

# Forbrukerfleksibilitet som en ressurs i fremtidens kraftsystem

**Thea Ulrikke Øverli**

Master of Science in Electric Power Engineering  
Innlevert: juni 2018  
Hovedveileder: Magnus Korpås, IEL

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved institutt for elkraftteknikk ved Norges Teknisk og Naturvitenskapelige Universitet(NTNU), våren 2018. Oppgaven er en del av det obligatoriske løpet til masterstudiet *Electrical Power Engineering*. Arbeidet er utført med veiledning fra SINTEF Energi, som også har bidratt med datagrunnlag for oppgaven. I tillegg har Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk Nett bidratt med måledata og nettdata fra et av deres lavspennetnett.

Oppgaven er en videreutvikling av arbeid utført i et forprosjekt fra høsten 2017, og er i tillegg skrevet i etterkant av sommerjobb i SINTEF Energi 2017, hvor det ble skrevet en rapport med tittelen «*Flexibility in Norwegian household appliances*».

Jeg vil rette en stor takk til mine to veiledere, Magnus Korpås fra Institutt for elkraftteknikk ved NTNU og Hanne Sæle fra SINTEF Energi, for god støtte og motivasjon gjennom perioden. Takk til ModFlex-prosjektet og SINTEF Energi for ressursene til prosjektet. Jeg vil også rette en spesiell takk Marianne Blikø som har vært min kontaktperson i NTE Nett, og som har lett høyt og lavt etter svar og data når jeg har spurt.

*Jeg vil dedikere denne oppgaven til min morfar, Per Kristian Alstad.*

*Du hadde alltid troen på meg.*

Trondheim, 07.06.2018



**Thea Ulrikke Øverli**



## Sammendrag

Med en økning i energieffektive men effektkrevende apparater, i tillegg til elektrifisering av bilparken, står det norske kraftsystemet ovenfor nye utfordringer. Disse utfordringene kan ikke lenger håndteres kun ved utbygging eller oppgradering av nett, da det vil være kostbart og lite samfunnsøkonomisk lønnsomt. Ny teknologi og digitalisering av kraftsystemet åpner for utnyttelse av fleksibilitet fra forbrukssiden fra lasttilbydere i mindre skala enn før. Forbrukerfleksibilitet kan redusere maksimalbelastningen i nettet, som gir reduserte tapskostnader og potensielt utsatte investeringer i nettet. Mindre investeringer i nettet betyr i det lange løp lavere nettleie til forbrukerne.

Fra 2019 vil alle norske målepunkt ha installert smarte målere, og kunden vil ikke lenger bare være et passivt uttak av strøm, men en aktiv deltager i et mer dynamisk kraftsystem. En aktiv forbruksside som responderer på prisendringer vil kunne bidra til en mer effektiv drift av nettet, med høyere forsyningssikkerhet, lavere prisvariasjoner og dempet markedsmakt [1].

Hovedformålet med oppgaven har vært å utforme modeller for styring av fleksibiliteten i varmtvannsberedere. Varmtvannsberedere er en last med gode egenskaper for fleksibilitet; den innehar god termisk treghet og en utkobling for en begrenset periode vil i liten grad påvirke forbrukerens komfort. I arbeidet med oppgaven ble det utviklet to modeller med fokus på flytting av vannoppvarmingen til timene på natten, hvor totalforbruket er lavere. De to modellene fikk navnene *forhåndsoppvarmingsmodellen* og *nattoppvarmingsmodellen*.

Forhåndsoppvarmingsmodellen benytter seg av varmelagringsevnen i varmtvannsberederen, og forhåndsoppvarmer varmtvannet til en høyere temperatur før morgenlasttoppen. Med en høyere temperatur i vannet vil det ta lenger tid før varmtvannsberederen må aktivere varmeelementet, og man får redusert effektbelastningen i morgentimene.

Nattoppvarmingsmodellen utsetter oppvarmingen til natten ved å slå av strømmen til varmtvannsberederen ved et gitt tidspunkt. Den vil da være av helt frem til et gitt innkoblingstidspunkt på natten, eller til temperaturen på varmtvannet er under en kritisk grense.

De to modellene har blitt testet med to tariffier; spotpris og tidssonetariffen Time-of-Use. Resultatene viste at dersom det innføres ToU-tariff for alle forbrukere, vil de som ikke utnytter fleksibiliteten sin tape penger, mens de som utnytter den vil spare rundt 200 kr per år. Ved å gå fra spotpris til ToU med fleksibilitet vil forbrukeren spare litt over 100 kr per år. I tillegg til disse besparelsene kommer en eventuell langsiktig reduksjon i nettleie til kunden som resultat av utsatte nettinvesteringer for netteier.

Det ble utført stasjonære lastflytanalyser i analyse- og simuleringsprogrammet PSS®E for et lavspenningsnett fra NTE Nett, for å påvise nytteverdien av fleksibilitet for spenningsforbedringer. Det ble gjennomført tre caser, case 1 som basecase, og case 2 og 3 hvor motstanden i nettet var doblet for å simulere lengre linjer og et svakere nett. Dette førte til at to noder falt under spenningsgrensen på  $\pm 10\%$ . I case 2 ble det brukt generell fleksibilitet fra varmtvannsberedere for å demonstrere nytteverdien av fleksibiliteten, og heve spenningen. En tunglasttime fra NTE Nett ble brukt som referanseforbruk. Resultatet viste at i timer med høyt potensial for

fleksibilitet kunne spenningen i kritiske noder bli hevet med over 8V. I kun en av de 13 timene som ble simulert klarte ikke fleksibiliteten å heve spenningen til en tilfredsstillende verdi, fordi timen hadde lavt potensial for fleksibilitet, og fleksibiliteten ble ikke utløst nært nok de utsatte nodene.

I case 3 ble påvirkningen fra de to modellene simulert i tre forskjellige timer hver; timen med høyest potensial for fleksibilitet (6:00), timen med høyest behov for fleksibilitet (10:00), samt timen med høyest innkobling fra de to modellene, klokken 2:00 på natten. Simuleringene ble gjort for 5. desember 2012, som var det årets mest energikrevende dag. Case 3 viste at spenningen i nettet ikke tålte maksinnkoblingen av varmtvannsberederne i dette tilfellet. Grunnen til dette var at innkoblingen av varmtvannsberederne sammenfalt for flere av nodene i den svake radialen. På grunn av den tilfeldige fordelingen og innkoblingen av varmtvannsberederne er det da ingen garanti for at nettet vil tåle innkoblingen eller ikke.

Selv om case 3 ikke ga ønskede resultater, ble det fortsatt vist at forbrukerfleksibilitet har en nytteverdi for både kapasitetsutnyttelse og spenningsforbedring. Modellene vil ha en bedre nytteverdi dersom formålet med de to modellene er kapasitetsreduksjon. Innkoblingen av varmtvannsberederne trenger ikke føre til kapasitetsproblemer i nettet, da modellen kan fordele innkoblingen jevnt for å unngå å overskride den opprinnelige forbrukstoppen. Komplikasjoner ved innkobling vil derfor stort sett forekomme i små nett med lokale spenningsproblemer.

Til slutt ble det gjort en grov kvantifisering for å vise potensialet for effektreduksjon ved innføring av de to presenterte modellene. Ved å anta at det er 2 millioner varmtvannsberedere i installert i Norge, og at halvparten styres av en av disse modellene, kan man estimere effektreduksjonen på nasjonalt nivå. I timen med størst potensial ga dette en reduksjon på 680 MW nasjonalt.

## Abstract

Later years there has been an increase in energy efficient, yet power demanding equipment, in addition to an increasing electrification of the transport sector. These trends are challenging the power system, and the challenges cannot be solved solely by grid expansion and grid reinforcement, as this would be expensive and not socioeconomically beneficial. New technology, and the digitalization of the power system, opens for the possibility of utilizing the flexibility on the consumer side from smaller scale providers than before. Consumer flexibility can reduce the maximum load, reduce losses, and postpone investments in the grid. Less investments means lower grid tariffs for consumers in the long run. By 2019, all Norwegian consumers will have installed a smart meter, causing the consumers to take a more active part in an increasingly dynamic power system. With consumers reacting actively to price signals, the power system will be run more efficiently, with increased security of supply, lower price volatility and reduced market power [1].

The main focus of this master thesis has been to develop models for flexibility to control the flexibility of electric water heaters. Electric water heaters are excellent loads for load control, as they have good thermal inertia, and a disconnection of the load for a brief period will not affect the consumers comfort. During the work on this thesis, two models for flexibility management were developed, the *preheating model* and the *night heating model*.

The preheating model takes advantage of the good thermal inertia of the water heater, preheating the hot water to a higher temperature before the morning rush. With a higher water temperature, the water heater will take longer before it activates its heating element, delaying the start of the heating until later in the morning. The night heating model turns off the power for the water heater at a given time, and leaves it off until night, or until the temperature in the water heater has reached a lower limit.

The two models have been tested with two different tariffs, spot pricing and the Time-of-Use-tariff. The results show that if all consumers have mandatory ToU-tariffs, the consumer can save about 200 NOK per year by managing his water heater. When left with the choice between spot pricing and ToU-tariff, the consumer can save 100 NOK per year if they choose ToU and utilize their flexibility. In addition, if enough consumers contribute, flexibility can in the long term reduce the cost of the grid tariff for the consumers.

There was also conducted a stationary load flow analysis in the analysis program PSS®E for a low voltage grid from the grid operator NTE Nett, to prove the value of consumer flexibility on voltage improvement. Three cases were performed; case 1, the base case, and case 2 and 3, where the resistance of the power lines in the grid were doubled, to simulate longer lines and a weaker grid. This caused two buses to fall under the voltage limit of  $\pm 10\%$ . In case 2, the general flexibility of the water heaters were used to demonstrate the value of flexibility from water heaters and to raise the voltage. The results showed that the hours with high potential for flexibility could increase the voltage in the exposed nodes by over 8 V. Only one of the 13 buses simulated did not increase its voltage enough by utilizing the flexibility. This was most likely because the current hour did not have much potential for flexibility, and there was not enough flexibility triggered in the nearby buses.

In case 3, the impact of the two models were simulated in three hours of the day each. The hour with highest flexibility potential (6:00), the hour with the highest need for flexibility (10:00), and the hour with the maximal reconnection impact, at 2:00 at night. The simulations were done with load data from 5<sup>th</sup> December 2012, which were the day with the highest energy consumption that year. The simulation of the cases showed that the voltage in the grid was not acceptable after the reconnection of the water heaters. The reason for this were that the reconnection of the water heaters in the exposed area mostly fell on the same time. Because of the random reconnections of water heaters, there is no guarantee that the grid voltage will be acceptable.

Even though the results of case 3 were not what was hoped for, the simulations still proved that consumer flexibility can be used for increase of capacity or voltage. The two models are more suitable for capacity efficiency, as the reconnection of the water heaters does not need to exceed the original peak demand. Complications as seen in case 3 will mostly affect small, low voltage grids, which are exposed to poor voltage conditions.

In the end there was done a rough quantification of the potential for peak reduction in Norway with the two alternative models. By assuming that there are 2 million electric water heaters in Norway, and that half of them are participating with one of the models, one can estimate the peak reduction on a national level. In the peak potential hour, the estimate ended at 680 mW peak reduction.





# Innhold

<b>Innledning</b> .....	<b>2</b>
<b>Kapittel 1 – Teori</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Kraftsystemet i dag</b> .....	<b>4</b>
1.1 KILE-ordningen.....	5
1.2 Spenningskvalitet.....	6
1.3 Digitalisering .....	7
<b>2 Forbrukerfleksibilitet – hva er det?</b> .....	<b>9</b>
2.1 Kilder til forbrukerfleksibilitet .....	11
2.2 Automatisering av fleksibilitet .....	11
<b>3 Fleksible apparater i husholdninger</b> .....	<b>13</b>
3.1 Kontinuerlige og ikke-kontinuerlige laster .....	14
3.2 Termiske laster .....	15
3.3 Beskrivelse av utvalgte fleksible laster .....	16
3.4 Varmtvannsberedere .....	17
<b>4 Tariffer</b> .....	<b>21</b>
4.1 Time-of-Use.....	22
4.2 Effektbasert tariff.....	23
4.3 Abonnert effekt.....	23
4.4 Spotpris.....	24
<b>5 Lastflyt</b> .....	<b>26</b>
5.1 Newton-Raphson-metoden .....	27
<b>Kapittel 2 – Modellering av fleksibilitet i varmtvannsberedere</b> .....	<b>28</b>
<b>6 Beskrivelse av varmtvannsberedere</b> .....	<b>28</b>
6.1 Forhåndsoppvarming av varmtvannsbereder.....	29
<b>7 Beskrivelse av modellene</b> .....	<b>33</b>
7.1 Forhåndsoppvarmingsmodellen.....	33
7.2 Nattoppvarmingsmodellen.....	35
<b>8 Aggregert fleksibilitet fra 90 husstander</b> .....	<b>38</b>
8.1 Forhåndsoppvarmingsmodellen aggregert med 90 husstander .....	38
8.2 Nattoppvarmingsmodellen aggregert med 90 husstander .....	41
<b>Kapittel 3 – Økonomiske resultater og simulering</b> .....	<b>44</b>
<b>9 Økonomisk vurdering av fleksible varmtvannsberedere</b> .....	<b>44</b>

9.1	Forhåndsoppvarmingsmodellen.....	44
9.2	Nattoppvarmingsmodellen.....	46
<b>10</b>	<b>Simuleringer av fleksibilitet .....</b>	<b>48</b>
10.1	Case 1: Base case .....	50
10.2	Case 2: Lengre linjer .....	51
10.3	Case 3: Simulering av de presenterte modellene .....	54
<b>Kapittel 4 – Diskusjon og konklusjon.....</b>		<b>56</b>
<b>11</b>	<b>Diskusjon og oppsummering .....</b>	<b>56</b>
11.1	Resultater fra case .....	56
11.2	Sammenligning av de to modellene .....	58
11.3	Barrierer for forbrukerfleksibilitet .....	63
<b>12</b>	<b>Konklusjon og videre arbeid .....</b>	<b>65</b>
12.1	Videre arbeid.....	68
<b>13</b>	<b>Referanser .....</b>	<b>69</b>
<b>Vedlegg .....</b>		<b>I</b>
<b>A.</b>	<b>Lavspentnett fra NTE Nett.....</b>	<b>I</b>
<b>B.</b>	<b>PSSE-nett T54310.....</b>	<b>II</b>



# Innledning

Kraftbransjen utfordres på flere kanter, av digitalisering, nytt forbruk og ny produksjon. På forbrukssiden er den en økning i energieffektive men effektkrevende apparater, som induksjonsovner og hurtigvannvarmere. Den økende elektrifiseringen av bilparken er krevende for lavspennettene som ikke er dimensjonert for en så omfattende økning i effektbruk. På produksjonssiden øker antallet plusskunder med solcellepanel som tilfører pulser av uforutsigbar produksjon inn i kraftnettet ved overskudd. Norske nettselskap har gjort et grovt estimat som indikerte at dersom alle kunder får fortsette å fritt installere de effektkrevende apparatene de ønsker, vil det få en kostnad på mellom 2 og 12 milliarder euro hvis det skal løses med nettførsterkninger og investeringer. Konservative estimater gjort av SINTEF Energi indikerte kostnadene til å ligge mellom 1 til 4 milliarder euro [2]. Hva kan man gjøre for å minske disse kostnadene?

Fra Statnetts analyserapport av fleksibilitetsbehovet i det nordiske kraftmarkedet frem mot 2014 fremkommer det at det forventes en nedgang i termisk produksjon og en økning i den uregulerbare fornybare produksjonen i Europa. I perioder med gode forhold vil fornybar produksjon kunne dekke hele forbruket alene. Det vil også komme perioder med produksjonsunderskudd, hvor nedgangen i fleksibilitet fra termisk produksjon gjør balansedriften vanskeligere og produksjonen knapp [3].

I mange år har fleksibiliteten i kraftsystemet hovedsakelig kommet fra produksjonssiden, og kun kraftkrevende industri har bidratt fra forbrukssiden. I Norge dekkes 98% av strømforbruket av fornybar energi. Med økende effektbruk og utenlandskabler som er avhengige av fleksibilitet fra den norske vannkraften må vi se til andre kilder, for eksempel fra forbrukerne selv. Næringsbygg og husholdninger innehar fleksibilitet som hittil har vært urørt på grunn av det lave potensialet per last. Ny teknologi åpner for å utnytte denne fleksibiliteten, som kan være et svar på de kommende utfordringene i kraftsystemet.

## Formål med oppgaven

Denne oppgaven fokuserer på forbrukerfleksibilitet i husholdninger. Prosjekt- og masteroppgaven ble skrevet som en videreføring av en sommerjobb for SINTEF Energi, hvor det ble skrevet en rapport med tittelen «*Flexibility in Norwegian household appliances*». I prosjektoppgaven som ble levert høsten 2015 var et av ønskene for videre arbeid å lage en modell for styring av varmtvannsberedere som benyttet seg av forbruksdata i minutt oppløsning. Frem til da ble det kun modellert med verdier i timesoppløsning, noe som ble sett på som en begrensning. Denne problemstillingen har blitt tatt videre i masteroppgaven, som presenterer to modeller for fleksibilitet i varmtvannsberedere med minutt oppløsning.

Formålet med oppgaven er å undersøke fleksibiliteten i varmtvannsberedere, og hvordan denne fleksibiliteten kan utnyttes, blant annet ved «smart» lading av beredere, på samme måte som man prøver å få til med elbilene. Forbruket i morgentimene er høyt, og de har noen

av døgnets dyreste spotpriser. En stor del av dette forbruket går til oppvarming av vann, og fleksibiliteten i varmtvannsberedere innehar derfor høy verdi. Varmtvannsberedere har også gode fleksibilitetsegenskaper, som god termisk treghet.

## **Oppbygning av rapporten**

Rapporten består av fire deler:

**Kapittel 1** – Teori

**Kapittel 2** – Modellering av fleksibilitet i varmtvannsberedere

**Kapittel 3** – Økonomiske og tekniske simuleringer

**Kapittel 4** – Diskusjon og konklusjon

Teorikapittelet fokuserer på forbrukerfleksibilitet for husholdninger, og fleksible apparater tilgjengelige i husholdninger. Det presenteres også litt teori om tariffer og lastflyt som skal benyttes i kapittel 3.

Kapittel 2 presenterer to modeller for styring av fleksibilitet i varmtvannsberedere som er modellert i Excel. I kapittel 3 vurderes de to modellene opp mot to forskjellige tariffer og det gjøres en simulering av fleksibilitet i et reelt lavspennnett i analyseprogrammet PSSE. Resultatene fra kapittel 2 og 3 diskuteres i kapittel 4, og oppgaven konkluderes.

# Kapittel 1 – Teori

Dette kapittelet er basert på arbeidet gjort i oppgaven som ble levert i emnet *TET5500 Elkraftteknikk, fordypningsprosjekt* høsten 2017. Deler av kapittelet er hentet fra denne rapporten, og er utarbeidet videre [4].

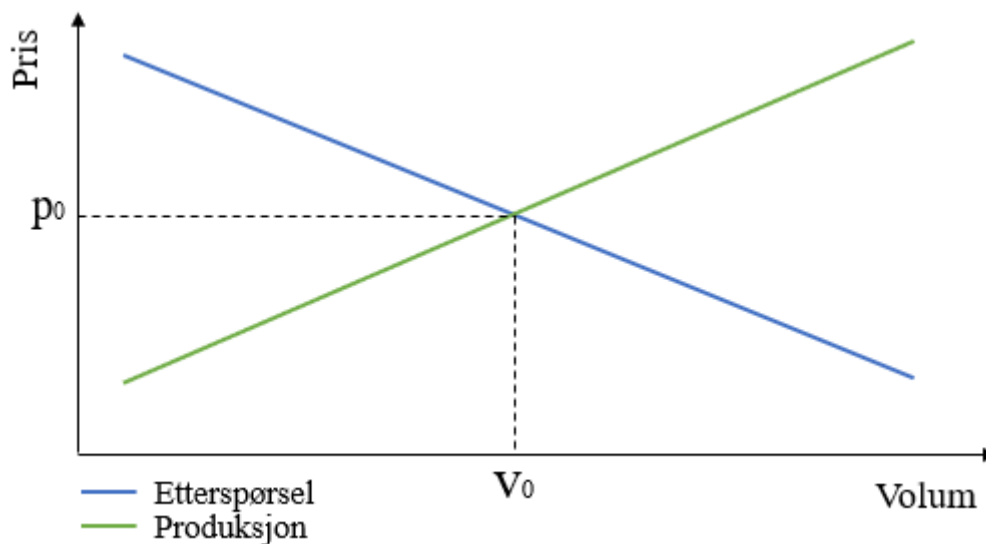
## 1 Kraftsystemet i dag

Det norske kraftsystemet har en veldig høy forsyningssikkerhet, og forbrukerne ser på elektrisitet som en selvfølgelighet. Mer og mer av samfunnet blir avhengig av elektrisitet. I dag dimensjoneres kraftnettet ut i fra forventet makslasttime, selv om forbruket når denne høyden kun et fåtall timer i året. NVE jobber nå sammen med nettselskapene for å utarbeide nye og bedre tariffen for nettleien, slik at bruken av nettet kan effektiviseres. Tariffene skal sørge for at de som belaster nettet mye på en gang må betale mer, og at de som er flinke til å holde et jevnt og lavt forbruk betaler mindre.

Det skal til enhver tid være balanse mellom forbruk og produksjon av elektrisitet i kraftsystemet. Ettersom strømmen ikke produseres før den forbrukes, vil det alltid være variasjoner i frekvensen. Selv om det er planlagt likevekt i kraftmarkedene kan det fortsatt skje uforutsette endringer som forstyrrer balansen. Det kan komme av værrelaterte forbrukssvingninger, uforutsette endringer hos store industrier eller utfall av produksjon eller nettkomponenter. For å holde frekvensen stabil kreves det at vi har ressurser som til enhver tid står klar til å reagere på endringer i frekvensen [5].

Etter innføringen av energiloven i 1990 ble det lovpålagt at nettselskap og kraftselskap må operere som to separate selskap for å hindre interessekonflikter [6]. Derfor er kundenes strømgregning delt i to, en forbruksregning for strømmen som er brukt, og nettleien, som er en kostnad for å bruke kraftnettet som leverer elektrisiteten. Kundene kan ikke bytte nettselskap på grunn av monopolet, men står selv fritt til å velge strømleverandør. Kundens lokasjon i landet er irrelevant da alt av kjøp og salg av strøm går gjennom NordPool. På NordPools markeder blir det handlet strøm i både spotmarkedet (Day-Ahead market) og Elbas (Intra Day). Statnett styrer balansemarkedet, som er markedet som sikrer balanse mellom forbruk og produksjon ned i tilnærmet sanntid. Her er prisen for rask regulering høy, men dekkes som kostnad for de som har bydd for mye eller for lite til NordPool.

Kraftprisen bestemmes av balansen mellom forbruk og produksjon. Høy etterspørsel eller lav tilgang til produksjon fører til høyere kraftpriser, mens lav etterspørsel eller høy produksjon fører til lavere kraftpriser. Per i dag regnes strømprisen på timesbasis, basert på bud fra kraftprodusenter og kraftleverandører. Som vist i skissen i figur 1 bestemmes prisen av krysningen mellom etterspurt kraft og produsert kraft. Ved knapphet på produksjon vil produksjonslinjen være brattere, og en eventuell endring i etterspørsel vil gi store utslag i prisen.



Figur 1: Skisse av tilbud- og etterspørselskurve for kjøp og salg av kraft

## 1.1 KILE-ordningen

Nettselskapenes kostnader dekkes i dag gjennom nettleien, som er kostnaden til forbrukerne for å være tilkoblet nettet. Den skal dekke kostnaden for å vedlikeholde og utbygge kraftnettet, for å sørge for god forsyningssikkerhet til alle forbrukerne i deres konsesjonsområde. Det er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt at flere selskap bygger ut nett i samme område, og nettselskapene har derfor monopol i sine konsesjonsområder.

Nettselskapene kontrolleres av NVE blant annet gjennom en inntektsgrense, slik at de ikke misbruker monopoliet sitt og tjener mer enn nødvendig. Nettselskapene kan heller ikke unnlate å vedlikeholde eller bygge ut nettet sitt for å spare penger. For å sikre en optimal leveringskvalitet i det norske kraftnettet ble det i 2001 satt i drift et insentiv kalt «kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi», KILE. KILE representerer de samfunnsøkonomiske kostnadene sluttbrukere påføres ved eventuelle strømbrudd. Ordningen skal motivere nettselskapene til å oppnå en mest mulig optimal og samfunnsøkonomisk leveringskvalitet. Alle sluttbrukere har krav på elektrisitet av god kvalitet, som vil si kontinuerlig forsyning og god spenningskvalitet, selv om de befinner seg på et sted hvor utbygging eller oppgradering av kraftnett er mindre lønnsomt. Uten konsekvenser for avbrudd risikeres det at nettselskapene legger mindre penger i investeringer, drift og vedlikehold av nettet. Dersom sluttbrukere påføres avbrudd, vil nettselskapene bli kostnadmessig belastet gjennom fratrukk i selskapets inntektsramme. KILE-ordningen inkluderer kortvarige og langvarige avbrudd og gjelder både avbrudd som er varslede og ikke. De totale KILE-kostnadene i Norge kommer på rundt 800 millioner kroner i året [5].



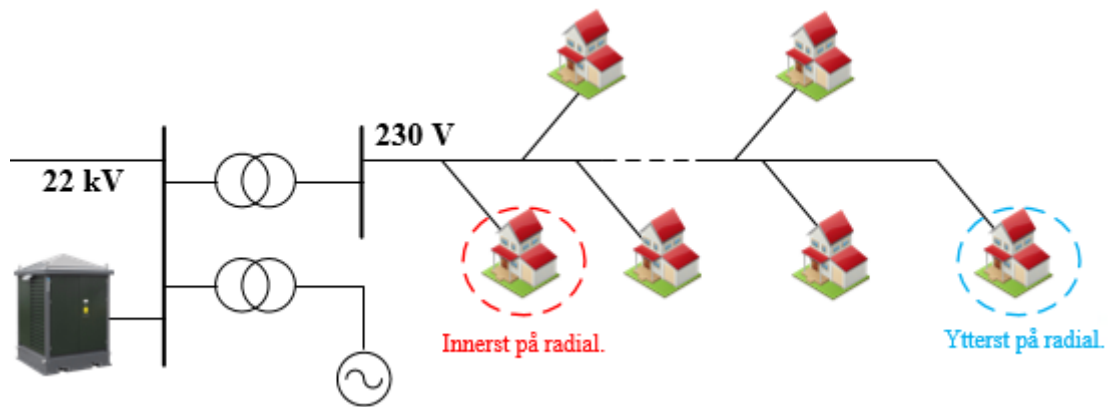
## 1.2 Spenningskvalitet

De siste årene har det vært en økning i distribuert produksjon, og det vil fortsette å øke. En av grunnene til dette er fordi teknologien har blitt mye billigere, og prisene fortsetter å synke. Distribuert produksjon er en fellesbetegnelse på lokal produksjon, med installert effekt under 10 MW [7]. Typer distribuert produksjon som er aktuelle i Norge kan være solceller, vindkraft eller småkraftverk/elvekraftverk. Vanligvis er produksjonen i Norge tilknyttet sentral- eller regionalnettet, hvor den lettere kan transporteres rundt om i landet. Siden produksjonen er nærmere forbrukerne er tapene lavere, men på grunn av uforutsigbarheten til for eksempel vind- og solkraft som er væravhengige, vil distribuert produksjon også utfordre spenningskvaliteten og stabiliteten. Ved stor produksjon i distribusjonsnettet vil spenningen i linjene øke. Det vil på sikt føre til et behov for forsterkning av nett og reinvesteringer i de ulike nettnivåene, hvis ikke vil det gå ut over leveringskvaliteten til kundene [8].

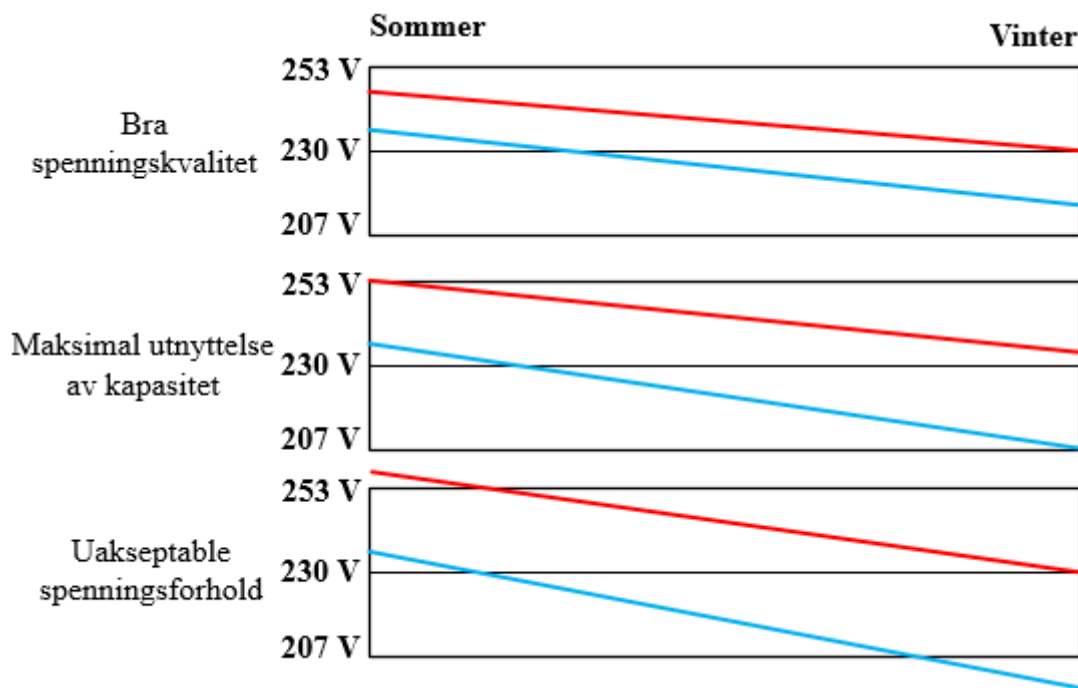
Begrepet leveringskvalitet er bestått av to faktorer; leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Leveringspålitelighet sier noe om hvor ofte man har tilgang til elektrisk energi, mens spenningskvalitet sier noe om anvendeligheten til den elektriske energien. Spenningen må være av en viss kvalitet for å ikke ødelegge elektriske apparater, og dårlig spenningskvalitet kan forårsake flimrer eller i verste fall ødelagt elektrisk utstyr eller brann [9]. For å sikre god nok spenningskvalitet er det satt minimumskrav som må holdes. I følge forskrift for leveringskvalitet (FoL) skal alle langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi være innenfor  $\pm 10\%$  av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt. Det vil si at for alle sluttbrukere i lavspenningsnettet i Norge skal spenningen være innenfor intervallet 207-253V.

Kapasiteten i en linje kan være tilstrekkelig, selv om den opplever spenningsproblemer. Det kan for eksempel være et svakt nett med lav kortslutningsytelse. Kortslutningsytelsen er en beregnet betegnelse på hvor stivt nettet er, og dersom nettet ikke er stivt blir spenningen mye påvirket av lastendringer [10]

Spenningen er som kjent fra Ohms lov avhengig av strøm og last. Endringer i last vil føre til endringer i spenningen. Jo lenger en linje er, jo større blir spenningstapet over denne linjen. Om sommeren er det høy produksjon og lavt forbruk, noe som fører til økt et spenningsnivå, men om vinteren er det en større mangel på produksjon, samt økt forbruk. Mange nettselskap sliter i dag med kunder ytterst i nettet som opplever dårlig spenningskvalitet. Figur 2 og figur 3 viser hvordan spenningen kan variere mellom kort(rød) eller langt ute i en radial(blå). I det første tilfellet er spenningskvaliteten god for begge sluttbrukerne. Her er forskjellen mellom sommer og vinter liten. I tilfelle nummer to er kapasiteten i nettet utnyttet maksimalt både sommer og vinter. Kundene tidlig i radialen opplever faretruende høyt spenningsnivå om sommeren, og de sent i radialen opplever lav spenning om vinteren. Her er det ikke rom for mer distribuert produksjon eller krevende last. I det siste tilfellet overskrides både de øvre og nedre spenningsgrensene. Her er det behov for tiltak, som for eksempel kapasitetsøkning, kondensatorbatterier eller eventuelt sesongbasert trinning av radialens trafo.



Figur 2: Radial med spenningsforskjell ytterst og innerst, gjengitt fra [2]



Figur 3: Spenningsforskjeller på en radial, gjengitt fra [2]

### 1.3 Digitalisering

Kraftsystemet er inne i en digitaliseringsfase med mer bruk av internett og IKT. Med innføringen av toveiskommunikasjon, smartere styresystemer og sensortechnologi vil kraftsystemet kunne driftes mer robust og effektivt. Fremtidens kraftsystem innebærer en økende andel uforutsigbar kraftproduksjon, og det er behov for smartere måter å utnytte kraftsystemet på. I situasjoner hvor det er vanskelig å regulere produksjonen, vil det bli nødvendig å regulere forbruket. Nye Network Codes fra ENTSO-E krever tilrettelegging for fleksibelt forbruk, noe som innebærer at forbruk skal likestilles med produksjon ved kjøp av systemtjenester [11].

#### AMS/Smarte målere

NVE har vedtatt at alle sluttbrukere i Norge skal få installert et avansert måle- og styringssystem(AMS) innen 1. januar 2019. Hittil har bare forbrukere med et forbruk over 100 000 kWh i året hatt timesmåling. Det er NVE som setter de tekniske kravene til AMS-

målerne. Hvilken måler som velges er opp til hvert nettselskap, som har ansvaret for installasjonen av AMS-målerne i sine konsesjonsområder [5].

AMS åpner for toveiskommunikasjon, og skal levere avlesning av målerstatus minst en gang i timen. Dette vil gi mer nøyaktige avregninger og forbrukerne slipper manuell avlesning. Måleravlesningene leveres til det lokale nettselskapet, som daglig sender det samlede forbruket til Statnetts datahub for måleverdier og markedsprosesser i det norske kraftmarkedet, Elhub. Slik vil kraftleverandører få umiddelbar tilgang til sine kunders forbruk, uavhengig av hvor de er i landet. Dette vil føre til effektivisering av kundebehandling og nøyaktighet ved fakturering [12]. Strømkundene får eierskap til sine egne strømdata, og kan selv se og bestemme over hvem som får tilgang til deres data. Gjennom AMS får kunden tilgang til prissignaler i timesoppløsning, som åpner for nye muligheter for både forbrukere og tjeneste-tilbydere.

## **Kraftsystemet fremover**

I Europa sliter de med knapphet på fleksibilitet grunnet den økende andelen variabel fornybar produksjon, som ikke lar seg regulere. Det norske kraftsystemet domineres av vannkraft, en billig og fornybar ressurs med mye fleksibilitet. Norge er et langstrakt land, og befolkningen er stort sett konsentrert i byer og i de sørlige delene av landet. Den største produksjonen av vannkraft er også konsentrert, noe som krever et solid transmisjonsnett for å levere strøm til hele befolkningen, også i mer grågrendte strøk. Det norske klimaet er krevende, og på vinteren er strømbruken høy for oppvarmingen av boliger. Når effekten øker og kapasiteten i nettet er knapp kan man ikke bare regulere opp produksjonen for å møte forbruket.

De siste årene har det vært en økende trend med energieffektive men effektkrevende apparater, som induksjonsovn, hurtigberedere eller elbilladere. Dersom bruken av disse apparatene samkjøres, kan nettet få kapasitetsproblemer eller spenningsproblemer. I følge NVE møtes i dag behovet for økt nettkapasitet hovedsakelig gjennom utbygging av nett, selv om kapasiteten kun er anstrengt et fåtall timer i året [1]. Utbygging er både kostbart og tidkrevende, og det er hensiktsmessig om netteier kan unngå utbyggelse ved å drifte kraftnettet smartere. I deler av kraftnettet utfordres tidvis forsyningssikkerheten fordi effektuttaket er så høyt at det blir utfordrende å opprettholde N-1-kriteriet. Ved drift i N-1 skal kraftnettet tåle utfall av en enkeltkomponent uten at det medfører avbrudd [2]. I slike driftssituasjoner er det gunstig om systemoperatør kan flytte deler av forbruket til et senere tidspunkt.

Når det snakkes om fleksible ressurser i kraftsystemet siktes det ofte til fleksibel kraftproduksjon, som vannkraft, termisk kraft eller kjernekraft. De er godt egnet til å regulere produksjonen opp eller ned etter behov fra markedet, helt ned til siste sekund. Ikke-fleksible kraftressurser som vind- eller solkraft, produserer så mye forholdene tillater, eller eventuelt ingenting. Som fornybare og stadig billigere ressurser tar de i økende grad over kraftproduksjonen i Europa, og faser ut de fossile men fleksible kraftverkene. Det gir et underskudd på fleksibilitet som har fått kraftbransjen til å se mot fleksibiliteten i forbruk.

## 2 Forbrukerfleksibilitet – hva er det?

Begrepet fleksibilitet beskriver en ressurs' evne til å tilpasse seg, og forbrukerfleksibilitet beskriver forbrukernes evne til å tilpasse sitt forbruk. I sammenheng med kraftsystemet vil det si at forbrukerne endrer forbruket sitt ved å skru av eller utsette bruken av sine laster som respons på prissignaler eller andre insentiver, mot økonomisk gevinst for å bedre situasjonen i kraftsystemet og redusere topplasten. Definisjonen av forbrukerfleksibilitet er gitt som [13]:

«Kundens evne til å endre forbruket sitt eller bytte energibærere i tidsbegrensede perioder, som respons på endringer i priser på elektrisitet (både nettariff og markedspriser)»

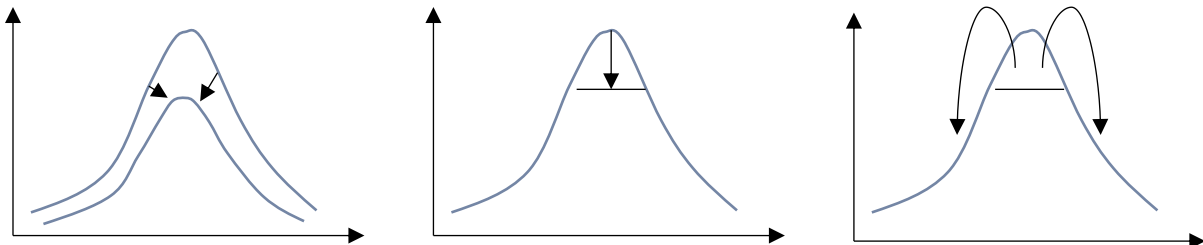
Forbrukerfleksibilitet har flere fordeler, blant annet smartere og bedre utnyttelse av eksisterende kraftnett, mer stabile og forutsigbare priser, bedre forsyningsikkerhet og en mindre krevende systemdrift og færre ubalanser [3]. Nettselskapene og Statnett kan som netteiere dra nytte av fleksibilitet, både ved kort- og langsiktig planlegging. Ved langsiktig planlegging kan netteiere utsette eller i beste fall unngå investeringer i deler av nettet med kritisk nettkapasitet eller med komponenter med dårlige termiske grenser. På kort sikt kan fleksibilitet bidra til å unngå flaksehals i nettet som oppstår ved usikre prognoser. Fleksibilitet kan også hjelpe mot ubalanse i nettet som oppstår ved avvik fra prognosen som er gitt [14].

De store vannkraftprosjektene i Norge er allerede utbygd. Skal man ha tilgang på mer fleksibilitet må den hentes fra andre steder. Forbrukerfleksibilitet har vært utnyttet i Norge lenge allerede, men kun hos industri med større laster. Norske boliger og næringsbygninger har et stort potensial for flytting eller reduksjon av effekt, uten at det vil redusere komforten for eller behov for brukerne av bygningene. Strømmen i Norge er rimelig og blir sett på som en selvfølge, og forbrukerne er lite bevisste på eget forbruk. Ved innføring av smarte målere vil forbrukerne få tilgang til prissignaler, nye effekttariffer og større variasjon i prisene, som vil gjøre det mer lønnsomt å tilpasse forbruket. Styringssystemer og automatiseringsteknologi blir stadig billigere, som gjør det billigere å være fleksibel. AMS gjør det også mulig for eksterne aktører, som en aggregator, å samle opp forbruket og selge det som et aggregert bud til markedet [3]. I dag er etterspørselen av strøm svært lite elastisk og betalingsviljen for strøm i Norge er stor fordi strømprisene er lave. I tillegg har ikke norske kunder insentiver til å være elastiske, fordi de ikke har tilgang til prissignalene i sanntid om elastisiteten avhenger av.

Med innføringen av smarte målere vil alle kunne få tilgang til prissignaler. Det vil gi mer nøyaktige strømmålinger, og det forventes at forbruket vil bli mer avhengig av variasjonen i kraftprisene. Forbrukerfleksibilitet fra prissignaler kalles prisbasert eller indirekte laststyring, og foregår enten manuelt eller automatisk gjennom styringsteknologi. Ved manuell styring er kunden bevisst på eget forbruk og har oversikt over når det kommer høye priser, gjerne gjennom en fast tariff i nettleien. Da kan kunden selv unngå å bruke strømkrevende apparater ved høye priser. Ved automatisk styring har husholdningen installert hjemmeautomasjon som

er tilknyttet ulike laster i huset, som kobler ut eller reduseres i ytelse i lastene dersom prisen eller forbruket i målepunktet overgår et gitt nivå. Det forventes at elektrifisering av bilparken vil øke, og at flere hus tar i bruk smarthusteknologi, som til sammen vil gi gode muligheter for fleksibilitet [3].

Vi har grovt sett tre ulike typer utnyttelse av forbrukerfleksibilitet, skissert i figur 4.



Figur 4: Tre former for forbrukerfleksibilitet: Målrettet energisparing, reduksjon av effekttopper og flytting av forbruk, gjengitt fra [15]

- 1) Målrettet energisparing, hvor kunden prøver å redusere forbruket totalt sett.
- 2) Reduksjon av effekttopper, hvor forbruk kuttes i topplastimer.
- 3) Flytting av forbruk, hvor forbrukerne bevisst velger å bruke laster på et annet tidspunkt enn det som er planlagt.

Energisparing gir et lavere forbruk totalt, men gjør nødvendigvis ikke så mye med effekttoppene. Snarere tvert imot, da energieffektive apparater gjerne er mer effektkrevende for å kompensere for redusert energibruk. Energisparing gir et mer synlig kutt i strømregningen, og tiltak knyttet til energi er mye lettere å forstå for forbrukerne.

Fleksibiliteten i forbruket kan utløses indirekte av prissignaler fra AMS som representerer kraftsituasjonen, eller den kan utløses direkte på signal fra en ekstern aktør. Det er et fåtall av kundene i dag som mottar signaler som forteller om hvordan situasjonen i kraftmarkedet er. Kundene blir fakturert med en gjennomsnittspris for energien de bruker, og ikke med den reelle timesprisen for når de bruker strømmen. De har derfor ingen insentiv til å senke effektbruken sin, og går heller for å redusere energibruken dersom de skal gjøre sparingstiltak.

Det er i hovedsak tre hinder for forbrukerfleksibilitet i dag:

1. Forbrukerne er skeptiske.
2. Det er ikke lønnsomt
3. Regulatoriske hindringer for å selge fleksibilitet i NordPool. Det trengs et eget marked for fleksibilitet.

Høye kraftpriser er et signal om at produksjon vil koste samfunnet dyrt fordi det er knapphet. I slike situasjoner kan det være mer lønnsomt å ta i bruk fleksibilitet fra forbrukssiden, og dermed redusere prisene som vil gi en samfunnsøkonomisk gevinst. Å utløse fleksibilitet er dyrt, men markedsverdien for fleksibilitet er vanskelig å definere. Et behov for fleksibilitet betyr at det det koster mer og mer å være i balanse. Variasjonene i pris er et mål på hva som burde betales for fleksibilitet, og et signal til forbrukerne om hva fleksibiliteten deres er verdt.

Men disse signalene er ikke alltid representative for lokale behov, hvor det kan oppstå problemer som flaskehalsar eller dårlig spenningskvalitet [3]. men man kan veie det opp mot alternativene. Et nettselskap vil være villige til å betale det de sparer i KILE-kostnader dersom de ikke gjør noen tiltak. For at forbrukerfleksibilitet skal kunne benyttes i reservekraftmarkedet må ressursene ha god nok responstid. Til slik regulering holder det ikke med respons på pris, siden prissignalene endres kun en gang i timen.

## 2.1 Kilder til forbrukerfleksibilitet

Teknologien for styring av strøm til oppvarming av vann og rom er tilgjengelig i dag, og denne styringen vil ikke føre til en merkbar reduksjon av komfort for forbrukeren. Næringsbygg har gjerne store anlegg som ventilasjon og kjøling som kan styres smart. Samlet sett kan det hittil ubrukte potensialet i husholdninger og næringsbygg gi et betydelig bidrag for å jevne ut kraftprisene i perioder med over- eller underskudd [3]. NVE har gjort et veldig grovt og enkelt overslag, og ser et stort teoretisk potensial for fleksibilitet i husholdninger. Ved å anta at hver husholdning har et forbruk på 5 kW en topplasttime, og at 20% av dette forbruket lar seg regulere, vil 2,4 millioner husholdninger resultere i 2,4 GW tilgjengelig fleksibilitet fra husholdninger alene. I tillegg vil elbiler, yrkesbygg og industri kunne gi ytterligere fleksibilitet. Dette er grove tall, men gir et bilde av at forbrukerfleksibilitet har et stort potensial. Selv det i teorien er mye forbruk som kan flyttes, er potensialet avhengig av at forbrukerne faktisk gjør lasten sin tilgjengelig. Ikke alle disse 2,4 millionene av husholdninger vil ønske å flytte 20% av effektbruken sin, noe som reduserer potensialet betydelig. De som ønsker fleksibiliteten må gjøre det lettest mulig for forbrukerne å delta [16].

Ulike typer lasttilbydere, som husholdninger, næring og industri, vil ha ulike roller som fleksible ressurser. De store forbrukerne vil kunne ha en påvirkning på frekvens og flaskehalsar i transmisjonsnettet, mens de små vil ha en mer lokal påvirkning, på flaskehalsar og spenningsproblemer i distribusjonsnettet. I distribusjonsnettet er også produksjonen mindre regulerbar, for eksempel kommer den vanligvis veldig regulerbare vannkraften ofte fra elvekraftverk, hvor operatørene kjører på full guffe for å ikke tape penger på spillvann. Med økt distribuert produksjon hos husholdningene, blir det enda viktigere med lokal fleksibilitet. Småskala fleksibilitet kan også aggregeres opp, og kan da potensielt ha samme nytteverdi som større lasttilbydere. Husholdninger og næringsbygg har i dag få forutsetninger til å involvere seg aktivt i kraftmarkedet på grunn av størrelsen på de potensielle budene deres. AMS og smarthus teknologi gjør det lettere for kundene enn før å delta i kraftmarkedet, gjerne gjennom en aggregator som deltar som et bindeledd mellom kunder og spot- og balansemarkedet [3].

Ved å tillate aggregatoren å entre markedet vil insentivene til fleksibilitet på forbrukssiden øke. Aggregatoren opptre som et mellomledd mellom forbruker og kjøper av fleksibilitet, og kan akkumulere fleksibilitet fra flere tilbydere som kan selges, enten lokalt eller i markedet.

## 2.2 Automatisering av fleksibilitet

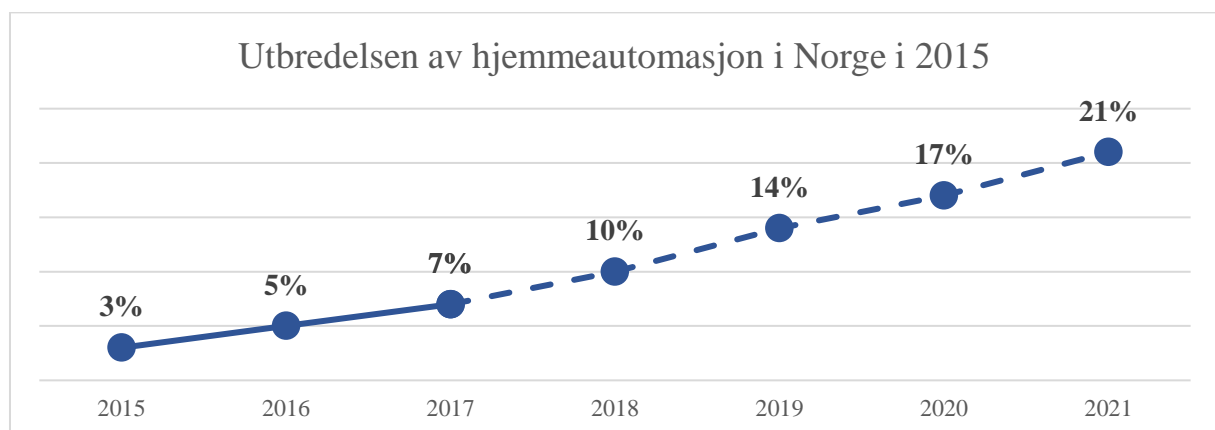
Ved å automatisere deler av forbruket, vil forbruket i husholdninger reduseres betydelig når prisene blir høye, en fordel for både nettselskap og forbrukere siden høye priser er et tegn på

dårlig utnyttelse av nettet. Husholdninger er ansvarlige for en veldig stor andel av forbruket, og en reduksjon i dette forbruket sammenfaller godt med de totale lasttoppene. Flere forsøk har vist at automatiseringssystemer i husholdninger ikke bare fører til betydelige reduksjoner i forbruk, men også fører til økt tilfredshet og lojalitet til nettselskapene og et bedre inntrykk av kraftbransjen. Hjemmeautomasjon åpner også for nye forretningsideer i form av produkter som kan være nyttig for forbrukerne [17]. Norge har en av de mest egnede markedene i verden for hjemmeautomasjon på grunn av det høye forbruket, som består av elektrisk oppvarming (både av rom og vann), varmepumper og en økende andel elbiler. I tillegg kommer samfunnskriterier som en teknologisk avansert befolkning, god markeds konkurranse, nasjonal utrulling av smarte målere og høy gjennomsnittsinntekt som fører til økt investerings- og kjøpekraft [17].

Enkelte pilotprosjekt på fleksibilitet med hjemmeautomasjon har klart å redusere topplasten med 23%, sammenlignet med kun 9% for lignende piloter uten automasjon. Det er altså mye å hente på at forbrukerne slipper å respondere selv. En av grunnene til denne gevinsten er at responstiden blir mye kortere, og fleksibiliteten er oftere tilgjengelig. Slik kan husholdningsfleksibiliteten lettere bidra i uventede situasjoner. Med automasjonssystemer er det også mulig å hindre at alle utkoblede apparater kobler inn samtidig, ved for eksempel å koble inn apparatene i ulike sykluser [17].

Smarthusteknologi eksisterer allerede i dag, og flere av de store utenlandske teknologiaktørene tilbyr sine egne løsninger. Konseptene lar forbrukerne styre sitt eget strømforbruk, for eksempel gjennom en app og en smart plugg eller stikkontakt. Flere leverandører påstår at kundene ved deres løsning kan få redusert strømrregningen med 20%. Investeringskostnaden for denne teknologien er relativt lav, og siden det ikke vil forstyrre komforten merkbart kan interessen bli stor med tiden. Forbrukerne får også andre nytteverdier, som bedre komfort og økt trygghet gjennom bedre kontroll av for eksempel brannalarm eller innbruddsalarm/sikkerhetssystemer [17].

Figur 5 viser forventet økning i hjemmeautomasjon i norske husholdninger, og det er estimert at 21% kommer til å ha det installert innen 2021. Ved å ekstrapolere disse verdiene anslås det at andelen vil øke til 48% og 78% innen henholdsvis 2030 og 2040.

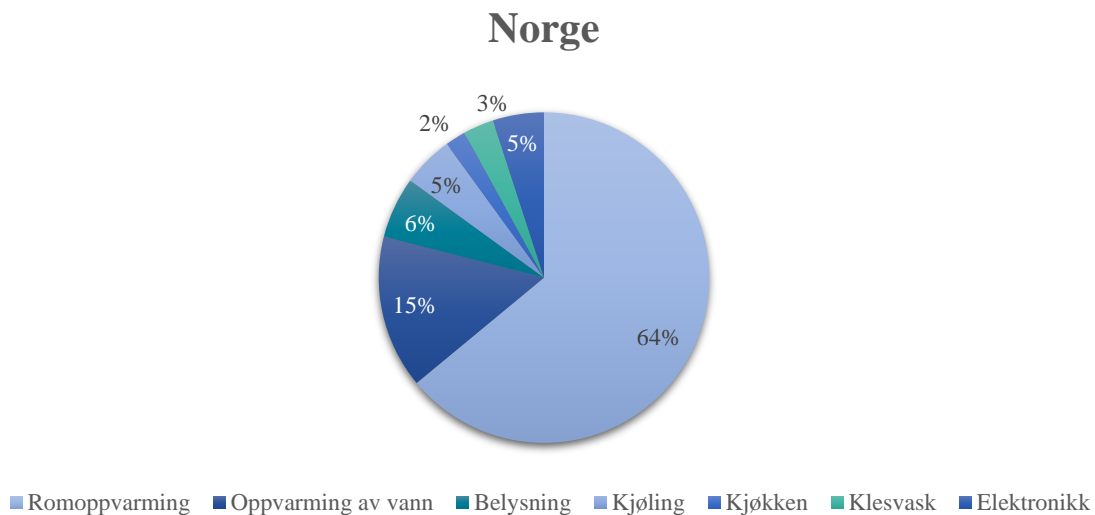


Figur 5: Utbredelsen av hjemmeautomasjon i Norge i 2015, og forventet økning i årene fremover. Gjengitt fra [17].

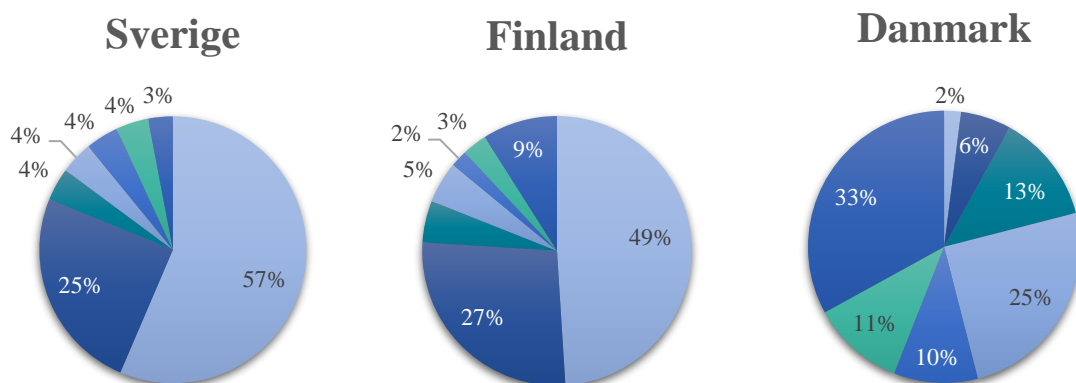
### 3 Fleksible apparater i husholdninger

Det finnes mange ulike husholdningsapparater med potensiale for fleksibilitet, og de har alle ulike fleksibilitetsegenskaper. Noen laster med lav prioritet kan skrus helt av uten at forbrukeren vil merke det. Laster med høyere prioritet kan regulere opp/ned effektbruken, for eksempel ved å redusere ytelsen til apparatene eller endre setpunktene som er satt. På denne måten vil ikke apparatet bli helt avslått, og forbrukeren trenger ikke merke noe eller bekymre seg. Det siste alternativet kan være å flytte forbruket til et annet tidspunkt, slik at man kan hindre bruk av effektkrevende apparater i kritiske timer.

Figur 6 og figur 7 viser fordelingen av strømforbruk i husholdninger, i Norge, Sverige, Finland og Danmark. Figurene viser at fordelingen er veldig forskjellig. I Norge går nesten 80% av strømforbruket til romoppvarming og oppvarming av vann. I motsetning til Danmark, som bruker 8% til sammen, og majoriteten går til kjøling og elektronikk. I Norge er elektrisitet vår primære energikilde, mens andre land gjerne bruker energi fra gass og olje til oppvarming.



Figur 6: Strømforbruk i en normal norsk husholdning, gjengitt fra [18]



Figur 7: Strømforbruk i husholdninger, Sverige, Finland og Danmark, gjengitt fra [18]



### 3.1 Kontinuerlige og ikke-kontinuerlige laster

Av de mest effektkrevende apparatene i norske husholdninger kan vi dele dem inn i to kategorier. Kontinuerlige og ikke-kontinuerlige apparater. De kontinuerlige apparatene står på hele tiden, med varierende effektbruk basert på f.eks. temperatur, luftkvalitet etc. De bruker ikke strøm konstant, men ligger og «føler» på når de skal aktiveres. De mest vanlige apparatene i denne kategorien er termiske laster, styrt av en termostat. De ikke-kontinuerlige apparatene er gjerne brukerstyrte, og krever manuell styring fra bruker for å starte. Noen av disse apparatene har gjerne en syklus som skal gjennomføres, og er ikke tilgjengelig for fleksibilitetsutnyttelse når syklusen først er i gang [19].

Eksempler på kontinuerlige husholdningslaster som er fleksible kan være:

- Varmtvannsberedere
- Varmekabler
- Annen oppvarming
- Ventilasjon
- Frysere
- Kjøleskap
- Belysning

Disse lastene har egenskaper som gjør at de egner seg best til inn-/utkobling eller regulering av effektbruk som både kan flyttes til et annet tidspunkt, eller reduseres i ytelse. De kan styres både direkte og indirekte, men for lasteiers skyld bør det installeres hjemmeautomasjon ved indirekte styring. Det er nok relativt få forbrukere som ønsker å gå rundt og skru av eller på oppvarmingen sin flere ganger om dagen. For å jevne ut effekttoppene vil en smart last i systemer med god evne til lagring av varme kunne bruke mer strøm på forhånd av en krevende periode, for å så å bruke minimalt eller ingen strøm under toppplasttimene.

Eksempler på ikke-kontinuerlige husholdningslaster som er fleksible kan være:

- Vaskemaskiner
- Tørketromler
- Oppvaskmaskiner
- Komfyr/stekeplater

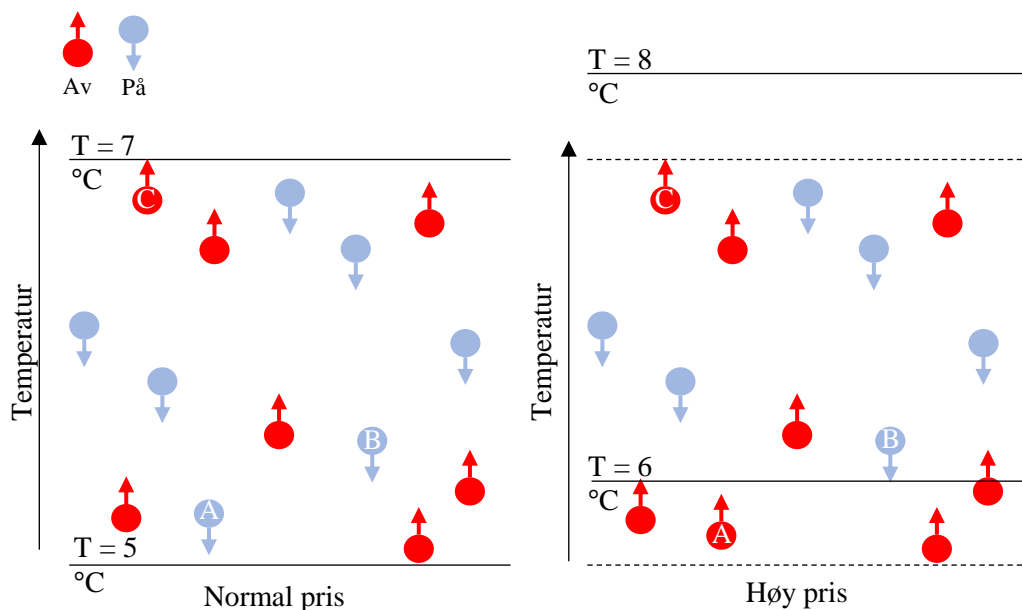
Ikke-kontinuerlige laster egner seg bedre til å flytte forbruket til senere timer. Apparatene startes som oftest manuelt av brukeren, og må avslutte påbegynt syklus hvis den først er satt i gang. De kan derfor ikke styres av et automasjonssystem, men noen kan forhåndsinnstilles for oppstart. Det er likevel ikke utelukket at de innehar fleksibilitet. For å utnytte denne fleksibiliteten må forbrukerne læres opp i smart bruk av apparatene og tariffer. Dersom kundene forstår konseptet med ToU-tariffer kan de vente med å sette på oppvaskmaskinen og andre apparater til høylastperioden er over.

Det er som nevnt tidligere en økning i energieffektive elektriske apparater, noe som for seg selv er en god ting. Et av problemene med denne trenden er at slike apparater trekker en mye høyere effekt, men som varer kortere. På timesavregningen virker det som at effektbruken har gått ned, fordi energibruken er lavere. Men i realiteten er den faktiske effekten høyere. Dersom bruken av slike apparater sammenfaller for mye, vil det kunne få konsekvenser for nettet. Noen eksempler på slike effektkrevende apparater kan være [20]:

- Gjennomstrømningsvarmere (Hurtigvarmere av vann)
- Varmepumper med direktestartet asynkronmotor
- Elbilladere
- Induksjonskomfyrer

### 3.2 Termiske laster

Termiske laster er ofte styrt av settpunkt, altså en øvre og nedre temperaturgrense. Et eksempel på en termisk last er vist i figur 8, hvor en kjøleenhet blir utsatt for en prisreaksjon som øker settpunktene. Ved normale forhold har kjøleenheten settpunkt mellom 5 og 7°C. Hvis temperaturen i enheten overgår 7°C slår enheten seg på, og kjøler den den til 5°C. Slik fungerer de fleste termiske laster, enten det er oppvarming eller avkjøling.



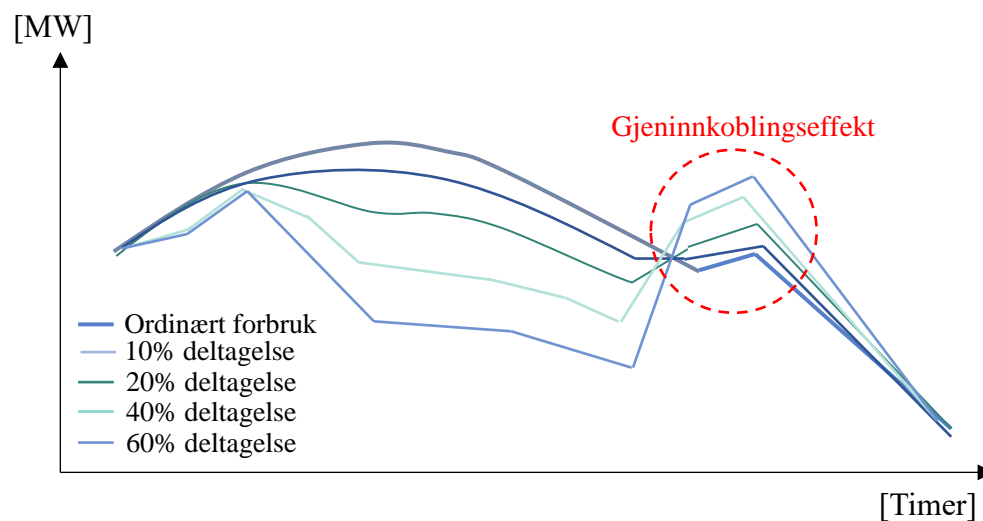
Figur 8: Eksempel på endring av settpunkt for kjøleenheter før og etter prisendring, gjengitt fra [19]

Denne formen for regulering kan også utnyttes til fleksibilitetsformål, og åpner for at mer prioriterte laster også kan benyttes. Som demonstrert i figur 8 økes settpunktene ved høye prissignaler. Enhet A som var i ferd med å avkjøles ligger nå under laveste settpunkt, og skrus seg av. Enhet B hadde enda et stykke å gå på, men vil nå skrus av tidligere enn planlagt. Enhet C var i ferd med å nå øvre temperaturgrense, og skulle til å skrus på. Den fortsetter likevel å være avslått på grunn av økt øvre grense [19].

## Gjeninnkoblingseffekt og sammenfall av forbruk

Gjeninnkoblingseffekten er et fenomen som forekommer når termiske laster kobles inn igjen. Selv om de fleste systemer med termiske laster holder godt på varmen, vil det likevel forekomme varmetap til omgivelsene. De termiske lastene vil dermed bruke mer energi enn det som er blitt spart ved utkobling, når lasten kobler inn igjen.

Gjeninnkoblingseffekten kan være en begrensning når det kommer til antall laster som kan kobles ut på en gang. Som vist i figur 9 ser vi at når flere laster deltar i en utkobling, vil gjeninnkoblingseffekten økes proporsjonalt, noe som til slutt kan føre til at den nye toppen ved innkobling overstiger den gamle effekttoppen.



Figur 9: Gjeninnkoblingseffekten som resultat av ulike nivå av deltagelse i flytting av last, gjengitt fra [21]

En annen viktig faktor å tenke på er sammenfallseffekten ved timesbasert styring. Dersom prisene markant endres ved timeskifte vil alle lastene som ikke har vært innkoblet de dyre timene på grunn av automasjon, koble inn igjen det øyeblikket prisene reduseres. Er prisene alltid er dyrere i timene 15-18.00 vil det kunne komme en topp klokka 18.01 som en respons på en brå og forutsigbar prisendring.

### 3.3 Beskrivelse av utvalgte fleksible laster

Varme- og panelovner er den viktigste formen for oppvarming i norske husholdninger, og gir muligheter til fleksibilitet gjennom både flytting og substitusjon. Termiske tregheter i systemet gjør at lufttemperaturen vil holde seg stabil en god stund før forbrukerne vil merke en nedgang i temperaturen. I tillegg har noen slike oppvarmingsenheter muligheten til å bytte energibærere, og bruke for eksempel olje som brensel for å holde oppvarmingen oppe. Noen husholdninger har peis, og kan bruke ved fremfor elektrisitet til oppvarming [3].

En annen del av oppvarmingen i norske husholdninger kommer fra varmepumper, som lager varme ved hjelp av omgivelsesvarme og strøm. I følge NVE kan det teoretisk sett flyttes 3 GW fra varmepumper i toppplastimen i Norge, men dette er basert på at alle benyttes samtidig [22].

Økningen i antall elbiler i den norske bilparken medfører hodebry for flere nettselskap. På sikt vil store deler av transportbehovet vårt dekkes av elektrisk transport, og ladingen av disse vil medføre en stor belastning på nettet. I dag er det over 100 000 elbiler i Norge, og tallet øker fort. Bare i Norden estimeres det at forbruket fra elektrisk transport vil øke fra 0,4 TWh i dag, til 6 TWh i 2030 [3]. Heldigvis er ladingen av elbiler relativt fleksibelt, og så lenge batteriet er klart til neste kjøretur er eieren fornøyd. Med flere elbiler med stadig høyere ladeeffekt blir potensialet for fleksibilitet betydelig.

Ventilasjonsanlegg er ikke utbredt i husholdninger, men flere nærings- og yrkesbygg er avhengige av sirkulasjon av luft. Anleggene må ikke stå på hele tiden, så lenge luftkvaliteten er på et visst nivå. Ved å skru av ventilasjonen vil man unngå varmetap ved lufting, som kan føre til en nedgang i behovet for elektrisk oppvarming under utkoblingsperioden. Kjøling er en mye mindre andel av forbruket i Norge, og den lille andelen kommer hovedsakelig fra frysere og kjøleskap [3].

### 3.4 Varmtvannsberedere

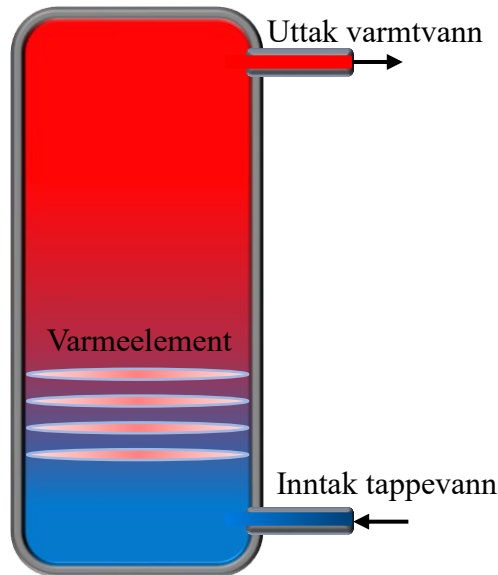
Varmtvannsberedere er lasten som egner seg best til styring av fleksibilitet på grunn av tankens termiske treghet. En varmtvannsbereder har minimalt varmetap til omgivelsene, og kan stå lenge uten strømtilførsel før temperaturen synker merkbart. Som flere andre termiske laster med termostat er varmtvannsberederen avhengig av setpunkt som forklart i avsnitt 3.2. I følge en salgssingeniør ved OSO Hotwater, har deres varmtvannsberedere en standardinnstilling fra fabrikken, satt til 70 og 75°C som henholdsvis nedre og øvre temperaturgrense, og som vil bli brukt som standard i resten av oppgaven [23].

Varmtvannsberedere bruker et varmeelement til oppvarming av vannet, og i de fleste husholdningsberedere har dette varmeelementet en effekt på 2 kW. Varmeelementet bruker 2 kW uavhengig av hvor mye vannet skal varmes opp. Det vil si at effektpåkjenningen på nettet vil være like stor ved oppvarming av 10°C som ved 30°C, det er kun energibruken over tid som blir forskjellig.

En vanlig husholdningstank rommer mellom 100-300 liter, og i denne oppgaven velges 200 liter som standard. Varmtvannet skal i standby holde en temperatur mellom 70 og 75°C. Ved bruk av varmtvann blandes inntaksvann med varmtvann fra varmtvannsberederen i et blandingsforhold som fører til ønsket temperatur. En dusj på 40°C krever mer vann fra tanken enn en dusj på 30°C. Brukes det 50 liter varmtvann fra tanken, vil det så fylles på nye 50 liter tappevann. Denne temperaturen varierer med årstiden, og kan være variere mellom ca. 5-15°C. I beregningene gjort i oppgaven er det antatt en konstant temperatur på 10°C på inntaksvannet.

Standardiseringene for varmtvannsberedere som er gjort i denne oppgaven tar utgangspunkt i spesifikasjonene for varmtvannsberederen *OSO Super Standard*, da rundt 60% av norske husholdninger benytter denne berederen [24].

En enkel skisse av hvordan en varmtvannsbereder ser ut inni er vist i figur 10. Inntaket av tappevann skjer i bunnen av varmtvannsberederen, og uttaket av varmtvann i toppen. Temperaturen i vannet er ikke homogen, og det har flere «sjiktinger» i tanken med ulik temperatur. Varmeelementet ligger som oftest 10 cm over bunnen.



Figur 10: Enkel skisse av en varmtvannsbereder med «sjikting» i temperatur

## Legionella

Legionella er en bakterie som kan utvikles i vannsystemer med lav temperatur, og er skadelig for mennesker. I følge folkehelseinstituttet vokser legionella best i temperaturer mellom 20-50°C, og bakteriene dør i temperaturer over 60°C. Det anbefales likevel at temperaturen i varmtvannsberederen skal være minst 70°C, og da tappepunktet vil ha litt lavere temperatur [25]. Ved høyt forbruk av vann vil temperaturen i tanken naturligvis være under 60°C på grunn av mengden kaldt inntaksvann i tanken, men i korte perioder er ikke dette skadelig. I følge Vidar Lund, seniorforsker ved Folkehelseinstituttet, vil det i ideelle vekstforhold ta minst en uke for legionellabakterien å utvikle seg [26]. Det er derfor trygt at tanken holder en lavere temperatur over noen timer, også mellom 20-25°C.

## Beregninger på varmtvannsberedere

Alle modelleringer gjort i oppgaven er basert på formlene som presenteres i dette delkapittelet.

En varmtvannsbereder består av en tank med vann som skal varmes opp en bestemt temperaturdifferanse,  $\Delta t$ , ved å tilføre en gitt mengde energi. Denne energimengden kan regnes ut med formel 1 og 2. Her blir det ikke tatt hensyn til varmetap.

$$Q [J] = m \cdot C_j \cdot \Delta t \quad (1)$$

$$E [kWh] = \frac{m \cdot C_j \cdot \Delta t}{T} \quad (2)$$

Hvor:

$Q = \text{energi som kreves/tilført energi [J]}$

$m = \text{volum i berederen i [kg] eller [l]. 1 liter vann} \approx 1 \text{ kg vann.}$

$C_j = \text{Spesifikk varmekapasitet. For vann: } C_j = 4,18 \left[ \frac{J}{\text{gram} \cdot ^\circ\text{C}} \right]$

$\Delta t = \text{Differanse i temperatur} \rightarrow (t_2 - t_1) [^\circ\text{C}]$

$T = \text{Tid. I dette tilfellet: 3600 sekunder (1 time)[sek]}$

Når det forbrukes varmt vann i en husholdning vil vannet som tappes være en blanding av kaldt vann rett fra inntaket, og en bestemt mengde vann fra varmtvannsberederen ut i fra hvor varmt vann man ønsker. Vannet som tappes fra tanken blir erstattet med nytt kaldt vann. Ved tilførsel av nytt vann vil vannet i tanken få en ny temperatur som kan beregnes med likevektformelen i formel 3-5. Denne temperaturen er kalt likevekttemperaturen, hvor temperaturen på de to ulikt tempererte væskene møtes. I tilfellet med varmtvannsberedere er begge væskene vann, som vil si at vi kan stryke den spesifikke varmekapasiteten,  $C_j$ , som er lik på begge sidene av balanseligningen.

Utredningen av likevekttemperaturen er vist i formel 3-5 [27]. Tanken er i realiteten ikke et homogent system, og vannet har forskjellig temperatur i topp og bunn av tanken, men for forenklingens skyld vil det bli sett bort i fra dette i hele oppgaven.

$$Q_1 = Q_2 \quad (3)$$

$$m_1 \cdot C_j \cdot (t_1 - t_{\text{likevekt}}) = m_2 \cdot C_j \cdot (t_{\text{likevekt}} - t_2) \quad (4)$$

$$t_{\text{likevekt}} = \frac{m_1 \cdot t_1 + m_2 \cdot t_2}{m_1 + m_2} \quad (5)$$

Hvor:

$t_1 = \text{temperatur tappevann } [^\circ\text{C}]$

$t_2 = \text{temperatur vann fra varmtvannsbereder (øvre setpunkt) } [^\circ\text{C}]$

$t_{likevekt}$  = temperatur på vann etter blanding av  $t_1$  og  $t_2$  [ $^{\circ}\text{C}$ ]

$m_1$  = mengde tappevann (med temperatur  $t_1$ )[l]

$m_2$  = mengde varmtvann fra varmtvannsberederen (med temperatur  $t_2$ )[l]

Med dette kan det regnes ut hva temperaturen blir ved forskjellige vannforbruk. Ta for eksempel en standard 200-liters varmtvannsbereder med en effekt på omtrent 2 kW. Dersom en husholdning tar en dusj som bruker 96 liter vann, vil det tilføres 96 liter nytt kaldt vann i tanken som skal varmes opp. Hvis påfyllvannet har en temperatur på  $10^{\circ}\text{C}$  og det resterende vannet  $75^{\circ}\text{C}$ , vil temperaturen i tanken da kunne regnes ut slik:

$$t_{likevekt} = \frac{96l \cdot 10^{\circ}\text{C} + (200l - 96l) \cdot 75^{\circ}\text{C}}{200l} = 43,8^{\circ}\text{C} \quad (6)$$

Med denne temperaturen kan deretter påkrevd oppvarming beregnes:

$$E [kWh] = \frac{200l \cdot 4,18 \left[ \frac{J}{\text{gram} \cdot ^{\circ}\text{C}} \right] \cdot (75^{\circ}\text{C} - 43,8^{\circ}\text{C})}{3600\text{sek}} = 7,25 \text{ kWh} [27] \quad (7)$$

Tiden det vil ta for berederen å varme opp vannet, er da energien delt på effekten til varmeelementet, 2 kW, som vil tilsvare 3 timer og 37 minutter.

Dersom man vet det totale vannforbruket kan man regne ut blandingsforholdet mellom vann fra varmtvannsberederen og tappevannet, for å finne ut hvor mye varmtvann som går med til for eksempel en dusj.

$$M = m_1 + m_2 \quad (8)$$

$$m_1 = M - m_2 \quad (9)$$

$$m_2 = \frac{M \cdot (t_{likevekt} - t_1)}{t_2 - t_1} \quad (10)$$

Hvor:

$M$  = mengde vann brukt totalt [l]

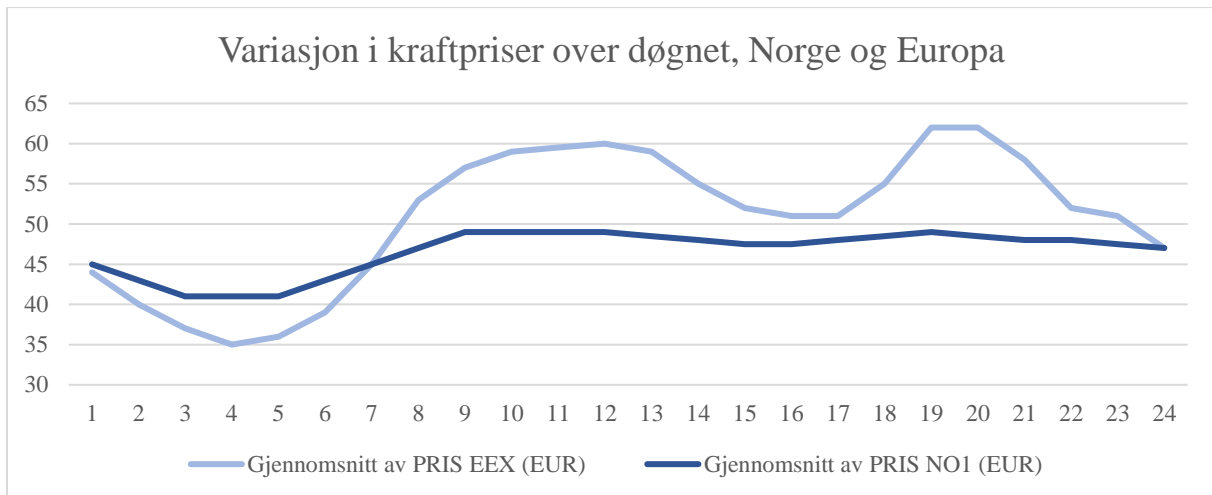
Hvis man tar forrige eksempel baklengs, vil man få dette regnestykket:

$$m_2 = \frac{200l \cdot (43,8^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C})}{75^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C}} = 104 \text{ liter} \quad (11)$$

Når man ser på forbruksdata fra varmtvannsberedere ser man intervaller av oppvarming. Hvis man finner energimengden fra et intervall, kan man regne ut hvor mye vann som ble brukt i forkant for å utløse dette intervallet. Da finner man først  $\Delta t$  gjennom formel 2, og setter  $\Delta t$  inn i formel 10. Det blir ikke tatt hensyn til varmetap, som kan utgjøre noe dersom det ikke har blitt brukt vann på en stund.

## 4 Tariffer

I Norge er den daglige variasjonen i kraftprisen mye lavere enn i andre europeiske land. Figur 11 viser at den norske prisen varierer lite mellom dag og natt. Den europeiske prisen har to topplastperioder i løpet av dagen i tillegg til stor forskjell mellom dag og natt. Den jevne strømprisen gir nordmenn lite incentiver til å endre forbruket etter pris, og er delvis grunnen til en kultur hvor nordmenn ikke er sparsomme med strøm. Hvor det for eksempel i Tyskland er ukultur å ikke skru av lyset i et tomt rom, er det helt vanlig å ignorere dette i Norge.



Figur 11: Variasjon i kraftprisen gjennom døgnet for Norge og Europa, gjengitt fra [28]

I sammenheng med ny teknologi og installasjon av smarte målere jobber NVE med å utrede en ny nasjonal tariffing som gir incentiver til forbruksendring og bevissthet rundt strømregningen. Norsk lov sier at [29]:

*«Tariffene skal utformes slik at de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet»*

NVEs målsettinger for de nye effekttariffene er som følger [30]:

- *Kravet om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet tilsier at tariffutformingen bør ta utgangspunkt i kostnadene i nettet og hvordan disse oppstår*
- *Stimulere til forbruksendringer som kan redusere investeringer i nettet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt*
- *Veie hensynet om å redusere nettinvesteringer på lang sikt opp mot hensynet til å utnytte nettkapasiteten best mulig på kort sikt*
- *Legge til rette for informerte og deltakende energibrukere og motivere til økt fleksibilitet når kundene står overfor investeringsvalg*

Tariffer er ikke godt egnet til å løse akutte situasjoner i kraftsystemet, og disse må løses med andre virkemidler, som for eksempel direkte laststyring. Tariffene gir likevel gode incentiver til forbrukerfleksibilitet, men nytteverdiene kommer på lang sikt i form av en dempet økning i

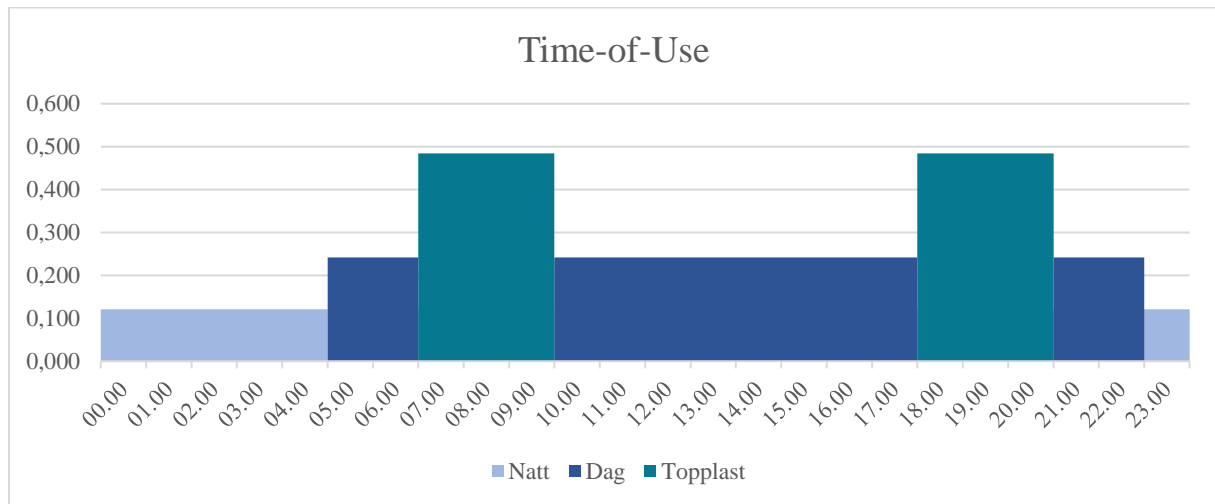


effektuttaket og utsatte eller unngåtte nettinvesteringer på grunn av bedre utnyttet kapasitet [30].

Det finnes mange ulike tariffer å velge mellom, som alle gir incentiver til ulike formål. Tariffene som presenteres i dette avsnittet skal brukes i beregninger senere i rapporten, og er utarbeidet i en masteroppgave av Sigurd Bjarghov, som ble anbefalt av veileder [31].

## 4.1 Time-of-Use

Time-of-Use (ToU) er en tariff hvor prisen på strøm er delt inn i ulike tidsblokker innenfor døgnet. Det kan for eksempel være en pris for dagtid og en tid for natt, eller det kan være enda flere blokker. Typiske prisblokker kan være lav- og høylastperioder. I eksempelet i figur 12 er det dyrest mellom 07.00-10.00 og 18.00-21.00. Helg og høytidsdager er som regel unnlatt tariffene, da kraftsituasjonen er annerledes. Prisene forhåndsregnes slik at kunden alltid er klar over hvor mye elektrisiteten koster til enhver tid.



Figur 12: Time-of-Use-tariff for hverdager, gjengitt fra [31]

Samtidig som tariffen går ut i fra forbruket, sørger den for å gjøre forbruket dyrere i topplasttimene. En slik løsning vil altså ikke kunne hjelpe i situasjoner utenfor disse tidspunktene, men gir generelt sett energikutt i forbruket i topplasttimer.

I en masteroppgave av Sigurd Bjarghov ble det utviklet tariffer, vist i Tabell 1, som brukes videre i denne oppgaven. Tariffen skiller mellom natt, dag og topplasttimene, samt helg hvor prisen er lik hele dagen.

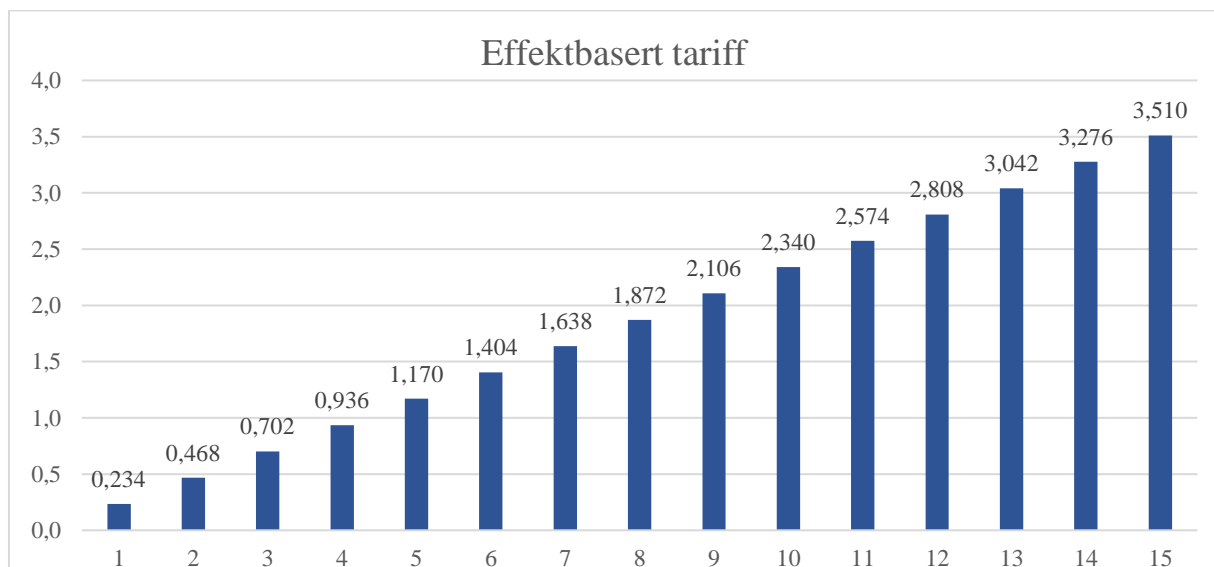
Tabell 1: Time-of-Use-tariffen fra Sigurd Bjarghavs masteroppgave [31]

		Tidssoner	Pris [kr/kWh]
Ukedag	Natt	23:00-04:59	0,121
	Dag	05:00-06:59, 10:00-17:59, 21:00-22:59	0,242
	Topplast	07:00-09:59, 18:00-20:59	0,484
Helg	Dag	00:00-23:59	0,242

## 4.2 Effektbasert tariff

Ved ToU-tariffen kan man bruke mye effekt på en gang utenfor toppplastimene, uten at man straffes særlig for det. 1 kWh mer koster det samme i de ulike tidssonene, uansett om den kommer i tillegg til et allerede høyt forbruk. Et alternativ til en slik tariff er en såkalt «effektbasert tariff». Denne tariffen tar en høyere pris per kWh per kW som forbrukes, slik at de som belaster nettet hardest også må betale mest. For eksempel vil det ikke lønne seg å lade elbilen midt på dagen, når mye annet forbruk i husstanden står på.

Figur 13 viser den effektbaserte tariffen fra Bjarghovs masteroppgave. Prisen øker lineært med 0,234 kr per kWh per kW som forbrukes, opptil 15 kWh.



Figur 13: Eksempel på effektbasert tariff, gjengitt fra [31]

Baksiden med en slik tariff er at den ikke skiller mellom ulike tider på døgnet. Kunder som engasjerer seg i flytting av forbruk eller smart lading får ikke utnyttet flyttingen optimalt, da et effektkrevende apparat vil gjøre et stort utslag i lavlasttimer også. Et forbruk på 10 kWh midt på natten koster det samme i høylasttimene.

## 4.3 Abonnert effekt

Som et kompromiss mellom de to foregående tariffene har man en tariff med «abonnert effekt». Denne tariffen er todelt, og tar hensyn til både pris-soner og «straffeprising» av høy effektbruk. Den første delen består av et fastledd, hvor forbrukeren abonnerer på en gitt mengde effekt og betaler en fast pris per kilowatt i abonnementet. Fastleddet er vist i Formel 12, hvor  $x$  er antall kilowatt abonnert:

$$F(x) = K_{fast,månedlig} + x \cdot K_{abonnert\ effekt} \quad (12)$$

Hvor:

$$K_{fast,månedlig} = \text{Den faste månedlige kostnaden} \left( \frac{kr}{kWh} \right)$$

$$K_{abonnert\ effekt} = \text{Kostnaden per kilowatt abonnert effekt} \left( \frac{kr}{kW} \right)$$

Den andre delen av tariffen er forbruksavhengig, og er kostnaden for all energien brukt over den abonnerte effekten. Prisen på denne energien er avhengig om man er i en høylasttime eller ikke. Den totale formelen for abonnert effekt er vist i Formel 13:

$$K_{\text{årlig}}(x, t) = 12 \cdot F(x) + K_{\text{normal}} \sum_{i=1}^t y(t) + K_{\text{topplast}} \sum_{i=1}^t z(t) \quad (13)$$

Hvor:

$i = 1, 2, 3, \dots, n$  (time  $i$  året)

$t = \text{timer per år}$

$x = \text{abonnert effekt}$

$K_{\text{normal}} = \text{Kostnad per kWh over } x \text{ kW utenfor topplasttimene } \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWh}}\right)$

$K_{\text{topplast}} = \text{Kostnad per kWh over } x \text{ kW i topplasttimene } \left(\frac{\text{kr}}{\text{kWh}}\right)$

$y(t) = \text{energi over } x \text{ kW brukt utenfor topplasttimene (kWh)}$

$z(t) = \text{energi over } x \text{ kW brukt i topplasttimene (kWh)}$

Dette er en veldig komplisert tariff, spesielt for forbrukere som ikke har et særlig forhold til strømbruket sin. En pilot på Hvaler testet effektbasert tariff med abonnert effekt, som resulterte i at energiforbruket og det maksimale effektuttaket gikk ned med ca. 20%, mot en forventning på 5%. Deltagerne var frivillige og mest sannsynlig over snittet interessert i eget strømforbruk, noe som mest sannsynlig påvirket resultatet. Tilbakemeldingen fra kundene var at tariffen var alt for komplisert, da de fleste ikke hadde en forståelse av begreper effekt [32].

Fra Bjarghavs rapport ble det kommet frem til følgende resultater for effekttariffen:

$$\begin{aligned} K_{\text{fast, månedlig}} &= 90 \text{ kr} \\ K_{\text{abbonert effekt}} &= 90 \text{ kr} \\ K_{\text{normal}} &= 0,452 \text{ kr/kWh} \\ K_{\text{topplast}} &= 0,904 \text{ kr/kWh} \end{aligned}$$

#### 4.4 Spotpris

I Norge står man fritt til å velge strømleverandør og strømvtale selv. De fleste strømselskap tilbyr flere ulike strømvtaler, som spotpris, fastpris, variabel etc., etter strømkundens behov. Dette er bare en liten del av regningen. For en spotprisavtale kommer det gjerne flere ledd, som en fast månedlig kostnad, en marginalkostnad slik at selskapet tjener penger og en kostnad for grønt sertifikat. Formelen for årlig kostnad ved en spotprisavtale er gitt i Formel 14. Spotprisen det regnes med i resten av oppgaven regner kun med selve spotprisen.

$$K_{\text{årlig}} = 12 \cdot K_{\text{fast, månedlig}} + \sum_{i=1}^t X_i \cdot (K_{\text{spotpris}, i} + K_{\text{marginal}} + K_{\text{grønt sertifikat}}) \quad (14)$$

Hvor de ulike elementene er:

$i = 1, 2, 3, \dots, n$  (time)

$t =$  timer per år

$X =$  forbruk for time  $i$

$K_{fast,månedlig} =$  Den faste månedlige kostnaden  $\left(\frac{\text{øre}}{kWh}\right)$

$K_{spotpris} =$  NordPool – spotprisen  $\left(\frac{\text{øre}}{kWh}\right)$

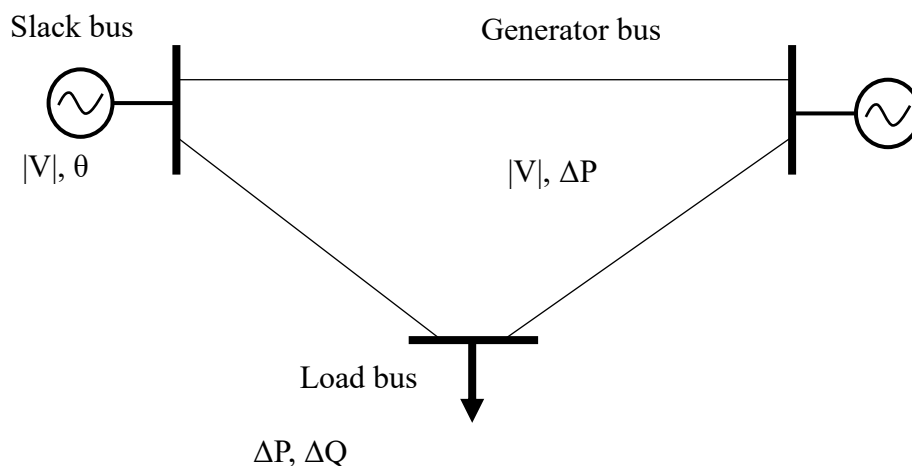
$K_{grønt\ sertifikat} =$  avgiften for grønne sertifikat  $\left(\frac{\text{øre}}{kWh}\right)$

I tillegg kommer det moms på 25% på alle kostnadene ovenfor.

## 5 Lastflyt

Et kraftsystem er dynamisk. Det er til enhver tid endring i forbruk og produksjon i nettet. Forbruket eller produksjonen i en node vil kunne påvirke spenningen, produksjonen, eller andre faktorer i en annen node. Gjennom en stasjonær lastflytanalyse kan man få et øyeblikksbilde av situasjonen i et nett, og de ulike parameterne i nettet. Man kan også utføre en lastflytanalyse for å finne ut av en fremtidig situasjon, for å planlegge fremtidige utvidelser eller oppgraderinger av et kraftnett, samt optimalisere driften av et eksisterende nett. Lastflytanalyser fungerer som et verktøy som kan finne smarte løsninger for driften av kraftnettet for å minimalisere tap eller kostnader. Lastflytanalyse er det viktigste verktøyet for å studere nettytelser ved normal drift [33].

I en lastflytanalyse undersøkes forholdet mellom fire faktorer; spenning og spenningsvinkler i hver node, samt aktiv- og reaktiv effekt i alle linjene. Avhengig av hvilken type node det er snakk om, er to av parameterne kjente og to ukjente. De to ukjente blir da funnet gjennom lastflytanalysen. En lastflytanalyse beskriver tilstanden i et kraftsystem, og prøver å minimalisere forskjellen mellom de beregnede og faktiske parameterne.



Figur 14: Eksempel på et enlinjeskjema med de tre node-kategoriene

Figur 14 viser et eksempel på et enlinjeskjema med tre noder. Nodene i skjemaet kategoriseres etter de kjente parameterne, i kategoriene *slack bus*, *load bus* og *generator bus*. I alle lastflytanalyser må det være en slack-bus som brukes til å balansere alle lastnodene. Den tar imot alle tap i systemet ved å tilføre eller trekke fra aktiv og/eller reaktiv effekt. I denne noden er spenningen og spenningsvinkelen alltid kjent, og velges som regel som  $1 \angle 0$  pu. Slack bus kan representere eksternt nett. I en lastnode er aktiv og reaktiv effekt kjent, og analysen vil beregne spenningen og spenningsvinkelen i noden. Den siste typen node i en lastflytanalyse er generatornoder. Her er spenningen og aktiv effekt kjente parametere, og noden har da altså en generator.

## 5.1 Newton-Raphson-metoden

Gjennomgangen av en lastflytanalyse som er beskrevet i dette avsnittet er hentet fra boken «Power system analysis» [34]. Det finnes flere måter å regne en lastflytanalyse på, men den mest brukte er Newton-Raphson-metoden. Newton-Raphson-metoden begynner med å gjette verdier for alle ukjente variabler og lager Taylor-rekker for alle balanseligningene i systemet. Dette resulterer i ligninger som kan uttrykkes som:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (15)$$

Hvor  $\Delta P$  og  $\Delta Q$  kan skrives som balanseligningene:

$$\Delta P_i = -P_i + \sum_{k=1}^N |V_i||V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (16)$$

$$\Delta Q_i = -Q_i + \sum_{k=1}^N |V_i||V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (17)$$

$J$  er en matrise bestående av partiellderivasjoner, og er kalt «*Jacobian Matrix*».

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad (18)$$

Når man har disse ligningene kan man begynne første iterasjon av lastflytanalysen ved å gå gjennom følgende prosess:

1. I første iterasjon «gjettes» alle ukjente spenninger og spenningsvinkler, hvor man vanligvis velger  $1 \angle 0$  pu.
2. Deretter løser man balanseligningene med de «gjettede» verdiene.
3. Lineariser systemet rundt verdiene for spenning og spenningsvinkler
4. Løs for å finne endringen i spenning og spenningsvinkel,  $\Delta|V|$  og  $\Delta\theta$ .
5. Finn de nye spenningene og spenningsvinklene
6. Kontroller at de nye verdiene er innenfor kravene. Hvis de ikke er det, gjenta prosessen fra steg 2 til kravene blir møtt.

Ved store nettstrukturer vil manuell regning av en lastflytanalyse ta unødvendig lang tid, og være veldig komplisert. I kapittel 3 av rapporten benyttes derfor analyseprogrammet PSS®E som beregningsverktøy for et lavspenningsnett gitt av NTE Nett. PSS®E et avansert beregningsprogram fra Siemens for planlegging, analyser og simuleringer av kraftsystemdrift. Noen av analysefunksjonene er blant annet lastflytanalyse, kortslutningsanalyser, beredskapsanalyse, optimal lastflyt analyse, stabilitetsanalyser, spenningsstabilitetsanalyser og mer [33]. Programmet er brukt av både Statnett og nettselskap i Norge. I denne oppgaven er formålet å undersøke spenningskvaliteten i de ulike nodene, samt sørge for at ingen av linjene blir overbelastet.

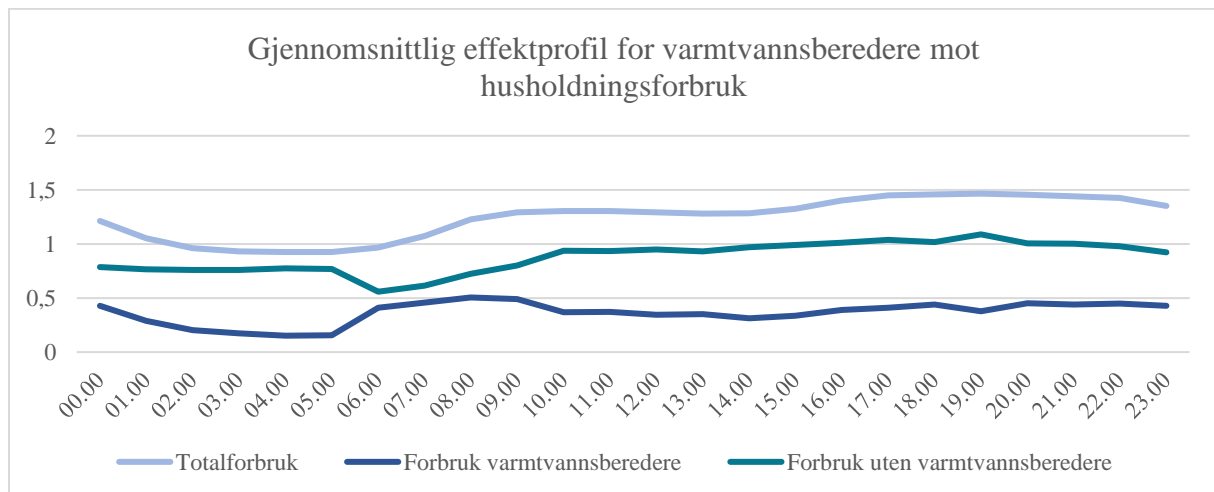
## Kapittel 2 – Modellering av fleksibilitet i varmtvannsberedere

### 6 Beskrivelse av varmtvannsberedere

Varmtvannsberedere har gode egenskaper for laststyring i form av termiske treghet, lavt prioritert og liten merkbarhet i komfort ved bortfall over noen timer. Dette er også beskrevet i teorikapittelet, avsnitt 3.4. Varmtvannsberedere er en last som lett kan modifiseres til smart drift, for eksempel ved et enkelt ut/innkoblingsrele eller å installere et tidsur. Det å koble styringsteknologi opp mot prissignaler fra for eksempel AMS kan gi nytteverdier for både kunde og netteier.

For å gjennomføre oppgaven har SINTEF Energi bidratt med målinger i minutt oppløsning av varmtvannsberedere fra husholdninger. Målingene er fra 12 ulike husstander som til sammen har 336 dager med målinger.

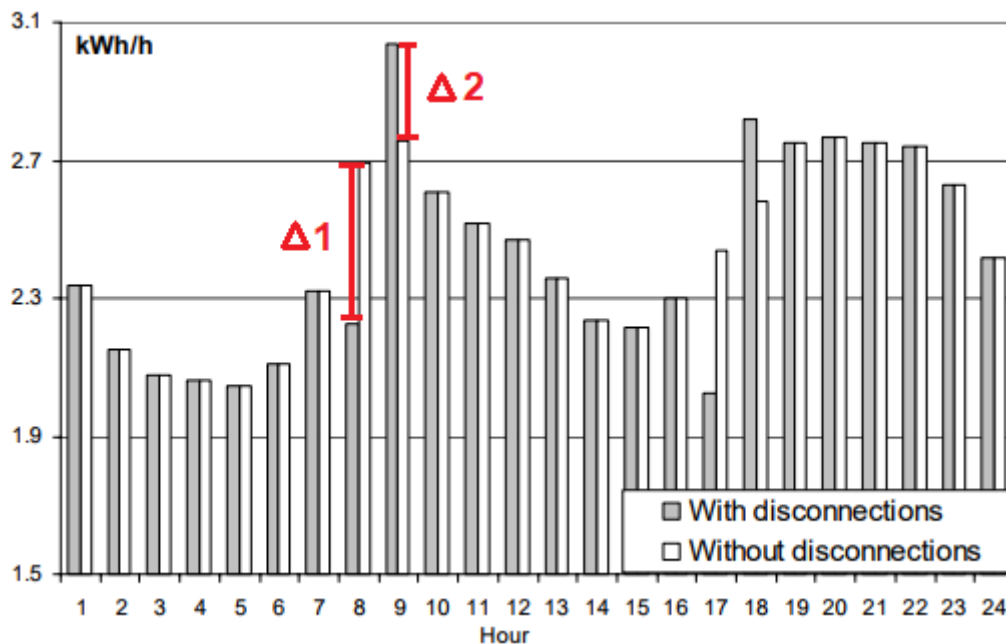
Figur 15 viser gjennomsnittlig dagsforbruk fra de 90 husholdningene fra NTE Netts målinger mot gjennomsnittsforkbruket av varmtvannsberederne. Den midterste grafen viser differansen mellom disse, altså en indikasjon på hvordan totalforbruket til husholdninger vil se ut uten varmtvannsberedere. Den største forskjellen er i morgentimene, hvor totalforbruket synker drastisk uten vannoppvarmingen. Resten av døgnet vil forbruket naturligvis være redusert, men formen på grafen er noenlunde lik. Dette viser at fleksibiliteten for varmtvannsberedere er størst i morgentimene, da de utgjør en større andel av forbruket.



Figur 15: Gjennomsnittlig husholdningsforbruk for 90 kunder over et døgn, med og uten varmtvannsberederforbruk

I doktorgradsavhandlingen til Torgeir Ericson fra 2007 ble det gjort en studie på utkobling av varmtvannsberedere i to ulike høylasttimer på dagen, time 8 og 17. Resultatet er vist i figur 16, med og uten utkoblinger for hver time [1]. Figuren viser at en utkobling av varmtvannsberederen i time 8 vil føre til en økt lasttopp i time 9, som er mye høyere enn den ville ha vært uten utkobling. Det samme gjentar seg i time 17, men med lavere utslag. Dette kan komme av at forbruket av varmtvann er lavere i time 17 enn i morgentimene.

Effektreduksjonen i utkoblingstimen( $\Delta 1$ ) er høyere enn den ekstra effekten i innkoblingstimen( $\Delta 2$ ), som er markert i figuren.



Figur 16: Forsøk på utkobling av varmtvannsberedere i time 8 og 17, med og uten utkobling, hentet fra [1]

Denne formen for utkobling legger opp til innkobling i neste time, hvor kraftsituasjonen ikke nødvendigvis er særlig annerledes. I tillegg kommer det en gjeninnkoblingseffekt. Det er derimot mulig å flytte forbruk til andre tidspunkt i døgnet hvor annet forbruk er lavere, som for eksempel natten eller tidlig om morgenen. I dette kapittelet benyttes teorien og formlene fra avsnitt 3.4 for å undersøke potensialet for slik flytting.

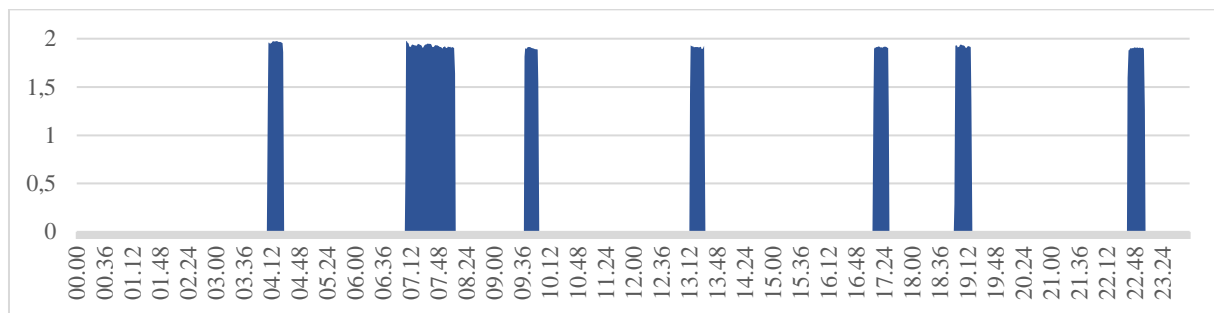
Det er utarbeidet to ulike modeller for smart styring av varmtvannsberedere som baserer seg på teknologi som er tilgjengelig i dag. Begge modellene er laget i Excel, og baserer seg på måledataene fra SINTEF Energi. Den første modellen forhåndsoppvarmer vannet tidlig om morgenen og bruker den lagrede varmen utover dagen. Den andre modellen utsetter all oppvarming av vann til natten, og sørger for at vannet er ferdig oppvarmet til morgenen etter. Dette kapittelet inneholder en gjennomgang av de to modellene, og resultatene de gir, som senere skal simuleres i et reelt distribusjonsnett i kapittel 3.

## 6.1 Forhåndsoppvarming av varmtvannsbereder

En varmtvannsbereders daglige syklus er som forklart i avsnitt 3.4, ikke med et kontinuerlig forbruk, men med effektpulser med ujevnt mellomrom basert på temperaturen i vannet og tankens setpunkter. Standardinnstillingene fra produsenter er vanligvis 75°C som øvre grense, og 70°C som nedre grense. Det vil si at dersom vannet i tanken er under 70°C vil varmelementet stå på frem til vannet har nådd en temperatur på 75°C. En vanlig effektprofil over et døgn for en varmtvannsbereder kan se ut som i figur 17. Kortere intervaller kommer av varmetap og/eller litt bruk av varmtvann fra for eksempel matlaging eller håndvask, hvor



$\Delta t$  (antall grader vannet må varmes opp) er mindre. Lengre intervaller kommer av en stor bruk av varmtvann, for eksempel en dusj, som fører til en mye større  $\Delta t$ , og lenger oppvarmingstid.



Figur 17: Vanlig effektprofil for en varmtvannsbereder

På grunn av stor effektpåkjenning ved hurtiglading forskes det mye på hvordan elbiler kan lades smartere, i all hovedsak på natten slik at bilen er ferdig ladet til morgenen. Noe av den samme teorien kan overføres til varmtvannsberedere. Dersom man på forhånd av en forventet laststopp «lader» opp varmtvannsberederen ved å øke den øvre temperaturlgrensen på vannet, vil tanken ha lagret mer energi i form av varme. Ved bruk av teknologi for å styre øvre temperaturlgrense, slik at berederen varmer opp vannet til 85°C klokken 4 om morgenen, vil det ta lenger tid før temperaturen i tanken går under 70°C. Ved en slik taktisk oppvarming kan man flytte morgenintervaller til et tidligere og rimeligere tidspunkt som ikke er like belastende for nettet.

Tabell 2, tabell 3, tabell 4 og tabell 5 viser matriseregninger i Excel, avhengig av mengden varmtvann som er brukt i for eksempel en dusj, og temperaturen på vannet som kommer ut av krana. Tallene markert i rødt er resultatene for gjennomsnittsverdiene av lengde på dusj (12 liter per minutt, 8 minutter per dusj) og dusjtemperatur. Tabell 2 viser at ved en snittdusj brukes det 41,4 liter varmtvann fra en 200 liters tank, hvor vannet er 75°C før dusjen. Hvis man derimot på forhånd har økt temperaturen på vannet til 85°C vil en gjennomsnittdusj kun kreve 35,8 liter varmtvann fra varmtvannsberederen.

Beregningene i tabell 2 er basert på formel 11, hvor  $M_{ut}$  er antall liter vann totalt brukt i dusjen (blanding av varmt og kaldt vann), og  $t_{likevekt, ut}$  er temperaturen på dusjvannet:

$$m_2 = \frac{M_{ut} \cdot (t_{likevekt, ut} - t_1)}{t_2 - t_1} \quad (11)$$

Tabell 2: Vannbidrag fra varmtvannsbereder ved gitt uttakstemperatur og vann [liter]

Hvor mye vann fra berederen trengs for ulike mengder vann og temperaturer? [liter]

Øvre temperaturgrense = 75°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	26,6	31,0	35,4	39,9	44,3	48,7
35	27,7	32,3	36,9	41,5	46,2	50,8
36	28,8	33,6	38,4	43,2	48,0	52,8
37	29,9	34,9	39,9	44,9	49,8	54,8
38	31,0	36,2	41,4	46,5	51,7	56,9
39	32,1	37,5	42,8	48,2	53,5	58,9
40	33,2	38,8	44,3	49,8	55,4	60,9
41	34,3	40,1	45,8	51,5	57,2	63,0
42	35,4	41,4	47,3	53,2	59,1	65,0
43	36,6	42,6	48,7	54,8	60,9	67,0
44	37,7	43,9	50,2	56,5	62,8	69,0

Hvor mye vann fra berederen trengs for ulike mengder vann og temperaturer? [liter]

Øvre temperaturgrense = 85°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	23,0	26,9	30,7	34,6	38,4	42,2
35	24,0	28,0	32,0	36,0	40,0	44,0
36	25,0	29,1	33,3	37,4	41,6	45,8
37	25,9	30,2	34,6	38,9	43,2	47,5
38	26,9	31,4	35,8	40,3	44,8	49,3
39	27,8	32,5	37,1	41,8	46,4	51,0
40	28,8	33,6	38,4	43,2	48,0	52,8
41	29,8	34,7	39,7	44,6	49,6	54,6
42	30,7	35,8	41,0	46,1	51,2	56,3
43	31,7	37,0	42,2	47,5	52,8	58,1
44	32,6	38,1	43,5	49,0	54,4	59,8

Tabell 3 viser hva temperaturen i tanken vil bli, etter at mengden vann fra matrisen i tabell 2 er hentet ut fra tanken, og samme mengde nytt vann med en antatt temperatur på 10°C er fylt etter. Rutene som er grønne har temperatur over 70°C, og har dermed ikke behov for å bruke energi til oppvarming etter dusjen. Ved den normale temperaturgrensen vil temperaturen på vannet i tanken gå under 70°C og aktivere varmeelementet for å øke temperaturen for samtlige dusjvarianter. Hvis vannet derimot har blitt varmet opp til 85°C på forhånd, vil det i flere tilfeller, inkludert gjennomsnittsdusjen, ikke være behov for energi til oppvarming av varmtvann. Den nye temperaturen i tanken regnes ut i fra formel 5. Siden  $m_2$  er mengden varmtvann fra varmtvannsberederen tappet ut av varmtvannsberederen i tabell 3 (ref. formel 11), er mengden vann som må fylles på med temperatur  $t_1$ , lik  $m_2$ .

$$t_{\text{likevekt}} = \frac{m_2 \cdot t_1 + m_1 \cdot t_2}{m_1 + m_2} \quad (5)$$

Tabell 3: Ny temperatur i tank ved gitt forbruk av varmt vann [°C]

Hva blir temperaturen i tanken etter en dusj? [°C]

Øvre temperaturgrense = 75°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	66,4	64,9	63,5	62,0	60,6	59,2
35	66,0	64,5	63,0	61,5	60,0	58,5
36	65,6	64,1	62,5	61,0	59,4	57,8
37	65,3	63,7	62,0	60,4	58,8	57,2
38	64,9	63,2	61,6	59,9	58,2	56,5
39	64,6	62,8	61,1	59,3	57,6	55,9
40	64,2	62,4	60,6	58,8	57,0	55,2
41	63,8	62,0	60,1	58,3	56,4	54,5
42	63,5	61,6	59,6	57,7	55,8	53,9
43	63,1	61,1	59,2	57,2	55,2	53,2
44	62,8	60,7	58,7	56,6	54,6	52,6

Hva blir temperaturen i tanken etter en dusj? [°C]

Øvre temperaturgrense = 85°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	76,4	74,9	73,5	72,0	70,6	69,2
35	76,0	74,5	73,0	71,5	70,0	68,5
36	75,6	74,1	72,5	71,0	69,4	67,8
37	75,3	73,7	72,0	70,4	68,8	67,2
38	74,9	73,2	71,6	69,9	68,2	66,5
39	74,6	72,8	71,1	69,3	67,6	65,9
40	74,2	72,4	70,6	68,8	67,0	65,2
41	73,8	72,0	70,1	68,3	66,4	64,5
42	73,5	71,6	69,6	67,7	65,8	63,9
43	73,1	71,1	69,2	67,2	65,2	63,2
44	72,8	70,7	68,7	66,6	64,6	62,6

I tabell 4 kan man se hvor mye energi oppvarming av  $\Delta t$ , altså differansen mellom 75°C og temperaturen i tanken vil kreve. Denne beregningen er gjort i fra Formel 2:

$$E [kWh] = \frac{m \cdot C_j \cdot \Delta t}{T} \quad (2)$$

Tabell 4: Energi krevd for å varme opp vannet i tanken ved en gitt  $\Delta t$ .

Hvor mye energi kreves det for å varme opp tanken (til 75°C) igjen? [kWh]							Hvor mye energi kreves det for å varme opp tanken (til 75°C) igjen? [kWh]						
Øvre temperaturgrense = 75°C							Øvre temperaturgrense = 85°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132	Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	2,01	2,34	2,68	3,01	3,34	3,68	34	-	-	-	-	-	1,36
35	2,09	2,44	2,79	3,14	3,48	3,83	35	-	-	-	-	-	1,51
36	2,17	2,54	2,90	3,26	3,62	3,98	36	-	-	-	-	1,30	1,66
37	2,26	2,63	3,01	3,39	3,76	4,14	37	-	-	-	-	1,44	1,82
38	2,34	2,73	3,12	3,51	3,90	4,29	38	-	-	-	1,19	1,58	1,97
39	2,42	2,83	3,23	3,64	4,04	4,44	39	-	-	-	1,31	1,72	2,12
40	2,51	2,93	3,34	3,76	4,18	4,60	40	-	-	-	1,44	1,86	2,28
41	2,59	3,02	3,46	3,89	4,32	4,75	41	-	-	-	1,57	2,00	2,43
42	2,68	3,12	3,57	4,01	4,46	4,90	42	-	-	1,24	1,69	2,14	2,58
43	2,76	3,22	3,68	4,14	4,60	5,06	43	-	-	1,36	1,82	2,28	2,74
44	2,84	3,32	3,79	4,26	4,74	5,21	44	-	-	1,47	1,94	2,42	2,89

Tabell 5 viser hvor lang tid det vil ta å varme opp vannet tilbake til 75°C med et varmeelement på ca. 2 kW, oppgitt i timer.

Tabell 5: Tid det tar å varme opp vannet i varmtvannsberederen etter en dusj med gitt temperatur og lengde

Hvor lang tid tar det å varme opp de ulike dusjene? [timer]							Hvor lang tid tar det å varme opp de ulike dusjene? [timer]						
Øvre temperaturgrense = 75°C							Øvre temperaturgrense = 85°C						
Liter/temp.	72	84	96	108	120	132	Liter/temp.	72	84	96	108	120	132
34	1,00	1,17	1,34	1,50	1,67	1,84	34	-	-	-	-	-	0,68
35	1,05	1,22	1,39	1,57	1,74	1,92	35	-	-	-	-	-	0,75
36	1,09	1,27	1,45	1,63	1,81	1,99	36	-	-	-	-	0,65	0,83
37	1,13	1,32	1,50	1,69	1,88	2,07	37	-	-	-	-	0,72	0,91
38	1,17	1,37	1,56	1,76	1,95	2,15	38	-	-	-	0,59	0,79	0,98
39	1,21	1,41	1,62	1,82	2,02	2,22	39	-	-	-	0,66	0,86	1,06
40	1,25	1,46	1,67	1,88	2,09	2,30	40	-	-	-	0,72	0,93	1,14
41	1,30	1,51	1,73	1,94	2,16	2,38	41	-	-	-	0,78	1,00	1,21
42	1,34	1,56	1,78	2,01	2,23	2,45	42	-	-	0,62	0,85	1,07	1,29
43	1,38	1,61	1,84	2,07	2,30	2,53	43	-	-	0,68	0,91	1,14	1,37
44	1,42	1,66	1,89	2,13	2,37	2,61	44	-	-	0,73	0,97	1,21	1,44

## 7 Beskrivelse av modellene

### 7.1 Forhåndsoppvarmingsmodellen

Resultatene fra beregningene tidligere i kapittelet viser at det ligger et potensial for fleksibilitet i å varme opp vannet på forhånd. Jo mer man varmer det opp, jo større blir potensialet for fleksibilitet. Energien som blir «spart» kan beregnes med Formel 2 fra avsnitt 0:

$$E [kWh] = \frac{m \cdot C_j \cdot \Delta t}{T} = \frac{200 \text{ liter} \cdot 4,18 \left[ \frac{J}{\text{gram} \cdot ^\circ\text{C}} \right] \cdot 10^\circ\text{C}}{3600 \text{ sek}} = 2,322 \text{ kWh} \quad (2)$$

Denne besparelsen vil kun være avhengig av  $\Delta t$ , uansett mengde varmtvann brukt eller temperatur på vannet som tas ut. I realiteten vil varmetapet spille inn på  $\Delta t$ , slik at energigevinsten blir noe lavere. Ved  $\Delta t = 10^\circ\text{C}$  vil oppvarmingsintervallet ta ca. 70 minutter for en varmtvannsbereder med et varmeelement på 2 kW.

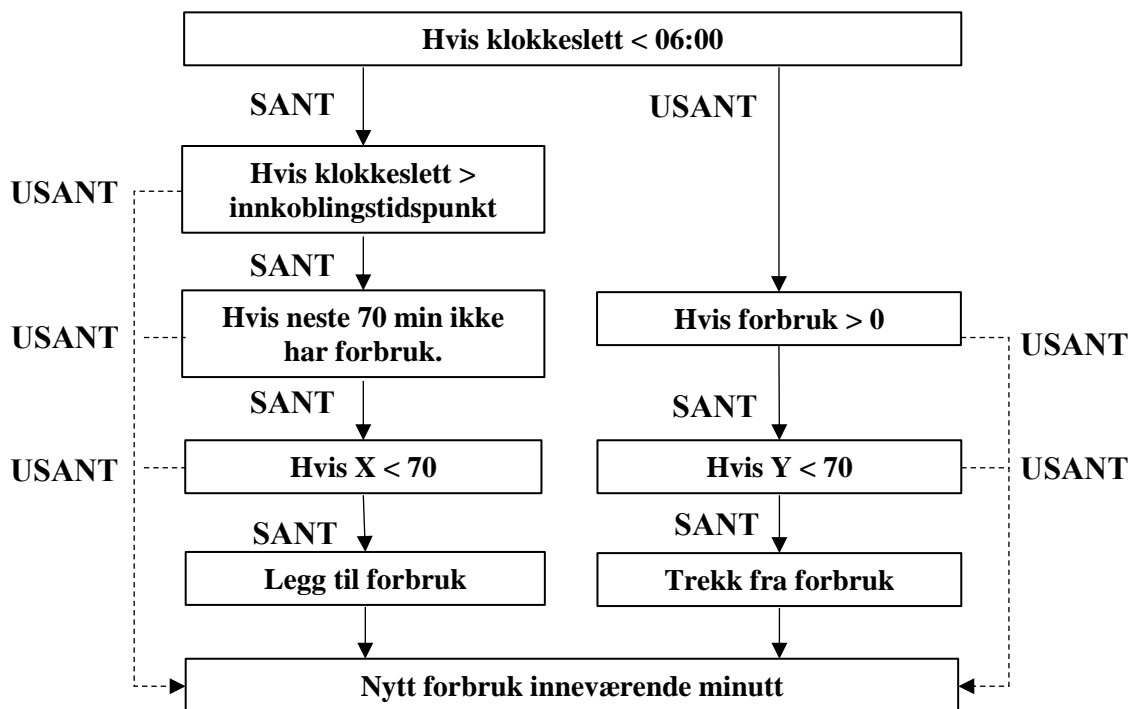
På grunnlag av dette resultatet ble det laget en modell i Excel som automatisk starter oppvarming av vannet i tanken. Blokkskjemaet av modellen er vist i figur 21. Modellen baserer seg på HVIS-funksjonen i Excel, og krever forbruksdata i minutt oppløsning. Den går gjennom blokkskjemaet en gang per minutt og eventuelt endrer forbruket inneværende minutt dersom kriteriene oppfylles.

Dersom klokken er før 06:00 vil modellen prøve å varme opp varmtvannet til  $85^\circ\text{C}$ . Den leter etter et tidsintervall på 70 minutter uten eksisterende forbruk. Dette tidsintervallet må ligge mellom et gitt innkoblingstidspunkt og 04:49 for at varmtvannet skal være ferdig oppvarmet til 06:00. Innkoblingstidspunktet er ulikt for hver varmtvannsbereder, og er definert av en tilfeldig faktor for å sikre at ikke alle varmtvannsberederne kobler inn samtidig. I realiteten kan man ikke forutse når en oppvarmingspuls vil oppstå, så en mer realistisk modell ville ikke tatt hensyn til forbruk som kommer i veien. Da vil oppvarmingen til  $85^\circ\text{C}$  ta litt lenger tid enn 70 minutter fordi den må medregne en større  $\Delta t$ . Det ble valgt å ikke legge inn dette i modellen, da dette kun skulle være en veldig enkel simulering av prinsippet ved forhåndsoppvarming.

Videre teller modellen hvert minutt som forhåndsoppvarmes, og antallet er gitt ved X. Dersom X er under 70 minutter vil varmeelementet aktiveres for forhåndsoppvarming. Når X er større enn 70 minutter er varmtvannsberederen varmet opp til  $85^\circ\text{C}$ , og det legges ikke til mer forbruk. Forbruket som legges til er hentet fra tilsvarende minutt etter klokken 06:00. Dvs. at dersom X=19 minutter, vil forbruket som legges til være forbruket i minutt 19 med forbruk over 0 kW.

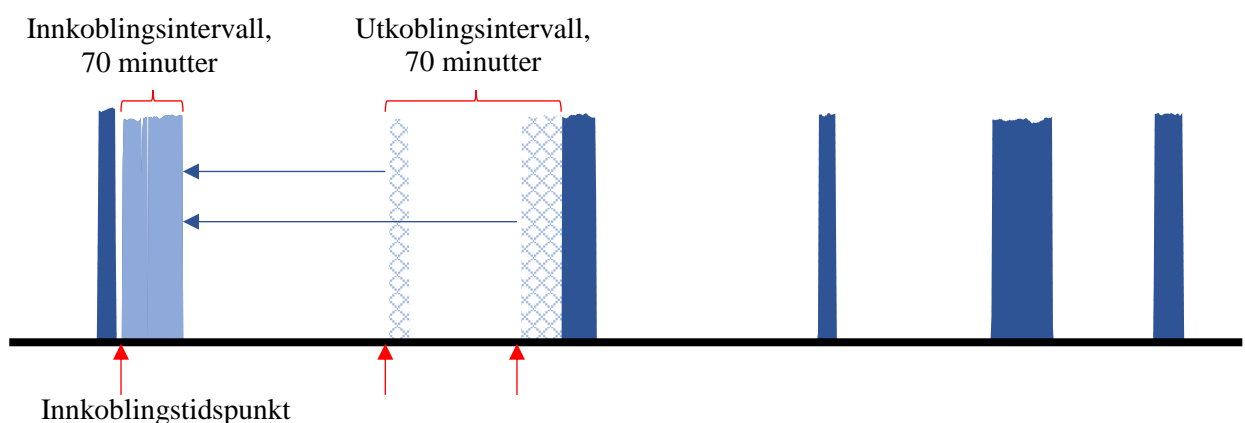
Hvis klokkeslettet er senere enn 06:00 vil modellen begynne å «fjerne» de første 70 minuttene med forbruk som har blitt flyttet tidligere på dagen. Disse telles opp på tilsvarende måte som før klokken 06:00, og antallet er gitt ved Y. Dersom første effektpuls er kortere enn

70 minutter, leter intervallet etter neste effektpuls og fjerner energien tilsvarende de gjenværende minuttene.



Figur 18: Blokkskjema av forhåndsoppvarmingsmodellen

Figur 19 viser modellen i bruk for én husholdning. Den viser også prinsippet med økning av øvre temperaturgrense. Tanken bak oppvarmingen er at det øvre setpunktet blir økt til 85°C helt frem til et innstilt tidspunkt, i dette tilfellet 06:00, hvor øvre setpunkt settes ned til 75°C igjen. Det vil si at selv om vannet i tanken er oppvarmet, så er det øvre setpunktet fortsatt 85°C frem til dette tidspunktet. Eventuelle forbrukspulser mellom ferdig forhåndsoppvarming og 06:00 blir stående.



Figur 19: Forklaring av flytting gjennom forhåndsoppvarmingsmodellen

## 7.2 Nattoppvarmingsmodellen

Modell nummer to baserer seg på flytting av forbruk ved å skru av varmtvannsberederen frem til natten. Siden legionellabakterier trenger lave temperaturer over en ukes tid, er det ingen hygienisk fare ved å la varmtvannsberederen være utkoblet flere timer. Med denne forutsetningen kan man skru av varmtvannsberederen og la temperaturen synke

Prinsippet går ut på at man slår av strømmen på et bestemt tidspunkt, her klokken 05:00. Når det brukes vann utover dagen, fylles det på med nytt vann, men varmeelementet slår ikke inn selv om temperaturen går under 70°C. Slik kan man tyne varmtvannsberederen, enten helt til man må koble den inn på grunn av lav temperatur, eller fordi det er natt. Ved et moderat vannforbruk skal dette kunne fungere uten merkbar reduksjon i komfort hos forbrukeren.

En varmtvannsbereder har en gitt mengde vann som i standby skal ha en temperatur mellom 70-75°C dersom setpunktene fra fabrikken ikke er endret. På grunn av trykkkravet i vannsystemet i boligen og for å unngå luft i vannrørene, må det kontinuerlig fylles på med vann i tanken, og man kan ikke skru av vanntilførselen for å holde temperaturen oppe i det resterende vannet. Derfor vil temperaturen i varmtvannet synke gjennom dagen ved påfyll av nytt tappevann på 10°C og oppvarmingen er skrudd av. Det skal likevel brukes veldig mye vann før temperaturen faller under en viss komfortgrense, for eksempel 45°C. Grunnen til at 45°C er valgt som nedre grense, er at dersom det skulle oppstå et høyt forbruk av vann i oppvarmingsintervallet, vil vannet i tanken likevel være varmt nok til at forbrukeren ikke merker noe. Det er sjelden at forbrukere trenger vann varmere enn 40°C, og 45°C er derfor en god margin.

Tidspunktet for utkoblingen av varmtvannsberederen må ikke nødvendigvis være om morgenen, man kan også skru den av senere på dagen slik at man får redusert mer forbruk i topplasttiden på ettermiddagen. Det er likevel morgenen fra klokken 05:00 og utover som har størst vannforbruk og størst potensial for topplastreduksjon.

Forbruksdataene er i utgangspunktet sortert fra 00:00 til 23:59 hvert døgn. I denne modellen starter flyttingen klokken 05:00, og oppvarmingen av vannet skjer langt utover natten. Derfor har dataene blitt flyttet på, slik at dataene før 05:00 blir plassert etter 23:59 samme døgn.

Figur 20 viser et skjermbilde av toppen av modellen. Arbeidsboken i Excel består av to ark, «Mellomregning» og «Modellen». Arbeidsarket «Modellen» viser input, hvor man setter inn lastdata, og man får ut det ferdige resultatet av flyttingen. Dette arket konverterer også minuttdata over til timesverdier. Det er «Mellomregning»-arket som gjør selve jobben, og som vises i figur 20. Mellomregningsarket henter de innlimte forbruksdataene, og sorterer de inn i tidsrekken fra 05:00, og går gjennom en rekke steg før det nye, flyttede forbruket kan sendes tilbake til «Modellen»-arket. Hvert trinn i modellen beregnes for 90 boliger, men for bedre oversikt, er kolonnene for Bolig 2-89 skjult i hvert trinn.

Nattoppvarmingsmodellen er litt komplisert fordi den opererer i en «alternativ virkelighet». Modellen ville ikke gitt samme resultat i virkeligheten forbruksdataene ikke viser det reelle

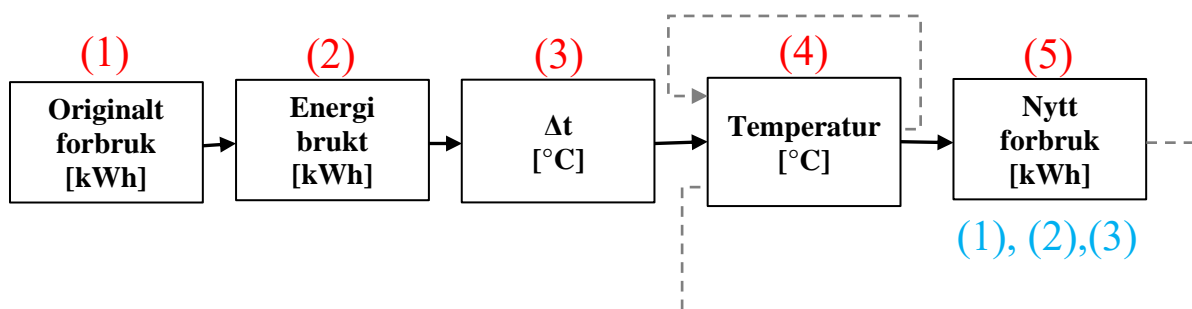
temperaturnivået i tanken til enhver tid. Derfor må modellen regne seg «tilbake» gjennom effektprofilen, og tolke effektbruk som vannforbruk istedenfor oppvarming. For de minuttene modellen registrerer forbruk fra varmtvannsberederen, konverterer den energimengden til en  $\Delta t$ . I modellen går da temperaturen ned, mens den i realiteten har vært på vei opp. Modellen simulerer slik et nytt vannforbruk, og temperaturen i tanken gjennom dagen blir litt forskjøvet fra hvordan det ville vært i realiteten. Tilsvarende vil energimengden gjennom dagen være lik i realiteten og i modellen, bare med litt forskjøvet tidsmerke. Gangen gjennom dette forklares mer i kommende underavsnitt. Sett bort i fra forskyvningsproblemet er nattoppvarmingsmodellen en «sanntidsmodell» som tar avgjørelser basert på tilstanden i tanken.

	Forbruk, sortert		Energi brukt		$\Delta t$ [°C]		Temperatur		Nytt forbruk	
	Bolig 1	Bolig 90	Bolig 1	Bolig 90	Bolig 1	Bolig 90	Bolig 1	Bolig 90	Bolig 1	Bolig 90
	2,048	2,539	6,05	1,0102					0,92361	0,11389
05:00	0	(1) 0	0	(2) 0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	(3) 0,0
05:01	0	(1) 0	0	(2) 0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	(3) 0,0
05:02	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:03	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:04	0	(1) 0	0	(2) 0	0,000	(3) 0,000	75,000	(4) 75,000	0,0	(5) 0,0
05:05	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:06	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:07	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:08	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:09	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:10	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:11	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0
05:12	0	0	0	0	0,000	0,000	75,000	75,000	0,0	0,0

Figur 20: Skjermbilde av nattoppvarmingsmodellen i Excel

## Oppbygning av modellen

Figur 21 viser et blokkskjema av modellen, som forteller hvordan hver rad nedover i modellen opererer. De grå stiplede linjene viser at blokken henter verdier fra tidligere rader som en tilbakekobling. Funksjonene bak parentesene i rødt og blått forklares nærmere under.



Figur 21: Blokkskjema av nattoppvarmingsmodellen

Radene merket med blått figur 20 gir individuell informasjon om boligen i inneværende kolonne basert på data herfra, og brukes i beregninger i modellen. De regner ut følgende:

- (1) **Varmeelementet:** Denne raden regner ut effekten til varmeelementet i hver bolig, da beregningene ikke blir nøyaktige nok med en antagelse på 2 kW. Effekten regnes ut som gjennomsnittet av alle forbruksdata i kolonnen større enn 1,5 kW.
- (2) **Total oppvarmingstid:** Denne raden regner ut det totale energiforbruket til boligen i kolonnen gjennom døgnet og deler det på effekten til varmeelementet (1). Dette gjøres for å fastsette hvor lang oppvarmingstid hver enkelt varmtvannsbereder vil trenge, og er med på å sikre en jevn innkobling av forbruket slik at varmtvannsberedere som trenger lengst tid blir koblet inn først.
- (3) **Innkoblingstidspunkt:** Denne raden bestemmer når varmtvannsberederen skal koble inn, basert på raden for total oppvarmingstid (3). Ut i fra lengden på oppvarmingstiden finner den et tilfeldig tidspunkt for innkobling mellom tidsrammene for «lengdekategorien» den tilhører.

Hver boks i blokkskjemaet tilhører en kolonne i modellen, som vist i skjermbildet. Hver rad nedover i modellen starter som begynnelsen av blokkskjemaet, og henter noen ganger informasjon fra tidligere rader eller fra de blå radene. For hver blokk skjer følgende:

- (1) **Originalt forbruk:** Den første kolonnen inneholder forbruksdata som er hentet fra «Modellen»-arket og sortert til riktig tidspunkt siden dagen er vridd.
- (2) **Energi brukt:** For å regne ut hvor mye energi som er brukt, deles forbruket på 60 for å få kWh/min.
- (3)  **$\Delta t$ :** Hver gang det brukes energi, tilsvarer dette en  $\Delta t$ , et simulert temperaturfall i vannet. Denne differansen regnes ut ved å snu på Formel 2, og bruker energien regnet ut i (2).  $\Delta t$  forteller altså hvor mye temperaturen har sunket dette minuttet i forhold til energien som ble brukt i (1). Denne kolonnen tar ikke med temperaturøkningen dersom varmeelementet starter.

$$\Delta t = \frac{T \cdot E \text{ [kWh/min]}}{m \cdot C_j} \quad (2)$$

- (4) **Temperaturkolonnen** er en tilstandskolonne som forteller temperaturen i tanken inneværende minutt. Temperaturkolonnen akkumuleres, ved at temperaturendringen legges til temperaturen for minuttet før. Temperaturen regnes ut ved å trekke fra  $\Delta t$  fra temperaturen fra minuttet før, samtidig som den legger til en eventuell temperaturøkning dersom varmeelementet til varmtvannsberederen sto på minuttet før. En eventuell temperaturøkning regnes ut med Formel 2 som ved kolonne  $\Delta t$ .
- (5) **Nytt forbruk:** Den siste kolonnen, «Nytt forbruk»-kolonnen, kobler inn varmtvannsberederens varmeelement (1) på signal fra modellen. Signalet kommer enten på grunn av et satt innkoblingstidspunkt (3), eller fordi temperaturen i tanken går under en bestemt grense (45°C). Da begynner den å varme opp vannet helt til det når 75°C. Når tanken først er skrudd på igjen, vil den legge inn de vanlige setpunktene, og kobler inn varmeelementet dersom temperaturen går under 70°C.

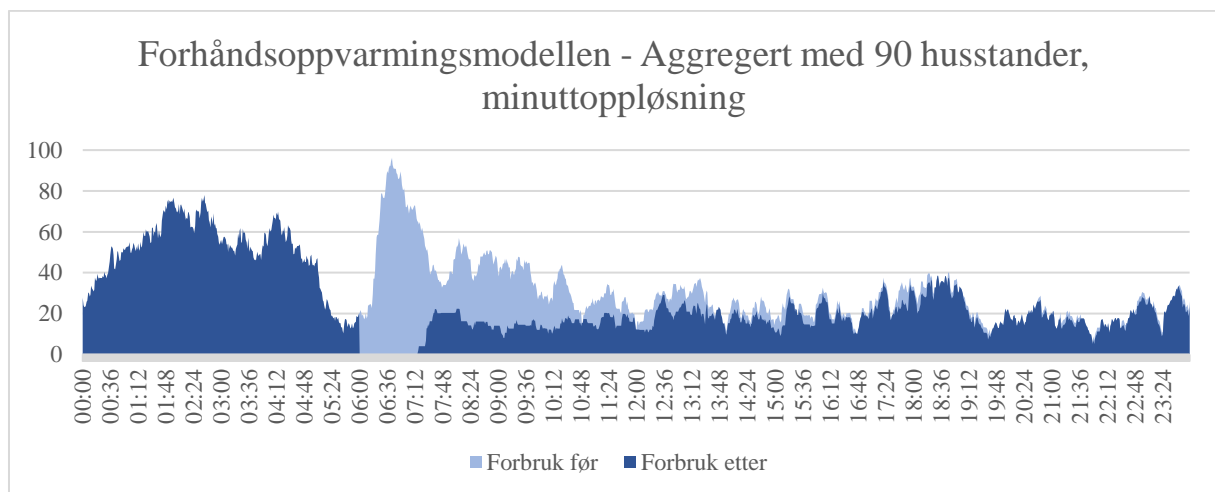


## 8 Aggregert fleksibilitet fra 90 husstander

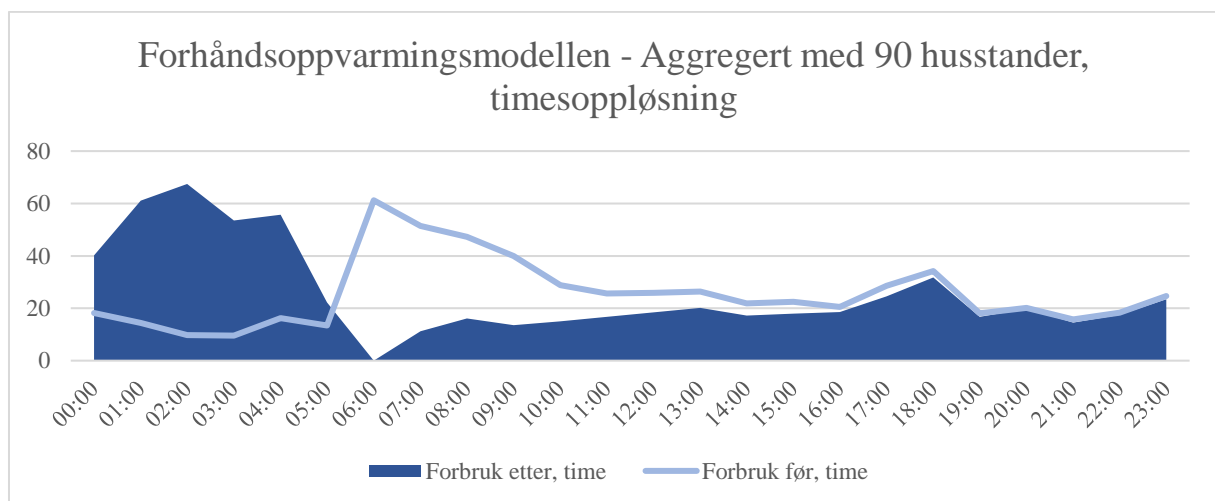
Å hente ut fleksibilitet fra en enkelt husstand gir veldig lite effektreduksjon, sett fra netteier. Det er først når fleksibiliteten fra flere husstander aggregeres opp at det får en nytteverdi. De to modellene som presenteres ble derfor utvidet til å håndtere 90 husstander. Grunnen til at det ble valgt 90 husstander er fordi det er antallet lasttilknytninger i nettet fra NTE Nett som skal benyttes senere i oppgaven.

### 8.1 Forhåndsoppvarmingsmodellen aggregert med 90 husstander

Et mulig utfall av modellen er vist i figur 22 og figur 23, i henholdsvis minutt- og timesoppløsning. Figuren viser effektprofilen av det aggregerte varmtvannsberederforbruket for 90 husholdningskunder, før og etter aktivering av forhåndsoppvarmingsmodellen. For å unngå at alle varmtvannsberederne starter forhåndsoppvarmingen samtidig, starter innkoblingen i berederne i tilfeldige minutter mellom 00:00 og 04.49. Slik blir innkoblingene spredt utover, og man unngår en sammenfallende forbruk. Resultatet av modellen er da forskjellig hver gang man kjører den, siden innkoblingen er tilfeldig. Figur 23 viser resultatet av modellen i timesoppløsning.



Figur 22: Resultat av forhåndsoppvarming av 90 varmtvannsberedere, minutttoppløsning



Figur 23: Resultat av forhåndsoppvarming av 90 varmtvannsberedere, timesoppløsning

Tabell 6 viser forbruket før og etter for 90 varmtvannsberedere samlet, og differansen mellom dem. Summen av de negative/positive differansene hver for seg er den totale fleksibiliteten som er utløst. I dette beregningseksemplet er det 218,35 kWh.

Tabell 6: *Fleksibilitet utløst ved forhåndsoppvarmingsmodellen for 90 varmtvannsberedere*

	<b>Forbruk før [kWh]</b>	<b>Forbruk etter [kWh]</b>	<b>Differanse [kWh]</b>
00:00	18,2	40,1	-21,9
01:00	14,4	61,0	-46,6
02:00	9,7	67,5	-57,7
03:00	9,6	53,5	-43,9
04:00	16,2	55,8	-39,5
05:00	13,5	22,2	-8,7
06:00	61,2	0,0	61,2
07:00	51,5	11,2	40,2
08:00	47,3	16,2	31,1
09:00	40,0	13,5	26,5
10:00	28,8	15,0	13,8
11:00	25,6	16,7	9,0
12:00	25,8	18,5	7,4
13:00	26,4	20,1	6,3
14:00	21,8	17,2	4,7
15:00	22,4	17,9	4,5
16:00	20,5	18,5	2,0
17:00	28,6	24,6	4,0
18:00	34,2	31,7	2,5
19:00	18,1	16,7	1,4
20:00	20,1	19,7	0,4
21:00	15,7	14,5	1,3
22:00	18,3	17,4	0,9
23:00	24,7	23,4	1,3
<b>SUM</b>	<b>612,8</b>	<b>612,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Fleksibilitet utløst</b>			<b>218,35</b>

Tabell 7 viser forskjellen på makslasten inneværende time for minutt- og timesoppløsning. Fra figur 22 og figur 23 kan man se at den faktiske effekten mellom 06-07:00 er mye høyere i minutttoppløsning enn den maksimalverdien som fremkommer i timesoppløsningen.

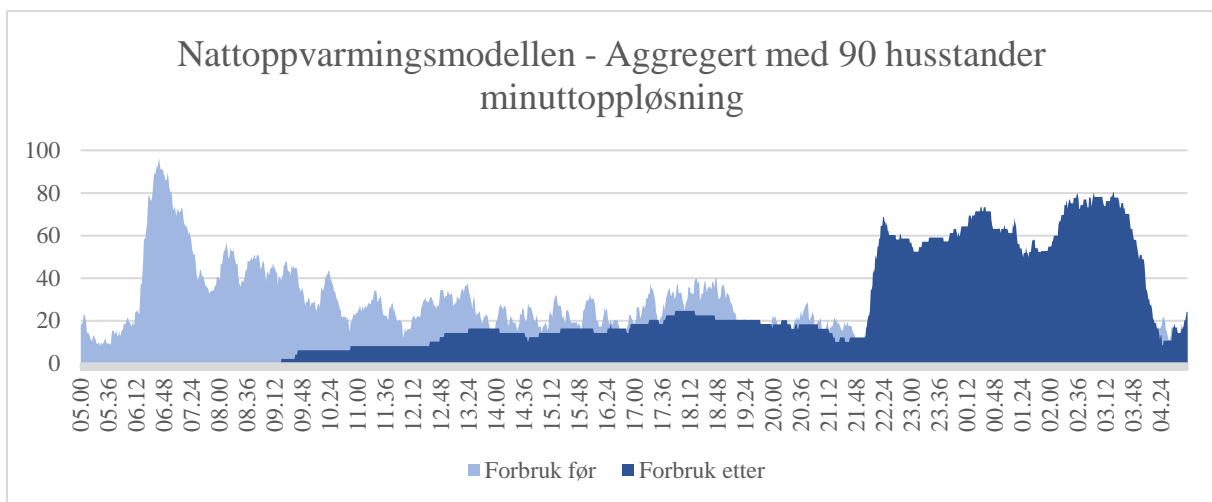
Tabell 7: Endringer i makslast for forhåndsoppvarmingsmodellen

Tid	Endring i makslast [kW]		
	Minutt-oppløsning	Times-oppløsning	Differanse
06:00	96,2	61,2	35,0
07:00	73,7	40,2	33,4
08:00	38,0	31,1	6,9
09:00	36,8	26,5	10,3
10:00	29,3	13,8	15,5
11:00	14,4	9,0	5,4
12:00	17,9	7,4	10,5
13:00	17,0	6,3	10,7
14:00	9,3	4,7	4,6
15:00	10,9	4,5	6,4
16:00	4,6	2,0	2,6
17:00	11,0	4,0	7,0
18:00	7,8	2,5	5,2
19:00	2,6	1,4	1,2
20:00	2,0	0,4	1,6
21:00	3,4	1,3	2,1
22:00	2,6	0,9	1,7
23:00	2,6	1,3	1,3
<b>Energi flyttet</b>	<b>218,4 kWh</b>		

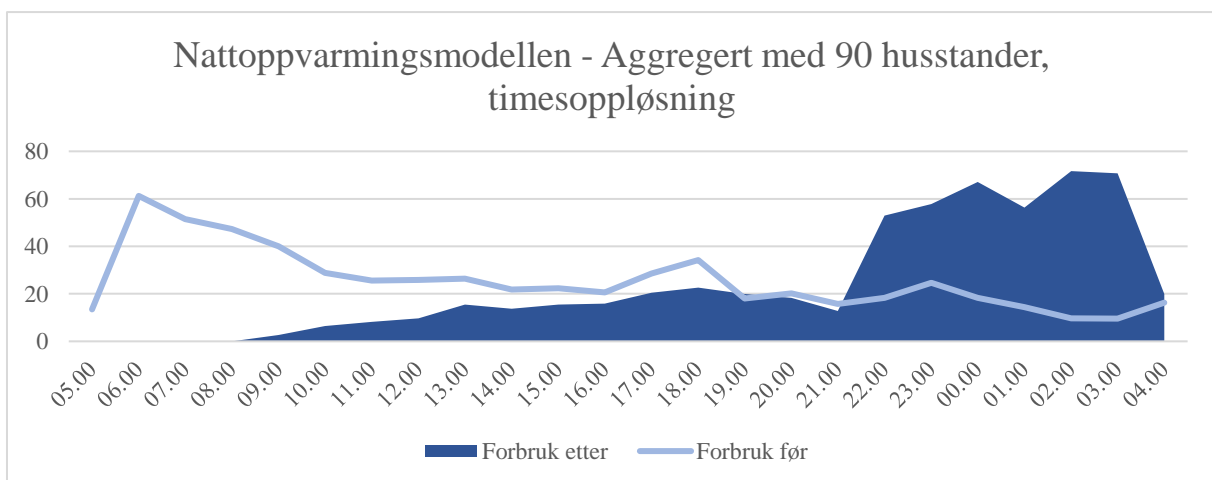
## 8.2 Nattoppvarmingsmodellen aggregert med 90 husstander

Et mulig utfall for nattoppvarmingsmodellen er vist i figur 24 og figur 25, i henholdsvis minutt- og timesoppløsning. Figuren visereffektprofilen av det aggregerte varmtvannsberederforbruket for 90 husholdningskunder, før og etter aktivering av nattoppvarmingsmodellen. Som figuren viser vil det alltid være noen varmtvannsberedere som kobler inn før tiden, på grunn av høyt forbruk av varmtvann. Med en funksjon som sørger for jevn innkobling, er maks effekt for forbruket før nattoppvarming er iverksatt faktisk høyere enn forbruket etter. Denne fordelens forsvinner i figur 25 som viser den samme effektprofilen, bare i timesoppløsning. Her ser det ut som at forbruket etter er høyere.

De to figurene er bare ett av veldig mange alternativer for hvordan grafene kan se ut. For hver gang modellen kjøres, vil den tilfeldige innkoblingsfaktoren endre effektprofilen og man kan være uheldig og få en veldig høy effekttopp. I en reell modell burde innkoblingen av varmtvannsberederne koordineres bedre slik at man er sikret en enda mer forutsigbar innkobling.



Figur 24: Effektprofil for nattoppvarmingsmodellen, minutttoppløsning



Figur 25: Effektprofil for nattoppvarmingsmodellen, timesoppløsning

Tabell 8 viser at det i dette tilfellet ble utløst 321,7 kWh i fleksibilitet. Tidsrekken er snudd, som forklart i avsnitt 7.2, og dagen begynner klokken 05:00 når varmtvannsberederne skrur av.

Det originale forbruket fra varmtvannsberederne var 612,8 kWh i løpet av døgnet. Forbruket etter flyttingen er noe lavere, på 578,3 kWh, men det har en logisk forklaring. De originale forbruksdataene har også forbruk etter at varmtvannsberederen er skrudd på igjen, som kommer i tillegg til den utsatte oppvarmingen. All energien som ble utsatt da varmtvannsberederen ble skrudd av, blir tatt igjen, men på grunn av forsinkelsen vil forbruket henge litt etter. Dersom man hadde strukket tidsaksen til det flyttede forbruket litt frem, ville differansen mellom de to modellene bli tilnærmet null. Grunnen til at det samlede energiforbruket er forskjellig før og etter flytting, er at temperaturen i noen av tankene har sunket igjen og ligger mellom 70-74°C, uten å ha blitt varmet opp enda fordi de ikke havnet under grensen. Dette tilsvarer ca. 0,5-1 kWh per bereder og gjelder 50-70% av tankene.

Tabell 8: *Fleksibilitet utløst ved nattoppvarmingsmodellen for 90 varmtvannsberedere*

	<b>Forbruk før [kWh]</b>	<b>Forbruk etter [kWh]</b>	<b>Differanse [kWh]</b>
05:00	13,5	0,0	13,5
06:00	61,2	0,0	61,2
07:00	51,5	0,0	51,5
08:00	47,3	0,0	47,3
09:00	40,0	2,7	37,3
10:00	28,8	6,4	22,3
11:00	25,6	8,2	17,5
12:00	25,8	9,7	16,1
13:00	26,4	15,5	10,8
14:00	21,8	13,8	8,1
15:00	22,4	15,5	6,9
16:00	20,5	15,8	4,7
17:00	28,6	20,5	8,1
18:00	34,2	22,6	11,6
19:00	18,1	19,9	-1,8
20:00	20,1	18,3	1,9
21:00	15,7	12,8	3,0
22:00	18,3	53,0	-34,7
23:00	24,7	57,8	-33,1
00:00	18,2	67,1	-48,8
01:00	14,4	56,4	-41,9
02:00	9,7	71,7	-62,0
03:00	9,6	70,7	-61,2
04:00	16,2	20,0	-3,7
<b>Rest</b>		34,5	-34,5
<b>SUM</b>	<b>612,8</b>	<b>612,8</b>	<b>0,0</b>
<b>Fleksibilitet utløst</b>			<b>321,7</b>

I minutttoppløsningsfiguren kan man se at maksimaleffekten ved det originale forbruket faktisk er høyere enn den topplasten ved det flyttede forbruket, men i timesoppløsningen ser

det ut som om det flyttede forbruket har en høyere effekt. Man sier at forbruket fra minuttoppløsningen er «faktisk effekt», fordi det er denne effekten som belaster nettet. Målingene fra AMS-målerne sendes derimot i timesoppløsning, og derfor blir målt effekt lavere enn den er i realiteten. Tabell 9 viser endring i makseffekten for minutt- og timesoppløsning fra 05-21:00, samt differansen mellom disse. I det verste tilfellet er forskjellen på hele 35 kW.

Tabell 9: Endringer i topplasteffekt for nattoppvarmingsmodellen

Tid	Endring i topplasteffekt [kW]		
	Minutt-oppløsning	Times-oppløsning	Differanse
05:00	22,8	13,5	9,3
06:00	96,2	61,2	35,0
07:00	73,7	51,5	22,2
08:00	56,9	47,3	9,6
09:00	45,8	37,3	8,5
10:00	37,7	22,3	15,4
11:00	26,4	17,5	8,9
12:00	22,3	16,1	6,2
13:00	23,0	10,8	12,2
14:00	18,1	8,1	10,0
15:00	17,9	6,9	11,0
16:00	16,3	4,7	11,6
17:00	17,2	8,1	9,1
18:00	19,7	11,6	8,1
19:00	12,8	-1,8	14,6
20:00	10,6	1,9	8,7
21:00	9,2	3,0	6,3
<b>Energi flyttet</b>	<b>321,7 kWh</b>		

## Kapittel 3 – Økonomiske resultater og simulering

I kapittel 3 skal modellene beskrevet i kapittel 2 testes og simuleres. Først blir det en gjennomgang av modellene fra et økonomisk aspekt. Deretter blir det gjort en simulering av fleksibilitet i analyseprogrammet PSSE, som viser nytteverdien av fleksibilitet for netteiere.

### 9 Økonomisk vurdering av fleksible varmtvannsberedere

Dette avsnittet går gjennom de to alternative modellene fra kapittel 2, og demonstrerer hvordan de reagerer på spotpris og ToU-tariffen presentert i avsnitt 4. Grunnen til at den effektbaserte tariffen og abonnert effekt-tariffen ikke demonstreres i dette kapitlet er fordi de ikke lot seg sammenligne i like stor grad, og ikke var tilpasset de tilgjengelige forbruksdataene.

En forutsetning for beregningene er at husholdningene har installert smart måler og kan motta spotprisen på kraft hver time. Spotprisene som er valgt er gjennomsnittsverdien av prisene i Trondheim i 2015. Slik kan gevinstene enkelt skaleres opp for et helt år, og gi et godt anslag for hva en husholdning kan spare ved å utnytte fleksibiliteten i varmtvannsberederen sin. Den kan godt sammenlignes med ToU-tariffen som er brukt i denne rapporten, ettersom at gjennomsnittsverdien for de to tariffene avviker med kun 0,02 kr/kWh.

I dette kapitlet presenteres kun resultatene, som senere sammenlignes og diskuteres i kapittel 4, i avsnitt 11, *Diskusjon*.

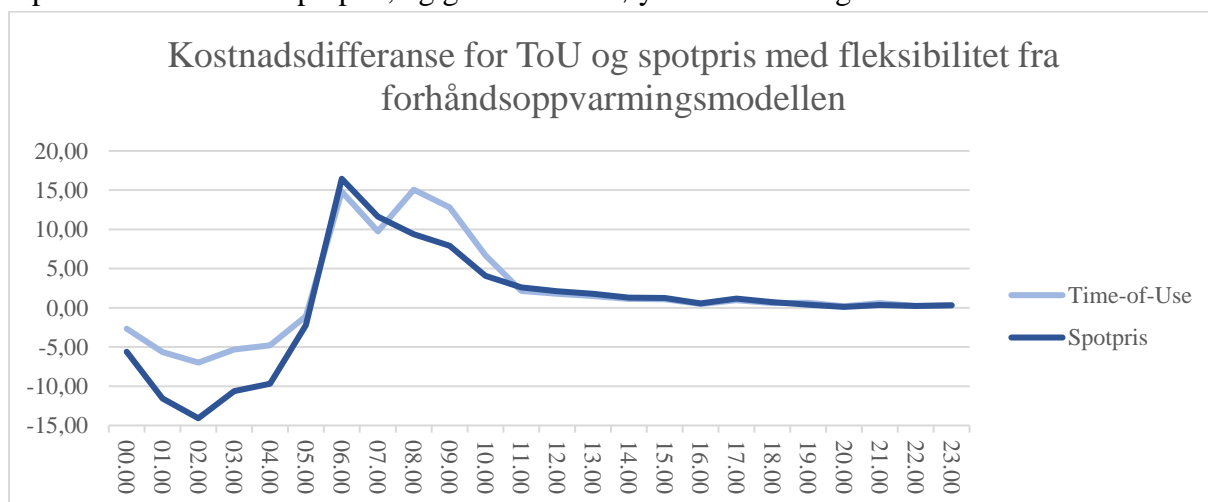
#### 9.1 Forhåndsoppvarmingsmodellen

Kolonne 2 i tabell 10 viser differansen i forbruket på timesbasis før og etter bruk av forhåndsoppvarmingsmodellen. De resterende kolonnene viser timespris og kostnaden/besparelsen for gitte differanse for både spotpris og ToU-tariffen. Når differansen er negativ, er kostnaden denne timen større enn den var uten fleksibilitet. Det vil si at forbruk har blitt flyttet hit, og at det dermed er en høyere kostnad. Ved positiv differanse er kostnaden mindre enn timen før, fordi deler av forbruket er flyttet vekk. For ToU-tariffen er gevinsten for fleksibilitet, summen av kostnadsdifferansen, over 5 ganger større enn ved spotpris. Dette kommer av at det er mye større variasjoner i ToU-tariffen enn for spotprisen, som legger godt til rette for et fleksibelt forbruk.

Tabell 10: Differanse for kostnad før og etter bruk av forhåndsoppvarmingsmodellen ved spotpris og ToU-tariff

	Differanse [kWh]	Spotpris		Time-of-Use	
		Pris [kr/kWh]	Differanse [kr/kWh]	Pris [kr/kWh]	Differanse [kr/kWh]
00:00	-21,9	0,255	-5,58	0,121	-2,649
01:00	-46,6	0,248	-11,56	0,121	-5,639
02:00	-57,7	0,244	-14,08	0,121	-6,986
03:00	-43,9	0,242	-10,63	0,121	-5,312
04:00	-39,5	0,245	-9,68	0,121	-4,780
05:00	-8,7	0,254	-2,21	0,242	-2,108
06:00	61,2	0,269	16,45	0,242	14,818
07:00	40,2	0,289	11,62	0,484	19,473
08:00	31,1	0,302	9,39	0,484	15,058
09:00	26,5	0,299	7,91	0,484	12,802
10:00	13,8	0,296	4,08	0,242	3,339
11:00	9,0	0,292	2,61	0,242	2,169
12:00	7,4	0,287	2,12	0,242	1,785
13:00	6,3	0,284	1,78	0,242	1,516
14:00	4,7	0,282	1,32	0,242	1,131
15:00	4,5	0,282	1,26	0,242	1,085
16:00	2,0	0,286	0,58	0,242	0,491
17:00	4,0	0,292	1,17	0,242	0,965
18:00	2,5	0,291	0,74	0,484	1,231
19:00	1,4	0,286	0,39	0,484	0,659
20:00	0,4	0,280	0,11	0,484	0,190
21:00	1,3	0,276	0,35	0,242	0,304
22:00	0,9	0,269	0,24	0,242	0,216
23:00	1,3	0,259	0,34	0,121	0,157
<b>SUM</b>			<b>8,71 kr</b>		<b>49,92 kr</b>

Tabellen er visualisert i figur 26, hvor negativ kostnadsdifferanse representerer tap, og positiv kostnadsdifferanse representerer gevinst. I morgentimene har kostnadsdifferansen et lavere tap ved ToU enn ved spotpris, og gevinsten er høyere i formiddagstimen.



Figur 26: Visualisering av Tabell 10



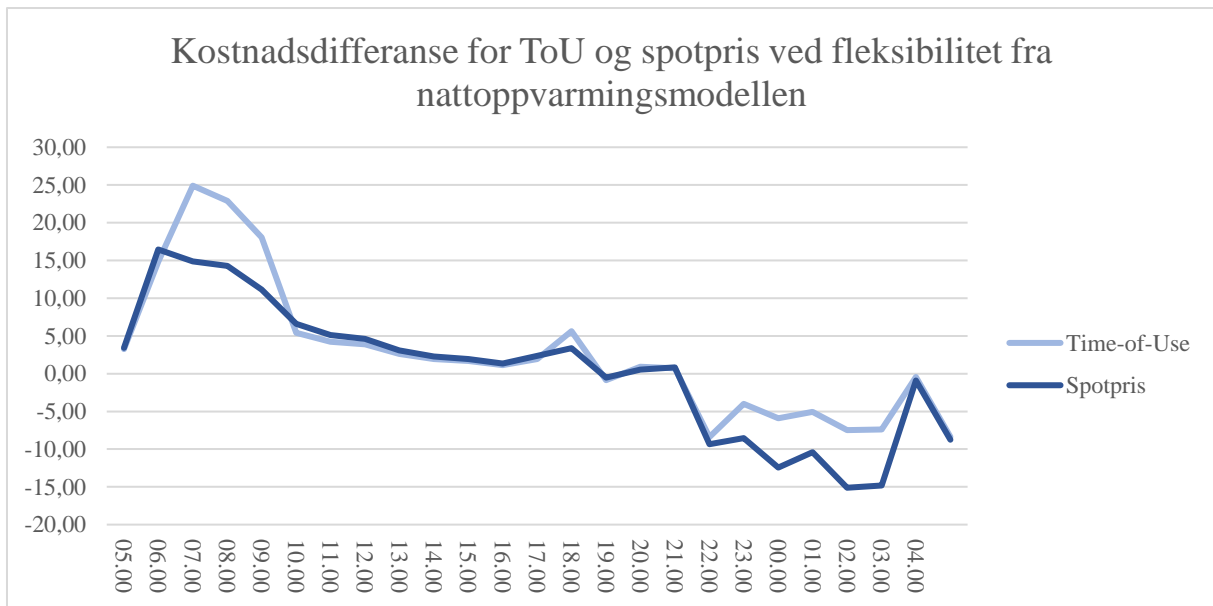
## 9.2 Nattoppvarmingsmodellen

Tabell 11 er samme tabell som tabell 10, men med nattoppvarmingsmodellen, og her er gevinsten 6 ganger større ved ToU ved bruk av fleksibilitet. På grunn av forsinkelsen i modellen som ble beskrevet i avsnitt 7.2, følger det her med et restforbruk inn i «neste dag», og restkostnaden blir beregnet ut i fra prisen til time 5.

Tabell 11: Differanse for kostnad før og etter bruk av nattoppvarmingsmodellen ved spotpris og ToU-tariff

	Differanse [kWh]	Spotpris		Time-of-Use	
		Pris [kr/kWh]	Differanse [kr/kWh]	Pris [kr/kWh]	Differanse [kr/kWh]
05:00	13,5	0,254	3,42	0,242	3,25
06:00	61,2	0,269	16,45	0,242	14,82
07:00	51,5	0,289	14,87	0,484	24,91
08:00	47,3	0,302	14,28	0,484	22,88
09:00	37,3	0,299	11,16	0,484	18,05
10:00	22,3	0,296	6,60	0,242	5,40
11:00	17,5	0,292	5,10	0,242	4,23
12:00	16,1	0,287	4,63	0,242	3,90
13:00	10,8	0,284	3,08	0,242	2,62
14:00	8,1	0,282	2,27	0,242	1,95
15:00	6,9	0,282	1,95	0,242	1,67
16:00	4,7	0,286	1,34	0,242	1,14
17:00	8,1	0,292	2,36	0,242	1,95
18:00	11,6	0,291	3,38	0,484	5,62
19:00	-1,8	0,286	-0,51	0,484	-0,87
20:00	1,9	0,280	0,52	0,484	0,91
21:00	3,0	0,276	0,82	0,242	0,72
22:00	-34,7	0,269	-9,35	0,242	-8,39
23:00	-33,1	0,259	-8,55	0,121	-4,00
00:00	-48,8	0,255	-12,45	0,121	-5,91
01:00	-41,9	0,248	-10,41	0,121	-5,08
02:00	-62,0	0,244	-15,11	0,121	-7,50
03:00	-61,2	0,242	-14,81	0,121	-7,40
04:00	-3,7	0,245	-0,92	0,121	-0,45
<b>(05:00)</b>					
<b>Rest</b>		<b>0,254</b>	<b>-8,76</b>	<b>0,242</b>	<b>-8,35</b>
<b>SUM</b>			<b>11,35 kr</b>		<b>66,08 kr</b>

Figur 27 viser kostnadsdifferansen gjennom døgnet for de to tariffene. Gevinsten er markant høyere for ToU-tariffen i morgentimene, og tapet om natten er ikke like stort. Gevinsten i timene midt på dagen er veldig lik for de to tariffene



Figur 27: Visualisering av kostnadsdifferanse for ToU og spotpris

## 10 Simuleringer av fleksibilitet

Modellene fra kapittel 2 viser at det ligger fleksibilitet i varmtvannsberedere som kan utnyttes på flere forskjellige måter. I dette kapitlet skal resultatene benyttes til å simulere effekten av fleksibilitet i et reelt lavspentnett. Lavspentnettet som er benyttet er eksportert fra NETBAS-systemet til NTE Nett til PSSE-format og er anonymisert. Nettet består av 90 lasttuttak fordelt på 51 knutepunkt. Lastuttakene er stort sett husholdninger med noen få unntak av små næringsbygg. Nettet kommer med forhåndsinnstilte lastdata fra NETBAS, fra en tunglastanalyse en ukjent formiddag i januar. Forbruket er i dette tilfellet 356 kW, og med tap i nettet går det 363,4 kW gjennom transformatoren som har en kapasitet på 500 kVA. I tillegg har NTE Nett gitt ett års målinger i timesoppløsning av forbruket til lastpunktene i nettet fra 2012 i Excel.

En av nytteverdiene ved forbrukerfleksibilitet er økt spenningskvalitet. Som forklart i teorikapitlet, avsnitt 0, kan spenningen bli for lav i svakere deler av nettet ved høyt forbruk. Ved å redusere forbruket, som for eksempel gjennom styring av varmtvannsberedere, kan spenningen økes for å komme innom grenseverdiene på  $\pm 10\%$ . I dette kapitlet simuleres en slik spennings situasjon, hvor fleksibiliteten fra varmtvannsberedere skal benyttes.

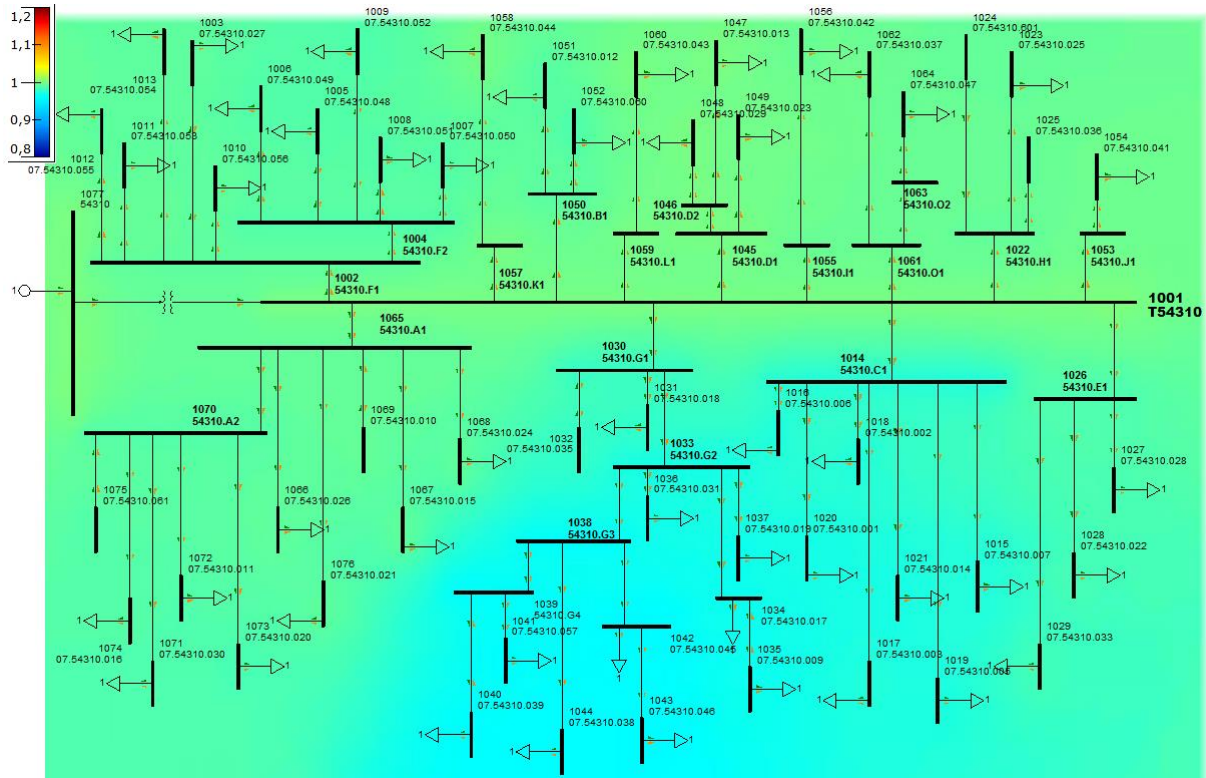
Det skal kjøres tre ulike case. Først en basecase med de originale dataene fra NTE, hvor nettet er i normal stand. Deretter en case hvor det blir fremprovosert dårligere spenningskvalitet ved å øke motstanden i linjene for å simulere lengre linjer. Her blir den generelle fleksibiliteten fra varmtvannsberedermålingene brukt for å vise hvordan fleksibiliteten varierer gjennom dagen. Den siste casen demonstrerer de to modellenes påvirkning på nettet i både høylasttime og lavlasttime for begge.

Et skjermbilde av nettet som er bygd opp i PSS®E er vist i figur 28. En større versjon av nettet ligger i vedlegg B. I denne oppgaven er det blitt gjort en stasjonær lastflytanalyse med Newton-Raphson som løsningsmetode. Tre alternativer var tilgjengelige; Fixed Slope Decoupled Newton-Raphson, Full Newton-Raphson og Decoupled Newton-Raphson. De gir alle like resultatet dersom lastflyten konvergerer, og derfor ble standardinnstillingen Fixed Slope Decoupled Newton-Raphson brukt.



## 10.1 Case 1: Base case

I figur 29 ser vi et skjermbilde av nettet etter en lastflytanalyse med urørte data fra NTE Nett. Det er lagt på fargekonturer som beskriver spenningen på de ulike nodene, hvor grønn signaliserer at spenningen er rundt 1 pu. De lysere blå områdene signaliserer at spenningen ligger rundt 0,95 pu. Det er ingen fare før den faller under 0,9 pu som gir en mørkere blå farge.



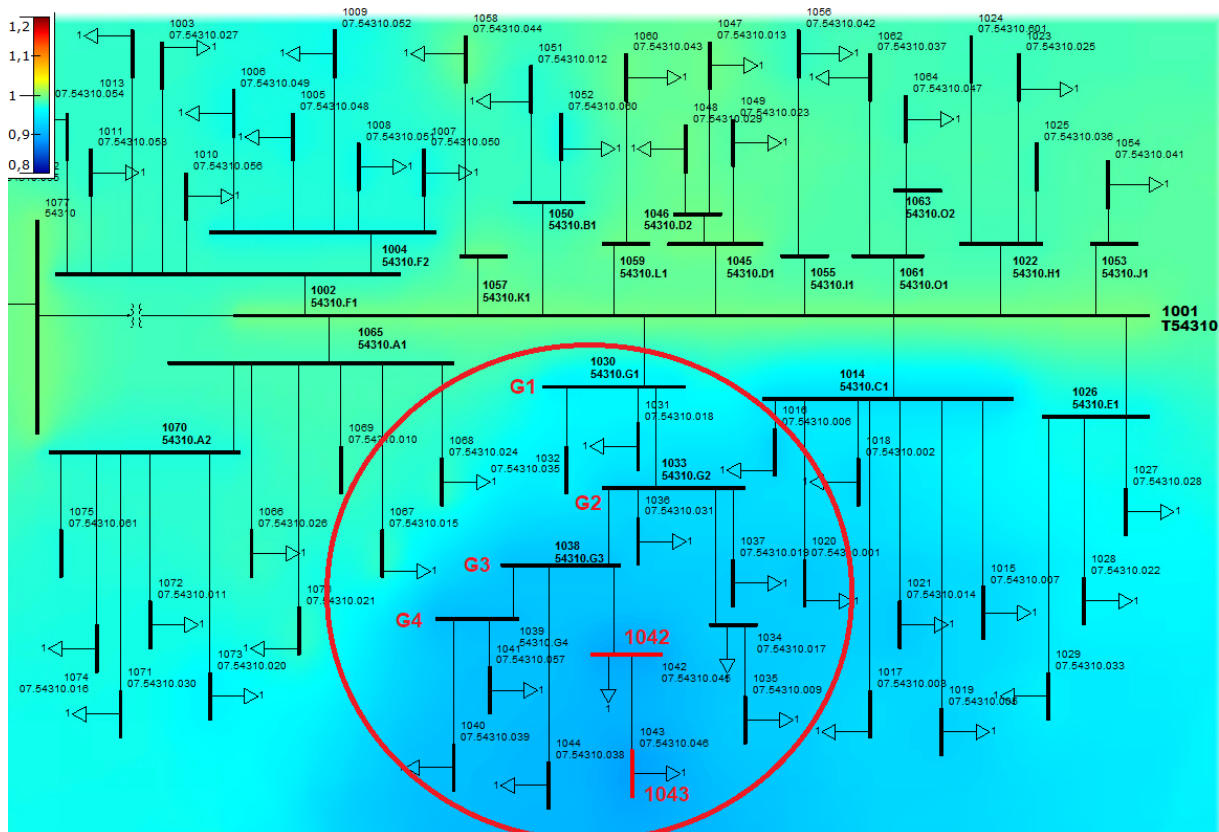
Figur 29: Skjermbilde, PSSE, basecase

Tabell 12: Oversikt over spenningen i nodene i radial G

	Spenning [V]
1030	224,69
1031	224,25
1032	224,69
1033	222,34
1034	221,74
1035	221,58
1036	221,93
1037	221,72
1038	220,90
1039	220,57
1040	220,57
1041	220,57
1042	219,33
1043	219,42
1044	220,16

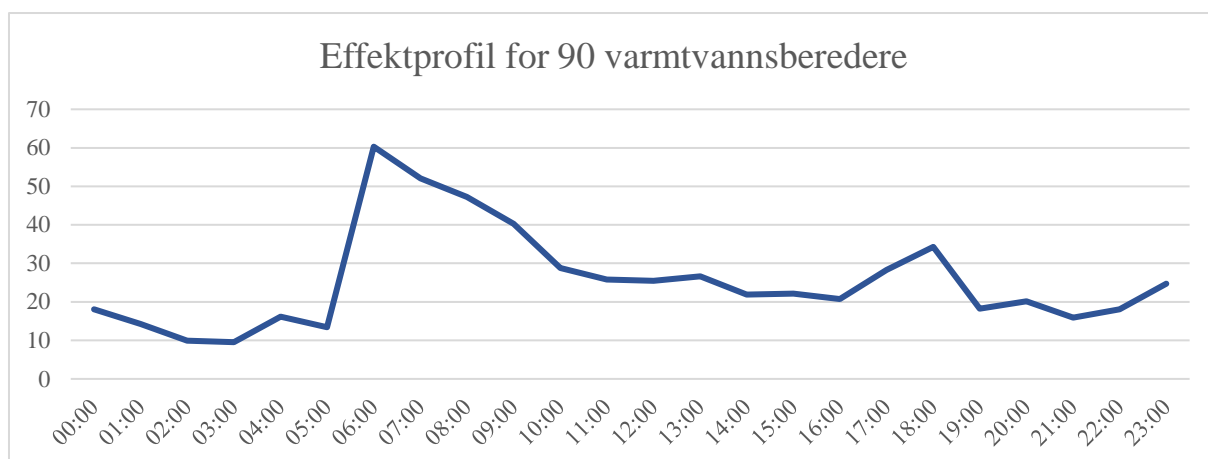
## 10.2 Case 2: Lengre linjer

I utgangspunktet er nettet relativt solid og godt utbygd, og det har derfor ingen utfordringer knyttet til flaskehalser eller dårlig spenningskvalitet. Det ble derfor besluttet å fremprovosere en situasjon med dårlig spenningskvalitet, slik det kan være i flere gravgrendte strøk i Norge. Derfor ble motstanden i nettet doblet for å simulere lengre linjer. Som man kan se på skjermbildet i figur 30 får da G-radialen mye lavere spenning enn resten av nettet (mørkeblått fargelag), og to av nodene har for lavt spenningsnivå og blir røde.



Figur 30: Lavspentnett T54310 NTE Nett i PSS®E

Målingene fra varmtvannsberederne levert av SINTEF Energi viser at det er ulikt utkoblingspotensial hver time, som presentert i figur 31. Det høyeste potensialet er klokken 06:00 om morgenen, og en liten topp 18:00 på kvelden. I denne casen blir effektprofilen brukt som den tilgjengelige fleksibiliteten hver time, sammenlignet med den ukjente tunglasttimen fra NTE. Det kjøres en lastflytanalyse for hver time mellom 06:00 og 18:00 for å se hvilken spenningsforbedring man vil få ved bruk av fleksibiliteten fra varmtvannsberederne.



Figur 31: Effektprofil for 90 varmtvannsberedere

Tabell 13 viser fleksibiliteten utløst mellom timene 06:00-18:00, og hva det totale forbruket i nettet er etterpå. «Forbruk før» er det totale forbruket i nettet fra NTE's data, og benyttes som referanseforbruk for alle timene. Tabell 14 viser spenningsendringene som forekommer ved utløst fleksibilitet i de to kritiske nodene, 1042 og 1043 som begge befinner seg på G-radialen. For hver time er varmtvannsberederdataene spredt tilfeldig mellom de ulike lastpunktene, for å unngå at fleksibiliteten i en node er sammenhengende med timen før. Timene i tabellen er uavhengige av hverandre, og skal kun presentere potensiell spenningsforbedring med fleksibilitetspotensialet den gitte timen.

Tabell 13: Oversikt over effektreduksjon for ulike timer av døgnet

	<b>Forbruk før [kW]</b>	<b>Fleksibilitet utløst [kW]</b>	<b>Forbruk etter [kW]</b>
06:00	356,0	57,57	306,024
07:00		51,59	310,584
08:00		43,88	313,899
09:00		38,05	318,575
10:00		26,42	329,936
11:00		22,50	334,485
12:00		21,39	334,608
13:00		25,91	332,424
14:00		21,18	335,9
15:00		20,11	335,893
16:00		17,32	338,679
17:00		26,11	329,895
18:00		32,60	323,955

Målingene fra varmtvannsberedere og målingene fra husstandene er uavhengige av hverandre. For å gjennomføre dette forsøket måtte hvert lastuttak tildeles en varmtvannsbereder, og den eneste måten å gjøre dette «rettferdig» på, var å legge dem inn tilfeldig. Forsøkene som blir gjort skal demonstrere effekten av fleksibilitet i varmtvannsberedere inneværende time, og alle timesforsøkene er uavhengige av hverandre. Derfor tildeles lastuttakene en ny varmtvannsbereder hvert forsøk, slik at et lastuttak ikke uheldigvis blir belastet med «feil» varmtvannsbereder med en dårlig dag for fleksibilitet gjennom hele tabellen. Statistisk sett gir ikke dette et korrekt bilde av potensiell spenningsreduksjon inneværende time, og forsøkene

burde egentlig ha blitt kjørt flere hundre ganger for å få frem en statistisk representativ spenningsforbedring. Dette vil være en tidkrevende prosess, og ikke en viktig del av oppgaven, og derfor blir resultatene vist slik de er etter en runde med forsøk.

Resultatene fra Tabell 14 viser at nettet responderer godt på fleksibiliteten. Tabellen viser spenningen i de to kritiske nodene før og etter fleksibiliteten ble utløst, og differansen i spenning. Av de 13 timene som ble simulert, er det kun timen mellom 11-12 som ikke fikk økt spenningskvaliteten tilstrekkelig.

Tabell 14: Oversikt over spenningsendringer i node 1042 og 1043 ved utløst fleksibilitet

	Spenning før [V]		Fleksibilitet utløst [kW]		Spenning etter [V]		Differanse [V]	
	1042	1043	1042	1043	1042	1043	1042	1043
06:00	205,4	204,6	1,12	5,80	211,784	211,669	6,394	7,084
07:00			0,04	3,36	210,887	211,025	5,497	6,44
08:00			0,92	3,51	212,819	212,773	7,429	8,188
09:00			0,19	3,29	211,117	211,002	5,727	6,417
10:00			0,37	1,53	208,104	207,575	2,714	2,99
11:00			0,67	0,00	206,701	205,827	1,311	1,242
12:00			0,35	2,47	208,564	208,15	3,174	3,565
13:00			0,63	1,22	207,989	207,529	2,599	2,944
14:00			0,00	0,64	207,782	207,115	2,392	2,53
15:00			0,00	0,25	206,471	205,735	1,081	1,15
16:00			0,27	0,22	206,563	205,781	1,173	1,196
17:00			0,86	1,05	208,587	208,127	3,197	3,542
18:00			0,00	2,27	209,093	208,702	3,703	4,117

Tabell 15 viser forbruket og spenningene i radial G i time 6, før og etter fleksibiliteten er utløst. Denne timen ble valgt fordi den har størst potensial for fleksibilitet. De grå nodene er ikke lastnoder, kun knutepunkt. Som man kan se øker spenningen i alle nodene, på grunn av den generelle nedgangen i forbruk i nettet.

Tabell 15: Oversikt over forbruket og spenningen før og etter fleksibilitet for alle noder i radial G i time 6

06:00	Forbruk før [kW]	Fleksibilitet utløst [kW]	Forbruk etter [kW]	Spenning før [V]	Differanse [V]	Spenning etter [V]
1030				218,523	2,12	220,64
1031	6,00	0,00	6,00	217,511	2,12	219,63
1032				218,523	2,12	220,64
1033				213,325	3,20	216,52
1034	4,00	0,00	4,00	211,853	3,31	215,17
1035	2,00	0,52	1,48	211,531	3,38	214,91
1036	5,00	0,44	4,56	212,267	3,29	215,56
1037	7,00	0,00	7,00	211,853	3,20	215,05
1038				209,99	4,28	214,27
1039				209,162	4,44	213,60
1040	2,00	0,00	2,00	209,162	4,44	213,60
1041	4,00	1,29	2,71	209,162	4,44	213,60

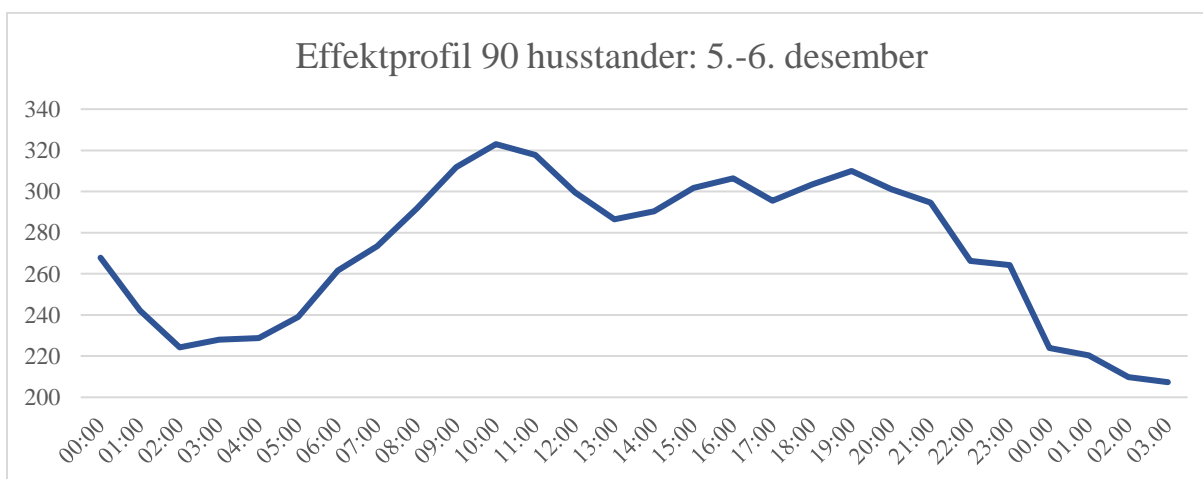


1042	6,00	1,12	4,88	205,39	6,39	211,78
1043	4,00	5,80	0,00	204,585	7,08	211,67
1044	6,00	1,56	4,44	208,035	4,74	212,77

### 10.3 Case 3: Simulering av de presenterte modellene

Den siste casen tar utgangspunkt i det svakere nettet fra case 2, altså med dobbel motstand i linjene. Men i dette tilfellet skal resultatet fra de to fleksibilitetsmodellene testes i sine respektive timer med maksimal reduksjon og maksimal innkoblingstopp, pluss døgnet makslasttime.

Formålet med denne casen er å vise at nettet har en nytteverdi av fleksibiliteten fra de to modellene, og undersøke om nettet faktisk tåler innkoblingseffekten på natten/morgenen. Siden simuleringen krever flere forbruksmålinger i løpet av samme dag blir de separate forbruksdataene fra NTE Nett fra 2012 brukt i denne casen. Slik får man representative data for hele døgnet, og kan undersøke om nattforbruket er lavt nok til at det er trygt å koble inn en større andel av varmtvannsberederne i disse timene, uten å få lokale spenningsproblemer. Dagen som skal simuleres er årets mest energikrevende dag, 5. desember, som vist i figur 32. Siden de to modellene skal sammenlignes er ikke døgnet vridd for nattoppvarmingsmodellen, og simuleringen klokken 02:00 om natten er tatt fra døgnet etter, 6. desember.



Figur 32: Effektprofil for 5. desember og begynnelsen av 6. desember for 90 husholdninger

I denne casen er det også brukt tilfeldig tildeling av varmtvannsberedere til alle nodene. For at sammenligningen mellom de tre simulerte timene skal bli rettferdig, er det kun den innledende plasseringen av varmtvannsberederne som er tilfeldig

Tabell 16 viser resultatene av spenningssimuleringene for de tre utvalgte tidspunktene hvor hver av de tre modellene. Klokken 10:00 er spenningskvaliteten i nettet under -10%, men begge modellene øker spenningskvaliteten til akseptable forhold. I den utvalgte innkoblingstimen til begge modellene synker naturlig nok spenningen, men ved forhåndsoppvarmingsmodellen synker den for mye og spenningskvaliteten er ikke akseptabel. Dette kommer av at for mye fleksibilitet har blitt innkoblet på en gang, både i gitte node, men også i de nærliggende nodene i samme radial. Plassering av innkoblet fleksibilitet vil ha mye

å si i et så svakt nett. Faktoren som bestemmer innkoblingstidspunkt er i begge modellene helt tilfeldig, og det gjør det derfor mulig å få uheldige sammenfall. I en eventuell realisering eller videreutvikling av modellen burde elektrisk beliggenhet være en avgjørende faktor for innkobling dersom målet er å bedre spenningskvaliteten i et svakt nett

Tabell 16: Resultater fra case 3

Forhåndsoppvarmingsmodellen								
	Spenning før [V]		Fleksibilitet utløst [kW]		Spenning etter [V]		Differanse [V]	
	1042	1043	1042	1043	1042	1043	1042	1043
02:00	213,5	212,6	0	-4,21	206,6	204,8	-6,88	-7,77
06:00	211,4	210,4	0,59	1,35	214,4	213,3	3,04	2,92
10:00	206,9	205,7	0	1,35	210,0	209,4	3,04	3,70
Nattoppvarmingsmodellen								
	Spenning før [V]		Fleksibilitet utløst [kW]		Spenning etter [V]		Differanse [V]	
	1042	1043	1042	1043	1042	1043	1042	1043
06:00	211,4	210,4	0,59	1,35	214,7	213,8	3,36	3,40
10:00	206,9	205,7	0	1,35	210,0	209,3	3,11	3,61
01:00	215,5	214,8	-0,51	-2,02	211,1	209,6	-4,42	-2,24

Tabell 17 viser hvor mye fleksibilitet som ble utløst og spenningsdifferansen det medførte for alle nodene i radial G for begge modellene. Tabellen viser at det ble utløst mer fleksibilitet i nærområdet med forhåndsoppvarmingsmodellen enn ved nattoppvarmingsmodellen, noe som mest sannsynlig er grunnen til at spenningen ble for lav.

Tabell 17: Spenningsdifferanse og utløst fleksibilitet i radial G klokken 02:00 for de to modellene.

	Forhåndsoppvarmingsmodellen		Nattoppvarmingsmodellen	
	Fleksibilitet utløst [kW]	Spenningsdifferanse [V]	Fleksibilitet utløst [kW]	Spenningsdifferanse [V]
1030		-2,898		-1,219
1031	-1,883	-3,22	-0,236	-1,334
1032		-2,898		-1,219
1033		-4,186		-1,886
1034	-2,023	-4,669	0,000	-2,001
1035	0,000	-4,646	0,000	-1,978
1036	-1,654	-4,531	0,000	-1,978
1037	-1,391	-4,508	0,000	-2,024
1038		-4,968		-2,599
1039		-5,152		-2,783
1040	-1,349	-5,175	0,000	-2,783
1041	0,000	-5,175	-0,845	-2,783
1042	0,000	-6,877	-0,515	-4,416
1043	-4,214	-7,774	-2,025	-5,244
1044	0,000	-5,037	-0,338	-2,898

# Kapittel 4 – Diskusjon og konklusjon

## 11 Diskusjon og oppsummering

Utgangspunktet til denne oppgaven var å undersøke nytteverdiene for forbrukerfleksibilitet som en ressurs for nettselskap i fremtidens kraftsystem. Fokuset har vært på varmtvannsberedere i husholdninger, og hvordan disse svært fleksible lastene kan styres smart for å utnytte sitt potensial. Som en del av dette ble det undersøkt hvordan spotpris og ToU-tariffen gir incentiver til fleksibilitet, og hvordan gevinsten de gir ved styring av fleksibiliteten i varmtvannsberedere ut i fra de to presenterte modellene. Det ble i tillegg gjort en casestudie med tre forskjellige caser for å simulere nytteverdien av forbrukerfleksibilitet i et lavspenningsnett.

### 11.1 Resultater fra case

Formålet med de tre casene var å vise nytteverdien av forbrukerfleksibilitet for bedring av spenningskvaliteten i et lavspenningsnett. Kapasitet har fått mindre fokus, da innkoblingsforbruket ikke så ut til å overgå effekttoppene som ble redusert gjennom dagen.

Utfallet av simuleringene er kun ett av mange mulige utfall. Dersom fordelingen av varmtvannsberederne hadde vært annerledes, ville også resultatene blitt annerledes. For å få et representativt resultat måtte simuleringene ha blitt gjort mange ganger, og man hadde fått en forventet verdi og et standardavvik for potensiell spenningsendring og effektreduksjon. I de kommende underavsnittene diskuteres resultatene fra de tre casene fra avsnitt 10.

#### Case 1

Case 1 var «basecase» som viste hvordan spenningen var ordinært i nettet fra NTE Nett. Resultatene viste at selv med ordinært nett så var en radial mer utsatt enn de andre. I radial G lå spenningen i de ulike nodene mellom 219 til 225 V, avhengig av hvor langt ut på radialen noden lå. Siden nettet likevel tålte simuleringen av en tunglasttime, ble det besluttet å gjøre noen modifikasjoner for å fremprovosere et dårligere nett.

#### Case 2

I case 2 ble det fremprovosert dårligere spenning i nettet ved å doble motstanden i linjene. Dette skulle simulere lengre linjer, som er av årsakene til lav spenningskvalitet i grisgrendte strøk. To noder lå under grensen for  $\pm 10\%$  spenning, og flere noder i same radial lå nær grensen. Ved å benytte den generelle fleksibiliteten fra 90 varmtvannsberedere ble spenningskvaliteten i de utsatte områdene forbedret. Av de 13 timene som ble simulert, var det kun timen mellom 11-12 som ikke fikk økt spenningskvaliteten tilstrekkelig. Siden hver time ble simulert uavhengig av den andre, kan en av grunnene til den fortsatt lave spenningen være et resultat av en «dårlig dag» for fleksibilitet i de tilfeldig tildelte varmtvannsberederne i området. Som man kan se fra tabell 18 ble det utløst veldig lite fleksibilitet i de to aktuelle nodene. I tillegg er timen mellom 11-12 en time med lavt potensiale for fleksibilitet i varmtvannsberedere.

Lite utløst fleksibilitet i noden gir ikke nødvendigvis dårlig spenningsforbedring alene. I timen mellom 17-18 er ikke fleksibiliteten utløst i node 1042 direkte, men spenningsnivået heves likevel med rundt 4 V. Dette kan være fordi fleksibilitet ble utløst i nærliggende noder. Resultatene viser at fleksibilitet fra varmtvannsberedere i dette tilfellet kan benyttes til lokal spenningsforbedring, såfremt fleksibiliteten fra varmtvannsberederne sammenfaller godt og at den utløses mest mulig lokalt.

Tabell 18: Oversikt over spenningsendringer i node 1042 og 1043 ved utløst fleksibilitet

	Spenning før [V]		Fleksibilitet utløst [kW]		Spenning etter [V]		Differanse [V]	
	1042	1043	1042	1043	1042	1043	1042	1043
06:00	205,4	204,6	1,12	5,80	211,784	211,669	6,394	7,084
07:00			0,04	3,36	210,887	211,025	5,497	6,44
08:00			0,92	3,51	212,819	212,773	7,429	8,188
09:00			0,19	3,29	211,117	211,002	5,727	6,417
10:00			0,37	1,53	208,104	207,575	2,714	2,99
11:00			0,67	0,00	206,701	205,827	1,311	1,242
12:00			0,35	2,47	208,564	208,15	3,174	3,565
13:00			0,63	1,22	207,989	207,529	2,599	2,944
14:00			0,00	0,64	207,782	207,115	2,392	2,53
15:00			0,00	0,25	206,471	205,735	1,081	1,15
16:00			0,27	0,22	206,563	205,781	1,173	1,196
17:00			0,86	1,05	208,587	208,127	3,197	3,542
18:00			0,00	2,27	209,093	208,702	3,703	4,117

### Case 3

Formålet med case 3 var å vise hvordan innkoblingen av varmtvannsberederne fra de to presenterte modellene ville påvirke spenningskvaliteten i nettet. Det ble valgt å bruke nettet fra case 2 med dårlig spenningskvalitet, for å vise at modellene kunne håndtere den dårlige spenningskvaliteten på dagen, i tillegg til å tåle maksinnkoblingen fra natten.

Simuleringene fra case 3 ga ikke ønskede resultater. Det ble problematisk for nettet å håndtere en så stor innkobling, spenningsmessig. I dette tilfellet gikk det kun på spenningskvalitet og ikke linjekapasitet. Det var forhåndsoppvarmingsmodellen som fikk problemer, men det kunne også skjedd med nattoppvarmingsmodellen. Simuleringen ble gjort for årets verste dag i 2012, 5. desember. For nattoppvarmingsmodellen ble de første timene fra 6. desember benyttet, for å skille mellom de to maksinnkoblingstimenene til de to modellene. Dette kan være en av årsakene til at det var forhåndsoppvarmingsmodellen som opplevde problemer, da denne natten var mer krevende enn natten etter. De to modellene er altså avhengige av at nattforbruket er mye lavere enn det var de to nettene som ble simulert.

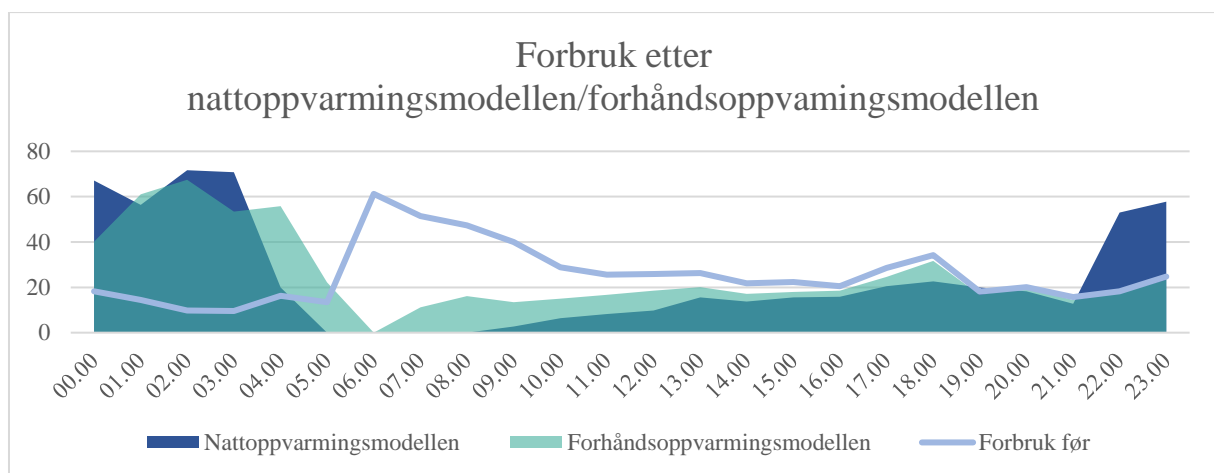
Dersom linjemotstanden ikke hadde vært doblet ville spenningskvaliteten vært akseptabel i alle tilfellene. Formålet med casen var likevel å vise at de to presenterte modellene kan heve spenningskvaliteten og tåle konsekvensene, men det viste seg at nettet i denne tilstanden ikke tålte belastningen av innkoblingen av forhåndsoppvarmingsmodellen.

## 11.2 Sammenligning av de to modellene

Forhåndsoppvarmingsmodellen var den første modellen som ble laget, og modelleringen bak denne modellen ble derfor enklere enn for nattoppvarmingsmodellen.

Nattoppvarmingsmodellen er mer avansert, og tar med temperaturen i tanken som en faktor på hvor mye energi som blir flyttet som en tilnærmet «sanntidsmodell». Dette ble ikke endret i ettertid for forhåndsoppvarmingsmodellen, da resultatene ble nøyaktige nok slik modellen var. Diskusjonen i dette kapittelet ser bort i fra forskjellene i modelleringen, og fokuserer på å sammenligne de to konseptene, forhåndsoppvarming og utsettelse til natt.

Figur 33 viser en sammenligning av forbruket med de to presenterte modellene, før og etter aktivering. Nattoppvarmingsmodellen har en høyere innkoblingstopp, men også en bedre reduksjon av effekt gjennom hele dagen.



Figur 33: Forbruket før og etter ved bruk av de to modellene

Nattoppvarmingsmodellen har en mye høyere grense for hvor mye energi som kan flyttes enn forhåndsoppvarmingsmodellen, som er begrenset til ca. 2,333 kWh per varmtvannsbereder. Dette kan økes ved å øke det øvre settpunktet fra 85°C til 90°C, som ofte er maksimumsgrense for varmtvannsberedere. Med en  $\Delta t$  på 30°C har nattoppvarmingsmodellen et potensial på ca. 7 kWh per varmtvannsbereder før oppvarmingen vil slå inn. De to modellene utløste henholdsvis 321,7 kWh og 218,4 kWh i forsøkene som ble gjort i avsnitt 8.

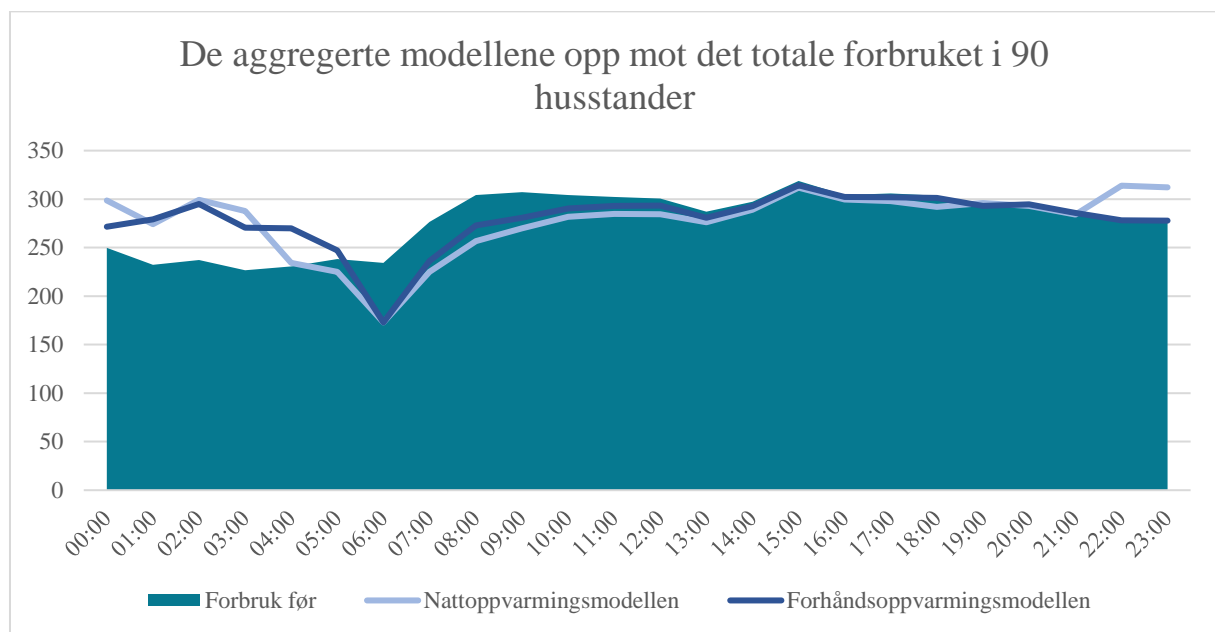
Forhåndsoppvarmingsmodellen utnytter all fleksibiliteten tilgjengelig per varmtvannsbereder. Ved nattoppvarmingsmodellen bruker ikke alle varmtvannsberederne 7 kWh før innkoblingstidspunktet, og derfor utnyttes ikke potensialet til det fulle i hver tank.

I simuleringene som er kjørt med modellen har det nedre settpunktet før gjeninnkobling vært 45°C, som vil ta rundt 3,5 timer å varme opp. Det resulterer i 3,5 timer med konstant forbruk på ca. 2 kW fra varmtvannsberederen dersom varmtvannsberederen har blitt «tynt» til det fulle.

For nattoppvarmingsmodellen er det noen varmtvannsberedere som måtte koble inn før innkoblingstidspunktet, 22:00, på grunn av høyt vannforbruk, som vist i figur 24. Det skal ikke mange slike sammenfallende varmtvannsberedere til, før man ender opp med et større forbruk midt på dagen enn hva som ville vært naturlig. Nattoppvarmingsmodellen kan

generelt hente ut mer fleksibilitet, men risikerer også uforutsett høy effekt dersom det skulle bli sammenfallende høyt vannforbruk for flere husstander. I et slikt aspekt er forhåndsoppvarmingsmodellen mer kontrollert, da den ikke gir uventede topper midt på dagen.

Figur 34 viser de to modellene sammenlignet med forbruket fra de 90 lastuttakene i nettet fra NTE på årets «verste» dag i 2012, 5. desember. Dette er dagen som simuleringene i case 3 ble simulert for. Grafen viser at modellene gir veldig lik effektreduksjon i timene etter klokken 06:00, hvor nattoppvarmingsmodellen gir 10-15 kW større kutt. Til gjengjeld har den en større innkoblingstopp fra 22.00 når varmtvannsberederne kobler inn igjen.



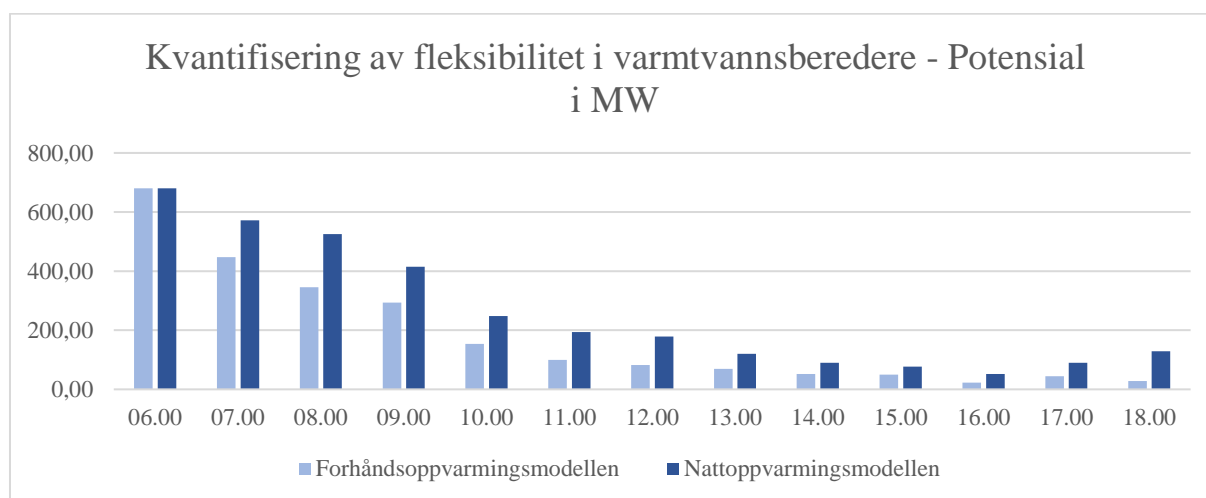
Figur 34: Nytt forbruk med de presenterte modellene, sammenlignet med totalforbruk

Sett fra det generelle potensialet til varmtvannsberederens perspektiv er det fornuftig å hente ut potensialet klokken 06:00. Ut i fra figur 34 burde nattoppvarmingsmodellen ha et senere innkoblingstidspunkt, og heller utnytte rommet med lavt totalforbruk frem til klokken 07:00. Ingen av modellene senker den originale forbrukstoppen klokken 15:00, men gir heller en betydelig reduksjon i morgentimene. Siden totalforbruket er lavt på dette tidspunktet burde tilbakestillingen av setpunkt i forhåndsoppvarmingsmodellen utsettes til klokken 07:00.

Ved å endre innkoblingstidspunktet for varmtvannsberederne fra 22:00 til 00:00, og heller øke oppvarmingstiden frem til 06:00 kan man sørge for at den totale maksinnkoblingseffekten ikke overgår topplasten fra dagtid. Dermed vil topplastreduksjon være en god nytteverdi.

I timen mellom 6-7 om morgenen klarer begge modellene å redusere forbruket i lavspennetnettet med 61 kW. I følge SSB er det 2,38 millioner privathusholdninger i Norge i 2017 [35]. Dersom man antar at 2 millioner av disse har en varmtvannsbereder, og at halvparten benytter seg av en av modellene, kan man få et grovt estimat av potensialet til fleksibilitet i varmtvannsberederne. Figur 35 viser en kvantifisering av de to modellene for tidspunktene mellom 06:00 og 18:00, som er timene med størst potensial for reduksjon. Klokken 06:00 er

680 MW tilgjengelig for effektreduksjon, men potensialet synker gjennom dagen. Dersom aktiveringen av modellene hadde skjedd senere på dagen ville også potensialet økt litt for disse timene.



Figur 35: Potensialet fra de to fleksibilitetsmodellene kvantifisert til 1 million deltagende varmtvannsberedere

## Økonomi

Tabell 19 og tabell 20 viser gevinsten for spotpris og ToU-tariffen med fleksibiliteten fra de to presenterte modellene, men også gevinsten/tapet ved å gå fra spotpris til ToU. Kolonnene viser den totale besparelsen for de 90 husstandene i nettet, i tillegg til gjennomsnittsførtjenesten til hver enkeltkunde, daglig og årlig. De første to radene i tabellene sammenligner de to tariffene med seg selv, med og uten fleksibilitet. De siste to radene viser fortjenesten en kunde får ved å bytte tariff fra spotpris til ToU-tariff, både med og uten fleksibilitet.

Å gå fra ToU uten fleksibilitet, til ToU med fleksibilitet gir en gevinst på 200-270 kr. Den høye gevinsten kommer av at ved å gå fra spotpris til ToU uten å benytte fleksibiliteten, vil kunden ende med et tap på ca. 80 kr per år. Dersom kunden utnytter fleksibiliteten i varmtvannsberederen vil den da kunne spare ca. 80-140 kr per år, avhengig av modell.

Det er altså ikke snakk om store summer per år, og gir derfor ikke gode insentiver til å velge en tidssonetariff. Men dersom NVE skulle pålegge alle forbrukere en slik tariff vil det være lønnsomt for forbrukere å vurdere styring av varmtvannsberedere. I en smart husholdning er flere fleksible apparater integrert i et styringssystem, og den totale gevinsten per år vil da bli større.

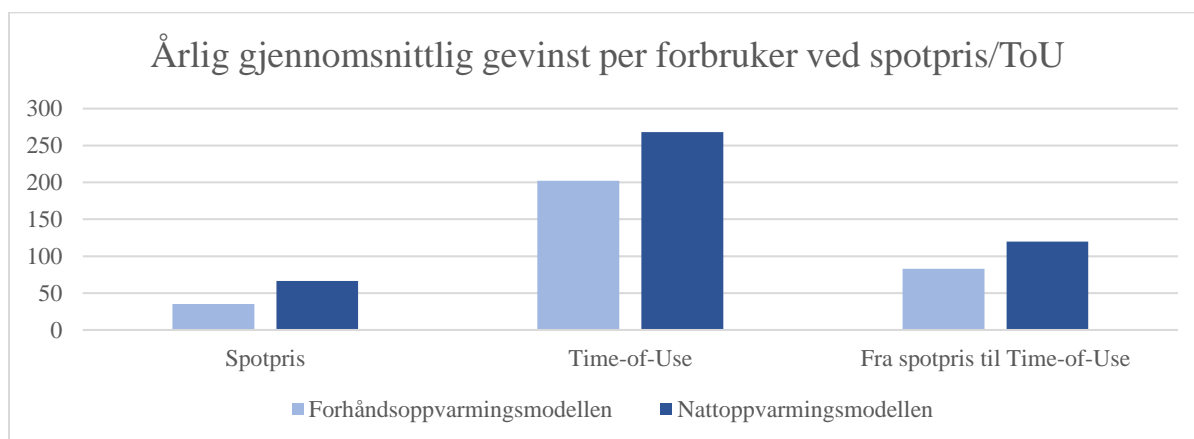
Tabell 19: Forhåndsoppvarmingsmodellen – Sammenligning av gevinsten ved spotpris og time-of-use

	Tjent totalt [kr]	Gjennomsnitt per kunde [kr/dag]	Årlig fortjeneste per kunde [kr/år]
Spotpris	8,71	0,10	35,31
Time-of-Use	49,92	0,55	202,44
Fra spotpris til ToU			
Uten fleksibilitet	-20,76	-0,23	-84,21
Med fleksibilitet	20,45	0,23	82,92

Tabell 20: Nattoppvarmingsmodellen – Sammenligning av gevinsten ved spotpris og time-of-use

	Spart totalt [kr]	Gjennomsnitt per kunde [kr/dag]	Årlig fortjeneste per kunde [kr/år]
Spotpris	11,35	0,13	46,02
Time-of-Use	66,08	0,73	268,0
Fra spotpris til ToU			
Uten fleksibilitet	-20,76	-0,23	-84,21
Med fleksibilitet	33,97	0,38	137,77

Figur 36 viser en sammenligning av resultatene fra tabell 19 og tabell 20. Nattoppvarmingsmodellen er alltid litt mer lønnsom enn forhåndsoppvarmingsmodellen, siden den kan flytte mer energi.

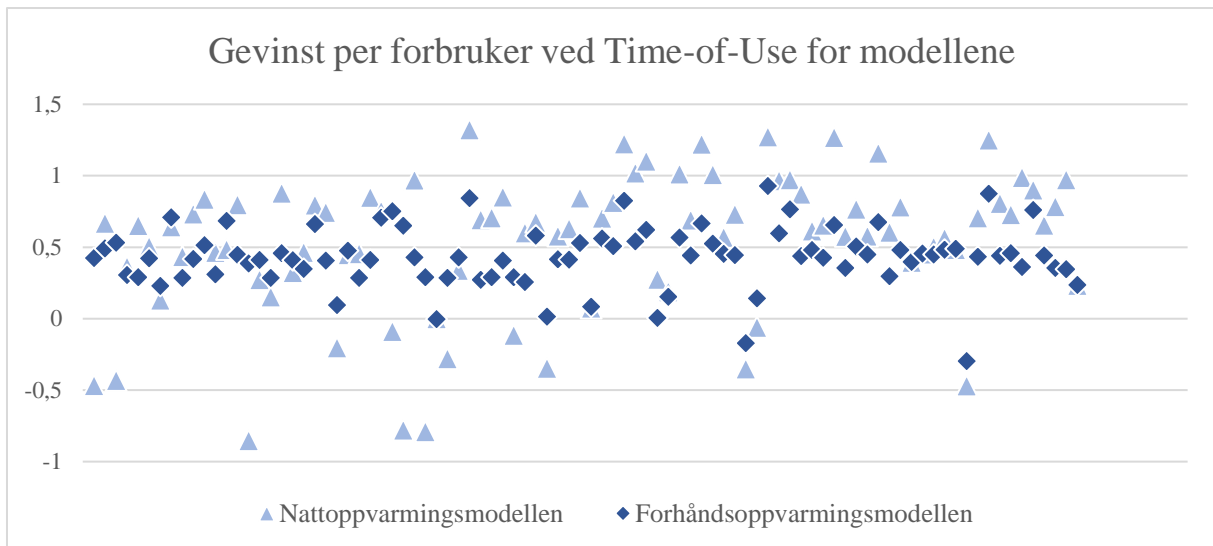


Figur 36: Årlig gjennomsnittlig gevinst per forbruker ved de ulike tariffene for begge modeller

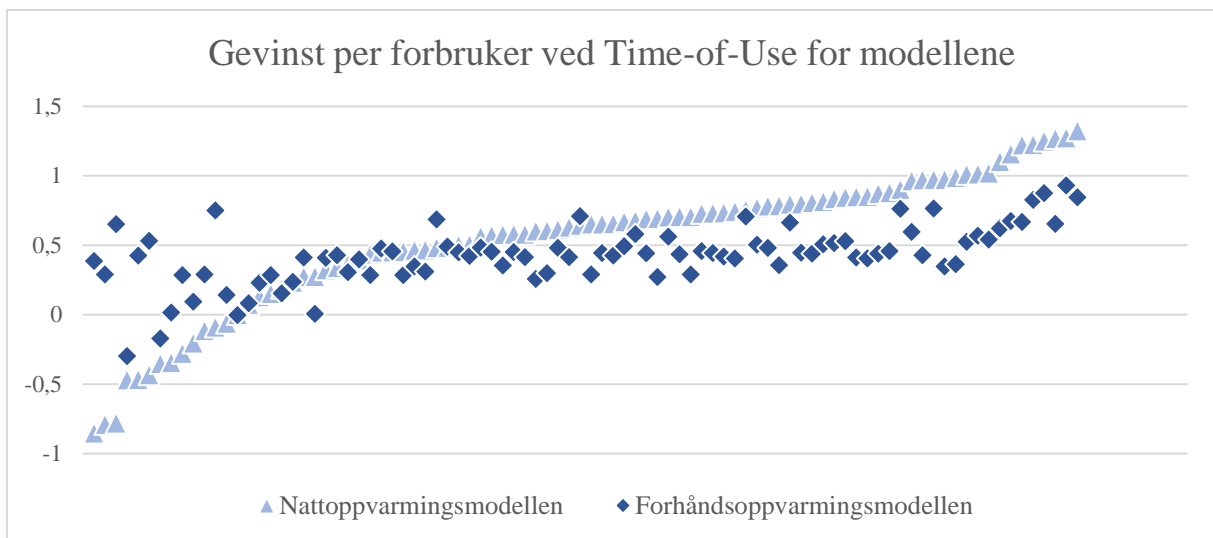
I en fremtid hvor variasjonene i spotprisen blir høyere, vil fleksibilitetsstyring av varmtvannsberedere bli mer lønnsomt for spotpriser også, men en stor respons fra befolkningen vil føre til en mer utjevning av prisene igjen. ToU-tariffen vil ikke reagere på dette i like stor grad, og opprettholder gevinsten ved fleksibilitet.

Figur 37 viser gevinsten for hver enkeltforbruker fra simuleringen. Figur 38 viser det samme, men her er boligene sortert etter gevinst fra nattoppvarmingsmodellen. Figurene viser at gevinsten ved forhåndsoppvarmingsmodellen er mer moderat per forbruker, men at gevinsten sjeldnere går under 0. Nattoppvarmingsmodellen gir en større gevinst per forbruker, men også større tap i de tilfellene hvor det er brukt mye vann. Forhåndsoppvarmingsmodellen har mye jevnere gevinst per forbruker, og færre tilfeller hvor det ikke er lønnsomt. Nattoppvarmingsmodellen vil ikke passe for alle forbrukere, men for enkelte kan det gi god gevinst.





Figur 37: Gevinst er forbruker ved ToU-tariff, usortert



Figur 38: Gevinst per forbruker ved ToU-tariff, sortert etter nattoppvarmingsmodellen

Det er ikke store gevinster ved å benytte de en av de to modellene som er presentert. Men dersom en forbruker installerer styringsteknologi for flere av apparatene i sin husholdning kan besparelsene bli mye større.

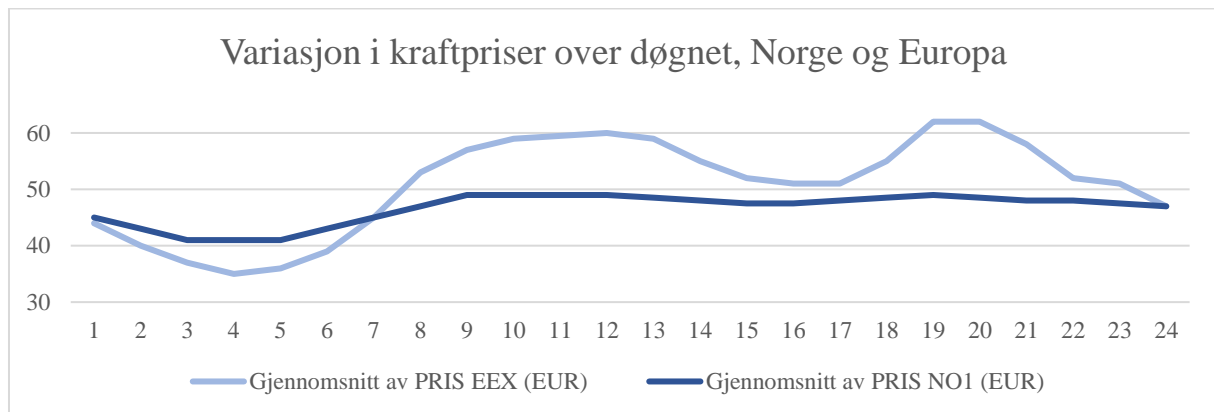
Lave prissvingninger i spotpris samt lavt forbruksvolum er en av grunnene til lav gevinst. Et spørsmål som kan stilles er hvorvidt større prisforskjeller vil være et insentiv til mer fleksibilitet. Ved en felles ToU-tariff for befolkningen vil regningen bli større for de som fortsetter å bruke strøm som før. De som er villige til å engasjere seg og få et forhold til eget strømforbruk vil ha muligheten til å påvirke sin egen strømregning mer enn i dag, og kanskje også bli en aktiv aktør i kraftmarkedet? Fremtidige tariffer fra NVE bør ta hensyn til at fleksibilitet fra forbrukere skal bli en del av kraftsystemet, også fra små aktører som husholdninger.

### 11.3 Barrierer for forbrukerfleksibilitet

Det er flere faktorer som hindrer utnyttelsen av fleksibiliteten og en mer aktiv deltagelse i kraftmarkedet for forbrukerne. I de kommende underavsnittene diskuteres økonomiske barrierer, tekniske barrierer og regulatoriske barrierer. Avsnittene er basert på Statnetts rapport *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040*. De fleste barrierene er godt argumenterte for, men enkelte handler mest om en høy terskel for innføring eller tilgang til markedet, noe som det mest sannsynlig vil endres i årene som kommer [3].

#### Økonomiske barrierer

Som vist i figur 39, fra avsnitt 4, er variasjonen i spotprisene i Norge lave sammenlignet med prisene i Europa. En så liten forskjell mellom dag og natt gir lite insentiver til flytting av forbruk, da gevinsten per deltager er veldig liten. I tillegg krever utnyttelsen av fleksibilitet en investeringskostnad for nødvendig utstyr, som skaper en litt høyere terskel.



Figur 39: Variasjon i kraftprisen gjennom døgnet i Norge VS Europa, gjengitt fra [28]

De økonomiske beregningene fra avsnitt 9 viser at det ikke er stor gevinst for hver enkelt forbruker ved å delta med sin varmtvannsbereder. Gevinsten kan øke over tid, gjennom en langsiktig reduksjon i nettleien, både fra sentral- og distribusjonsnettet. Dette gjør det vanskeligere å motivere til deltagelse, da en vanlig forbruker motiveres best av en direkte gevinst som vises på strømgregningen. Årlige variasjoner i for eksempel klima vil også påvirke en langsiktig nettleie, som gjør det vanskeligere å skille ut gevinsten fra fleksibilitet.

I denne oppgaven har spotprisen blitt brukt for å vise variasjon i prisene. Selv om denne variasjonen skulle bli større, vil den bli dempet av nettleien og avgiftene som kommer i tillegg. Det er netteierne som ønsker reduksjon av topplasten, og slik nettleien er i dag, med et stort energiledd, så er det få insentiver for forbrukerne til å redusere topplasten sin. De nye tariffene bør ta hensyn til, og legge opp til insentiv for fleksibilitet. I tillegg må det tas hensyn til at kundene vil ha en så enkel tariff som mulig. Abonnert effekt har vist seg å være for komplisert, men effektbasert tariff eller ToU alene gir ikke helt ønsket resultat. Bør det forventes at kundene setter seg mer inn i eget strømforbruk og hva de ulike leddene i regningen består av? Kanskje strømselskapene og nettselskapene bør gjøre en større innsats for å gjøre regningene sine mer forståelige? For å få til dette må nettselskap/strømselskap og forbrukerne møtes på midten. Dersom forbrukerne får muligheten til å redusere

strømregningen, vil kanskje flere sette seg inn i den, og prøve å forstå sitt eget forbruk bedre. Dersom strømselskapene og/eller nettselskapene tilbyr en digital løsning, for eksempel en app, hvor kundene får visualisert forbruket, vil kanskje kundene få en bedre forståelse av forbruket og regningen?

## **Tekniske barrierer**

En annen barriere for forbrukerfleksibilitet er hvilken styringsteknologi som skal benyttes. Det trengs mer utstyr enn AMS for å styre enkeltlast, og jo lavere ned i spenningsnivå man kommer, jo dyrere investering blir det på grunn av økt kvantitet. Da dukker naturlig spørsmålet om hvem som skal betale for det opp. Som argumentert i forrige avsnitt, så er ikke forbrukerfleksibilitet særlig lønnsomt for forbrukerne selv, og da er det forståelig at det ikke er interesse av å bruke mer penger på utstyr. Skal nettselskapene som har nytte av fleksibiliteten betale, eller hva med en insentivordning fra for eksempel Enova?

Et annet problem er den manglende standardiseringen av de tekniske løsningene. Både innen ulike AMS-valg, men også innen tekniske løsninger mellom AMS og last. Kanskje må en kunde forplikte seg til en leverandør, fordi deres produkt ikke vil «snakke» med andre enn sine egne? Slike lukkede system er et hinder for utviklingen videre, og mange kjemper for markedsandeler i dette nye markedet.

Per i dag er smarthusteknologi for de spesielt interesserte, både på grunn av pris og kunnskap. Den tekniske kompetansen og interessen blant de med økonomi til å kjøpe slike løsninger er som regel begrenset til de som jobber med tekniske fagfelt. Dette kan endre seg når den yngre generasjonen som har vokst opp med teknologi blir kjøpsterke nok.

Den siste og kanskje viktigste tekniske barrieren er ordene på alles lepper når man hører om slik teknologi; datasikkerhet og personvern. Data kan misbrukes, og dersom vi skal ha teknologi som behandler og leverer personlige data ut av husets fire vegger må denne dataen beskyttes. Når det er snakk om forbrukerfleksibilitet er det flere aktører som er innblandet, og det vil bli et komplisert system for å sette begrensninger for hvem som skal ha tilgang til hvilken informasjon. Vi er avhengig av klare retningslinjer og høy kompetanse på dette området for fremskritt innen teknologien.

## **Regulatoriske barrierer**

Med datasikkerhet og personvern blir også regelverket utfordret. Deler av regelverket i dag må mykes opp for at forbrukerfleksibilitet kan bli en aktiv del av kraftmarkedet, mens andre deler må gjøres strengere for å unngå misbruk. I dag er det i praksis veldig vanskelig å være aggregator i Norge på grunn av regelverket, som er skreddersydd til de store produsentene for fleksibilitet. Dette regelverket må endres slik at aggregatorene får tilgang til markedet.

De nye nettverkskodene fra ENTSO-E sier at forbruk skal likestilles med produksjon ved kjøp og salg av systemtjenester, og dersom Norge velger å følge disse retningslinjene må det gjøres tilpasninger. Å utforme dette regelverket blir utfordrende på grunn av forskjellige interesser blant de ulike aktørene det gjelder [11].

## 12 Konklusjon og videre arbeid

Fra 2019 vil alle norske målepunkt ha installert smarte målere, og kunden vil ikke lenger bare være et passivt uttak av strøm, men en aktiv deltager i et mer dynamisk kraftsystem. En aktiv forbruksside som responderer på prisendringer vil kunne bidra til en mer effektiv drift av nettet, med høyere forsyningssikkerhet, lavere prisvariasjoner og dempet markedsmakt [1]. Forbrukerfleksibilitet kan redusere maksimalbelastningen i nettet, noe som gir reduserte tapskostnader og utsatte investeringer i nettet. Mindre investeringer i nettet betyr i det lange løp lavere nettleie til forbrukerne. I tillegg får forbrukerne økonomisk gevinst ved å delta, og en mer effektivisert energibruk [4]. For nettselskapene kan dette føre til lavere KILE-kostnader og reduksjon eller utsettelse av nettinvesteringer. Forbrukerfleksibilitet kan gi insentiv til nye produkter og forretningsmodeller. Det åpnes for at helt nye aktører kan bli en del av kraftsystemet og selge innovative tjenester og produkter [4].

### Økonomi

Økonomisk sett er det lite lønnsomt for en forbruker å styre varmtvannsberederen sin med de to modellene som er presentert i denne oppgaven. Dersom myndighetene innfører ToU-tariff viser beregningene at en forbruker kan spare over 200 kr per år ved å styre varmtvannsberederen sin smart. Dersom kunden står fritt til å velge mellom de to tariffene presentert i avsnitt 4, er ToU kun lønnsomt dersom forbrukeren utnytter fleksibiliteten sin. Da kan man spare rundt 100-140 kr per år. I tillegg til disse besparelsene kommer en eventuell langsiktig reduksjon i nettleie til kunden som resultat av utsatte nettinvesteringer for netteier.

Av de to modellene som er presentert er det nattoppvarmingsmodellen som er mest gunstig, både for forbruker og for netteier. Modellen kan flytte mye mer forbruk og dermed blir også den økonomiske besparelsen større. Nattoppvarmingsmodellen holder det totale forbruket fra de 90 varmtvannsberederne lavt gjennom hele dagen, hvor forhåndsoppvarmingsmodellen møter det originale forbruket litt over middagstid. Likevel er nattoppvarmingsmodellen mer komplisert å gjennomføre, og i tilfeller med veldig høyt vannforbruk kan redusert komfort for forbruker forekomme.

### Konsekvens av styring av varmtvannsberedere

Varmtvannsberedere er en last med gode egenskaper for fleksibilitet; den innehar god termisk treghet og en utkobling for en begrenset periode vil i liten grad påvirke forbrukerens komfort. Berederen har enkle prinsipper, beskrevet i avsnitt 3.4, som gjør den lett å styre, også på innovative måter. Aggregert fleksibilitet som varmtvannsberedere kan bidra med, har en nytteverdi i form av lastreduksjon ved kapasitetsproblemer i høyspentnett, og for lokale spenningsproblemer i lavspentnett. De to modellene som er utarbeidet viser at det er mulig å styre varmtvannsberederne på smarte måter.

Simuleringen av nettet i Case 2 viste at fleksibiliteten fra varmtvannsberedere alene kan bidra til å heve spenningen i utsatte områder. Dessverre viste resultatene fra Case 3 at spenningskvaliteten ble redusert for mye ved innkoblingen av varmtvannsberederne ved bruk av forhåndsoppvarmingsmodellen. Det samme kan også skje for nattoppvarmingsmodellen.

Det betyr likevel ikke at modellene ikke fungerer, eller at de ikke vil kunne fungere godt med litt justeringer. En av årsakene til problemet kan være en uheldig innkobling av flere elektrisk geografisk nærliggende varmtvannsberedere på en gang. På grunn av tilfeldigheten i utdelingen av varmtvannsberedere, er utfallet som ble presentert kun ett av utallige mulige utfall. Hvor stor andel av disse utfallene som vil unngå spenningsproblemer og hvor mange som ikke vil det er vanskelig å svare på nå, og krever videre undersøkelser.

Hvis målet er spenningsforbedring kan altså ikke de presenterte modellene garantere at spenningen holder seg akseptabel om natten. Modellene vil ha en bedre nytteverdi dersom formålet med de to modellene er kapasitetsreduksjon. Innkoblingen av varmtvannsberederne trenger ikke føre til kapasitetsproblemer i nettet, da modellen kan fordele innkoblingen jevnt for å unngå å overskride den opprinnelige forbrukstoppen. Komplikasjoner ved innkobling vil derfor stort sett forekomme i små nett med lokale spenningsproblemer. Modellene er fortsatt aktuelle å benytte for å redusere topplasten blant husholdninger, men det vil være behov for bedre koordinering av innkoblingen dersom de benyttes i områder med lav spenning.

## **Kundeaksept**

I dag er ikke forbrukssiden særlig fleksibel, da de færreste kunder har tilgang til prissignaler i sanntid som gir incentiver til fleksibilitet. Ved installasjon av de smarte målerne vil kundenes strømrregning kunne avregnes mer nøyaktig, basert på timesforbruk og spotpris, som vil føre til at kundene vil få en større forståelse og interesse av sitt forbruk. For å realisere gevinsten for de ulike aktørene må forbrukerne automatiseres. Manuell styring av små laster er tidkrevende og gir liten marginal gevinst. Forbrukerne vil ikke selv kontinuerlig passe på strømforbruket, spesielt i arbeidstiden eller på natten. Ved å installere styringsteknologi i husholdningen som regulerer utvalgte apparater til å respondere på prissignaler, vil forbrukerne få gevinstene ved sin fleksibilitet med minimal innsats. Ideelt sett vil denne styringen være en blanding av direkte og indirekte laststyring, slik at man får flere typer fleksibilitet. Ved å tillate aggregatoren å entre markedet vil man også kunne øke incentivene til fleksibilitet på forbrukssiden.

Den største barrieren for å realisere utnyttelsen av fleksibilitet fra varmtvannsberedere er kundenes aksept. Et løfte om langsiktig reduksjon av nettleien er ikke en god gulrot for å friste forbrukere til å utnytte fleksibiliteten sin. Dersom kundene skal respondere på incentivene må det skje gjennom tariffen og øke forståelse av kraftsystemet. Bidraget deres må synliggjøres, først og fremst gjennom strømrregningen, men også gjennom digitale løsninger som for eksempel en app på nettbrett eller telefon.

## **Nytteverdi for forbrukerfleksibilitet**

Resultatene fra kapittel 2 og 3 viser at forbrukerfleksibilitet har en nytteverdi for netteiere. Selv om ikke nøyaktig disse modellene som er presentert vil bli brukt i virkeligheten, så viser de at prinsippet med smart styring av varmtvannsberedere er gjennomførbart og attraktivt. De utgjør også et poeng for forbrukerfleksibilitet generelt. Nytteverdien som blir vist kan også komme fra andre fleksible ressurser på forbrukssiden, som for eksempel romoppvarming eller

elbiler. For eksempel kan det legges inn forriglinger som hindrer enkelte apparater å starte dersom for eksempel elbilen lades eller induksjonsovnene står på.

## **Forbrukerfleksibilitet i fremtidens kraftsystem**

I fremtiden vil behovet for forbrukerfleksibilitet øke. utfordringene fremover vil handle om hvordan man skal håndtere den og integrere fleksibiliteten i det eksisterende kraftmarkedet, og hvordan man skal få kundene til å tilby sin fleksibilitet. Fremtidige skatter, tariffer, reguleringer og subsidier vil spille en viktig rolle for hvordan markedet for fleksibilitet vil se ut i fremtiden, og hvilke kilder til forbrukerfleksibilitet som blir tatt i bruk først. Det vil mest sannsynlig bli en økning i variasjonene i spotprisen, som igjen vil dempes dersom det tilføres ny fleksibilitet. Statnett tror likevel ikke at nye former for fleksibilitet vil kunne erstatte rollen vannkraften har i å holde prisvariasjonen i Norge lav [3], på grunn av stor skala og billig reguleringsevne.

De fremtidige kraftprisene vil ha mye å si for hvordan det går med fleksibilitet. Dersom prisene blir høyere over lengre tid vil det bli mer lønnsomt med tiltak for fleksibilitet, mens lavere priser vil holde forbrukerne fornøyde og stimulere til mer utbygging av industri. Ved vedvarende høye priser vil forbrukerne gå over til alternative energibærere, som for eksempel oppvarming med fyring av ved. Det norske kraftforbruket kommer hovedsakelig fra industri og oppvarming av bygninger, og her ligger også det meste av fleksibiliteten. Problemet er at selv om det teoretiske potensialet er stort, er det kun en liten andel av det som faktisk er lønnsomt eller realistisk å utnytte på grunn av vår store andel regulerbar vannkraft som senker prisen på fleksibilitet [3].

For å håndtere de økende effekttoppene og andelen av uforutsigbar kraftflyt som utfordrer stabiliteten og forsyningssikkerheten i det norske kraftnettet, vil økt fleksibilitet være essensielt. Fleksibiliteten må komme fra både produksjon og forbruk, men for å komme dit må kraftsystemet gjennom store forandringer for en så konservativ bransje. Aktørene må revurdere sin egen rolle, alle fra systemoperatør til forbruker. Strømkundene vil ikke fortsette å være passive ovenfor eget forbruk, noe resten av kraftsystemet må tilpasse seg til. Nye forretningsmodeller må utarbeides, tradisjonelle roller må revurderes, nye slipper til og andre må kanskje slippe taket.

## 12.1 Videre arbeid

Det er flere ting som dukket opp under arbeidet med denne oppgaven som det gjerne kunne blitt jobbet videre med, i hovedsak ved modellene som ble laget.

### Videreutvikling av modellen

Ved tilgang til måledata av vannforbruket i omtrent samme skala som målingene fra SINTEF Energi kan man unngå tilbakeregningsforskyvningen i nattoppvarmingsmodellen.

Forhåndsoppvarmingsmodellen kan da tilstandsbaseres på lik linje med nattoppvarmingsmodellen, og dermed gi et mer realistisk resultat.

Innkoblingen av varmtvannsberederne i nattoppvarmingsmodellen skjer på et tilfeldig tidspunkt i løpet av natten. For å sørge for en jevnere innkobling ble varmtvannsberedere delt inn i kategorier basert på hvor lang tid oppvarmingen ville ta, og hver kategori fikk et innkoblingstidsintervall hvor varmtvannsberederne innkoblet tilfeldig innenfor. I en fremtidig modell burde denne innkoblingen utvikles bedre, og også innebære faktorer som elektrisk plassering i nettet slik at ikke alle varmtvannsberederne i sammen område kobler inn samtidig.

### Flere forsøksrunder

Det burde testes flere ut-/innkoblingstidspunkt for de to modellene. Innkoblingstidspunktene som ble valgt i denne omgang ble valgt fordi de hadde størst utkoblingspotensial, altså mest lastreduksjon å hente. Nattoppvarmingsmodellen er fleksibel i form av når den skal iverksettes. Utkoblingstidspunktet ble i oppgaven satt til 05:00, men dette kunne også ha blitt utsatt til senere for å utnytte potensialet i de senere timene bedre.

Forhåndsoppvarmingsmodellen har muligheten til å «holde» på den oppsparte varmeenergien helt til varmtvannsberederne mottar et signal fra for eksempel nettselskapet eller en aggregator. Er det for eksempel forventet en stor lasttopp klokken 8, kan man vente med å sette tilbake setpunktet til da, og dermed få en stor lastreduksjon til et planlagt tidspunkt. Med spotpriser fra «Day Ahead»-markedet kan også styringsteknologi forutse når det er lurt å utløse fleksibiliteten for begge modellene.

Det viktigste punktet for videre arbeid vil være å lage et statistisk representativt utvalg av utfall fra de to modellene. Både for potensiell spenningsforbedring og for forventet lastreduksjon/økning i hver time varierer hver gang modellen kjøres. For det første kan effektprofilen se annerledes ut hver gang, fordi innkoblingsfordelingen er noenlunde tilfeldig. For det andre er tildelingen av varmtvannsberedere til de ulike lastuttakene tilfeldig. Disse to faktorene vil i stor grad påvirke resultatet, både positivt og negativt. Videre arbeid med modellene bør innebære statistisk analyse av utfallene, både for de to fordelingene av innkobling og lastuttak, men også for spenningsutfallet. Slik kan man regne seg frem til en forventet effekt- og spenningsreduksjon basert på de 90 varmtvannsberederne og lastuttakene.

## 13 Referanser

- [1] T. Ericson, «Short-term electricity demand response,» Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet, fakultet for informasjonsteknologi, Trondheim, 2007.
- [2] H. Seljeseth, *Forelesningsslides fra gjesteforelesning i faget "ELK-10 Quality of supply in electrical power systems": "Distribution system challenges due to new appliances"*, Trondheim, NTNU, 3. november 2017.
- [3] Statnett, «Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040,» 11. januar 2018. [Internett]. Available: <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Media/Nyheter%202018/Fleksibilitet%20i%20det%20nordiske%20kraftmarkedet%202018-2040.pdf>. [Funnet 4. april 2018].
- [4] T. U. Øverli, «TET5500 Elkraftteknikk, fordypningsprosjekt: Forbrukerfleksibilitet som en ressurs i fremtidens kraftsystem,» NTNU, Institutt for elkraftteknikk, Trondheim, 2017.
- [5] S. F. Berg, S. H. Nilsen, K. W. Lunder og T. U. Øverli, «Bacheloroppgave: Storskala laststyring i et kraftsystem,» NTNU Kalvskinn, Trondheim, 2016.
- [6] Lovdata, «Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven),» Olje- og energidepartementet, 1. januar 2017. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>. [Funnet 23. mai 2018].
- [7] SINTEF Energi, «Distribution 2020 - Tekniske retningslinjer for tilknytning av distribuert produksjon,» 24. mai 2011. [Internett]. Available: [https://www.sintef.no/projectweb/distribution\\_2020/tekniske-retningslinjer-for-tilknytning-av-distribuert-produksjon/#Distribuertproduksjon](https://www.sintef.no/projectweb/distribution_2020/tekniske-retningslinjer-for-tilknytning-av-distribuert-produksjon/#Distribuertproduksjon). [Funnet 13. mai 2018].
- [8] SINTEF Energi, «Utforming av distribusjonsnett med mye distribuert produksjon,» NEF Teknisk Møte 2011. [Internett]. Available: [https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2011/presentasjoner/van-dyken---distribuert\\_produksjon.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2011/presentasjoner/van-dyken---distribuert_produksjon.pdf). [Funnet 13. mai 2018].
- [9] Norges Vassdrag- og Energidirektorat, «Spenningskvalitet,» 23. juni 2017. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/spenningskvalitet/>. [Funnet 2. januar 2018].
- [10] Norges Vassdrag- og Energidirektorat, «Forklaring på noen begreper brukt innen spenningskvalitet,» [Internett]. Available:



- [https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet\\_v2.pdf](https://www.nve.no/Media/3121/definisjoner-spenningskvalitet_v2.pdf). [Funnet 2. januar 2018].
- [11] S. F. Berg, S. H. Nilsen, K. W. Lunder og T. U. Øverli, «Bidrag NEF Teknisk møte 2017: Storskala laststyring i et kraftsystem,» 2017. [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/globalassets/project/nef-tm-2017/rapporter-2017/sesjon-6-4---25---nef-tm-2017-rapport-overli-berg-wiulsrod-og-nilsen.pdf>.
- [12] Elhub, «Om Elhub,» [Internett]. Available: <https://elhub.no/nb/om-elhub>. [Funnet 16. desember 2017].
- [13] H. Sæle, O. S. Grande og A. Z. Morch, «Forbrukerfleksibilitet: Synteserapport utformet for Norges forskningsråd i RENERGI-programmet,» SINTEF Energi AS, Elkraftsystemer, Trondheim, 2013.
- [14] V. Fearnley Landmark, «Presentasjon, SmartGrid-dagen 2018: innovasjon i kraftmarkedet - i krysset mellom marked, teknologi og energi,» ENFO, Trondheim, Gløshaugen, 2018.
- [15] SINTEF Energiforskning AS, «DP1 Økt priselastisitet på etterspørselssiden,» 2. desember 2008. [Internett]. Available: [https://www.sintef.no/globalassets/project/mabfot/2\\_has\\_dp1-okt-priselastisitet-pa-ettersporselsiden1.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/mabfot/2_has_dp1-okt-priselastisitet-pa-ettersporselsiden1.pdf). [Funnet 19. desember 2017].
- [16] Monica Havskjold, Norges Vassdrag- og Energidirektorat, , «Fremtides elkunder - Potensial for fleksibilitet på forbrukssiden,» Norges Energidager 2017. [Internett]. Available: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201708023/2203974>. [Funnet 12. april 2018].
- [17] VaasaETT på oppdrag fra NVE, «Assessing the Potential of Home Automation in Norway,» april 2017. [Internett]. Available: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_34.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_34.pdf). [Funnet 15. april 2018].
- [18] H. Sæle, E. Rosenberg og N. Feilberg, «State of the art Projects for estimating the electricity end-use demand,» september 2010. [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/globalassets/project/eldek/publisering/tr-a6999-state-of-the-art-projects-for-estimating-the-electricity-end-use-demand.pdf>. [Funnet 4. januar 2018].
- [19] T. U. Øverli, «Flexibility in Norwegian household appliances,» Sommerjobb, SINTEF Energi, Trondheim, 2017.

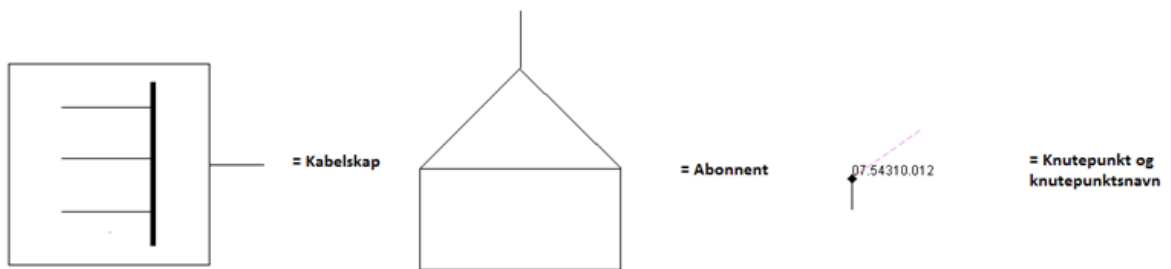
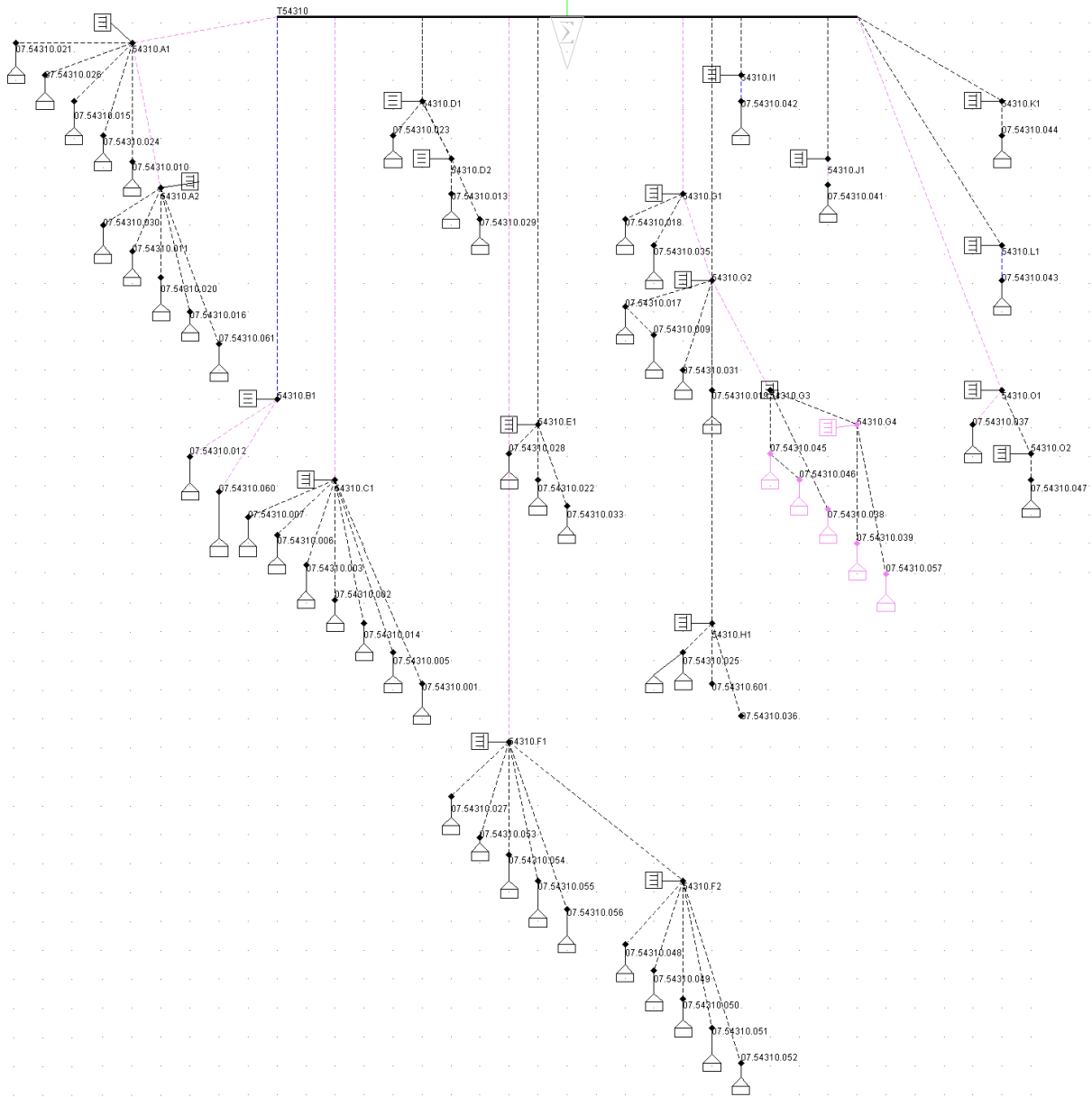
- [20] H. Seljeseth, K. Sand og T. Solvang, «Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitetsnettet,» SINTEF Energi AS, Elkraftsystemer, Trondheim, 2012.
- [21] J. W. Black og R. Tyagi, «Potential Problems with Large Scale Differential Pricing Programs,» 2010.
- [22] Norges Vassdrag- og Energidirektorat, «Varmepumper i energisystemet - Status og muligheter,» Juli 2016. [Internett]. Available: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016\\_60.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_60.pdf). [Funnet 23. mai 2018].
- [23] T. s. O. H. Richard Hallerud, Interviewee, *E-post-korrespondanse om OSOs varmtvannsberedere*. [Intervju]. Februar 2018.
- [24] V. Fearnley Landmark og V. Lervik, «Teknisk-økonomiske løsninger for aggregatorrollen i et marked med Smart Grid,» NTNU, Institutt for industriell økonomi og teknologiedelse, Trondheim, 2012.
- [25] Folkehelseinstituttet, «Legionellose,» 25. februar 2010. [Internett]. Available: <https://www.fhi.no/nettpub/smittevernveilederen/sykdommer-a-a/legionellose/>. [Funnet 5. mars 2018].
- [26] V. Lund, Interviewee, *Epostkorrespondanse med Seniorforsker Vidar Lund, PhD, Folkehelseinstituttet*. [Intervju]. Mars 2018.
- [27] P. Jerstad og B. Sletbak, *Rom stoff tid: 2FY*, Oslo: Cappelen, 1997.
- [28] Statnett SF, «Systemdrifts- og markedsutviklingsplan,» april 2012. [Internett]. Available: [http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Statnett\\_SMU\\_P\\_24.05\\_Ink\\_Low.pdf](http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Statnett_SMU_P_24.05_Ink_Low.pdf). [Funnet 26. februar 2018].
- [29] Lovdata, «Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften), §4-4. Vilkår for omsetningskonsesjon d,» 1. mars 2018. [Internett]. Available: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959#KAPITTEL\\_4](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959#KAPITTEL_4). [Funnet 24. mai 2018].
- [30] THEMA Consulting Group, «Sammenligning av ulike effekttariffer,» Juni 2016. [Internett]. Available: <https://www.energinorge.no/contentassets/e9be03a275af43868b6f2c6d187e8296/thema-sammenligning-av-ulike-effekttariffer.pdf>. [Funnet 24. mai 2018].
- [31] S. N. Bjarghov, «Utilizing EV Batteries as a Flexible Resource at End-user Level,» Juni 2017. [Internett]. Available:

[https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2456120/17016\\_FULLTEXT.pdf?sequence=1](https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/2456120/17016_FULLTEXT.pdf?sequence=1). [Funnet 30. April 2018].

- [32] Ø. Lie, «Da kundene måtte betale for effekt i stedet for forbruk, gikk strømforbruket ned med 20 prosent,» Teknisk Ukeblad, 3. juni 2014. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/da-kundene-matte-betale-for-effekt-i-stedet-for-forbruk-gikk-stromforbruket-ned-med-20-prosent/223269>. [Funnet 24. mai 2018].
- [33] Siemens Energy, «PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software,» 2018. [Internett]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-e.html>. [Funnet 4. mai 2018].
- [34] H. Saadat, Power System Analysis - Third edition, PSA Publishing LCC, 2010.
- [35] Statistisk Sentralbyrå, «Familier og husholdninger,» 26. september 2017. [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/familie/>. [Funnet 20. mai 2018].
- [36] OSO Hotwater Group AS, «Produktdatablad Super Standard,» [Internett]. Available: [http://nrfportal.vvsnrf.no/assets/1129/productSheet/productSheet\\_ecb335c6-9144-4b1f-86af-d2096d8ec187.pdf](http://nrfportal.vvsnrf.no/assets/1129/productSheet/productSheet_ecb335c6-9144-4b1f-86af-d2096d8ec187.pdf). [Funnet 6. mars 2018].
- [37] Olje- og Energidepartementet, «Fakta 2015 - Energi- og vannressurser i Norge,» 2015. [Internett]. Available: [https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830\\_897155\\_fakta\\_energi-vannressurser\\_2015\\_net.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/fd89d9e2c39a4ac2b9c9a95bf156089a/1108774830_897155_fakta_energi-vannressurser_2015_net.pdf). [Funnet 2. januar 2018].
- [38] «Hafslund.no,» [Internett]. Available: <https://www.hafslund.no/omhafslund/nett/3082>. [Funnet 6. november 2017].
- [39] «Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet - §1. Formål,» 1. januar 2014. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-05-07-448>. [Funnet 18. desember 2017].

# Vedlegg

## A. Lavspennnett fra NTE Nett



## B. PSSE-nett T54310

