$$x_{1t} = x_{2t} \quad \forall t = 1, \dots, 6 \quad (2)$$

$$x_{1t} = x_{2t} \quad \forall t = 18, \dots, 24 \quad (3)$$

$$\sum_{t=7}^{17} x_{1t} = \sum_{t=7}^{17} x_{2t} \quad (4)$$

$$x_{2t} \leq x_{1t} \quad \forall t = 7, 8 \quad (5)$$

$$y_{2t} \leq \left(1 + \frac{n}{100}\right) * y_{1t} \quad \forall t = 6, \dots, 15 \quad (6)$$

$$y_{2t} \geq \left(1 - \frac{n}{100}\right) * y_{1t} \quad \forall t = 6, \dots, 15 \quad (7)$$

$$y_{2t} = y_{1t} \quad \forall t = 1, \dots, 5 \quad (8)$$

$$y_{2t} = y_{1t} \quad \forall t = 16, \dots, 24 \quad (9)$$

$$\sum_{t=1}^{24} y_{1t} = \sum_{t=1}^{24} y_{2t} \quad (10)$$

$$x_{1t}, x_{2t}, y_{1t}, y_{2t} \geq 0 \quad \forall t = 1, \dots, 24 \quad (11)$$

Hvor:

- x_{1t} : Elbilleffekt i kW per time før optimering, hentet fra prognoser
- x_{2t} : Elbilleffekt i kW per time etter optimering
- y_{1t} : Varme og ventilasjon i kW før optimering, hentet fra datasettene
- y_{2t} : Varme og ventilasjon i kW etter optimering
- n : Prosentatsen som er flyttbar mellom timene på varme og ventilasjon

I modellen antar vi at forbrukeren ønsker å minimere kostnader uavhengig av størrelsen på besparelsen. Dette kan være urealistisk da det potensielt kan kreve iverksetting av tiltak fra forbrukerens side, blant annet investeringer i nytt utstyr. Dette åpner for at kostnadene kan overstige innsparingen eller at innsparingen er såpass liten at den er neglisjerbar i det store bildet.

5.2 Forklaring av restriksjoner og forutsetninger

Nettleiefunksjonen $z(k)$, det vil si likning (1), som skal minimeres i dette problemet er laget med utgangspunkt i Agder Energi Nett sine effekttariffer for vinterhalvåret. Disse er vist i Tabell 1. Med vinterhalvåret menes månedene november til april, og analysen utføres kun for måneden med størst forbruk i denne tidsperioden. Nettleiepriser fra Agder Energi Nett er utarbeidet slik at marginalkostnaden per kW blir lavere jo større strømkundens høyeste effekttopp er (Agder Energi Nett, 2018a).

Tabell 1. Effekttarifferingsmodellen til Agder Energi Nett (Agder Energi Nett, 2018c).

Nivå		Effektledd vinter [kr/kWh/mnd]	Energiledd [kr/kWh]	Fastledd [kr/mnd]
Nivå 1	0–50 kW	107,00	0,0312	50,00
Nivå 1	50–200 kW	89,16		
Nivå 3	200–1000 kW	71,32		
Nivå 4	Over 1000 kW	53,48		

I modellen er det ikke tatt hensyn til hverken energipris, fastledd eller eventuelle investeringskostnader til nytt utstyr. Vi baserer analysen på at bedriften ønsker å redusere forbruket i toppplasttiden ved å flytte laster for å spare kostnader til nettleie. I Norge er kapasitetsproblemene i nettet størst om vinteren grunnet økt behov for oppvarming. Dette er årsaken til at det er optimert over måneden med høyest målt effekttopp i løpet av vinterhalvåret.

Restriksjoner for elbillading

Restriksjonene (2) og (3) sikrer at elbillading på natten og om ettermiddagen ikke er flyttbart. Dette fordi kontorbyggene antas å være operative fra kl. 08 til kl. 16. Det er kun i dette tidsrommet opplading av elbil kan flyttes fritt. Opplading som skjer på natten og ettermiddagen kan eksempelvis være opplading av biler som bedriften disponerer. Dette vil imidlertid ikke ha betydning for utfallet i modellen ettersom effektuttaket er såpass lite på natten. Optimeringen vil ikke flytte last til dagtid da toppene ikke inntreffer på nattestid.

Restriksjon (4) sørger for at den totale energien som elbilene trekker mellom kl. 06 og kl. 16 er konstant før og etter optimeringen. Dette for å sikre at alle som kjører til jobb skal dra fra arbeidsplassen med en fullt oppladet bil. Restriksjonen åpner også for å fritt flytte last i disse timene.

Restriksjon (5) sikrer at energi til opplading av elbil ikke kan flyttes til kl. 06-08, men kan flyttes last vekk fra disse timene til senere på dagen. Dette for å hindre at det ikke flyttes opplading til timer før antatt ankomsttid for de ansatte.

Restriksjoner for varme og ventilasjon

De to neste restriksjonene, (6) og (7), sikrer at man ikke kan flytte forbruk av varme og ventilasjon utover en gitt prosentandel mellom kl. 05 og 14. Vi legger til grunn at 5,5 % av forbruket til ventilasjon og oppvarming er fleksibelt. Dette er basert på en rapport av Vista Analyse, som tok utgangspunkt i at 5,5 % av ventilasjon er fleksibel (Vennemo, Grorud, Skjelvik, & Erlandsen, 2018). Vi antar i vår analyse at dette også gjelder for varme. Ettersom vi ønsker å se på fleksibiliteten til kontorbygg i 2030, antas det at forbruket i 2030 tilsvarer forbruket i dataene vi brukte fra 2018.

En svakhet ved disse restriksjonene er at de muliggjør flytting av last mellom alle timer. I praksis er det derimot rimelig å anta at laster må flyttes til timene før eller etter en forbrukstopp. Videre har bygg en viss varmelagringssegenskap, og det kan derfor tenkes at det er mulig å flytte en høyere andel oppvarming enn vi har antatt. Mange kontorbygg har trolig mulighet til å flytte varmelaster til natten. Det er derfor mulig at vår modell undervurderer fleksibilitetspotensialet i varme og ventilasjon i kontorbyggene. I denne analysen tar vi likevel ikke videre hensyn til varmetap, krav til komfort, størrelse på bygget og andre byggspefifikke faktorer.

Restriksjon (8) og (9) sørger for at varme og ventilasjon ikke kan flyttes i timene 00–04 og 15–23. Dette fordi det ikke er hensiktsmessig å flytte store mengder varme og ventilasjon til deler av døgnet der det ikke oppholder seg folk i bygget, eller til deler av døgnet der ansatte snart skal hjem. Videre legger vi til grunn at varme og ventilasjon ikke kan flyttes til før kl. 05.

Restriksjon (10) sikrer at energiforbruket til varme og ventilasjon er konstant over døgnet. Modellen muliggjør likevel flytting av disse lastene for å redusere simultant effektuttak.

Det kan være urealistisk å anta at energiforbruket til varme og ventilasjon er konstant over hele døgnet samtidig som effektuttak jevnes ut. Når bygget varmes opp over en lengre tidsperiode enn tidligere, kan det være naturlig at varmetapet i bygget også øker. Dette kan føre til at det

kreves mer energi til varme for å oppfylle temperatur- og komfortkrav i bygget. Et mulig og uheldig utfall kan være at det økte energileddet i nettleien overstiger besparelsene i effektledet.

Restriksjon (11) setter ikke-negativitetskrav til variablene.

6 Resultater

Ved å bruke modellen som presentert i kapittel 5 kan man optimere måneden med den høyeste effekttoppen gjennom vinterhalvåret med de forutsetningene som er presentert. Det viser seg at begge kontorbygg kan spare nettleiekostnader ved å flytte forbruk.

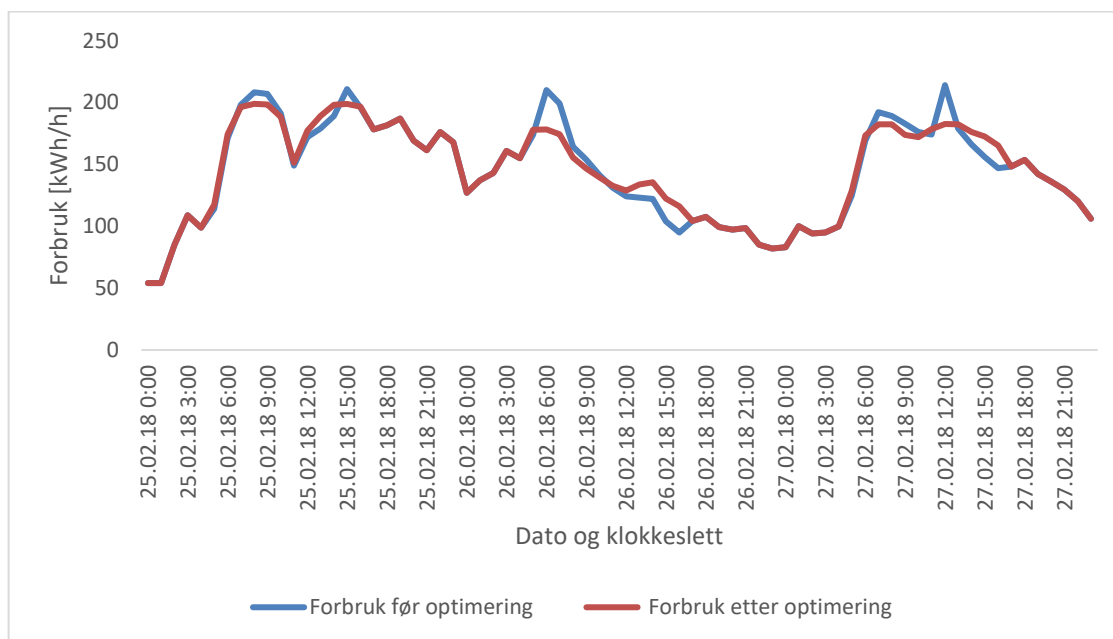
6.1 Resultater for bygg 1

I bygg 1 ble 25.02.18. kl. 15–16 den bindende timen, altså den timen effektkostnadene regnes fra, med et effektuttak på 199,00 kWh/h. Toppen før optimering denne måneden var på 214,19 kWh/h den 27.02.18. kl. 05-06. Den høyeste effekttoppen i februar 2018 kan dermed optimalt reduseres med ca. 7 %. Dette gir en besparelse på 1 101,08 NOK, som presentert i Tabell 2. Kostnadene vil med andre ord kunne synke med omtrent 6 % av den opprinnelige nettleien.

Figur 18 viser dagene der forbruket blir lastflyttet i optimeringen for bygg 1. Dette gjelder dagene 25.02.18, 26.02.18 og 27.02.18. De høyeste lasttoppene jevnes noe ut på bekostning av at forbruket øker i andre timer.

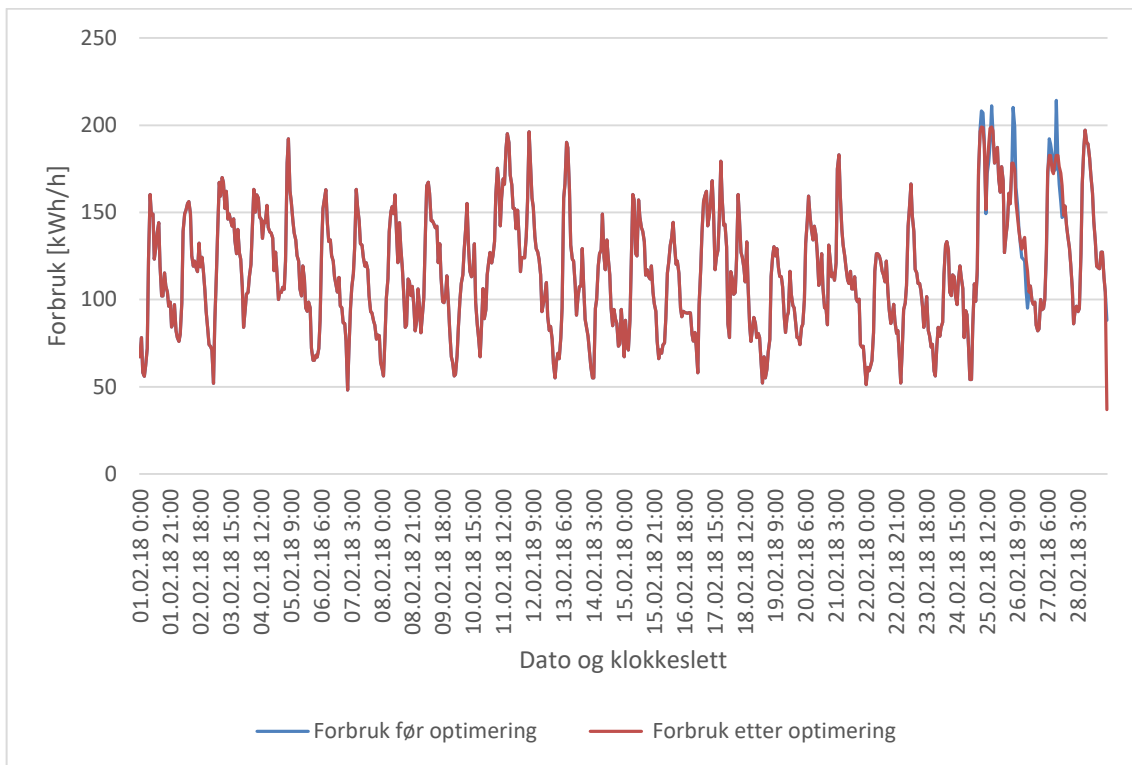
Tabell 2. Nettleie før og etter lastflytting bygg 1.

Kostnadsfunksjon	
Konstantledd	kr 50,00
0-50kW	kr 107,00
50-200kW	kr 89,16
200-1000kW	kr 71,32
Over 1000kW	kr 53,48
Før:	
Nivå 1	kr 5 350,00
Nivå 2	kr 13 374,00
Nivå 3	kr 1 011,92
Nivå 4	kr -
Etter:	
Nivå 1	kr 5 350,00
Nivå 2	kr 13 284,84
Nivå 3	kr -
Nivå 3	kr -
Totale kostnader før	kr 19 785,92
Totale kostnader etter	kr 18 684,84
Differanse	kr 1 101,08



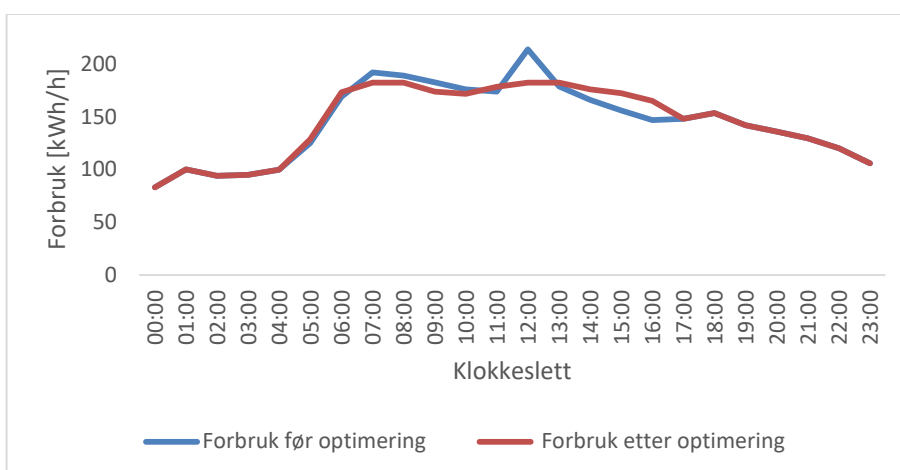
Figur 18 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, 25.02.18–27.02.18.

Figur 19 viser hele måneden både før og etter optimering for bygg 1. Forbruket følger stort sett det samme bruksmønsteret som før, og modellen flytter laster kun i dagene rundt den maksimale forbrukstoppen for måneden.



Figur 19 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, februar 2018.

Figur 20 viser lastprofiler før og etter optimering for døgnet 27.02.18. I perioden vi ser på ble det flyttet flest og størst laster mellom de ulike timene i døgnet i løpet av denne dagen. Forbruket denne dagen fikk dermed den største reduksjonen av sine høyeste effekttopper. Maksimalt effektuttak denne dagen gikk fra 214,19 kWh/h til 182,64 kWh/h.



Figur 20 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, 27.02.18.

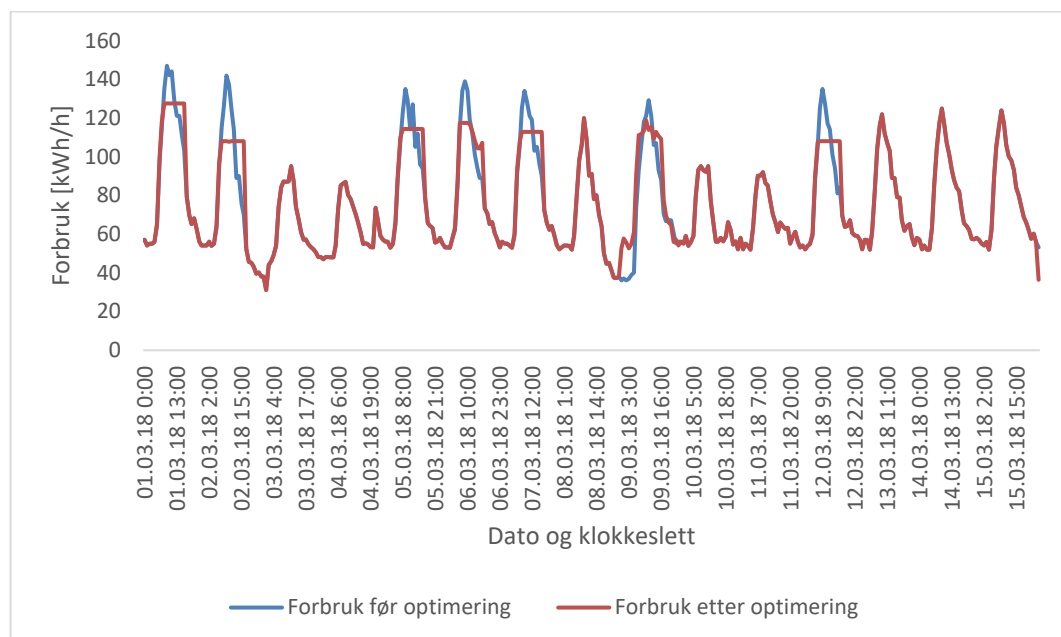
6.2 Resultater for bygg 2

I bygg 2 ble 01.03.18 kl. 09-10 den bindende timen på 127,59 kWh/h. Toppen før optimering var på 147,06 kWh/h den 01.03.18 kl. 09-10. Den høyeste effekttoppen i mars 2018 ble dermed redusert med ca. 13 %. Dette gir en besparelse på 1 731,81 NOK som presentert i Tabell 3. Nettleien for bygg 2 kan altså reduseres med ca. 12 % denne måneden, dersom de lastflytter optimalt ut ifra vår modell.

Figur 21 viser dagene i måneden der det flyttes mest forbruk for bygg 2. Dette gjelder dagene 01.03.18, 02.03.18, 05.03.18–07.03.18, 09.03.18, 12.03.18 og 16.03.18.

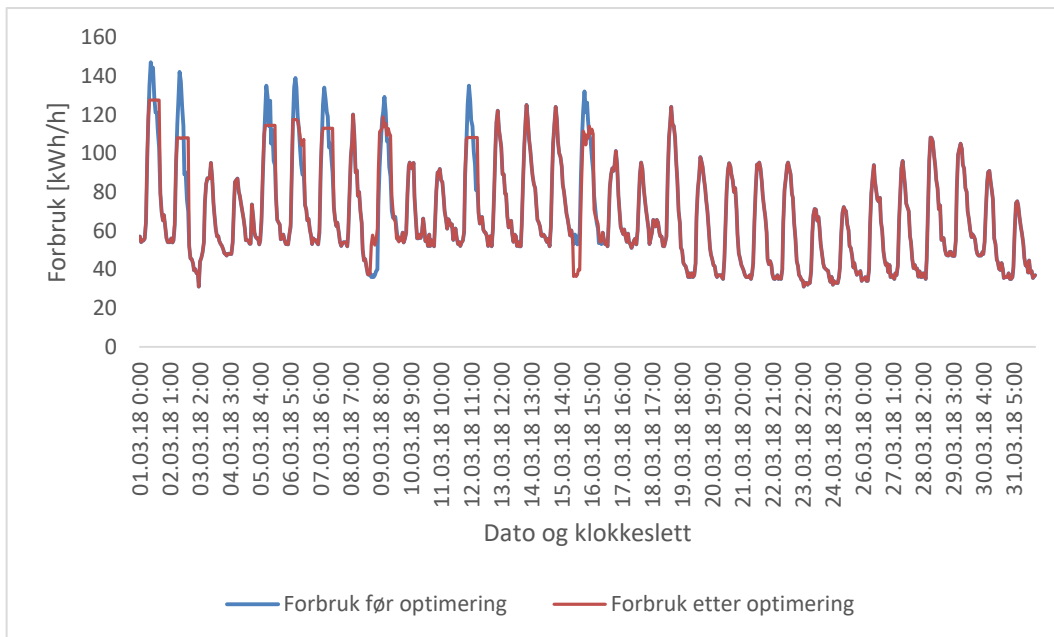
Tabell 3. Nettleie før og etter lastflytting bygg 2.

Kostnadsfunksjon		
Konstantledd	kr	50,00
0-50kW	kr	107,00
50-200kW	kr	89,16
200-1000kW	kr	71,32
Over 1000kW	kr	53,48
Før:		
Nivå 1	kr	5 350,00
Nivå 2	kr	8 653,87
Nivå 3	kr	-
Nivå 4	kr	-
Etter:		
Nivå 1	kr	5 350,00
Nivå 2	kr	6 918,06
Nivå 3	kr	-
Nivå 3	kr	-
Totale kostnader før	kr	14 053,87
Totale kostnader etter	kr	12 318,06
Differanse	kr	1 735,81



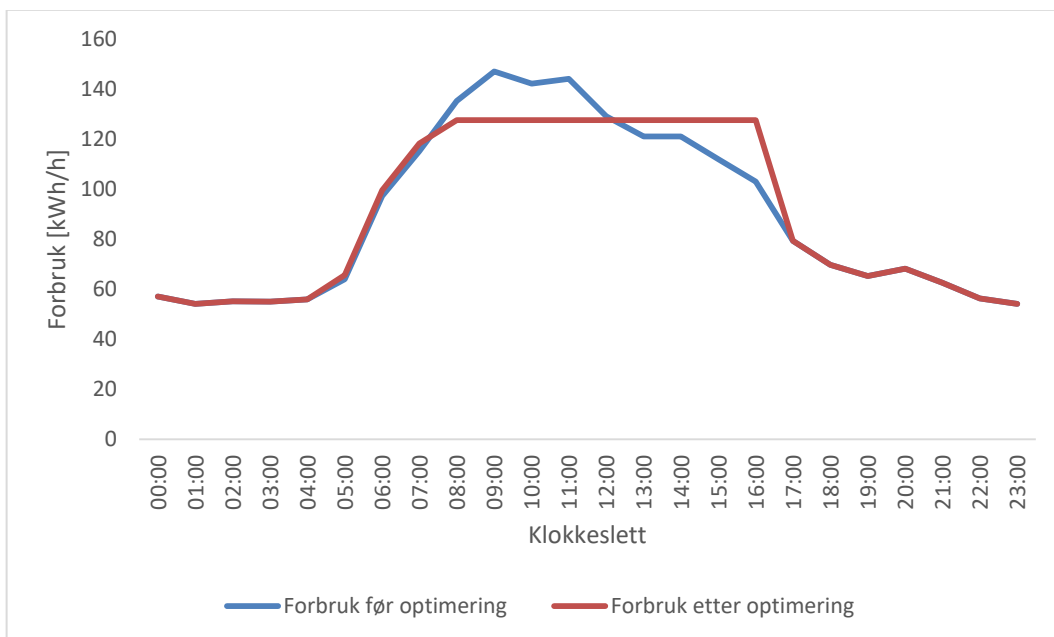
Figur 21 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, mars 2018. Inkluderer kun dager med lastflytting.

Figur 22 viser hvordan hele måneden blir sende ut før og etter optimering for bygg 2.



Figur 22 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, mars 2018.

Figur 23 viser 01.03.18, som var dagen i måneden der det ble flyttet på mest laster mellom timene innad i døgnet. Man oppnår dermed størst reduksjon i toppene denne dagen. Effekttoppen denne dagen gikk fra 147,06 kWh/h til 127,59 kWh/h.



Figur 23 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, 01.03.18.

7 Diskusjon

I våre analyser er det funnet at byggene vil kunne redusere nettleien ved lastflytting. I det følgende vil vi diskutere om funnene er realistiske, og om vi tror forholdene ligger til rette for at byggene vil velge å tilpasse seg på denne måten. Vi ser igjen på hvor og når behovet i nettet er, og om byggene har den informasjonen og de tekniske løsningene som trengs for å tilpasse seg. Vi vurderer ulike modeller for tariffing av effekt, og diskuterer hva slags insentiver disse gir til lastflytting. Det er viktig å understreke at tariffstrukturer også kan være til hinder for at kundene tilbyr sin fleksibilitet. Vi diskuterer derfor også andre måter byggene kan være fleksible på, utover tilpasning til tariffen.

7.1 Usikkerhet knyttet til lasttopper

Vi har basert analysen på tidsmålte data fra byggene. Vi har med dette hatt mulighet til å identifisere det optimale forbruksmønsteret basert på faktisk forbruk.

Kontorbygg vil i utgangspunktet ha oversikt over hvilke timer av døgnet de høyeste lasttoppene typisk inntreffer. Likevel vil det alltid være usikkerhet knyttet til størrelsen på disse. Lasttoppene kan påvirkes av utetemperatur, aktivitetsnivået på bygget og andre mer eller mindre forutsigbare faktorer. Det kan altså være vanskelig å forutse faktisk energi- og effektbehov. Eksempelvis fant vi at begge byggene bør flytte opplading av elbil vekk fra morgentimene. Dersom effektbehovet blir større enn forventet i de timene oppladingen flyttes til, kan en lastflytting føre til høyere effekttopper i disse timene i stedet.

En mulig måte å møte denne utfordringen på, er ved å utvikle og bruke prognoseverktøy for å kunne estimere effektbehovet i nær framtid. Pilotprosjektet ved Engene trafo tok i bruk prognoseverktøy, og kunne med dette forutsi høyt forbruk før driftstimen. På denne måten kunne man sørge for å utløse fleksibiliteten på rett tidspunkt, altså når nettet faktisk hadde bruk for den. De nye AMS-målerne kan være en viktig ressurs i utviklingen av slike prognoser.

De to byggene vi har sett på har et potensial med tanke på utviklingen av slike prognoser, da målerne som er installert gir detaljerte forbruksdata. Disse dataene kan anvendes sammen med informasjon om blant annet værforhold og temperatur, slik at man med større nøyaktighet kan forutse når det vil være behov for å flytte last. Videre har disse byggene styringssystemer som det kan tenkes at muliggjør å detaljstyre energiforbruket. Dersom systemer som kan flytte spesifikke laster er installert, kan flyttbare laster flyttes vekk fra timer med høyt effektuttak. Videre arbeid kan innebære ytterligere undersøkelser av fleksibilitetspotensial for ulike typer laster og teknisk gjennomførbarhet for dette.

I tillegg til teknisk utstyr som muliggjør automatisert laststyring er det avgjørende at det gis gode økonomiske insentiver til å flytte last. Videre i kapittelet ser vi nærmere på ulike former for tariffing av effekt, og vurderer hvilke insentiver disse kan gi forbrukere for å redusere lasttopper.

7.2 Tariffordninger og insentiver

Det fremkommer i analysen at begge byggene reduserte sin månedlige nettleie ved å optimere tidsforbruket over døgnet. Dette tyder på at dagens effekttariffer kan gi forbrukerne insentiver til å redusere sine lasttopper. Vi har tatt utgangspunkt i dagens ordning for effekttariffing, ofte

kalt «målt effekt». Vi vil i påfølgende avsnitt diskutere alternative modeller for effekttariffering, da det er mulig at disse kan gi andre insentiver enn dagens ordning.

Da vi ikke har informasjon om behovet i nettet tilknyttet de enkelte byggene, tar vi utgangspunkt i at lastflytting som et minimum trengs i topplasttimene i transmisjonsnettet, altså i tidsrommet 08–10, og legger dette til grunn for diskusjonen av ulike tariffordninger. Vi går ut ifra at målet med effekttariffer er som beskrevet i delkapittel 3.4. En optimalt utformet tariff er altså en som gjenspeiler de faktiske kostnadene i nettet og som gir insentiver til å flytte last fra topplasttimene til timer uten kapasitetsproblemer i nettet.

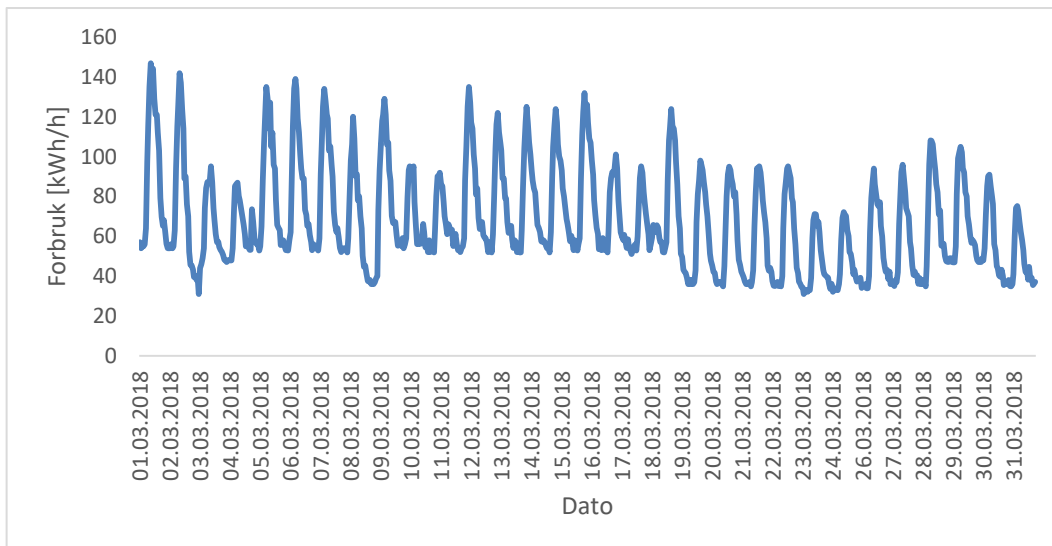
Målt effekt

Med en effekttariff basert på målt effekt, fremkom det i analysen at byggene fikk redusert nettleie ved å drive lastflytting av varme, ventilasjon og elbillading. Bedrifter kan dermed spare penger ved å drive aktiv effektstyring, noe som allerede gjøres av mange i dag (Kleppe, 2017). Det er rimelig å anta at dersom besparelsene er store nok, vil denne tariffordningen føre til lavere effekttopper i enkelte bygg. Spørsmålet er derfor hvorvidt lastflyttingen og den bedriftsøkonomiske innsparingen også fører til en bedre kapasitetsutnyttelse av strømmettet.

Figur 23 i kapittel 6.2 viser optimal lastflytting på maksdagen i bygg 2. Deler av forbruket i tidsrommet 08–12 ble flyttet til andre timer. Dersom kapasiteten i nettet er mer begrenset i morgentimene enn på ettermiddagen vil en slik lastflytting bidra til en bedring av situasjonen i nettet.

Dersom et bygg har lasttopper som sammenfaller med kapasitetsproblemer i den delen av nettet hvor kapasitetsproblemene er, kan en slik tariffordning føre til en mer effektiv utnyttelse av strømmettet. Samtidig risikerer man at forbrukere med lasttopper på andre tidspunkter vil ønske å flytte forbruket *til* perioder med kapasitetsproblemer i nettet. Det vil altså kunne være lønnsomt for forbrukere å øke timesforbruket i nettets topplasttimer og dermed være med på å forsterke problemene. Dette understreker utfordringene knyttet til å bruke tariffier som eneste prissignal, uten eksempelvis en markeds plass for fleksibilitet.

En annen svakhet med målt effekt er at den avregnes for en hel måned. I Figur 24 er forbruket hver dag i en hel måned for bygg 2 illustrert. I denne måneden ble høyeste forbruk målt allerede den første dagen i måneden. Dersom denne toppen er unormalt høy, vil insentivene til å redusere lasttoppene resten av måneden svekkes. I teorien vil en forbruker da kunne ha en lasttopp like under den maksimale toppen hver dag resten av måneden uten at dette påvirker effektleddet i nettleien. Bygg 2 hadde forbrukstoppen sin den 01.03.18, men det kan tenkes at nettet også har kapasitetsproblemer andre dager i samme måned. Hvis nettet eksempelvis opplever kapasitetsproblemer 02.03.18, vil det være svake insentiver til å redusere effektuttaket denne dagen, ettersom forbruket dagen før allerede var veldig høyt.



Figur 24. Forbruksprofil bygg 2 inkludert elbilprognose, mars 2018.

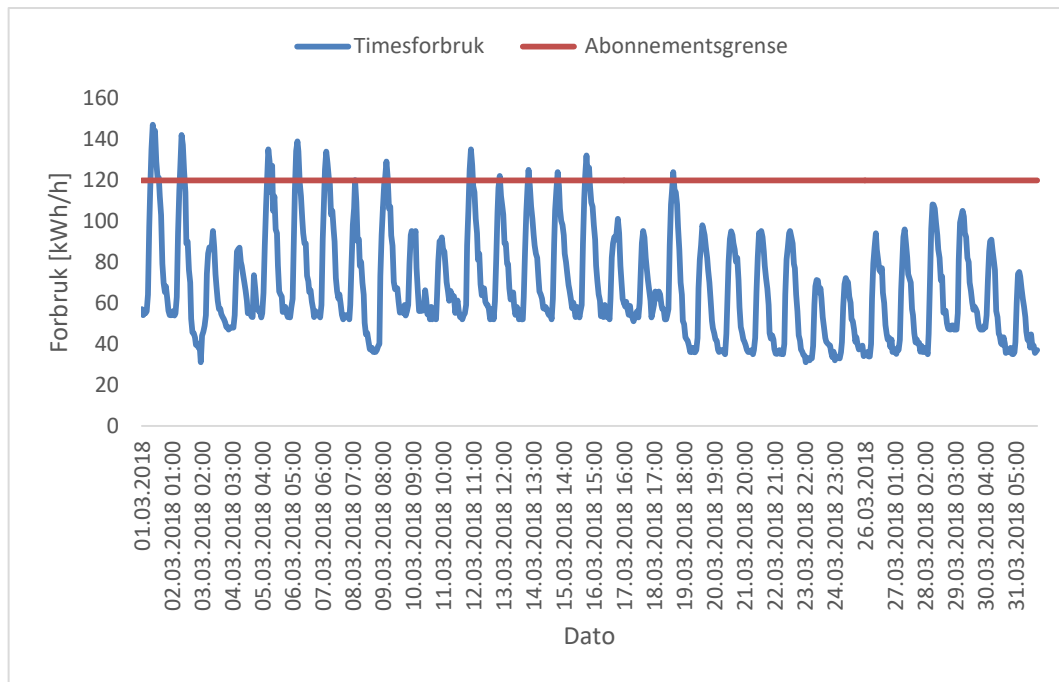
Alternativt kan effekttariffen avregnes basert på flere effekttopper i løpet av måneden. Noen nettselskap gjør dette allerede i dag (Norgesnett, 2018). Dette kan gi insentiver til å redusere lasttoppene flere dager i måneden, og effektstyring vil i større grad være lønnsomt. Dette vil gi forbrukeren insentiv til å ha et jevnt effektforbruk og mulighet til å påvirke effektleddet sitt gjennom hele måneden.

Målt effekt gir altså insentiver til å redusere den høyeste lasttoppen i en måned. Dersom byggenes lasttopper sammenfaller med kapasitetsproblemer, kan forbrukerfleksibilitet bidra til å avlaste nettet. Likevel er det ikke sikkert at lastreduksjonen skjer på de tidspunktene hvor nettet faktisk har behov for det, og da vil lastflyttingen bare gi lavere kostnader til forbrukerne uten at systemkostnadene reduseres. I tillegg kan insentivene til å flytte last bli svakere dersom man får en høy lasttopp tidlig i perioden.

Abonnert effekt

Et alternativ til målt effekt er en modell med abonnert effekt. Forbrukerne betaler da et fastledd ut ifra hvor høy effekt de ønsker å ha som abonnementsgrense. Forbrukeren må med denne modellen betale en effektpris per kW overforbruk for hver time forbruket overstiger denne grensen. Det er også inkludert et energiledd i denne modellen. Dette vil ha en lavere pris per kWh enn ved målt effekt i de tilfellene nettselskapet ikke har lagt til grunn de marginale tapkostnadene. Mange nettselskap har imidlertid lagt dette til grunn for beregningen av prisene i målt effekt, slik at den faktiske forskjellen i energileddet ikke trenger å bli stor.

I Figur 25 viser månedsprofilen til bygg 2 med en abonnementsgrense på 120 kW. Denne grensen er valgt som et eksempel, og ikke gjennom optimering. Med dette abonnementet vil det være 37 timer med overforbruk denne måneden. Disse timene belastes kunden for. Dermed vil kunden ha insentiv til å flytte last bort fra timene med overforbruk. Selv om kunden ikke reduserer forbruket sitt den 01.03.18, vil det fortsatt være mulig å spare kostnader til nettleie ved å redusere lasttoppene andre dager.



Figur 25: Månedsförbruk for bygg 2 med abonnement på 120 kW, mars 2018.

En mulig fordel med abonnert effekt er at det gis insentiver til å begrense laster i *alle* timene med spesielt stort forbruk. Det oppfordres til lastflytting i flere dager enn ved målt effekt, hvor man kun avregnes basert på det høyeste timesforbruket i en hel måned. På kort sikt vil det lønne seg å konstant holde forbruket under abonnementsgrensen. Samtidig vil det bli ønskelig å begrense effektbruken også på lengre sikt, slik at man kan bytte til et rimeligere abonnement.

Prissignal i alle timer kan imidlertid også være en utfordring ved modellen. Stort sett er det ikke behov i nettet for lastflytting eller reduksjon av forbruk. Dermed risikeres det at kundene gjør unødvendige endringer i sin forbruksprofil bare for å spare nettleie. Våre data tyder imidlertid på at byggenes forbrukstopper også sammenfaller med timene vi vil forvente at nettet er mest belastet. Denne utfordringen kan også til en viss grad begrenses ved å eksempelvis tidsdifferensiere overforbruksleddet i modellen.

Et annet problem med abonnert effekt er at det kan være vanskelig for kundene å forstå kontraktene og hvordan de bør tilpasse seg. I NVEs høringsdokument foreslås en veiledningsplikt for nettselskapene. Denne kan gi omdømmemessige utfordringer (Energi Norge, 2018). Videre er det foreslått å innføre 12 måneders bindingstid for abonnementet, noe som også har møtt motstand (Hafslund Nett, 2018).

Abonnert effekt kan gi insentiver til en generell utjevning av strømforbruket. Dette kan gagne strømmettet, som utnyttes mest effektivt ved jevn belastning. Kundernes lastflytting vil ikke nødvendigvis sammenfalle med det faktiske behovet i strømmettet. Kunder som bruker mer enn abonnementsgrensen vil motta et prissignal om å redusere forbruket sitt. Dersom kunden reduserer forbruket, og dermed sparer penger, er det ikke gitt at nettet har behov for denne lastreduksjonen. Dermed kan forbrukeren spares for kostnader som ikke gjenspeiler de faktiske systemkostnadene i nettet.

I analysen optimerte vi kun med utgangspunkt i målt effekt. Et forslag til videre arbeid er å utføre samme analyse basert på en modell for abonnert effekt. Det vil da være mulig å sammenlikne hvordan byggene flytter last og hvor mye de kan redusere nettleien med de ulike

modellene for effekttariffering. Det er rimelig å anta at de vil kunne redusere effektkostnadene med abonnert effekt, men vi kan ikke si noe om størrelsen på de månedlige besparelsene med en slik tariff uten en mer detaljert analyse.

Abonnert effekt kan være et effektivt virkemiddel for å bevisstgjøre forbrukere om eget effektbruk og sørge for en jevnere belastning av strømmettet. Ordningen kan gjøre det lønnsomt å redusere effektuttaket oftere i løpet av en måned. Det er likevel uvisst hvorvidt en slik modell gir sterke nok insentiver til lastflytting når det faktisk er behov for det i nettet. Det kunne vært interessant å undersøke hvordan en slik effekttariffering ville påvirket vår analyse.

Tidsavhengig energiledd

En tredje mulig modell for tariffering er en såkalt «Time-of-use»-modell (ToU). Denne kan forstås som en «rushtidsavgift» for bruk av strømmettet, der prisen per kWh er høyere i de timene hvor nettet har kapasitetsproblemer. Tariffen sender et tydelig prissignal når det er kapasitetsproblemer, og de som ønsker å bruke energi i disse timene må betale en høyere pris. Dette gir insentiver til å bruke mindre energi i disse timene.

Noen av aktørene som har vært kritiske til abonnert effekt tar til orde for å heller bruke en ToU-modell. De hevder at ToU er en mer brukervennlig og treffsikker modell, som gjør det forutsigbart for kundene når det er dyrt å belaste nettet, og når det er billig. (Hafslund Nett, 2018). Nettselskapene har ofte god oversikt over når de har kapasitetsproblemer, og kan utforme tariffene deretter. De legger fram et eksempel med ToU-tariff som øker energiprisen i timene 7–10 og 16–19 (Hafslund Nett, 2018).

Bygg 2 hadde forbrukstoppen mellom kl. 07 og kl. 10, men også bygg 1 har flyttet last fra disse timene til timer senere på dagen. En slik tidsdifferensiert tariff ville antakeligvis gitt insentiver til å redusere forbrukstoppen som kommer om morgenen. I Figur 19 ser man at bygg 1 har en lasttopp kl. 12, som flyttes vekk fra denne timen. Dette kan være en uønsket lastflytting dersom nettet ikke opplever kapasitetsproblemer på dette tidspunktet. Da kan en ToU-tariff gi mer riktige prissignaler enn både målt effekt og abonnert effekt.

NVE mener at en ToU-tariff som beskrevet over ikke oppfyller målene for effekttariffer. Et viktig mål med innføringen av effekttariffer er at man ønsker å gå over til et marginaltapsbasert energiledd. Dette gir et mer realistisk bilde av de faktiske kostnadene ved å belaste nettet, og gjør det tydelig at det er høyt effektuttak som er problemet, ikke energimengden. I NVEs analyser mener man derfor at hvis nettselskapene skal ha samme inntjening som i dag, så må enten energiprisen i de aktuelle timene være veldig høy, man må ha økt energipris i mange av døgnets timer og/eller fastleddet må økes betydelig (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). I beregningen av kostnadene med en slik modell, tas det utgangspunkt i at man må ha en økt energipris, eksempelvis i tidsrommet 06–20. For byggene vi har analysert vil dette innebære en rushtidsavgift i hele byggets kjernetid. En slik tariff vil dermed fjerne alle insentiver for flytting av elbillading innad i arbeidsdagen, da vi har tatt utgangspunkt i at all flytting må skje mellom kl. 08 og kl. 16. Deler av varme og ventilasjon kan fortsatt flyttes til kl. 05, men store deler av grunnlaget for lastflyttingen forsvinner med en slik ordning. Forbrukere får da først og fremst insentiver til å redusere forbruk, noe som vil gi et nyttetap.

Det er som nevnt mulig å kombinere en modell med abonnert effekt og et tidsdifferensiert energiledd. Dette kan gi mer riktige prissignaler enn en ren abonnert-effekt-modell eller en ren ToU-modell. I så fall må man være villig til å godta en mer kompleks kostnadsmodell (Hansen, Jonassen, Løchen, & Mook, 2017). Man kan spørre seg om hvorvidt større bygg, slik som kontorbyggene i vår analyse, har behov for den enkleste ordningen. Større aktører har gjerne flere ressurser til å sette seg inn i og forstå effekttariffer enn mindre aktører. Det kan dermed

være mulig å benytte ordninger som er litt mer komplekse, men som sender riktigere signaler til kunden.

ToU-modellen for nettariffer er en ordning som er forståelig for forbrukere og som sender tydelige prissignaler om når kapasiteten i nettet er begrenset. Dersom prisene er høye store deler av dagen kan man derimot ende opp med å fjerne insentivene til lastflytting.

7.3 Andre fleksibilitetsmuligheter

Fleksibilitet kan utnyttes og det er mulig å opptre fleksibelt på andre måter enn å tilpasse seg effekttariffer og prissignaler fra nettselskap. Dette åpner for å vurdere fleksibilitetspotensialet med andre utgangspunkt enn i våre analyser.

Markedsløsninger

I modellen har vi sett på lastflytting ved optimal tilpasning til effekttariffen. Dette gjør at forbrukerne bidrar til mer effektiv kapasitetsutnyttelse over tid. Det er også interessant hvorvidt byggene kan tilby sin fleksibilitet i et marked for fleksibilitet. Andre næringsbygg, tilsvarende byggene vi har undersøkt, kan tilby sin fleksibilitet gjennom en aggregator. Det aggregerte fleksibilitetsvolumet vil kunne selges i et marked.

Dette er likevel ikke uproblematisk. En forbruker kan allerede ha tilpasset seg optimalt og lastflyttet maksimalt, og dermed ikke ha anledning til å kutte forbruket ytterligere i den aktuelle timen. Våre restriksjoner stiller krav til hva som maksimalt kan flyttes til og fra en time og at energiforbruket skal være konstant. Derfor kan de ikke tilby fleksibilitet i markedet de dagene hvor de allerede har flyttet maksimal last for å tilpasse seg optimalt til effekttariffen. Kjøp og salg av fleksibilitet i et eget marked og atferdsendring i henhold til tariffer kan altså skape motstridende insentiver.

Foreløpig er det ønsket å beholde ordninger med utkoblbar tariff helt til det eventuelt etableres et fleksibilitetsmarked. Denne situasjonen kan derimot endres dersom det markedet som utformes tilbyr velutprøvde ordninger som muliggjør effektiv handel av fleksibilitet. Prisene som etableres i dette markedet kan potensielt avvike fra prissignalene som nettselskapene sender gjennom et effektledd i nettleien. Dersom gevinstene ved å selge fleksibilitet overstiger gevinsten ved å være i balanse i day-ahead-markedet, vil dette kunne gi kraftleverandørene insentiver til å skape ubalanse. Det vil da være gunstig å delta i fleksibilitetsmarkedet og på den måten tjene på å rette opp den tilsiktede ubalansen de bidro til å skape.

Batterier

En mulig løsning for å redusere effekttoppene forbundet med opplading av elbil er å koble oppladingsanlegget til et batteri. Det vil med denne løsningen være mulig å lade batteriet når man har lavere effektuttak, typisk nattestid. Man kan da trekke deler av eller hele effekten til opplading av elbil fra dette batteriet i timer med høy last. Bruk av batterier vil dermed kunne redusere forbrukstoppen samtidig som dette ikke går på bekostning av elbiloppladingen. I våre analyser ville ikke bruk av batterier gitt innsparinger for bygg 1 ettersom all ladevirksomhet ble flyttet vekk fra den dimensjonerende timen gjennom optimeringen. Når det gjelder bygg 2 ville batterier kunne bidratt til å ytterligere redusere makseffekten denne måneden, gitt dagens tariffordning med målt effekt. Ved bruk av andre effekttariffer kan batterier i fremtiden spille en større rolle i å redusere effektuttaket til gitte tidspunkter.

Batterier er for øvrig kostbare, og lønnsomhet ved bruk av disse forutsetter stort innsparingspotensial hos byggene. Med utgangspunkt i dagens batterikostnader vil ikke dette være hensiktsmessig, heller ikke frem mot 2030 (Henden, et al., 2017).

8 Konklusjon

Vi har funnet at det er et fleksibilitetspotensial hos to kontorbygg ved å flytte last for å jevne ut effekttoppene i løpet av en måned. Hvor stort forbruk som er fleksibelt vil variere mellom ulike bygg, og med hvilket effektbehov byggene har. Basert på dagens effekttariffer for næringsbygg og våre forbruksprognoser for 2030, vil det være kostnadsbesparende å redusere topplasttimene.

For å utnytte fleksibiliteten hos forbrukere bør det utformes løsninger som gir insentiver til å avlaste nettet i de periodene nettet faktisk trenger det. Ideelt sett skal forbrukere som sparer systemkostnader også skal spare penger selv. I årene fremover vil en kombinasjon av forbruksprognoser, økonomiske insentiver og tekniske løsninger trolig være nødvendig for at dette skal fungere på en best mulig måte.

9 Vedlegg

9.1 Vedlegg 1

Tabell 4 viser kostnadsfunksjonen med tilhørende formler for optimeringsproblemet i Excel.

Tabell 4: Formler for kostnadsfunksjonen fra optimeringsmodellen i Excel.

Kostnadsfunksjon	
Konstantledd	50
0-50kW	107
50-200kW	89,16
200-1000kW	71,32
Over 1000kW	53,48
Før:	
Nivå 1	=HVIS(U2>=50;50*U18;U2*U18)
Nivå 2	=HVIS(U2<=50;0;HVIS(U2>=200;(200-50)*U19;(U2-50)*U19))
Nivå 3	=HVIS(U2<=200;0;HVIS(U2>=1000;800*U20;(U2-200)*U20))
Nivå 4	=HVIS(U2<=1000;0;(U2-1000)*U21)
Etter:	
Nivå 1	=HVIS(U9>=50;50*U18;U9*U18)
Nivå 2	=HVIS(U9<=50;0;HVIS(U9>=200;(200-50)*U19;(U9-50)*U19))
Nivå 3	=HVIS(U9<=200;0;HVIS(U9>=1000;800*U20;(U9-200)*U20))
Nivå 3	=HVIS(U9<=1000;0;(U9-1000)*U21)
Totale kostnader før	=U17+U23+U24+U25+U26
Totale kostnader etter	=U17+U29+U30+U31+U32
Differanse	=U34-U35

10 Referanseliste

- Agder Energi. (2017). *Agder Energi og Nord Pool samarbeider om fremtidens markedsplass*. Hentet juli 25, 2018 fra NTB info: <https://www.ntbinfo.no/pressemelding/agder-energi-og-nord-pool-samarbeider-om-fremtidens-markedsplass?publisherId=16388593&releaseId=16400251>
- Agder Energi. (2018b). *Etablerer nytt selskap for å utvikle fremtidens markedsplass i Europa*. Hentet juli 25, 2018 fra NTB info: <https://www.ntbinfo.no/pressemelding/etablerer-nytt-selskap-for-a-utvikle-fremtidens-markedsplass-i-europa?publisherId=16388593&releaseId=16662075>
- Agder Energi Nett. (2018a). *Effektmåling*. Hentet juli 13, 2018 fra <https://www.aenett.no/kundeforhold/kundebetingelser/kundebetingelser-bedriftskunde/effektmaaling/>
- Agder Energi Nett. (2018c). *Nettleiepriser 2018 - Bedriftskunder*. Hentet juli 23, 2018 fra <http://reader.livedition.dk/agderenergi/115/>
- Direktoratet for byggkvalitet. (2016). *Krav til passivhus*. Hentet juli 31, 2018 fra <http://www.lavenergiprogrammet.no/prosjektering-av-passivhus/krav-til-passivhus/>
- DNV GL. (2018). *Batterier i distribusjonsnettet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Energi Norge. (2018). *Høringssvar - forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Hentet august 2, 2018 fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2330154>
- Enfo Consulting. (2016). *Fleksibilitet - Fremtidig organisering av monopol og marked*. Energi Norge.
- Enova. (2017). *Markedsutviklingen 2017 - Hovedtrender i Enovas satsingsområder*. Enova SF.
- Hafslund Nett. (2018). *Høring om forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomheten - tariff*. Hentet juli 31, 2018 fra [nve.no: http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2332302](http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201706767/2332302)
- Hansen, H., Jonassen, T., Løchen, K., & Mook, V. (2017). *Høringsdokument 5-2017. Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Heen Skotland, C., Eggum, E., & Spilde, D. (2016). *Hva betyr elbiler for strømmettet?* Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Henden, L., Ericson, T., Fidje, A., Fonnelop, J. E., Isachsen, O., Skaansar, E., & Spilde, D. (2017). *Batterier i bygg kan få betydning for det norske kraftsystemet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Kleppe, G. I. (2017, juni 6). *Effektstyring reduserer energikostnadene: Fremtidens byggenæring*. Hentet august 2, 2018 fra [Fremtidens byggenæring: https://fremtidensbygg.no/artikler/effektstyring-reduserer-energikostnadene/401962](https://fremtidensbygg.no/artikler/effektstyring-reduserer-energikostnadene/401962)
- Krekling Lien, S., & Spilde, D. (2017). *Energibruk i Fastlands-Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Lislebø, O., Ingeberg, K., Solheim, V., Bakken, S. T., Bakken, J. I., Jensen, T. A., & Hermansson, C. (2011). *Energi og effektprognoser for Oslo og Akershus mot 2050*.
- Meland, P., Stamer Wahl, T., & Tjeldflåt, A. (2006). *Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Microsoft. (2017). *Vil løse globale energiutfordringer med nyutviklet teknologi: Microsoft Enterprise*. Hentet juli 2, 2018 fra [Microsoft Enterprise: https://enterprise.microsoft.com/nb-no/articles/digital-transformation/vil-lose-globale-energiutfordringer-med-nyutviklet-teknologi/](https://enterprise.microsoft.com/nb-no/articles/digital-transformation/vil-lose-globale-energiutfordringer-med-nyutviklet-teknologi/)

- Mook, V. A. (2016). *Oppsummeringsrapport: Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Naper, L. R., Haugset, A. S., & Stene, M. (2016). *Innføring av effekttariffer i distribusjonsnettet - et forklaringsproblem?* Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NOBIL. (2014). *Hvem kan bruke ladestasjonene?* Hentet juli 25, 2018 fra Nobil: <http://info.nobil.no/index.php/nyheter/93-hvem-kan-bruke-ladestasjonene?highlight=WyJhcmJlaWRzcGxhc3MiXQ==>
- Norgesnett. (2018). *Ofte stilte spørsmål: Faktura: Norgesnett*. Hentet juli 31, 2018 fra Hjemmeside for Norgesnett: <https://norgesnett.no/follo/faktura/>
- NVE. (2015a). *Ny teknologi og forbrukerfleksibilitet*. Hentet juli 2, 2018 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/>
- NVE. (2015b). *Utkoblbart forbruk*. Hentet juli 23, 2018 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleie-for-forbruk/utkoblbart-forbruk/>
- NVE. (2016). *Analyse av energibruk i yrkesbygg*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE. (2017). *Nettselskapa forventar 140 milliardar kroner i nettinvesteringar dei neste ti åra*. Hentet juli 2, 2018 fra Norges vassdrags- og energidirektorat: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nettselskapa-forventar-140-milliardar-kroner-i-nettinvesteringar-dei-neste-ti-ara/>
- NVE. (2018a). *Markedssegmentene*. Hentet august 1, 2018 fra [nve.no: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/engrosmarkedet/markedssegmentene/](https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/engrosmarkedet/markedssegmentene/)
- NVE. (2018b). *Wholesale market: Timeframes*. Hentet august 2, 2018 fra [nve.no: https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/wholesale-market/wholesale-market-timeframes/](https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/wholesale-market/wholesale-market-timeframes/)
- Olje- og energidepartementet. (2017). *Kraftmarkedet*. Hentet august 1, 2018 fra [energifaktanorge.no: https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/](https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/)
- Olsen, C. (2018). *Batterier blir en del av strømmettet*. Hentet juli 31, 2018 fra [Gemini.no: https://gemini.no/2018/06/batterier-blir-en-del-av-stromnettet/](https://gemini.no/2018/06/batterier-blir-en-del-av-stromnettet/)
- Seglem, E. (2017, august 16). Lyse har tapt over en halv milliard på smarte hjem. *Stavanger Aftenblad*.
- Skatteetaten. (2017). *Fradrag for reise mellom hjem og fast arbeidssted (arbeidsreiser)*. Hentet juli 31, 2018 fra [skatteetaten.no: https://www.skatteetaten.no/person/skatt/skattemelding/finn-post/3/2/8/](https://www.skatteetaten.no/person/skatt/skattemelding/finn-post/3/2/8/)
- SSB. (2017). *Fakta om arbeid*. Hentet juli 23, 2018 fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/arbeid-og-lonn/faktaside/arbeid>
- SSB. (2018). *Fjernvarme og fjernkjøling*. Hentet juli 25, 2018 fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme>
- Statkraft. (2018). *Økt satsing på elbillading*. Hentet juli 25, 2018 fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/media/Nyheter/2018/gronn-kontakt/>
- Statnett. (2018). *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*.
- Statnett. (u.d.). *Produksjon og forbruk: Statnett*. Hentet august 1, 2018 fra Statnett: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/>
- Svartsund, T. (2017). *Tariffer og tilknytningsvilkår til elektrisk transport*. Energi Norge.
- Thema Consulting Group. (2012). *Energibruk i kontorbygg - trender og drivere*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Thema Consulting Group. (2013). *Prising av overføringskapasitet med AMS*. Norges vassdrags- og energidirektorat.

- Thema Consulting Group. (2015a). *Forbrukerfleksibilitet og styring av forbruk - pågående aktiviteter*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Thema Consulting Group. (2015b). *Konsekvenser av effekttariffer*. Energi Norge.
- Thema Consulting Group. (2016a). *Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Thema Consulting Group. (2016b). *Forbrukstilpasninger hos store kunder med timesmåling*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Vennemo, H., Grorud, C., Skjelvik, J. M., & Erlandsen, A. M. (2018). *Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus*. Vista Analyse.
- Yr. (2018a). *Været som var Arendal (Aust-Agder): Yr*. Hentet juli 27, 2018 fra Yr: <https://www.yr.no/sted/Norge/Aust-Agder/Arendal/Arendal/statistikk.html>
- Yr. (2018b). *Været som var Hella (Leikanger (Sogn og Fjordane): Yr*. Hentet juli 27, 2018 fra Yr: https://www.yr.no/sted/Norge/Sogn_og_Fjordane/Leikanger/Hella/statistikk.html

11 Bildetekstliste

Figur 1: Døgnprofiler for forbruk i transmisjonsnettet, 05.–09. februar 2018 (Statnett, u.d.)	8
Figur 2: Kraftmarkedssegmentene frem mot driftstimen (NVE, 2018b).	9
Figur 3: Prognose på lastkurve for elbillading på arbeidsplass/kontorbygg i 2030.	17
Figur 4: Årsforbruk for bygg 1, 01.07.17–01.07.18.....	19
Figur 5: Varighetskurve for bygg 1, 01.07.2017–01.07.2018.....	19
Figur 6: Døgnprofiler for bygg 1, vinterhalvår og sommerhalvår.	20
Figur 7: Sammenlikning av gjennomsnittsdagen og maksdagen for bygg 1, vinterhalvåret.	20
Figur 8: Døgnprofil 25.02.2018 for bygg 1. Forbruk fordelt på oppvarming + varmtvann og annet forbruk.	21
Figur 9: Gjennomsnittlig døgnprofil for vinterhalvåret for bygg 1. Forbruk fordelt på oppvarming og varmtvann og annet forbruk.....	21
Figur 10: Døgnprofil 25.02.18 for bygg 1, inkludert 20 elbilladepunkter.	22
Figur 11: Årsforbruk for bygg 2, 01.07.17–01.07.18.....	23
Figur 12: Varighetskurve for bygg 2, 01.07.17–01.07.18.....	23
Figur 13: Gjennomsnittlig døgnprofil for bygg 2, hverdager.....	24
Figur 14: Sammenlikning av gjennomsnittsdagen og maksdagen for bygg 2, vinterhalvåret. ...	24
Figur 15: Døgnprofil 01.03.2018 for bygg 2. Forbruk fordelt på varme og ventilasjon og annet forbruk.....	25
Figur 16: Gjennomsnittlig døgnprofil for vinterhalvåret for bygg 2. Forbruk fordelt på varme + ventilasjon og annet forbruk.....	25
Figur 17: Døgnprofil 01.03.18 for bygg 2, inkludert 20 elbilladepunkter.	26
Figur 18 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, 25.02.18–27.02.18.....	32
Figur 19 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, februar 2018.	33
Figur 20 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 1, 27.02.18.....	33
Figur 21 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, mars 2018. Inkluderer kun dager med lastflytting.	34
Figur 22 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, mars 2018.....	35
Figur 23 Forbruk før og etter lastflytting for bygg 2, 01.03.18.....	35
Figur 24. Forbruksprofil bygg 2 inkludert elbilprognose, mars 2018.	38
Figur 25: Månedsforbruk for bygg 2 med abonnement på 120 kW, mars 2018.	39
Tabell 1. Effekttarifferingsmodellen til Agder Energi Nett (Agder Energi Nett, 2018c).	29
Tabell 2. Nettleie før og etter lastflytting bygg 1.....	32
Tabell 3. Nettleie før og etter lastflytting bygg 2.....	34
Tabell 4: Formler for kostnadsfunksjonen fra optimeringsmodellen i Excel.....	44