

## Forord

Denne masteroppgaven er det avsluttende arbeidet mitt ved det femårige studiet Fornybar Energi ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU) på Ås. Jeg har som person alltid vært opptatt av politikk, økonomi, klima og miljø, og en kan vel på mange måter si at det var ”aktivisten” i meg som fikk meg til å ville studere fornybar energi. Jeg fikk nok en liten vekker i meg når jeg innså at klimatoppmøtet i København i 2009 i stor grad ble en fiasko, alle hadde høye forhåpninger, lite ble vedtatt. Det var derfor med stor entusiasme at jeg begynte studiet mitt her ved NMBU i 2010. Siden den gang har jeg tilegnet meg faglig kunnskap knyttet til mulighetene og utfordringene vi står overfor i jakten på et mer klimavennlig og fornybart samfunn. På denne bakgrunn valgte jeg å ta for meg en problemstilling knyttet til nettariffer og elkjelbruk i fjernvarmeanlegg. Hvis Norge og resten av verdenssamfunnet skal ha håp om å skape en verden hvor energien vi konsumerer ikke lengre er fossil, og CO<sub>2</sub>-utslippene våre ikke overskrider det som kan bli tatt opp i karbonsyklusen, så vil vi bli nødt til å satse bredt i forhold til politikk, økonomi, teknologi og innovasjon. Det å få muligheten til å gjøre et ”dypdykk” inn i hva Norge kan gjøre for å legge til rette for en storstilt fornybarsatsning, var for meg en stor motivasjon i denne oppgaven. Oljealderen går mot slutten, og Norge vil trenge et stort fornybart energisystem, med differensierte kilder til både produksjon og konsum, med andre ord: Norge trenger fleksibilitet.

Jeg kan ikke si at arbeidet med denne masteroppgaven bare har vært lett, men det er som de sier: ”Det er i motbakke det går oppover”. Selv om det har vært mye frustrasjon dette semesteret så har det vært mange gode stunder også. I første omgang så vil jeg rette en stor takk til Kristin, Michael, Trine, Tore og resten av ”fredagspils”-gruppen for å ha holdt ut med galskapen min dette halvåret. Uten dere så hadde jeg ikke fått dette til. Jeg vil og rette en stor takk til mine foreldre som har vært der for meg når jeg har trengt det, takk for at dere er dere er. Jeg vil samtidig rette en stor takk til ”fotballkompisene” mine for fine og nødvendige avbrekk med god fotball i beste Vålerenga stil. Jeg vil og takke min veileder Torjus. En person som ikke kan glemmes er Eli, jeg vil takke deg for et godt samarbeid dette semesteret. Denne oppgaven hadde ikke blitt den samme uten din støtte Eli. Sist, men ikke minst, så vil jeg takke min nå avdøde hund Loke, uten deg hadde jeg ikke vært her jeg er nå. Takk for at jeg fikk spille den samme rollen for deg som du gjorde for meg. Håper at lille Ask kan følge i dine ”pote-spor” når han følger meg på min vei videre i livet.

Ås, mai 2015, Andreas Arnmann Nilsen.

## Sammendrag

Norge og resten av verden står overfor store utfordringer knyttet til å håndtere ulike klima- og miljøproblemer. Det meste av verdens energikonsum stammer fra fossile energikilder i form av olje, gass og kull. Med et økt miljø- og klimafokus har en i de siste tiårene begynt å se etter andre løsninger og substitutter en kan bruke til å dekke det fortsatt økende energibehovet.

Arvtakerne til å ta over etter den fossile tidsalderen, består i stor grad av uregulerbare energikilder som for eksempel småskala vannkraft og vindkraft. For at en skal få faset slike energikilder inn i nettet vil en trenge fleksibilitet i nettet. Med andre ord vi trenger både fleksible tilbydere av elektrisitet, og fleksible kunder som kan koble ut forbruket av elektrisitet når det blir nødvendig.

Denne oppgaven tar for seg problemstillingen: ” *Hvordan påvirker utformingen av nettleietariffer i el-nettet bruken av el-kjeler i den norske fjernvarmeindustrien?* ”. Måten dette har blitt gjennomført på er gjennom spørreundersøkelse sendt ut til fjernvarmeanlegg, samt ved intervju av informanter fra både nettselskaper og fjernvarmeselskaper. Funnene i undersøkelsene har blitt holdt opp mot relevant kunnskapsbasert teori knyttet til tematikken i oppgaven.

Resultatene i denne oppgaven bygger på en spørreundersøkelse av 27 respondenter fra fjernvarmesektoren, hvorav 21 har elkjel installert ved sine anlegg. Det er og gjennomført 8 intervjuer for ytterligere å belyse oppgavens problemstilling. Det kommer her frem at det kan virke som at de fjernvarmeanleggene som er på uprioriterte tariffvilkår, har en større mulighet til å bidra med fleksibilitetstjenester overfor nettselskapene, enn det anleggene med prioritert tariffvilkår har. Det kan og virke som at det å innføre dynamiske tariffer som belyser knapphetssituasjoner, ut i fra tid og lokasjon, vil kunne bidra til å øke bruken av elkjeler i den norske fjernvarmeindustrien. Det kommer og frem i denne oppgaven at effektleddet i nettleietariffen blir betraktet av mange som et hinder i forhold til å kunne utnytte elektrisitet i fjernvarmeproduksjonen. Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange timer en vil ha med lave, eller svært lave, priser på elektrisitet i fremtiden. Det vil derfor kunne være klokt å tilrettelegge for elkjeler på tariffer som åpner opp for at de kan bidra med fleksibel bruk av elektrisitet.

## Abstract

Norway and the rest of the world are facing major challenges related to handling and mitigating climate and environmental problems. Most of the world's energy consumption stems from fossil fuels in the form of oil, gas and coal. With increased focus on the climate and the environment we have during the recent decades started to look for other solutions and substitutes that can be used to cover our still growing demand for energy. Successors to take over after the fossil era are largely composed of unregulated energy sources such as small-scale hydro and wind power. To phase in unregulated energy sources into the grid we will need flexibility in the grid. In other words, we need both flexible providers of electricity, and also flexible consumers that can deactivate their consumption of electricity when it becomes necessary.

This thesis has focused on the issue: *"How does the design of grid tariffs in the electricity supply influence the use of electric boilers in the Norwegian district heating sector?"* The way this has been implemented is through a questionnaire sent out to district heating operators (DH-operators), as well as by interviewing informants from both grid companies and DH-companies. In an attempt to shed light on the focus of this thesis, the results have been backed up by relevant knowledge-based theory related to the theme of the thesis.

The results in this thesis are based on a survey of 27 respondents from DH-companies, where of 21 have electric boiler installed at their facility. The results of the survey were then backed up by interviews with 8 informants from grid companies and DH-companies. In this thesis it seems like the DH-plants that are on "flexible tariffs", have a greater opportunity to contribute with flexibility services to the grid companies than the DH-plants with a "priority tariff". It may seem like that adopting dynamic tariffs that highlights shortage situations, based on time and location, will help to increase the use of electric boilers in the Norwegian DH-industry. During the work with this thesis, it has also come forth information that points to that the effect part in the grid tariff is considered by many as an obstacle in relation to using electricity for district heating purposes. There is considerable uncertainty as to how many hours one will have with low or very low electricity prices in the future. It may therefore be wise to arrange the grid tariffs so that for electric boilers can be able to contribute with flexibility in the grid.

# Innholdsfortegnelse

## FORORD

---

## SAMMENDRAG

---

## ABSTRACT

---

## INNHALDSFORTEGNELSE

---

## FIGUROVERSIKT

---

## TABELLOVERSIKT

---

<b>1. INNLEDNING</b>	<b>1</b>
<b>1.1 OPPGAVENS PROBLEMSTILLING OG AVGRENSNING</b>	<b>5</b>
<b>1.2 TIDLIGERE ARBEID</b>	<b>5</b>
<b>2. KUNNSKAPSBASERT TEORI</b>	<b>7</b>
<b>2.1 STATUS I FJERNVARMEBRANSJEN</b>	<b>7</b>
2.1.1 PRIS FOR FJERNVARME	9
2.1.2 EL-KJELER	9
2.1.3 FLEKSIBILITET	11
<b>2.2 DAGENS NETT- OG TARIFFSTRUKTUR I NORGE</b>	<b>14</b>
2.2.1 DIREKTE REGULERING	15
2.2.2 ØKONOMISK REGULERING	16
2.2.3 TARIFFER	17
2.2.3.1 ENERGILEDD	18
2.2.3.2 EFFEKTLEDD	19
2.2.3.3 FASTLEDD	19
2.2.4 PRIORITERT OVERFØRING	20
2.2.5 FRA UTKOBLBAR OVERFØRING TIL FLEKSIBELT FORBRUK	20
2.2.6 AVGIFTER KNYTTET TIL BRUK AV ELEKTRISITET	21
2.2.6.1 ANLEGGSBIDRAG	21
2.2.6.2 ELAVGIFT	22
2.2.6.3 MERVERDIAVGIFT	23
2.2.6.4 ENOVA-AVGIFT	23
2.2.6.5 EL-SERTIFIKATER	23
<b>2.3 DYNAMISKE TARIFFER</b>	<b>24</b>
2.3.1 DYNAMISK EFFEKT- OG ENERGITARIFF	28
2.3.1.1 DYNAMISK EFFEKTTARIFF	28
2.3.1.2 DYNAMISK ENERGITARIFF	29
<b>3. METODE</b>	<b>30</b>
<b>3.1 METODETRIANGULERING</b>	<b>30</b>
<b>3.2 DEN KVANTITATIVE STRUKTURERTE SPØRREUNDERSØKELSEN</b>	<b>30</b>
3.2.1 RESPONDENTENE	31
3.2.2 UNDERSØKELSEN	32
<b>3.3 DE KVALITATIVE SEMISTRUKTURERTE INTERVJUENE</b>	<b>32</b>
3.3.1 INFORMANTENE	33
3.3.2 INTERVJU UNDERSØKELSEN	34

<b>3.4 KRITERIER FOR KVALITETSVURDERINGER</b>	<b>34</b>
3.4.1 RELIABILITET	34
3.4.2 VALIDITET	35
<b>3.5 VALIDITET OG RELIABILITET I EGEN FORSKERROLLE</b>	<b>35</b>
<b>4. RESULTATER OG DISKUSJON</b>	<b>36</b>
<b>4.1 PRESENTASJON AV FJERNVARMEANLEGGENE</b>	<b>36</b>
4.1.1 FRAMTIDSUTSIKTER FOR FJERNVARMEANLEGGENE	42
<b>4.2 BEGRENSER DEN NÅVÆRENDE TARIFFERINGSSTRUKTUREN FJERNVARMESELSKAPENES MULIGHET TIL Å BIDRA MED FLEKSIBILITET I ENERGISYSTEMET?</b>	<b>44</b>
<b>4.3 VIL DYNAMISKE TARIFFER, SOM BELYSER KNAPPHETSSITUASJONER I NETTET UT I FRA TID OG LOKASJON, ØKE BRUKEN AV ELKJELER?</b>	<b>50</b>
<b>4.3 HVORDAN PÅVIRKER UTFORMINGEN AV NETTLEIETARIFFER, I EL-NETTET, BRUKEN AV EL-KJELER I DEN NORSKE FJERNVARMEINDUSTRIEN?</b>	<b>59</b>
<b>5. KONKLUSJON</b>	<b>62</b>
<b>5.1 FORSLAG TIL VIDERE ARBEID</b>	<b>63</b>
<b>6. KILDELISTE</b>	<b>64</b>
<b>VEDLEGG 1: SPØRSMÅL STILT TIL RESPONDENTER I FJERNVARMEBRANSJEN (QUESTBACK)</b>	<b>69</b>
<b>VEDLEGG 2: INTERVJUGUIDE NETTSELSKAPER</b>	<b>73</b>
<b>VEDLEGG 3: INTERVJUGUIDE FJERNVARMESELSKAPER</b>	<b>74</b>

## Figuroversikt

FIGUR 1 FORMER FOR SLUTTBRUKERFLEKSIBILITET (KANAK 2012).....	12
FIGUR 2 RESULTATER AV FLYTTING AV LAST I TID (EURELECTRIC 2013) .....	13
FIGUR 3 EKSEMPEL PÅ DYNAMISK ENERGITARIFF (JARMO PARTANEN ET AL. 2012).....	29
FIGUR 4 ANTALL DELTAKERE I UNDERSØKELSEN.....	36
FIGUR 5 ELKJELER I UNDERSØKELSEN INNDELTE ETTER EFFEKT PÅ ELKJEL VED ANLEGGENE .....	37
FIGUR 6 BRUK AV ELKJEL SETT UT FRA INSTALLERT EFFEKT VED FJERNVARMEANLEGGET .....	38
FIGUR 7 SESONGVARIASJONER I BRUK AV ELKJEL.....	39
FIGUR 8 TYPE ELKJEL INSTALLERT VED DE FORSKJELLIGE FJERNVARMEANLEGGENE.....	40
FIGUR 9 ANDRE KILDER TIL TERMISK ENERGIPRODUKSJON VED ANLEGG MED ELKJEL .....	40
FIGUR 10 PLANER OM Å INVESTERE I DET NÅVÆRENDE ANLEGGET.....	42
FIGUR 11 PLANLAGTE INVESTERINGER VED FJERNVARMEANLEGGENE I SPØRREUNDERSØKELSEN.....	43
FIGUR 12 INVESTERING I NY ELKJEL BASERT PÅ TIDLIGERE KJELTEKNOLOGI VED ANLEGGET .....	43
FIGUR 13 TYPE TARIFF FJERNVARMEANLEGGENE HAR PÅ ELKJELEN I DAG.....	44
FIGUR 14 PÅVIRKER DAGENS TARIFF FJERNVARMEANLEGGENE FRA Å DELTA AKTIVT I EL-MARKEDET? (1) .....	45
FIGUR 15 PÅVIRKER DAGENS TARIFF FJERNVARMEANLEGGENE FRA Å DELTA AKTIVT I EL-MARKEDET? (2) .....	45
FIGUR 16 HVILKET NETTNIVÅ ER ELKJELEN KOBLET OPP MOT .....	50
FIGUR 17 RESULTAT AV INNFORING AV MER EFFEKTBASERTE TARIFFER, SETT UT FRA HVILKEN TARIFF SELSKAPET HAR I DAG (1).....	51
FIGUR 18 RESULTAT AV INNFORING AV MER EFFEKTBASERTE TARIFFER, SETT UT FRA INSTALLERT EFFEKT (2) ....	52
FIGUR 19 FJERNVARMEANLEGGENES ØNSKER KNYTTET TIL UTFORMING AV EFFEKTTARIFF SETT UT FRA INSTALLERT EFFEKT (1) .....	53
FIGUR 20 FJERNVARMEANLEGGENES ØNSKER KNYTTET TIL UTFORMING AV EFFEKTTARIFF SETT UT FRA DAGENS TARIFF (2) .....	53
FIGUR 21 EFFEKTEN EN INNFORING AV TARIFFER SOM BELYSER KNAPPHETSSITUASJONER I NETT HAR OVERFOR ENDRINGER I ELKJELBRUK (1).....	56
FIGUR 22 EFFEKTEN EN INNFORING AV TARIFFER SOM BELYSER KNAPPHETSSITUASJONER I NETT HAR OVERFOR ENDRINGER I ELKJELBRUK (2).....	56
FIGUR 23 SAMMENSTILLING AV VIRKNINGEN AV TARIFFER SOM BELYSER KNAPPHETSSITUASJONER I NETT, OG SPØRSMÅLET OM RESPONDENTENE ØNSKER EN FLAT-, VARIABEL- ELLER BRUKSTIDSAVGIFT .....	57

## Tabelloversikt

TABELL 1 OVERSIKT OVER INSTALLERT EFFEKT PÅ ELKJEL, PÅVIRKNING AV DAGENS TARIFF OG TIMER MED DRIFT I 2014 VED FJERNVARMEANLEGG PÅ PRIORITERT TARIFF .....	46
TABELL 2 OVERSIKT OVER INSTALLERT EFFEKT PÅ ELKJEL, PÅVIRKNING AV DAGENS TARIFF OG TIMER MED DRIFT 2014 VED FJERNVARMEANLEGG PÅ FLEKSIBEL TARIFF .....	47
TABELL 3 OVERSIKT OVER INSTALLERT EFFEKT PÅ ELKJEL, PÅVIRKNING AV DAGENS TARIFF OG TIMER MED DRIFT 2014 FOR FJERNVARMEANLEGG I KATEGORIEN "ANNET" .....	47
TABELL 4 RESPONDENTER SOM HAR UPRIORITERT OVERFØRING OG HAR OPPLEVD Å BLI KOBLET UT .....	48

## 1. Innledning

Norge og resten av verden står overfor store utfordringer knyttet til klima og miljø.

27. september 2013 ble første del av FN sin femte klimarapport/Assessment Report 5 (AR5) sluppet. Dette skjedde i sammenheng med FNs klimamøte i Stockholm hvor den første arbeidsgruppen (Working Group 1) la frem sitt arbeid. I rapporten ble det slått fast med 95 prosent sannsynlighet at klimaendringer som for eksempel økt havnivå, økte globale temperaturer, økt sannsynlighet for ekstremvær med mer, skyldes menneskelig påvirkning (IPCC 2013). Det meste av verdens energikonsum stammer fra fossile energikilder i form av olje, gass og kull. Med et økt miljø- og klimafokus har en de siste tiårene begynt å se etter andre løsninger og substitutter en kan bruke til å dekke det fortsatt økende energibehovet. Samtidig er det behov for å fase ut forurensende og miljøskadelige fossile energikilder. I henhold til IPCC vil en i møte med dagens og fremtidens klima- og miljøutfordringer bli nødt til å hankses med de problemene som er her i dag, og samtidig begrense ytterligere menneskeskapt skadevirkninger i fremtiden (ibid.).

For energisektoren er det spesielt fokus på energieffektivisering og å øke andel fornybar energiproduksjon både nasjonalt og globalt.

De to viktigste direktivene vedtatt i EU, knyttet til energisektoren, har vært fornybardirektivet (OED 2005) og energieffektiviseringsdirektivet (OED 2011a). Fornybardirektivet ble vedtatt og gjort gjeldende for EU i 2009, og for Norge som EØS medlem den 19. desember 2011. Som et resultat av fornybardirektivet har det blitt satt et mål om at 67,5 prosent av det norske forbruket av energi skal komme fra fornybare kilder innen 2020 (OED). Disse politiske føringene har sammen med virkemidler for utbygging av fornybar energi, medført en oppsving de siste årene i antallet søkte konsesjoner knyttet til utbygging. Utbygging i Norge har i all hovedsak bestått av vindkraft, småskala vannkraft og bioenergibaserte nær- og fjernvarmesentraler. Som et insentiv til å få økt utbyggingen av fornybar elektrisitetsproduksjon i Norge og Sverige ble det fra 1. januar 2012 innført et felles el-sertifikat marked for de to landene. Hele ordningen kan egentlig betraktes som en avgift som skal dekke utbyggingskostnader knyttet til fornybar elektrisitetsproduksjon. I henhold til avtalen skal el-sertifikater være med på å finansiere utbyggingen av 26,4 TWh fornybar elektrisitetsproduksjon i Norge og Sverige sett under ett (OED 2011b). Dette målet ble i mars 2015 økt til 28,4 TWh. El-sertifikat samarbeidet mellom Norge og Sverige er tenkt å vare ut april 2034 (OED 2015).



Samtidig som en ser en økt satsning på investeringer i energiproduksjon er det et mål å redusere energiforbruket. EU vedtok i 2012 det som har blitt kjent som energieffektiviseringsdirektivet. Direktivet legger opp til at energibruken generelt sett skal reduseres med 20 prosent innen 2020. Som EØS medlem vil dette direktivet med stor sannsynlighet bli innført i Norge (SSB 2013b). En kan for eksempel se konturene av hva energieffektiviseringsdirektivet vil si for fremtidig bruk av energi til oppvarmingsformål, når en tar en titt på meld. St. 21 (2011-2012) – Norsk klimapolitikk. Her ser en at det legges opp til å skjerpe energikravene i byggetekniskforskrift, først til passivhusnivå i 2015, så til nullenerginivå i 2020 (Miljøverndepartementet 2012). Selv om en her har en innstramning i forhold til energieffektivitet, så er ikke dette ensbetydende med at det totale energiforbruket går ned. Grunnen til dette er at det vil ta tid før den allerede eksisterende boligmassen har blitt byttet ut med lavenergialternativer, samtidig så vil faktorer som befolkningsvekst, bosetningsmønster m.m. påvirke etterspørselen etter energi.

Energieffektiviseringstiltak har blitt mer og mer vanlig, blant annet kan en se at det er mulig å søke støtte til energieffektiviseringstiltak hos Enova (Enova 2015a), dette gjelder for prosjekter i industrien, næringsbedrifter og i norske hjem. Samtidig har det blitt mer vanlig at en finner innretninger som krever mye effekt men mindre energi i flere norske hjem, som for eksempel induksjonsovner og varmepumper m.m. Slikt effektkrevende utstyr kombinert med det faktum at vi får mer og mer utstyr som skal være koblet opp mot strømmettet for bruk eller ladning som for eksempel el-bil, medfører utfordringer som dagens nett ikke er rustet for (OED 2015; Statnett 2013).

En kan se at de fleste nettselskaper per dags dato har utfordringer knyttet til effekttopper i energileveransen, altså tider på døgnet hvor den samlede etterspørselen er såpass høy at en har begynt å se etter løsninger for å avdempe kapasitetsbegrensningene i dagens nett. De fleste selskapene har effekttopper i nettet mellom klokken 07 - 09, og mellom klokken 16 - 19. Dette er de periodene hvor folk flest er hjemme og bruker sine elektriske artikler. Om natten eller når folk er på jobb så er det som oftest ledig kapasitet i nettet. Utfordringer knyttet til økt bruk av effekt og utdatert nett har ført til at blant annet Statnett i sin nettutviklingsplan for 2013 til 2023 regner med at de må bruke 5-7 milliarder årlig på

nettinvesteringer frem til 2023. Dette dreier seg om planlagte investeringer for å kunne heve kapasiteten i sentralnettet (Statnett 2013).

Det må her tas med at deler av dette vil og gå til å dekke Statnetts bidrag til investeringer i utlandskabler. Det er forventet at en vil få mer enn en tredobling av transmisjonskapasiteten mellom Norge og Europa inn mot 2020 (ibid.). I 2020 vil Norge da ha utlandsforbindelser/kabler som kan transportere 5200 MW per time (ibid.). I rapporten "Et bedre organisert strømmnett" (OED 2014b), kommer det og frem at de samlede nettinvesteringene for alle nettnivåene i Norge er regnet til å ligge på 120 til 140 milliarder i tidsperioden 2014 til 2023. En regner med at halvparten av disse investeringene vil skje i regional- og distribusjonsnettet (ibid.).

Ut fra det juridiske og økonomiske rammeverket for økt utbygging av fornybar energi, ligger det an til at vi kan få en storskala utbygging av uregulerbar elektrisitetsproduksjon i form av vindkraft og småskala vannkraft. Samtidig ligger det an til at en får en synkende etterspørsel etter elektrisitet til oppvarmingsformål grunnet strengere byggeforskrifter. I Norge har vi på elektrisitetsproduksjonsiden mer eller mindre alltid hatt fleksibilitet. Mye av grunnen til dette er at en her til lands har mye regulerbar magasin vannkraft. Denne typen elektrisitetsproduksjon har en høy grad av reguleringsevne og relativt lave kostnader knyttet til endring i produksjon.

Med en økt etterspørsel etter effekt til både nærings- og privatkunder, og en økt oppkobling mot Europa, vil det i den fremtidige planleggingen være behov for flere fleksibilitetsmuligheter i det norske strømmettet. Med dette menes at en har en mulighet til å styre etterspørselen til enkelte brukere slik at de kan etterspørre mye elektrisitet når det er ledig kapasitet og/eller høy produksjon av elektrisitet. Eller de kan kutte etterspørselen etter elektrisitet, og skifte til andre kilder eller ta i bruk lagret energi, når produksjonen er lav og/eller er på vei til å overskride kapasitetsbegrensningene. Med økte innslag av uregulerbar elektrisitetsproduksjon i Norge og Europa, ligger det an til at vi kan få store kapasitetsutfordringer i nettet også i fremtiden. Ved å legge til rette for at fjernvarmebransjen kan bidra til å balansere tilbud og etterspørsel ved bruk av elkjeler, og eventuelt lagringsmuligheter for termisk energi, kan en sikre en mer fleksibel fremtid i det norske nettet. Dette har og blitt påpekt i artikkelen "*Modeling the Power Market Impacts of Different Scenarios for the Long Term Development of the Heat Sector*" (J. G. Kirkerud et al. 2014). Artikkelen konkluderer med at fremtidig planlegging bør sørge for at fleksibilitetspotensialet i fjernvarmesektoren blir utnyttet i forhold til Norges satsning på fornybar energi.

For at fjernvarmesektoren skal kunne etterspørre elektrisitet ut i fra kapasitetssituasjoner i nettet, vil ikke spotprisen på strøm i seg selv være en god indikator. Grunnen til at spotprisen ikke er en god indikator, er at spotprisen er en markedspris som baserer seg på flere faktorer enn kun kapasitetsbegrensning i nett. Her vil faktorer som tilbud, etterspørsel, fyllingsgrad i magasinene, feilsituasjoner i nettet m.m. spille inn på den endelige prisen (T. Bye & Rosendahl 2005).

I rapporten ”Et bedre organisert strømnett” (OED 2014b) fremheves det at det for fremtidens nett ikke vil være ønskelig med en harmonisering av tariffier. Rapporten fastslår at en fortsatt bør differensiere tariffier ut i fra ”*nettmessige kriterier som spenningsnivå, maksuttak, forbruk m.m.*” (ibid.). Den reinvesteringen som skjer i det norske elektrisitetsnettet, vil måtte basere seg på tariffene nettselskapene kan bruke som inntektskilde. Det vil kun unntaksvis være en åpning for at selskapene kan bruke anleggsbidrag for å finansiere en oppgradering. Dette betyr at en i fremtiden må regne med at større andeler av kostnadene skal dekkes ved hjelp av tariffier (ibid.). Det vil derfor være viktig at en utvikler nettleietariffier som gjenspeiler de kostnadene en har ved utbygging, drift og vedlikehold av nettet på en slik måte at kunder som kan tilby den fleksibiliteten nettselskapene vil trenge faktisk gjør dette. Ved utforming av nye tariffier bør en sørge for at fleksibilitetspotensialet i fjernvarmesektoren blir utnyttet. En bør se på muligheten for å ivareta og bygge oppunder de kundene som har mulighet til å respondere ut i fra kapasitetssituasjoner i nettet.

Det er på denne bakgrunn og virkelighetsforståelse jeg finner min inspirasjon og motivasjon til å forske på problemstillingen jeg har valgt for denne masteroppgaven. Gjennom dette arbeidet kan jeg belyse muligheter og utfordringer Norge vil møte i forhold til å tilby de fleksibilitetstjenestene nettselskapene vil trenge i et mer effektkrevende samfunn. Funnene i masteroppgaven vil kunne lede til nye hypoteser og videre undersøkelser, kvalitative og kvantitative.

## 1.1 Oppgavens problemstilling og avgrensning

Problemstillingen for denne masteroppgaven er:

*Hvordan påvirker utformingen av nettleietariffer i el-nettet bruken av el-kjeler i den norske fjernvarmeindustrien?*

For å kunne besvare denne problemstillingen har jeg valgt å fremsette to forskningsspørsmål relatert til oppgavens problemstilling.

- 1. Begrenser den nåværende tariffingsstrukturen fjernvarmeselskapenes mulighet til å bidra med fleksibilitet i energisystemet?*
- 2. Vil dynamiske tariffer som belyser knapphetssituasjoner, ut i fra tid og lokasjon, øke bruken av el-kjeler?*

Denne oppgaven vil kun ta for seg det norske nettsystemet, selv om det ikke er til å komme bort fra at endringer her til lands vil bli påvirket av situasjonen i andre land og motsatt. Det norske nettsystemet er koblet opp både fysisk gjennom kabelforbindelser og økonomisk mot Europa gjennom Nordpool. Det vil i denne oppgaven heller ikke fokuseres på innmatingstariffer for kraftprodusenter, selv om deres bidrag til innbetaling av kostnader vil være relevant i forhold til nettsituasjonen, så er denne typen tariffer ekskludert fra oppgaven. Begrepene tariff for fleksibelt forbruk og uprioritert tariff brukes om hverandre i og med at de har den samme betydningen.

## 1.2 Tidligere arbeid

Når det gjelder tariffing, og tariffers effekt på elkjelbruken i norske fjernvarmeanlegg, foreligger det relativt lite kunnskap per dags dato. Noe av grunnen til dette er at det er ”nytt å tenke” at elektrisitet nok en gang skal kunne brukes til oppvarmingsformål. Dette var en type tankegang som det ble tatt store steg vekk fra i Norges satsning på bioenergi og andre termiske løsninger for leveranse av lav-verdi energi som varme. I Kirkerud et. al (2014) ble det gjort en modellering for å se hvilke effekter en substituering av oljekjeler med elkjeler i fjernvarmeindustrien ville ha å si for strømprisene, i et marked med en økt andel av uregulerbar elektrisitetsproduksjon. I studien kommer det frem at det er et økt behov for fleksibilitet i det norske el-systemet, og at fjernvarmeaktører kan bidra slik fleksibilitet. Det blir og løftet frem at elkjelkapasiteten vil øke prisen for elektrisitet i våte år, og at ved en overgang til elkjeler og varmepumper så vil en måtte regne med høyere elektrisitetspriser

også i kalde og tørre år (J. G. Kirkerud et al. 2014). Lund og Münster (2006) peker på at en kan få store fordeler ved å øke fleksibiliteten i det danske energisystemet. Det danske energisystemet består av en stor andel uregulerbar vindkraft. En av mulighetene artikkelen peker på, som kan øke fleksibiliteten er å inkludere kraft-varme anlegg (CHP) som balanse for vindkraften. Videre nevner artikkelen at en kan, uten å få ubalanse i tilbud og etterspørsel, installere 20 – 40 prosent mer vindkraft i Danmark, hvis en utstyrer CHP anleggene med varmpumper. På den måten kan en bruke CHP anlegget til å produsere elektrisitet i perioder med lav produksjon fra vindkraft, og varmpumper til å etterspørre elektrisitet i perioder med høy produksjon av elektrisitet fra vindkraft (Lund & Münster 2006).

Kiviluoma og Meibom (2010) modellerte et energisystem ved hjelp av en investeringsmodell for å se på effektene en kombinasjon av elektrisitet og fjernvarme ville ha i forhold til integrering av el-biler. Resultatene deres pekte på at det ville være et stort potensial i forhold til økt fleksibilitet hvis en integrerer en større varmesektor i energisystemet (Kiviluoma & Meibom 2010). Lund (2012) peker på at for at en skal kunne ha en sterk satsning på ny fornybar energi i energisystemet, vil en trenge tilgang på tilleggssystemer som kan etterspørre energien som produseres på kort varsel, dette på grunn av at det er et misforhold mellom produksjonsmønsteret til flere fornybare energikilder og etterspørsel etter effekt (Lund 2012). Blarke (2012) peker på at en kan få utsatt nettinvesteringer ved å satse på elkjeler eller varmpumper som kan etterspørre den uregulerbare elektrisiteten som vindkraft representerer (Blarke 2012). I og med at tariffing av fjernvarmeselskaper ikke er et felt det har blitt forsket mye på, vil store deler av tariffings spørsmålene måtte støtte seg på litteratur knyttet til innføring av avanserte måle- styringssystem (AMS). Grunnen til at dette gjøres, er at forholdene vanlige kunder vil møte med AMS, er mer eller mindre de samme som større næringskunder gjør i dag i form av timesmåling, effektavregning osv. Borenstein (2005) viser gjennom modellering at nytteverdien de store kundene vil ha av sanntidsprising (Real-time-pricing), lett vil kunne overgå kostnadene. Borenstein går inn for at en bruker sanntidsprising istedenfor Time-of-Use (ToU) prising, i og med at ToU prising i hans modell kun fanger opp 20 prosent av effekten i forhold til sanntidsprising (Borenstein 2005). I arbeidet med denne masteroppgaven har det underveis dukket opp en hittil upublisert artikkel av Kirkerud et. al (2015). Artikkelen omhandler tariffstrukturer i forhold til fjernvarmebransjen i Norge. Kirkerud et. al (2015) har blant annet sett på hvilken effekt forskjellige tariffstrukturer har på etterspørselen etter elektrisitet i høylasttimer. Det konkluderes blant annet med en får en redusert bruk av elkjel ved norske fjernvarmeanlegg når en går vekk fra energiledstariffer og

over til effektleddstariffer. Videre pekes det på at effektleddstariffer øker bruken av elkjeler i timer med høy belastning i nettet. Det løftes og frem i artikkelen at nettariffer sterkt påvirker korttids fleksibiliteten som fjernvarmeanlegg kan tilby (J. G. Kirkerud et al. 2015).

## 2. Kunnskapsbasert teori

I dette kapitlet vil det bli redegjort for bakgrunnskunnskapen og teorigrunnlaget denne masteroppgaven bygger på. En vil her bli presentert for teorigrunnlaget i kapitlene 2.1 Status i fjernvarmebransjen, 2.2 Dagens nett- og tariffstruktur i Norge, og 2.3 Dynamiske tariffer. Hvert av disse kapitlene blir støttet opp med underkapitler.

### 2.1 Status i fjernvarmebransjen

Helt siden oljekrisen i 1973, har det vært et stadig større fokus på å effektivisere energiforbruket i Norge. Vi har blant annet hatt fokus på å styre produksjon av varme (termisk energi) fra høyverdig energi som elektrisitet, og over på lavverdige energiformer. De substituttene som har fått et løft i den samme perioden har for eksempel vært biomasse i form av pellets, flis m.m. Blant annet går det frem av Byggteknisk forskrift (TEK 10) at det legges opp til en reduksjon av elektrisitetsbruk til oppvarmingsformål i bygg (Lovdata 2010). Fokuset her til lands i forhold til å bruke lavverdige energiformer til oppvarmingsformål har gradvis fått et bredere fundament i befolkningen. Som et eksempel kan en blant annet se at fagforbundet Naturviterne i 2012 uttalte at elektrisitet ikke skulle brukes til lavverdige energiformål som oppvarming. Naturviterne mente og at fokuset burde ligge på å bruke bioenergi og andre kilder for å dekke behovet for varme (Naturviterne 2012). Det at en har hatt et fokus, her til lands, på klima og miljø førte til at regjeringen i 2007 foreslo at det skulle satses på en økt utbygging av bioenergi. I det som har blitt kjent som ”Klimameldingen” foreslo Regjeringen Stoltenberg II at andelen bioenergi skulle økes med 14 TWh ny bioenergi i tidsrommet 2008-2020 (Regjeringen 2007). Dette forslaget har videre blitt vedtatt som gjeldene føring for norsk bioenergisatsning i Meld. St. 21 i 2012 (Miljøverndepartementet 2012). Dette økte fokuset på bioenergi, samt innføringen av deponiforbudet for avfall som kom i 2009 (Miljødirektoratet 2008), har medført at en har fått en økning i antall fjernvarmeanlegg rundt om i Norge. Fra 2004 til 2013 har nettopleveransen av fjernvarme økt fra 2440 GWh/år til 5283 GWh/år. En ser at den største økningen i nettopleveranse av varme kom i etterkant av regjeringens forslag om satsning på bioenergi i

2008 og deponiforbudet i 2009 (SSB 2014). En kan se at det har vært en stor vekst i antall fjernvarmebedrifter i Norge. I 2004 var det 37 fjernvarmebedrifter registrert i SSBs fjernvarmeundersøkelse. I 2013 hadde antallet fjernvarmebedrifter økt til 91 aktører, også her ser en at det har vært en relativt stor økning etter klimameldingen og deponiforbudet (ibid.). Fjernvarme finnes nå som alternativ til oppvarming i de fleste store byene i Norge, og det er i tilknytning til de større byene at en finner de konsesjonspliktige fjernvarmeanleggene som har mer enn 10 MW installert effekt og som samtidig leverer til eksterne kunder. Byer verdt å nevne i denne sammenheng er blant annet Oslo, Bergen, Trondheim og Fredrikstad. Grunnen til at disse byene nevnes er at de alle hadde fjernvarmeanlegg i 2012 som leverte varmeenergi baserte på avfall til eksterne kunder (Miljødirektoratet 2014). Samtidig finner en de største fjernvarmeaktørene i byer som dette. Her kan for eksempel nevnes: Hafslund Varme i Oslo, BKK Varme i Bergen og Statkraft Varme i Trondheim. Den mest brukte brenselstypen ved norske fjernvarmeanlegg i 2013 var avfall, dette kan forklares med at de største avfallsforbrenningsanleggene ligger i tilknytning til områder med et høyt innbyggerantall. I 2013 ble 2,3 TWh fjernvarme produsert med basis i avfall. Dette utgjorde 43 prosent av nettoproduksjonen av fjernvarme i 2013 (SSB 2014). Flisfyringsanlegg utgjorde med sin produksjon på 1,1 TWh ikke mer enn 20 prosent av den totale nettoproduksjonen (ibid.). Dette kan forklares med at flisfyringsanlegg som regel har blitt bygget i områder med lett tilgang til billig biobrensel. Dette er som regel områder med mindre befolkningstetthet enn områdene hvor en finner fjernvarmeanlegg basert på avfall (Landbruks- og matdepartementet 2012). Det har de siste årene vært fokus på at det legges opp til en økt produksjon av ny fornybar elektrisitet i Norge. Dette kombinert med en økt grad av effektivisering, vil isolert sett kunne føre til at allerede lave norske elpriser også vil bli holdt lave de nærmeste tiårene. I ”Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø” fra 2012 kommer det frem at det med stor sannsynlighet vil være et betydelige kraftoverskudd i Norge og Sverige frem til etter 2020 (OED 2012b). Det å bruke elektrisitet til oppvarmingsformål i fjernvarmeanlegg har fått mer gehør de siste årene. Så sent som i 2013 uttalte Jan Bråten i Statnett til Teknisk Ukeblad at *”den eneste religionen som er oppfunnet av ingeniører, er religionen om at man ikke skal bruke el til oppvarming”* (Øyvind Lie 2013). De lave elprisene vi har hatt de siste årene, og framtidsutsiktene for lave elpriser også i fremtiden er med på å gjøre at elkjeler blir mer brukt til produksjon i fjernvarmeanlegg. I følge fjernvarmestatistikken til SSB sto elkjeler i 2013 for 15 prosent av nettoproduksjonen av fjernvarme, noe som utgjorde ca. 825 GWh med fjernvarme (SSB 2014). I henhold til en rapport utformet av Thema Consulting Group i

2013, lå den samlede installerte kapasiteten på elkjeler her i Norge i 2013 på ca. 515 MW (Thema Consulting Group 2014). Fjernvarme utgjorde i 2011 ca. 3 prosent av det stasjonære energiforbruket, og ligger således langt bak elektrisitet som i 2011 sto for ca. 70 prosent (SSB 2013a).

### 2.1.1 Pris for fjernvarme

Prisen på fjernvarme følger prisen på elektrisitet, og vil alltid ligge under elektrisitet i pris. Grunnen til dette er å finne i Energilovens § 5-5 hvor det står at: *”Vederlag for fjernvarme kan beregnes i form av tilknytningsavgift, fast årlig avgift og pris for bruk av varme. Prisen for fjernvarme skal ikke overstige prisen for elektrisk oppvarming i vedkommende forsyningsområde”* (Lovdata 1990). Det kan diskuteres om dette kun skal gjelde for kunder som har tilknytningsplikt etter Energilovens § 5-3, eller om det skal gjelde for alle kunder slik det praktiseres i dag. På bakgrunn av Energilovens § 5-5 kan ikke fjernvarmeprisen overstige det kundene betaler for å bruke direktevirkende elektrisitet til oppvarmingsformål.

### 2.1.2 El-kjeler

I norske fjernvarmeverk er det i all hovedsak tre typer kjelteknologier som er aktuelle for produksjon av fjernvarme:

1. Elektrodekjel
2. Elementkjel
3. Induksjonskjel/Trafokjel

(1) Elektrodekjeler har en katode og en anode på innsiden av kjelen. Denne typen kjel benytter seg av den naturlige ledningsevnen vannet har for å lede strømmen og skape damp. Samtidig som kjelen tilføres elektrisitet ved elektroden (katoden/anoden), pumpes det vann inn i kjelen. Grunnen til dette er at ledningsevnen i vannet, i stor grad, avhenger av de naturlige mineralene en finner i vannet. Jo varmere vannet blir jo færre mineraler og svakere ledningsevne får en. Det er og vanlig at en tilsetter mineraler for å øke ledningsevnen i slike kjeler. En elektrodekjel kan ha en effektivitetsgrad så høy som 99,9 prosent. Det vanlige spenningsområdet for en høyspent elektrodekjel er 6,6 – 11 kV, men kan økes til 22 kV hvis en ønsker en høyere effekt på kjelen. Installert effekt på høyspente elektrodekjeler varierer



som regel fra 1 MW til 45 MW. Elektrodekjeler er enkle å regulere. En har kontinuerlig mulighet til å regulere kjelen ved å minske antallet tilsatte mineraler eller senke vannstanden inne i kjelen for på den måten senke trykket. En har og i visse tilfeller muligheten til å øke eller senke avstanden mellom katoden og anoden inne i kjelen. Reguleringsområdet for elektrodekjel ligger på 15 – 100 prosent, noe som medfører at den ikke kan kjøres lavere enn på 15 prosents effekt for å kunne fungere (NVE 2015c).

(2) Elementkjeler benytter seg av samme prinsippet som en finner for varmtvannsberedere. I disse elkjelenes har en et varmeelement som er senket ned i vannet på innsiden av tanken. Ved å tilføre elektrisitet til varmeelementet øker en temperaturen både på elementet og på omgivelsene rundt, som i dette tilfellet er vann. Elementkjeler er vanligvis koblet til lavspent nett i spenningsområdet 230/400 V, og opererer vanligvis med en installert effekt i området 3 – 1500 kW (NVE 2015c). Ved høyere spenningsnivå kan elkjelenes leveres med en installert effekt opp mot 6 MW (Elpanneteknik 2013). Regulering av denne typen kjel skjer trinnvis slik at opp og nedregulering går noe saktere enn for elektrodekjel. I motsetning til elektrodekjel, kan en med elementkjel regulere i hele reguleringsområdet fra 0 – 100 prosent (NVE 2015c).

(3) Induksjonskjel/trafokjel fungerer i prinsippet ut ifra at det tilføres elektrisitet for å drive en spole som ligner den en vil finne i en trafo, derav navnet trafokjel. Ved å tilføre energi til spolen dannes et høyfrekvent elektromagnetisk felt som i sin tur danner en elektrisk strøm som varmer vannet i kjelen. Akkurat som induksjonsplater i komfyrer har induksjonskjeler en rask responstid. De etterspør mye effekt i løpet av kort tid, og har en høy reguleringshastighet (SAV 2009). Det vanlige spenningsområdet for en høyspent induksjonskjel er 5-24 kV, og den installerte effekten varierer fra 0,75 – 4,5 MW. I likhet med elementkjelen kan induksjonskjelen reguleres i hele reguleringsområdet fra 0 – 100 prosent, men i motsetning til elementkjelen så kan en her kontinuerlig regulere raskt opp og ned uten problemer. Induksjonskjeler er ikke en utbredt kjeltype i Norge per dags dato (NVE 2015c).

### 2.1.3 Fleksibilitet

I dette avsnittet vil begrepet fleksibilitet i forholdt til utnyttningen av elkjeler i fjernvarmeanlegg bli belyst. En vil å få et innblikk i hva fleksibel bruk av elkjel har å si for utnyttning av el-nett. Grunnen til at en trenger fleksibilitet, er at det elektriske systemet må være i balanse til en hver tid. Med andre ord må produsert og konsumert mengder elektrisk kraft være lik - ellers vil hele systemet komme i ubalanse. I et balansert system, er frekvensen stabil (50 Hz i Norge). Ved avvik i enten produksjon og/eller forbruk, vil frekvensen begynne å avvike fra 50 Hz. Balanse i produksjon/etterspørsel er viktig siden vårt samfunn er avhengig av elektriske installasjoner/utstyr for å fungere, enten om dette er maskiner i industrien, trafikklys, livsviktig instrumenter i sykehussektoren osv. En ubalanse kan føre til at nettet bryter sammen, og elektrisk utstyr som dette slutter å fungere (GEODE 2014). På bakgrunn av beredskapshensyn, er alle konsesjonssøkte fjernvarmeanlegg pålagt å sørge for at de til en hver tid oppfyller N -1 kriteriet. Dette betyr at en til enhver tid skal ha mulighet til å dekke det etterspurte effektbehovet ved bortfall av den største produksjonsenheten (NVE 2011c). Dette medfører at en i fjernvarmeanlegg som regel vil ha flere forskjellige kjeltyper installert. De vanligste installerte kjelene i norske fjernvarmeanlegg er oljekjeler, elektrokjeler, avfallsforbrenningskjeler, naturgasskjeler, biobrenselkjeler, bioolje-kjeler og LPG-kjeler (Thema Consulting Group 2014). Det finnes og andre kilder til produksjon av fjernvarme som for eksempel varmpumper, solvarme m.m. Selv om en del anlegg har varmpumper installert som kilde til fjernvarmeproduksjon, så er det hovedsakelig en eller annen form for kjel som i de fleste tilfeller leverer varme ved norske fjernvarmeanlegg. Selv om en har et slikt utvalg av mulige teknologier vil det alltid være individuelle forskjeller mellom anleggene i forhold til hvilke teknologier en ønsker å satse på. Det at fjernvarmeanleggene kan skifte mellom produksjonskilder i forhold til endringer i pris på de forskjellige brenselstypene, medfører at de har en høy grad av forbrukerfleksibilitet knyttet til forbruk av energikilder til varmeproduksjon.

I Norge vil en som regel finne elkjeler installert med den hensikten at de skal fungere som mellom- eller spisslast i produksjonen av fjernvarme (ibid.). I perioder med liten kapasitet, eller høye strømpriser i kan fjernvarmeanlegg kutte etterspørselen etter elektrisitet til sine elkjeler, og heller starte opp andre kjeler med kort oppstartstid som for eksempel gass eller lettolje. I perioder med høy kapasitet eller lave strømpriser er det mulig for fjernvarmeanleggene å øke etterspørselen etter elektrisitet på relativt kort tid, og samtidig kutte forbruk av for eksempel gass og lettolje. Responstid på etterspørselen er en av

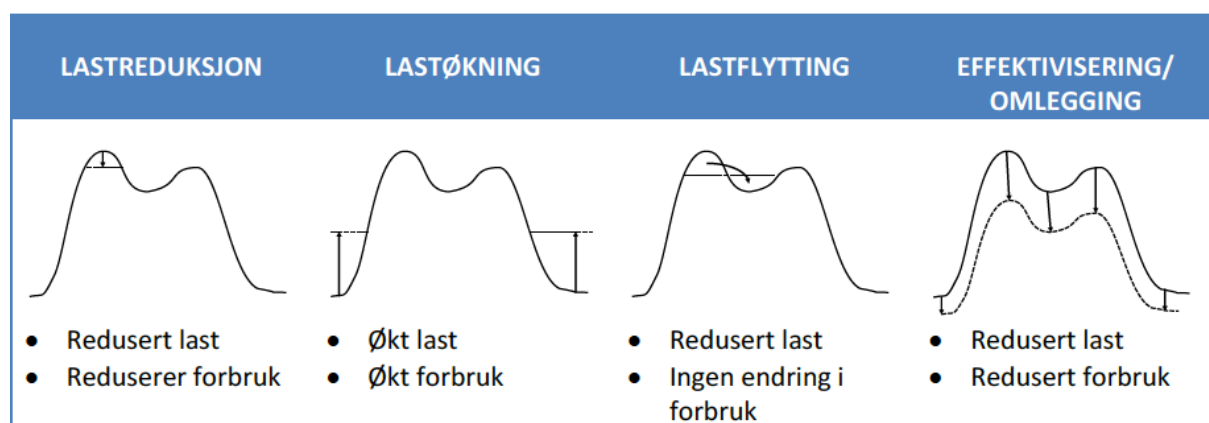
nøkkelfaktorene i forhold til at fjernvarmeanlegg skal kunne tilby fleksibilitetstjenester overfor nettselskapene. Aktører med dobbel kjelkapasitet vil i forhold til fleksibilitet være i en økonomisk fordelaktig posisjon i og med at de kan utnytte denne overskuddskapasiteten.

Energikilder som for eksempel biomasse, gass og olje er av en slik kvalitet at de egner seg for lagring til senere bruk. Det at de alternative spiss- og mellomlastkildene kan lagres, medfører at det vil være relativt uproblematisk å skifte til bruk av en av disse alternative kjelene for produksjon av varme, når det er hensiktsmessig.

I motsetning til for eksempel avfall så vil biomasse, olje og gass ha en høy alternativverdi når de substitueres av et billigere alternativ for fjernvarmeproduksjon. Dette medfører at en ved substitusjon mellom disse brenselstypene vil ha en høy grad av fleksibilitet (Xrgia 2011).

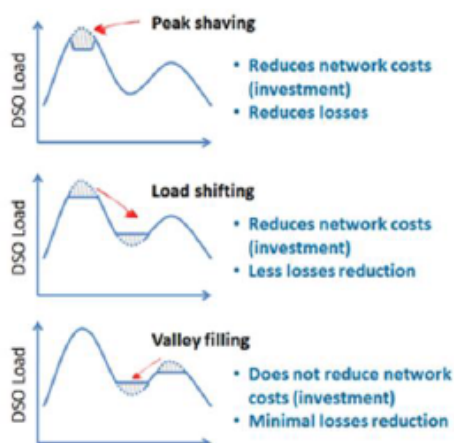
I 2004 estimerte NVE at elkjeler i norsk fjernvarmeindustri hadde mulighet til å erstatte ca. 0,8 TWh annen fjernvarmeproduksjon. I en normalsituasjon antar NVE at denne fleksibiliteten ligger på ca. 0,5 TWh (NVE 2006). Dette estimatet kan muligens oppjusteres noe i og med at den installerte effekten en har med elkjeler, har økt fra 400 MW til ca. 515 MW (Xrgia 2011)

Fjernvarmesystemer kan lagre varmeenergi på to måter, enten ved å (1) øke temperaturen i fjernvarmenettet, eller (2) ved lagre termisk energi i store akkumulatortanker. Ved at anleggene har en slik lagringsmulighet kan de, når strømprisen stiger eller når kapasitetssituasjoner i nettet tilsier det, stoppe elkjelen og det lagrede overskuddet kan utnyttes. Dette medfører og at fjernvarmeanlegg vil ha muligheter å flytte produksjon i tid (ibid.). Ved installasjon av akkumulatortank vil en kunne ha mulighet til å flytte produksjon ikke bare mellom timer, men også mellom sesonger. I fig. 1 så ser en de forskjellige formene for forbrukerfleksibilitet. Som nevnt kan en redusere, øke og flytte last, og en kan effektivisere/omlegge produksjonen.



Figur 1 Former for sluttbrukerfleksibilitet (KANAK 2012)

Effektivisering/omlegging av produksjon (se fig.1) vil ikke få noe stort fokus her, men det kan nevnes at tiltak innenfor dette området vil kunne dreie seg om bedre utnyttelse av kjel, nett osv. samt satsning på lagringsmuligheter. Når en flytter forbruk i tid, eller legger til rette for at effekttopper kan reduseres, vil det være viktig at en faktisk oppnår en reduksjon i forhold til det å måtte investere i økt kapasitet i nettet (EURELECTRIC 2013), se fig.2



Figur 2 Resultater av flytting av last i tid (EURELECTRIC 2013)

En måte fjernvarmesektoren kan yte fleksibilitet til nettet på, er i perioder hvor kapasitetsbelastningen på el-nettet er høy, da kan fjernvarmeanlegg skifte over til å levere varmeenergi fra andre kilder enn elektrisitet. På denne måten kan fjernvarmeanleggene dekke det termiske energibehovet kundene etterspør, og på denne måten avlaste el-nettet. Det behovet fjernvarme kan dekke vil være behov knyttet til energi for oppvarmingsformål i en eller annen form. Dette kan for eksempel være oppvarming av boliger i form av vannbåren varme eller varmtvannstanker m.m.

En kan her ta med at energi til oppvarmingsformål i norske boliger tilsvarer 70-80 prosent av det totale energikonsumet i husholdningene (NVE 2011b). Det er blant annet denne typen energiforbruk fjernvarme kan dekke helt eller delvis. Det er på denne måten fjernvarme kan avlaste strømmettet i perioder med høy etterspørsel og kapasitetsbegrensninger. Med riktig samkjøring og integrasjon av fjernvarme kan en legge til rette for å utsette investeringer i økt kapasitet i el-nett (Thema Consulting Group 2014). På det nåværende tidspunkt er det veldig få incentiver å finne som er med på å fremme fleksibilitet. Et virkemiddel er det som blir kalt kontrakt for fleksibelt forbruk (se kap. 2.2.5). Kontrakter for fleksibelt forbruk gir nettselskapene mulighet til å koble ut etterspørselen etter elektrisitet fra fjernvarmeanleggene i perioder hvor det oppstår knapphetssituasjoner i el-nettet. Men denne typen avtaler gir ikke

nettselskapene mulighet til å øke etterspørselen etter elektrisitet i perioder med høy uregulerbar elektrisitetsproduksjon. Hvis en ser bort ifra avtaler om fleksibelt forbruk, og overføringsmulighetene vi har til utlandet, er det lite tegn til fleksibilitetsalternativer på etterspørselssiden i perioder med overproduksjon. På produksjonssiden kan vi i Norge bruke reguleringsevnen til vannkraftsmagasiner som fleksibel tilbyder av elektrisitet i underskuddsperioder. Noe av denne magasin vannkraften blir og solgt gjennom Regulerkraftmarkedet, for at en til enhver tid skal kunne opprettholde balansen i nettet. Statnett har og et marked for primærreserver og system- og balansetjenester som blir benyttet til å opprettholde den momentane balansen mellom produksjon og forbruk (OED 2012a). Niemelä et. al (2012) peker på at en ved å tilpasse distribusjonstariffer, kan gi insentiver i forhold til å optimalisere strømforbruket hos konsumentene. På den måten vil en i tillegg til å få en nytteverdi av forbrukerfleksibiliteten hos nettselskapene, også få en nytteverdi hos kunden og kraftprodusenten (Niemelä et al. 2012). Ved en innføring av mer uregulerbar elektrisitetsproduksjon, fra for eksempel vindkraft, vil forbrukerfleksibilitet (demand-side participation) kunne hjelpe til i forhold til å optimalisere bruken av dagens nett (EURELECTRIC 2011). En kan blant annet se at fokuset på å bruke elkjeler i forhold til å yte fleksibilitetstjenester allerede har blitt utbredt i Europa. Som eksempel kan en nevne at firmaet Parat Halvorsen i Flekkefjord i dag leverer høyspent-elektrodekjeler til kunder i Tyskland. Hensikten med disse elektrodekjelene er å ta unna overskuddskraft fra uregulerbar vind- og solkraft (Øyvind Lie 2014).

## 2.2 Dagens nett- og tariffstruktur i Norge

I dette kapitlet vil dagens nett- og tariffstruktur bli behandlet, samt avgifter og andre elementer som påvirker dette. Grunnet store kapitalkostnader ved utbygging, samt lave kostnader knyttet til bruk er nettet er å betrakte som et naturlig monopol. Det er derfor verken lønnsomt eller ønskelig å ha flere nettselskaper som tilbyr tjenester i ett og samme område. Det må allikevel påpekes at det i 2012 var 149 forskjellige nettselskaper som hver eide og driftet sin del av el-nettet i Norge (OED 2014b). Det norske nettsystemet er delt opp i tre nivåer ut ifra spenningsstyrke på overføringskablene, (1) sentralnettet, (2) regionalnettet og (3) distribusjonsnettet. Sentralnettet er i all hovedsak eid og driftet av Statnett. Statnett hadde i 2012 en eierandel på over 90 prosent i sentralnettet. Regionalnettet var i 2012 eid og driftet av 86 aktører. Distribusjonsnettet var i 2012 eid og driftet av til sammen 136

områdekonsesjonærer. Det er viktig å påpeke her at flere av aktørene opererer på flere nettnivåer (OED 2014b).

Sentralnettet har et spenningsnivå som ligger i området 420 - 300 kV, men det er og enkelte områder/strekninger som betegnes som sentralnett helt ned til 132 kV. Spenningsnivået i regionalnettet ligger i all hovedsak i området 132 – 33 kV, og distribusjonsnettet har et spenningsnivå som vanligvis ligger i området 22 – 0,3 kV (ibid.). For at selskapene som drifter nettet i Norge ikke skal kunne utnytte monopolsituasjonen i sine nett, så er nettsektoren sterkt regulert gjennom lover, forskrifter og gjennom konsesjonssystemet for nettutbygging. Regulatorisk myndighet for nettutvikling er i Norge tillagt NVE (ibid.). Det er vanlig å dele regulering av nettet i to. En del kan sees på som direkte regulering, se kap. 2.2.1, og en del kan sees på som økonomisk regulering, se kap. 2.2.2. En gjennomgang av de mest sentrale avgiftene som påvirker den endelige strømprisen hos sluttkunden vil bli gjennomgått i kap. 2.2.6.

### 2.2.1 Direkte regulering

I Norge er det Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som har ansvar for den direkte reguleringen av nettselskapene. Reguleringen utøves gjennom lover og forskrifter knyttet til for eksempel systemansvar, måling, konsesjonsbehandling, leveringskvalitet m.m. Det vil og være viktig å nevne at selv om en lov faller utenfor NVEs forvaltningsområde, kan det ha innvirkning på den direkte reguleringen av nettselskapene (OED 2014b). I forhold til oppgavens problemstilling vil det her bli trukket frem noe av lovverket som omhandler utformingen av nettleietariffer.

- LOV 1990-06-29 nr. 50: *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven).*
- FOR 1990-12-07 nr. 0959 (OED): *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energilovforskriften).*
- FOR 1999-03-11 nr. 0301 (OED): *Forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester.*
- FOR 1999-03-11 nr. 0302 (OED): *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.*

Som en kan se er det mange aspekter som skal tas med i betraktning når det kommer til utbygging og drift av nett. Det er og med basis i den direkte reguleringen at en får dannet grunnlaget for den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

### 2.2.2 Økonomisk regulering

Med økonomisk regulering menes det her de økonomiske virkemidlene Staten v/NVE har til å fastsette inntektene til nettselskapene. Det omfatter hvilke effektivitetskrav de kan sette, samt hvilke kvalitetsinsentiver de kan iverksette overfor nettselskapene. Hjemmelen for økonomisk regulering er å finne i Forskrift av 7. desember 1990 nr. 959 *om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* I forhold til nettvirksomheten så er det NVEs rolle å *”Sikre en effektiv og kunnskapsbasert konsesjonsbehandling av anlegg for produksjon og overføring av energi”*, samt å *”Sikre effektiv produksjon, overføring, omsetning og bruk av energi”* (OED 2014c). Den økonomiske reguleringen NVE er satt til å forvalte, består hovedsakelig av to oppgaver. (1) Fastsette de årlige tillatte inntektsrammene et nettselskap kan ha. Jfr. Kontrollforskriften del IV (Lovdata 1999). (2) NVE setter og rammene for hvordan tariffene skal fastsettes, jfr. Kontrollforskriftens del V. NVE har myndighet til, jfr. § 4-1 4. punkt i Energiloven av 1990 samt vilkår fra departementet, å legge føringer for hva nettselskapene skal basere sine tariffer på (Lovdata 1990). I henhold til kontrollforskriftens § 1-3 må *”tariffer forstås (som) alle priser og annen økonomisk godtgjørelse som konsesjonæren fastsetter for tilknytning til og bruk av elektriske nettanlegg”* (Lovdata 1999). De generelle prinsippene for utforming av punkttariffer finner en i del IV § 13-1 punkt a – h. Alle tariffer skal refereres til de enkelte tilknytningspunktene i nettet. Nettselskapene er forpliktete til å tilby sine kunder ikke-diskriminerende og objektive punkttariffer, og vilkår som i høyest mulig grad skal gi signaler om effektiv utnyttelse av nettet. Nettselskapene kan differensiere nettleien ut i fra situasjoner som for eksempel flaskehals, så sant differensieringen skjer basert på et objektivt og kontrollerbart grunnlag (ibid.). Med hensyn til oppgavens problemstilling, er det kontrollforskriftens del IV og V som er interessante. Grunnen til dette er at del IV og V tar for seg de økonomiske godtgjørelsene konsesjonærene kan fastsette, i forhold til tilknytning og bruk av elektriske nettanlegg (ibid.).

### 2.2.3 Tariffer

Utviklingen og utformingen av tariffer skal bygge på regulatoriske prinsipper. I henhold til Rodríguez Ortega et al. (2008) vil dette bety at tariffer skal være bærekraftige. I dette ligger det at tariffer skal være et resultat av kostnadene knyttet til aktivitetene som inngår i tariffen. Den økonomisk effektiviteten til tariffen, i form av hvor godt den dekker de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å sende de riktige signalene til produsenter og konsumenter, er et viktig aspekt under utforming av tariffer. Tariffer skal og være ikke-diskriminerende utformet, slik at for eksempel en persons bruk ikke blir tilsidesatt for en annen persons bruk, gitt at alle andre kriterier er like. Det vil og være viktig at tariffer utvikles på en slik måte at det er lett å skape seg et bilde av hva de forskjellige komponentene består av. Med andre ord betyr dette at utformingen av tariffene må være transparente og forutsigbare. Det vil og være andre prinsipper for hvordan en utvikler tariffer, som for eksempel stabilitet i design, sammenheng mellom tariffdesignet og det regulatoriske rameverket m.m. (Rodríguez Ortega et al. 2008).

Målet med utvikling av tariffer bør være å etablere et prisingsregime, som oppfordrer og muliggjør brukerendringer som maksimerer den samlede effektiviteten i elektrisitetssystemet. Samtidig er det viktig at tariffene er utviklet på en slik måte at de minimere de samfunnsøkonomiske kostnadene (GEODE 2013).

Når nettselskaper i Norge skal fastsette sine årlige nettleietariffer gjøres dette med bakgrunn i inntektsrammene NVE har utarbeidet for nettsektoren, og i de regulatoriske prinsippene. NVE har siden 2007 benyttet den samme modellen for beregning av inntektsrammer. Måten dette gjøres basere seg på kostnadsnormen som NVE har utarbeidet, samt ved å legge til grunn de faktiske kostnadene nettselskapet har hatt de to foregående årene (NVE 2015d).

Nettselskapene får ikke overstige inntektsrammene jfr. Kontrollforskriften § 7-4.

Nettselskapene har og, uansett nettnivå, mulighet til å operere med energiledd, effektledd og fastledd jfr. Kontrollforskriften §§ 14-1 og 14-2 (Lovdata 1999). Inntektsrammene for alle nettselskapene i Norge ble i 2015 beregnet og satt til 16,5 milliarder kroner, inntektsrammer for Statnett ble da holdt utenfor i disse beregningene (NVE 2015g). I 2014 ble det utbetalt tariffutjevning til 31.785 kunder. Disse fikk i gjennomsnitt redusert sin nettleie med 5,7 øre/kWh grunnet at kostnadene til nettselskapene deres var relativt mye høyere enn gjennomsnittet (NVE 2013).

I de underliggende avsnittene vil jeg redegjøre for utmatingsstariffer da det er disse som er aktuelle for oppgavens problemstilling.



### 2.2.3.1 Energiledd

Energileddet i nettleietariffen er noe alle strømkunder i nettet har et forhold til enten de er småkunder eller større næringskunder. Energileddet i nettleien er et variabelt tariffledd som skal gjenspeile det faktiske forbruket i kWh, og er i praksis lik for alle kunder med samme avtale. Energileddet i nettleien er i dag basert på en gjennomsnittprofil for forbruket den enkelte kunde har (Thema Consulting Group 2013b). Energileddet skal jfr.

Kontrollforskriftens § 13-1 være referert til det enkelte tilknytningspunkt, såkalt punktтарiffering. Videre heter det seg i henhold til §§ 14-1 og 14-2 at energileddet skal tidsdifferensieres. I regional- og sentralnettet skal det minimum differensieres mellom vinter dag, vinter natt, helg og sommer. I distribusjonsnettet skal kunder i henhold til forskriften ha tilbud fra nettselskapet om tidsdifferensierte tariffer (Lovdata 1999). Energileddet skal jfr. Kontrollforskriftens § 13-3 *”som hovedregel fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet”*. I § 14-1 ser en at den marginale tapsprosenten i et samlet nett skal være tilnærmet lik systembelastningen i nettet. Og det skal til en hver tid tas hensyn til produksjon- og lastsituasjonen i nettet. Ved fastsettelse av energiledd i tilknytning til individuelle tilknytningspunkt skal *”tapsprosenten for henholdsvis uttak og innmating ha samme absoluttverdi, men motsatt fortegn”* (ibid.). For vanlige kunder i distribusjonsnettet, uten effektavregning, kan energileddet også inneholde en andel som skal gå til å dekke de øvrige kostnadene i nettet. Dette medfører at nettselskaper har en viss frihet i forhold til fastsettelse av energiledd. Dette kan indikere at vanlige kunder uten effektavregning ikke kun betaler de marginale tapskostnadene. Når det kommer til kunder med effektavregning i distribusjonsnettet, skal energileddet som et minimum dekke de marginale tapskostnadene ved overføring i nettet (NVE 2015e). Selv om energileddet er ment å dekke de marginale tapskostnadene ved overføring av elektrisitet så dekker de ikke hele kostnads- og inntektsbildet. I henhold til kontrollforskriftens § 13-2 punkt b, kan nettselskaper bruke andre tariffledd for å få dekket kostnadene de har, som ikke dekkes inn ved bruk av energileddet (Lovdata 1999).

### 2.2.3.2 Effektledd

Effektleddet i nettleietariffen er i all hovedsak beregnet brukt for kunder med timesmåling og effektavregning i nettet. Mens vanlige husstander i et nettområde betaler et energiledd og et fastledd, så er det vanlig at større næringskunder betaler et energiledd, et effektledd og et fastledd i tariffen for overføring. I likhet med energileddet så går effektleddet inn under det som kalles et bruksavhengig tariffledd, jfr. Kontrollforskriften § 13-3 (Lovdata 1999). For lavspent uttak skal effektleddene være kvantumsdifferensierte. Disse tariffene skal utformes slik at alle kunder betaler samme pris for uttak opp til første trinn og lavere satser ved de senere trinn. Alternativt kan tariffene fastsettes på annen måte som gir tilsvarende virkning. For eksempel vil et høyt fastledd kunne gi tilsvarende virkning (Thema Consulting Group 2013a).

Nettselskaper kan, jfr. Kontrollforskriften § 13-3, velge å operere med et effektledd for å skape balanse mellom behovet for overføring i nettområdet, og den kapasiteten en har i form av overføringsevne i samme område (Lovdata 1999). Effektleddet betales som en kr/kW avgift for utnyttet effekt i et visst tidsrom. Som eksempel kan en si at et nettselskap velger å tariffere for effekt på månedlig basis. De kan da enten tariffere ut ifra den høyeste effekttoppen kunden har hatt den måneden, altså den største belastningen den enkeltkunden har hatt på nettet i løpet av dette tidsrommet. Bruk av referansetimer som dette er, i henhold til § 14-1 i Kontrollforskriften, lovpålagt for sentral- og regionalnettet. Det skal være satt inn tiltak slik at kunden ikke skal kunne tilpasse seg etter referansetimen (ibid.). Det vil og være mulighet for nettselskaper å beregne effekttariffen ut ifra et gjennomsnitt av kundens effekttopper i tidsrommet. I distribusjonsnettet skal effekttariffen i basere seg på det effektuttaket kunden har hatt i en gitt periode, jfr. Kontrollforskriften § 14-2 (ibid.).

### 2.2.3.3 Fastledd

Det å bygge ut nett er i motsetning til det å drifte det en kostbar affære. Den typiske kostnadsstrukturen i nettet er at en opererer med høye faste kostnader i forhold til for eksempel planlegging og utbygging. Sett i sammenheng er de variable kostnadene knyttet til drift og vedlikehold relativt lave. Energileddet i tariffen er ikke nok til at nettselskapene kan få dekket de utgiftene de har, og samtidig sørge for at selskapet går i pluss på inntektssiden. Fastleddet og effektleddet står faktisk for så mye som 50 prosent av inntekten som nettselskapene har på distribusjonsnivå, og utgjør og opp mot 80 prosent av inntektene selskapene har i regionalnettet (NVE 2015b). Hensikten med fastleddet er at dette skal dekke

de faste kostnaden, samt de kundespesifikke kostnadene knyttet til måleravlesning, avregning, fakturering m.m. jfr. Kontrollforskriftens § 14-2 punkt a (Lovdata 1999). Fastleddet kan betales enten som en årlig avgift i form av kr/år, eller som en månedlig avgift i form av kr/mnd.

#### **2.2.4 Prioritert overføring**

Det å være på prioritert overføring/prioritert tariff vil bety (jfr. Kontrollforskriftens § 14-2) at en blir nødt til å forholde seg til både energiledd, effektledd og fastledd i tariffen (jfr. kap. 2.2.3.1 – 2.2.3.3). For prioritert tariff gjelder de alminnelige reglene for tariffing som en finner i Kontrollforskriftens § 13-2. Ved at fjernvarmeanlegget er på prioritert tariff forplikter nettselskapet seg, gjennom tariffavtalen, til at det til en hver tid er tilgjengelig effekt og energi i nettet (Lovdata 1999). Ved at nettselskapet forplikter seg på denne måten blir den samlede nettleien som fjernvarmeanlegget må betal høyere, enn den vil vært på en tariff for fleksibelt forbruk (jfr. kap. 2.2.6). Fjernvarmeselskaper kan ha flere grunner til å ha anleggene sine på prioritert tariff. To grunner til dette vil her være sentrale: (1) at nettselskapet i området ikke tilbyr avtaler for fleksibelt forbruk, og (2) at de grunnet N-1 kriteriet er nødt til å ha sikkerhet i leveransen av elektrisitet til anlegget dersom det skulle bli bruk for elkjelen av sikkerhetsmessige grunner (Thema Consulting Group 2014).

#### **2.2.5 Fra utkoblbar overføring til fleksibelt forbruk**

Frem til juni 2009 kunne en i Kontrollforskriften finne et eget kapittel som omhandlet temaet utkoblbar overføring. §§ 15-1 – 15-8 i den ”gamle” Kontrollforskriften ble avviklet i tidsrommet juli 2009 til juli 2012 (Lovdata 2009).

Utkoblbart forbruk må betraktes som en form for ”load shedding” avtale. Ved at nettselskapene her på momentan eller kort varsel, automatisk kan koble ut lavprioritert forbruk i situasjoner hvor det er knapphet i nettet eller i perioder med stor belastning. Dette gjelder for eksempel elkjel i fjernvarmeanlegg (Thema Consulting Group 2013b). Med utkoblbart forbruk, også kjent som uprioriterte tariff, la den ”gamle” Kontrollforskriften opp til at nettselskaper hadde plikt til å tilby kunder reduserte tariffer hvis kunden hadde mulighet til å koble ut forbruket momentant/på kort varsel. Størrelsen på reduksjonen i tariffen økte med hastigheten kunden kunne koble ut sitt forbruk på, i tillegg til varigheten kunden kunne tåle å være utkoblet. Uprioritert tariffer ble tilbudt til kunder som, uten alt for store hindre,

kunne skifte kilde for oppvarming bort fra elkjel og over på for eksempel olje, gass m.m. Formålet med § 15-1 i den ”gamle” Kontrollforskriften var at utkoblbare tariffer skulle brukes for å sikre en effektiv utnyttelse av nettet. Samtidig som det var meningen at uprioritert forbruk kunne avlaste i perioder med knapphetsbegrensninger i nettet. Den samme paragrafen la opp til at en ved å tilby avtaler om uprioritert forbruk, kunne legge til rette for økt forbrukerfleksibilitet i nettområdet. Dette ved å gi insentiver til kunder om at det kunne lønne seg å ha flere alternativer til oppvarmingsformål (NVE 2008). Selv om ordningen med uprioritert forbruk har blitt tatt ut av Kontrollforskriften, og egne tariffer for uprioritert overføring ikke lengre kan kreves, er det fortsatt vanlig at nettselskaper tilbyr avtaler knyttet til fleksibelt forbruk av elektrisitet. Grunnen til at avtaler om fleksibelt forbruk har fortsatt, selv om det ikke er lovpålagt lengre, har i stor grad å gjøre med at det fortsatt er et nettmessig behov for kunder som kan tilby fleksibilitet i sin etterspørsel etter elektrisitet. For å kunne beholde fleksible tjenester i nettet, valgte Statnett i januar 2012 å tilby avtaler om fleksibelt forbruk til sine kunder. Denne typen frivillige avtaler fra nettselskapenes side har blitt tatt i bruk av flere regionale- og lokale nettselskaper. Kunder med avtaler om fleksibelt forbruk får et prosentvis avslag i effekttariffen de betaler til nettselskapet. Det prosentvise avslaget vil avhenge av hvor fleksible kundene er i forhold til responstid og varighet for utkoblingen (Energi Norge 2011).

## 2.2.6 Avgifter knyttet til bruk av elektrisitet

I de fire følgende underkapitler vil det bli redegjort for de avgiftene som påvirker nettleien. El-sertifikater vil bli kort omtalt i kap. 2.2.6.5, selv om el-sertifikater ikke påvirker selve nettleien, påvirker de den endelige prisen sluttbrukeren møter ved forbruk av elektrisitet. El-sertifikater er og med på å tilrettelegge for en økt utbygging av uregulerbar elektrisitet.

### 2.2.6.1 Anleggsbidrag

Nettselskapene kan ”fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder”, jfr. § 17-5 i Kontrollforskriften (Lovdata 1999). På mange måter må en betrakte anleggsbidrag som en form for investeringstilskudd. Formålet med anleggsbidrag er å få synliggjort kostnader knyttet til etablering av nytt nett i et område. Anleggsbidrag kan og brukes for å synliggjøre

kostnader knyttet til oppgradering av eksisterende nett. Nettselskapene bruker anleggsbidrag som en fordelingsmekanisme for å kunne fordele kostnadene ved etablering av nytt nett, og/eller forsterkning av nett, mellom de kundene som utløste investeringsbehovet og de øvrige kundene (NVE 2015a). Det vil være forskjeller mellom hvordan forskjellige nettselskaper beregner anleggsbidraget, og i hvilken grad de belaster kunden for den aktuelle tilknytningen, eller forsterkningen. Det er åpnet for at nettselskapene kan operere med et bunnfradrag slik at kostnadene ved arbeidet til en viss grad belastes både nye og eksisterende kunder i nettet. Det vil og være en forskjell i hvordan kostnader fordeles ut i fra om kunden/kundene befinner seg i et anlegg hvor kunden er eneste bruker, eller om kunden befinner seg i et radielt fellesanlegg, eller masket nett. Det er åpnet for at nettselskaper kan kreve inn anleggsbidrag hvis en kunde fremskynder utbygging/forsterkning av nett, slik at det blir nødvendig med reinvestering før levetiden til nettet har utløpt. Det er ikke åpnet opp for at nettselskaper kan kreve anleggsbidrag ved reinvesteringer de uansett hadde vært nødt til å gjennomføre i løpet av nettets levetid (ibid.).

#### **2.2.6.2 Elavgift**

Elavgift er en statlig forbruksavgift på strøm, som nettselskapene krever inn fra forbrukerne. Elavgiften for generelt forbruke ligger i 2015 på 13,65 øre/kWh. Kraftkrevende industri betaler en redusert elavgift som per dags dato ligger på 0,45 øre/kWh (Energi Norge 2014). For fjernvarmeselskaper er det en åpning for at de kan få reduserte elavgift hvis de leverer fjernvarme til eksterne kunder. Forutsetningene som må ligge til grunn er at minst 50% av fjernvarmeproduksjonen må komme fra fornybare kilder som for eksempel avfall, bioenergi, spillvarme og/eller varmepumper (NVE 2011c). Dette ble vedtatt av Stoltenberg II regjeringen i 2013. Det ble presisert at forutsetningen om minst 50% fornybar fjernvarmeproduksjon gjaldt for hele produsentens fjernvarmenett, og ikke for hver enkelt varmesentral tilkoblet fjernvarmenettet. Fjernvarmeanleggene må i tillegg være gitt konsesjon eller befinne seg i næringsgruppe 35300 for å ha mulighet til å søke om redusert elavgift (ibid.). I henhold til NVE er Finnmark og kommunene Karlsøy, Kvæangen, Kåfjord, Lyngen, Nordreisa, Skjerøy og Storfjord fritatt for elavgift (NVE 2015b).

### 2.2.6.3 Merverdiavgift

Merverdiavgift er en avgift nettselskapene må betale til staten på bakgrunn av salg av sine varer og tjenester. Merverdiavgiften nettselskapene opererer med ligger på 20 prosent (Hafslund Nett 2015). Nettselskaper er pålagt å beregne og innkreve merverdiavgift fra kunder som er tilknyttet deres nettområde. Næringsdrivende kunder har i motsetning til privatkunder muligheten til å fradragføre hele eller deler av merverdiavgiften (Skatteetaten). Nordland, Troms og Finnmark er unntatt merverdiavgift (NVE 2015b). Det en betaler merverdiavgift på er fastleddet, energileddet, effektleddet, forbruksavgiften til staten, og for avgiften en betaler til Enovas energifond.

### 2.2.6.4 Enova-avgift

Formålet til Enovas Energifond er i henhold til formålsparagrafen § 1: *”å fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon”*. Midlene som energifondet disponerer kommer fra overføringer fra statsbudsjettet samt fra nettselskapene i form av påslag i nett-tariffen (ENOVA). Når det gjelder påslaget i nettleien som skal gå til Enovafondet er det hjemlet i Energilovens § 4-4 første ledd (Lovdata 1990). Selv om dette er en avgift, går den inn som et ledd i selve sluttsummen på nettleien. På det nåværende tidspunkt ligger Enova-avgiften, kundene betaler gjennom nettleien, på henholdsvis 1 øre/kWh for husholdningskunder og 800 kr/år per målepunkt for andre kunder. Enova avgiften for husholdningskunder innarbeides i energileddet i tariffen. For andre kunder innarbeides avgiften i fastleddet i tariffen (NVE 2015f).

### 2.2.6.5 El-sertifikater

El-sertifikater eller ”grønne sertifikater” berører ikke nettleien. El-sertifikater ble innført som ordning fra 1. januar 2012. Hensikten med el-sertifikatene er at man gjennom en avgift per kWh elektrisitet kan legge til rette for en økt utbygging av fornybar energi. Måten systemet virker på er at kraftprodusentene som produserer energi fra fornybare kilder, blir begunstiget med en årlig ”ekstra inntekt”. Det fordrer at anlegget er i drift før 2020 (NVE 2011a). El-sertifikater utstedes til det enkelte anlegget i inntil 15år. El-sertifikatorrdningen er teknologinøytral, så lenge teknologien bygger på fornybare kilder. El-sertifikater gjelder kun for elektrisitet, og ikke for termisk energi fra for eksempel fjernvarme. Kraftleverandører er

pålagt å kjøpe et visst antall el-sertifikater fra kraftprodusentene. Kraftleverandørene fører utgiftene de har på innkjøp av grønne sertifikater over på sluttbrukerne, på denne måten er sluttbrukerne med på å betale for en økt fornybarsatsning i Norge og Sverige (OED 2014a).

## 2.3 Dynamiske tariffer

Hovedfokuset i dette kapitlet vil ligge på dynamiske tariffer. Dynamiske tariffer, er tariffer som kan baseres ut fra en eller flere variabler i forhold til nettbruken. Variablene kan for eksempel være basert på differensiering i tid, geografi, sektor, formål m.m. Ved å bruke dynamiske tariffer basert på tid-for-bruk (time-of-use), i form av sanntidsprising (real-time pricing), eller kritisk-topp prising (critical-peak pricing), vil en kunne gi økonomiske insentiver til sluttbrukerne om (1) å redusere, eller (2) flytte etterspørselen etter energi og/eller effekt. Dynamiske tariffer kan på denne måten hjelpe nettselskaper med lastsituasjonen i nettet (Faruqui et al. 2010). Som tidligere nevnt er drift av nett forbundet med lave variable kostnader og høye faste kostnader. Det vil derfor være ønskelig fra nettselskapenes side å kunne prisse overføring ut fra hvilken rolle lasten representerer i forhold til behovet for økte investeringer/kapasitetsøkning. Ved å kunne flytte etterspørselen bort fra kritiske timer kan selskapene få utsatt investeringer knyttet til oppgradering.

Ved å bruke Time-of-Use (ToU) baserte prisingsmekanismer kan en få satt søkelys på kostnader knyttet til overføring ved forskjellige tidsperioder. I høylastperioder vil kostnadene være høyere enn i lavlastperioder, i og med at en får en form for ”kø”-situasjon i overføringsnettene under topplastsituasjoner. Selv om topplastsituasjoner ikke kan sammenlignes med en ”kø” i normal forstand, vil det være et tak for hvor mye overføring en kan ha i et nettområde før det utløses et behov for økt kapasitet og nye nettinvesteringer. Grunnen til dette er de naturlige kapasitetsbegrensningene i overføringsnettene (Faruqui et al. 2010). Det som utløser dynamikken i en ToU tariff er nettselskapenes behov for kapasitet, og kunders betalingsvillighet for tjenester. Fjernvarmeanleggene blir nødt til å vurdere alternativkostnadene de har ved å vente eller endre produksjonsmønster i det gitte tidsintervall.

Real-time-pricing (RTP) tariff kan brukes ved at en i fjernvarmeanlegg allerede har installert måleutstyr for timesmåling. Med innføring av RTP tariff vil nettselskapene ha mulighet til å sende priser for overføring til fjernvarmeanleggene, enten en dag i forveien eller til og med helt ned til en time i forkant av forbruket. Ved å gi kunder tilgang til priser knyttet til forbruk i

forkant av selve forbruket, har kundene mulighet til å justere forbruket sitt i forhold til nettselskapets prissignalet for det aktuelle tidsrommet. RTP tariff er på denne måten linket direkte opp mot selve kostnaden for overføringen i det gitte tidsrommet, og vil kunne brukes for å regulere situasjoner med lavlast eller høylast i nettområdet (Faruqui et al. 2010) Critical peak pricing (CPP) tariff er en annen form for dynamisk prismekanisme som kan brukes ved overføring i nett. Ved å belyse og øke kostnadene knyttet til de mest kritiske timene for overføring, kan nettselskapene flytte deler av etterspørselen til timer hvor det ikke er kapasitetsproblemer i det aktuelle nettområde. En slik type tariff vil kunne legge til rette for at nettselskaper kan få utsatt oppgradering av nett i områder med kapasitetsproblemer. Fra fjernvarmeanleggene sin side vil en slik tariff kunne føre til at den generelle nettleieprisen for overføring av energi og/eller effekt går ned, ved at de tilpasser seg prissignalene fra nettselskapene (Faruqui et al. 2010). For å begrense investeringsbehovet, knyttet til utbygging/oppgradering av nett, vil det ved en innføring av CPP tariff muligens ikke være nok å flytte last i tid.

Ved å bruke slike prissignaler kan en få en økning i etterspurt energi/effekt i det en går fra den kostbare priskategorien innenfor tariffen, og over til den billige priskategorien. Et slikt hyppig skift i etterspørsel kan således medføre at en faktisk ikke løser problemet, men kun flytter hele effekttoppen over til et annet tidspunkt. En mulig måte å løse en slik problematikk er at en innfører en form for nedtrappingstariff mellom høylast og lavlastperioden for å begrense hastigheten på oppreguleringen (KANAK 2012). I og med at RTP metoden priser i ”sanntid”, vil denne ”trappingen” automatisk gå inn i tariffen, ved at det sendes kontinuerlige signaler som reflekterer kostnadene knyttet til bruk av nettet.

Det vil og være verdt å nevne at en kan bruke belønningsmekanismer i form av topplast rabatt (Peak Time Rebate) i forhold til dynamisk å styre etterspørsel etter energi og/eller effekt.

Ved å innfører en form for ”rabatt tariff”, som vil belønne kunder for reduksjon i etterspørsel etter energi/effekt, ut i fra et på forhånd satt referansenivå i de kritiske høylastperiodene. Med en slik tariff vil en ha mulighet til å styre forbruket i forhold til kapasitet i nettet mer eller mindre på samme måte som ved bruk av CPP.

En slik PTR tariff vil kunne gi fjernvarmeselskapene insentiver til å senke etterspørselen i kritiske timer, slik at den ligger under den forhåndsbestemte referanselinjen. Grunnen til dette er at de blir ”belønnet” av nettselskapene for hver MW og/eller MWh de kan redusere etterspørselen sin med. PTR tariff kan medføre at nettselskaper kan utsette behovet for



investering i nett, ved at en ”betaler” kunder for mindre belastning av nettet (Faruqui et al. 2010).

Både PTR og PTP vil kunne være interessante prisingsmekanismer for nettselskapene. Det er allikevel viktig å påpeke forskjellen mellom de. Incentivet som ligger til grunn for at nettselskaper skal gi kunder tilbud om PTR, er at denne ”belønningsmekanismen” kan brukes for å redusere forbruk i topplasttimer, og således at nettselskapene kan få utsatt nettinvesteringsbehovet. Incentivet som ligger til grunn for bruk av PTP er at nettselskapet her får mulighet til å ”kreve inn” penger til nettinvesteringer fra de kundene som faktisk belaster nettet i topplasttimer. Ved bruk av PTP vil nettselskapene og ha en mulighet til å utsette nettinvesteringer, da enkelte kunder vil endre bruken på grunn av høyere priser i topplasttimer.

I Norge er det for tiden en diskusjon knyttet til utforming av nye tariffier. Hovedgrunnen til diskusjonen er innføringen av ”Avanserte Måle- og Styringsystemer” (AMS). AMS vil, ved innføring i alle sluttbruker punkt innen 2019, legge til rette for at sluttbrukerne kan få en bedre oversikt og kontroll over eget forbruk. Nettleieselskapene vil, med AMS, få et bedre datagrunnlag for forbruk av elektrisitet i det enkelte målepunkt. Datagrunnlaget åpner opp for at nettselskapene kan få en økt mulighet til å differensiere tariffier, ut i fra forbrukstopper. Grunnen til dette er at måledataene knyttet til forbruket vil kunne bli lest av hyppigere (NVE 2014). Ved innføringen av AMS vil en og få muligheten til å innføre effekttariffier for de små kundene. Større anlegg opererer som oftest allerede med timesmåling og effektavregning i sine anlegg. Med ny teknologi på plass for måling av forbruk, vil det dermed åpnes opp for å tariffiere annerledes enn det som gjøres i dag. Avdelingsdirektør Ove Flataker v/NVE uttalte i en pressemelding 07.05.2015 at *”Vi vurderer nå om nettleien bør utformes slik at den i større grad enn i dag reflekterer hvordan ulike forbruksmønstre påvirker nettselskapenes kostnader”* (NVE 2015h; Øyvind Lie 2015). Selv om en del fjernvarmeanlegg, på det nåværende tidspunkt, er på det som kalles tariff for fleksibelt forbruk er det fortsatt en del anlegg som, av varierende grunner, opererer med prioriterte avtaler på sine elkjeler. Det er derfor en mulighet for at anleggene som er på prioritert overføring vil bli berørt av tariffstrukturendringen. Det skal ikke gjøres forskjell mellom kunder ut i fra hvordan de forbruker elektrisitet. Nettleieselskaper har kun lov til å differensiere ut i fra klare, kontrollerbare og objektive hensyn (Lovdata 1999). At en fjernvarmeleverandør bruker elektrisitet til å drifte elkjel vil ikke falle inn under denne kategorien. Dersom et nettselskap ønsker å utforme tariffier med ulike satser på forskjellige tidspunkt, må denne differansen

være basert på relevante nettforhold og kriteriene må være objektive og kontrollerbare, jfr. Kontrollforskriften § 13–1. For å kunne innføre dynamiske/tidsdifferensierte tariffer må nettselskapet kunne vise til relevante nettforhold som begrunner behovet for en slik differensiering (ibid.)

Dynamiske tariffer er egentlig ikke nytt her til lands. Frem til 1988 opererte Norges Energiverksforbund med det som ble kalt H3 tariff for husholdninger. På mange måter kan en si at dette var en enkel form for dynamisk tariff som inneholdt et fastledd bestående av en abonnementsavgift og en effektavgift, samt et variabelt ledd bestående av en fast pris per kWh brukt innenfor valgt abonnement. Hvis kunden overskred effektgrensen (i kW) ble prisen per kWh dyrere (SSB 1999). Istad Nett AS opererer fortsatt med denne typen tariff for husholdningskunder med timesmåling (Istad Nett AS 2015).

I Frankrike har de hatt et system med dynamiske tariffer siden 1993. Dette systemet er kjent som Tempo-tariffen. Denne tariffen ble innført som en frivillig tariff for de husholdningene og næringskundene som måtte ønske det. Selv om denne tariffen nå ikke lengre blir tilbudt til nye kunder, var det i en periode 350.000 husholdningskunder og 100.000 næringskunder som hadde valgt denne tariffen. Måten tariffen fungerer på er at en deler inn året i forskjellige priskategorier ut i fra lastforholdene i nettet. I Frankrike blir året delt opp i 300 blå dager (jours bleus) som er de billigste dagene med minst belastning i nettet. 43 hvite dager (jours blancs), og 22 røde dager (jours rouges) som er de dyreste dagene på grunn av høy belastning i nettet. Hver av disse dagene ble så delt opp i to tariffer ut i fra høy- eller lavlastsituasjonen i nettet. Alt i alt så opereres det med 6 mulige kombinasjoner for pris i Tempo-tariffen.

Erfaringene som har blitt gjort i Frankrike er at de sluttbrukerne som har blitt tariffert etter Tempo-tariffen faktisk har redusert sin makslast med opp til 45 prosent i de dyreste timene. For nettselskapenes sin del så har en og fått redusert makslasten med ca. 450 MW (David Crossley 2010). Faruqui et al. (2009) peker på at innføring av dynamiske tariffer kan redusere systembelastningene med 1 – 9 prosent under topplast. Studien ble gjennomført i California, og kundegrunnelaget i studien besto av bolig, næring, småindustri og storindustri (Faruqui et al. 2009). I Norge har Kanak (2012) gjennomført en lignende studie for å se på hvilken rolle dynamiske tariffer kan spille i det norske nettsystemet ved innføringen av AMS. Kanak (2012) konkluderer med at det er potensial for at dynamisk tariffer kan brukes til å utsette investeringer i nettet. Rapporten peker og på at nytteeffekt vil bli størst i distribusjonsnettet. I forhold til systemnytte trekkes det frem at hvis Norge i fremtiden får en prisutjevning mot Europa vil nytteeffekten av dynamiske tariffer kunne bli høy.

I forhold til implementering av dynamiske tariffer, kommer det frem at prissignal i seg selv muligens ikke er nok til å utløse potensialet i dynamiske tariffer. Det kan derfor være behov for en eller annen form for automatisering slik at kunder faktisk responderer på prissignalet. Det kan og være et behov for regulatoriske endringer i forhold til det å kunne differensiere tariffene mellom kunder innenfor ett og samme konsesjonsområde. Grunnet forskjellig kundesammensetninger i de forskjellige nettområdene, bør det åpnes opp for at nettselskaper kan innføre dynamiske tariffer ut ifra lokale forhold og potensialet som ligger i området (KANAK 2012). Det å differensiere mellom kunder i tilfeller der en har kapasitetsproblemer i nettet, kan være et effektivt virkemiddel i forhold til å fordele tilgjengelig kapasitet i et område. Dette kan fungere både på kort sikt frem til kapasiteten i området er utvidet, og på lang sikt hvis kundene i område ikke har betalingsvilje for en utvidelse av nettkapasiteten. Det blir uansett viktig i slike tilfeller å differensiere prisen ut fra utnyttelse av nettet (EC GROUP 2013).

### **2.3.1 Dynamisk effekt- og energitariff**

I forhold til tilpasning overfor dynamiske tariffer, vil fjernvarmeselskaper alltid tilpasse bruk av elkjel etter prisbildet med hensyn til bruk av elektrisitet som brensel. Det vil si at spotpris på strøm, pluss avgifter, pluss tariff må være mindre enn kostnadene ved å bruke andre, alternative produksjonskilder. På bakgrunn av at en til enhver tid må ha balanse mellom produksjon og forbruk, vil det normalt sett være ledig kapasitet i nettet (Thema Consulting Group 2013c). I et fremtidig scenario med økt innslag av uregulerbar fornybar energiproduksjon, og en økt oppkobling mot Europa vil det være behov for økt forbrukerfleksibilitet. Ved bruk av dynamiske tariffer kan nettselskapene åpne opp for at fjernvarmeanleggene kan bidra med forbrukerfleksibilitet i en større grad enn det de gjør i dag.

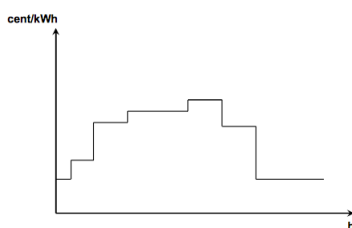
#### **2.3.1.1 Dynamisk effekttariff**

I Norge blir nettkapasitet dimensjonert i forhold til å kunne levere den effektterspørsel en har på de kaldeste dagene. Prisen kunden må betale gjennom dynamiske effekttariffer vil kunne være knyttet opp mot det å dekke både de faste og de variable kostnadene nettselskapene har. Nettet er å betrakte som et kollektivt gode, det oppstår derfor en risiko for at prisene knyttet til dynamiske effekttariffer vil kunne bli høye. Grunnen til dette er at en

prising av kollektive goder i de fleste tilfeller fører til et underforbruk av godet (Thema Consulting Group 2013b). Dynamiske effekttariffer kan enten være basert på et gjennomsnitt av effekttopper innenfor et gitt tidsintervall, eller som avtaler om abonnert effekt (mye likt den gamle H3 tariffen). Ved å dynamisk prise effekt kan en oppfordre brukere til å redusere forbruket og tilpasse etterspørselen bort fra topplasttimer i nettet. Etterspørselen etter energi endrer seg mer enn etterspørselen etter effekt ved temperaturendringer. Dette medfører at en dynamisk effekttariff vil kunne gi en høyere grad av forutsigbarhet enn dynamiske energitariffer (Jarmo Partanen et al. 2012).

### 2.3.1.2 Dynamisk energitariff

Dynamiske energitariffer basert ut fra prisendringer i tariffen knyttet til ToU, vil kunne være en mulighet for nettselskaper å styre etterspørselen etter energi i ønsket retning. Når lastsituasjonen er som høyest i nettområde vil en ved hjelp av økt grad av timesmålinger hos sluttbrukere kunne gi prissignaler i øre/kWh slik at brukeren tilpasser seg prisen. Eller en kan styre forbruket automatisk ut fra en energiprissituasjon. Problemene med en slik tariff er som nevnt at nettet dimensjoneres etter effekt og ikke etter energi, og lastprofilen til forskjellige brukere i et nettområde vil variere. Det vil for eksempel være stor forskjell om kunden er en privat husstand eller et fjernvarmeanlegg. Dette medfører at det å finne en riktig pris for endring av etterspørsel vil kunne være problematisk. Hvordan en skal utforme en slik ny type tariff for å oppnå ønsket respons vil derfor kunne være vanskelig (Jarmo Partanen et al. 2012). Thema Consulting Group (2013) peker og på at det knytter seg stor usikkerhet til om en vil få en effektivitetsgevinst ved bruk av dynamiske energitariffer (Thema Consulting Group 2013b). En dynamisk energitariff kan gi motstridende insentiver hvis for eksempel de dyre timen for distribusjon sammenfaller de rimelige pristidspunktene for strøm. Dette vil kunne medføre at forbrukerfleksibiliteten og dynamisk energitariff styrer forbruket i hver sin retning (Jarmo Partanen et al. 2012).



Figur 3 Eksempel på dynamisk energitariff (Jarmo Partanen et al. 2012)

### **3. Metode**

I dette kapitlet vil valg av forskningsmetode og de vitenskapsteoretiske valgene bli presentert. For å kunne besvare oppgavens problemstilling og forskningsspørsmål har det i denne oppgaven blitt benyttet strukturert spørreundersøkelse og semistrukturert intervju. Disse to metodene har så blitt støttet opp med relevant litteratur og kunnskapsbasert teori knyttet til fagfeltet. Forskningsmetodene vil bli nærmere beskrevet i punktene 3.1-3.3.

#### **3.1 Metodetriangulering**

Metodetriangulering består av kombinasjon av ulike data som metode for å fremskaffe kunnskapsbasert teori. Grønmo (2007) peker på at kombinasjonen av ulike data, kan være hensiktsmessig for å gi muligheter for teorimangfold, styrke tilliten til metoder og analyseresultater, samt danne grunnlag for faglig fornyelse (Grønmo 2007).

Denne undersøkelsen er basert på studier av kunnskapsbasert teori på området samt både kvalitative og kvantitative metoder for innhenting av informasjon knyttet til fagfeltet.

Funnene vil kunne fremskaffe kunnskapsbasert teori.

#### **3.2 Den kvantitative strukturerte spørreundersøkelsen**

I et forsøk på å danne et bilde av elkjelbruken i norske fjernvarmeanlegg falt deler av det metodiske valget på å gjennomføre en kvantitativ strukturert spørreundersøkelse. Strukturert spørreundersøkelse egner seg godt i forhold til å avdekke respondenters forhold til andre aktører, og til hendelser som respondenten selv har vært involvert i. Det er forventet at personer som innehar en lederrolle skal kunne ha innsikt nok til å kunne besvare spørsmål knyttet til bedriften som helhet (Grønmo 2007).

Spørreundersøkelsen besto av 25 enkeltspørsmål, av disse var 17 av spørsmålene av en sånn art at de havner i kategorien lukkede spørsmål. Med lukkede spørsmål så menes det at disse spørsmålene hadde ferdigformulerte svaralternativer hvor respondenten hadde mulighet til å krysse av for det/de svar(ene) som passet best for deres anlegg. Ved noen tilfeller var det ønskelig å gi respondentene mulighet til selv å sette ord på ting, dette ble gjort ved 8 anledninger i undersøkelsen. Hensikten med å opererer med åpne spørsmål er i førsteomgang å skape en dypere forståelse for den enkelte respondents tanker rundt det aktuelle temaet som

det stilles spørsmål om, og for det andre så ville det i disse tilfellen være vanskelig å formulere svaralternativer som ville være dekkende for alle respondentene i undersøkelsen. For å sørge for at så mange som mulig skulle ha mulighet til å svare på alle spørsmålene i undersøkelsen, ble det ved 11 tilfeller åpnet opp for at respondentene kunne utlede sine meninger/svar i et oppfølgende spørsmål. Ved å operere med denne typen ”rest kategori” spørsmål ga undersøkelsen en åpning til å svare for de respondenten som ikke følte seg ”hjemme” i svaralternativene i undersøkelsen. Spørsmålene i undersøkelsen var innbyrdes eksklusive og samlet sett uttømmende. Således opererte denne undersøkelsen med flere lukkede- enn åpne spørsmål. Ved å gjøre dette metodiske valget i utformingen, gjør en det lettere for respondenten å svare. Det er enklere for respondentene å forholde seg til lukkede- enn åpne spørsmål (Grønmo 2007). Eventuelle svakheter har blitt forsøkt korrigert ved at undersøkelsen ble kontrollert av veileder før utsendelse. Det ble og i et forsøk på å korrigere eventuelle misforståelser, åpnet opp for at respondentene kunne kontakte utsender på e-post eller telefon hvis de hadde spørsmål til undersøkelsen.

### **3.2.1 Respondentene**

For å få fatt tak i respondenter til undersøkelsen ble det foretatt en kartlegging av aktører innenfor bransjen. Under arbeidet med kartleggingen ble det opprettet kontakt med interesseorganisasjonen Norsk Fjernvarme. Denne interesseorganisasjonen hadde, i januar 2015, 46 medlemmer på sin medlemsliste. De valgte å sende over denne medlemslisten for bruk i undersøkelsen. Medlemmene i Norsk Fjernvarme er fjernvarmebedrifter fra forskjellige steder i Norge. Kollektivt står de for ca. 80 prosent av den fjernvarmen som blir produsert her til lands. Medlemsmassen dekket såpass mye av den produserte fjernvarmen at det falt seg naturlig å bruke medlemslistene for å få kontakt med bransjen.

Svarene i den strukturerte spørreundersøkelsen bygger således kun på svar fra medlemmer i Norsk Fjernvarme. Andre aktører på feltet fikk ikke mulighet til å delta. Undersøkelsen kan således ikke utledes til å skulle gjelde for hele fjernvarmebransjen. Utvelgelsen av respondenter kan ha medført at enkelte aktører som burde ha vært med, og som ville ha styrket denne oppgavens fundament, kanskje ikke kom med.

### 3.2.2 Undersøkelsen

Undersøkelsen ble sendt ut ved hjelp av QuestBack til de 46 kontaktpersonene i Norsk Fjernvarme. Grunnen til at QuestBack ble valgt var for å gjøre utsendelse og innhenting av svar fra undersøkelsen lettere å håndtere. Tilgang på QuestBack ble gitt gjennom studieadministrasjonen på NMBU. Av de 46 respondentene var det 27 som svarte, 3 som meldte seg av, og 16 respondenter som valgte å ikke svare. I alt ble det purret på svar 3 ganger, noe som var med på å heve antall svar fra opprinnelig 12 til avsluttende 27. En av ulempe ved å bruke QuestBack er at ved å bruke e-post med link til spørreundersøkelsen har en ikke oversikt over hvor mange av respondentene som faktisk har mottatt undersøkelsen. Det er heller ingen mulighet for å kontrollere om undersøkelsen har havnet for eksempel blant ”søppel-filer” i mottakers innboks.

### 3.3 De kvalitative semistrukturerte intervjuene

For å få en dypere innsikt i tematikken som spørreundersøkelsen og masteroppgaven bygger på, ble det besluttet å gjennomføre en kvalitativ undersøkelse i form av semistrukturert intervju. Semistrukturert intervju egner seg godt når en ønsker å få stilt konkrete spørsmål, og samtidig ønsker at informantene skal ha mulighet og frihet til å svare åpent på spørsmålene forskeren stiller. Dette gir forskeren en bedre mulighet til å sammenligne resultatene fra informantene, og samtidig sørge for at jobben med transkribering og analyse ikke blir for tidkrevende (D. I. Jacobsen 2005). Det ble i forkant av intervjuene utarbeidet to separate intervjuguider, en som var rettet mot fjernvarmeanlegg og en som var rettet mot nettselskaper. Intervjuguidene ble utformet med det formålet at de skulle legge rammene for intervjuene. Det var her viktig at en fikk med relevant informasjon knyttet til tematikken det ble forsket på, og fikk dette formulert som spørsmål. Det var og viktig at disse spørsmålene ble utformet på en slik måte at de både dekker informasjonsbehovet, og samtidig opprettholder en viss fleksibilitet i forhold til gjennomføringen av intervjuene (Grønmo 2007). Det ble i intervjuene stilt 11 spørsmål til informantene fra fjernvarmeanleggene, og 14 spørsmål til informantene i nettselskapene. Det siste spørsmålet i hvert av intervjuene var rettet mot om informantene hadde noe ekstra å tilføye til undersøkelsen. Grunnen til at det ble valgt å stille et slikt åpent spørsmål var at en da kunne få mulighet til å plukke opp informasjon en ikke hadde fått tilgang til gjennom de andre spørsmålene. Det var viktig i forhold til gjennomføringen av spørsmålene som ble stilt var av en slik karakter at de ble oppfattet som nøytrale og ikke

ledende (ibid.). Dette ble gjort i et forsøk på å hindre at forutinntatte meninger og holdninger hos forskeren, skulle kunne gjenspeiles i undersøkelsens spørsmål.

Det ble lagt vekt på å gjennomføre intervjuene på en faglig og god måte, og sikre kommunikasjonen mellom forsker og informant for å unngå feilslutninger.

Til slutt må det og nevnes at det i intervjusituasjoner kan oppstå feil i datainnhenting med bakgrunn i erindringsfeil hos den enkelte informant (ibid.).

### 3.3.1 Informantene

Med hensyn til å få tak i informanter ble det for fjernvarmeselskaperens del benyttet den samme kontaktlisten som i den strukturerte spørreundersøkelsen. For nettselskaperens del var jobben med å skaffe et utvalg litt vanskeligere. Når det gjaldt nettselskaperne, ble det tilgjengeliggjort en liste over nettselskaper i Norge ble tilgjengeliggjort gjennom Instituttet for Naturforvaltning ved NMBU. Fra listen ble det gjort et utvalg av 46 nettselskaper.

Utvelgelsen ble gjennomført ved at selskaperne ble rangert fra størst til minst, deretter ble de 46 største selskaperne valgt. Dette ble gjort i et forsøk på å legge til rette for at det skulle være like mange nettaktører som fjernvarmeaktører som fikk mulighet til å delta. Samtidig var det viktig å få dekket de største aktørene i nettbransjen på bakgrunn av deres eierandel i regional og distribusjonsnett. Kontaktinformasjonen til aktørene i nettbransjen ble så hentet frem ved å søke de opp på nettet. Alt i alt ble det sendt ut 94 individuelle invitasjoner til deltakelse i intervju per e-post. I disse e-postene ble det og inkludert en liste over hvilke temaer undersøkelsen ønsket å fokusere på. Denne listen var forskjellig for nettselskaperne og fjernvarmeselskaperne, da en ønsket å få kartlagt forskjellige emner hos de respektive. Selv om e-post med invitasjon til å delta ble sendt ut to ganger med to ukers mellomrom, var responsen fra de forskjellige aktørene lav. Av 94 inviterte var det kun 8 som valgte å respondere, av disse var 4 nettaktører og 4 fjernvarmeaktører. Utvalget her kunne mest sannsynlig ha økt hvis en hadde hatt korrekt e-post til kontaktpersoner i nettselskaperne og ikke operert med e-post til for eksempel administrerende direktør, kundekontakt osv.

Andelen fjernvarmeaktører kunne og muligens ha blitt økt hvis en ikke hadde brukt samme kontaktperson for både spørreundersøkelse og intervju. Hensikten med kvalitative intervjuer i denne sammenhengen er å bygge oppunder og utdype det som kommer frem i den kvantitative spørreundersøkelsen.



### 3.3.2 Intervju undersøkelsen

Gjennomføringen av intervjudelen i denne masteroppgaven ble gjennomført ved at informantene først ble kontaktet per e-post for å informere samt hente inn samtykke til deltakelse. Det ble og i korrespondansen med de som ønsket å delta opplyst om at intervjuene kom til å foregå per telefon, og at intervjuene kom til å bli tatt opp. For opptak av intervjuene ble det anskaffet en applikasjon til telefonen kalt TapeACall. Hvert intervju ble ved sin slutt lagret på serverne til TapeACall slik at det var mulig å laste de ned. Etter at intervjuene hadde blitt lastet ned, ble de slettet fra selskapets server. Transkribering av de enkelte intervjuene foregikk ved at lydfilen ble avspilt fra pc for så å bli skrevet inn i Word. Transkribering over til tekstformat ble gjennomført for at besvarelsene skulle bli lettere å tolke. Det må påpekes at ett av intervjuene fra undersøkelsen blir ansett som ubrukelig, da informanten ikke kunne svare på flere av spørsmålene som ble stilt. I etterkant kan en si at for at en slik undersøkelse skal bli bedre gjennomført, bør kontaktinformasjon til de riktige kontaktpersonene i hver bedrift foreligge. Det vil mest sannsynlig heve svarprosenten og kvaliteten på informasjonen.

## 3.4 Kriterier for kvalitetsvurderinger

En har to overordnede kriterier for datakvalitet, disse er reliabilitet og validitet. Reliabilitets- og validitetsvurderinger tar sikte på å forbedre datakvaliteten. Begrepene validitet og reliabilitet utfyller hverandre, og er delvis overlappende. En forutsetning for høy validitet er at en har en høy reliabilitet i datamaterialet.

### 3.4.1 Reliabilitet

Reliabilitet omhandler datamaterialets pålitelighet. En kan si at reliabiliteten er høy hvis undersøkelsesopplegget og datainnsamlingen gir pålitelig data. Grønmo (2007) peker på at utforming av undersøkelsesopplegget er avgjørende for reliabiliteten, likeledes hvordan datainnsamlingen blir gjennomført. Det er viktig at undersøkelsesopplegget er utformet så klart at det fungerer på en entydig måte. Det er og viktig at datainnsamlingen blir gjennomført på en grundig og systematisk måte (Grønmo 2007).

### **3.4.2 Validitet**

Validitet omhandler datamaterialets gyldighet for de problemstillingene som skal belyses. Grønmo (2007) peker på at når datainnsamlingen resulterer i relevante data for problemstillingene så har en det som kalles høy validitet. Jo bedre de faktiske data svarer til forskerens intensjoner, jo høyere blir og validiteten. Høy validitet indikerer at det er et høyt samsvar mellom de planlagte og de faktiske dataene i undersøkelsen. Her blir utformingen av undersøkelsen avgjørende for å sikre høyest mulig validitet. I spørreundersøkelser og intervjuer vil validitet være relatert til utvelgingen av enheter og informasjonstyper, og valg av fokus og tema for utforming vil være viktig for datainnsamlingen.

### **3.5 Validitet og reliabilitet i egen forskerrolle**

Som fersk på forskningsarenaen vil det kunne knyttes spørsmål til om jeg har klart å gjennomføre forskningsopplegget på en god nok måte. Personlig har jeg forsøkt å ta hensyn til både validitets- og reliabilitetskriterier gjennom alle stadier i kunnskapsproduksjonen. Det har vært et mål for meg i arbeidet med denne oppgaven å gjennomføre dette arbeidet på en så faglig og profesjonell måte som mulig.

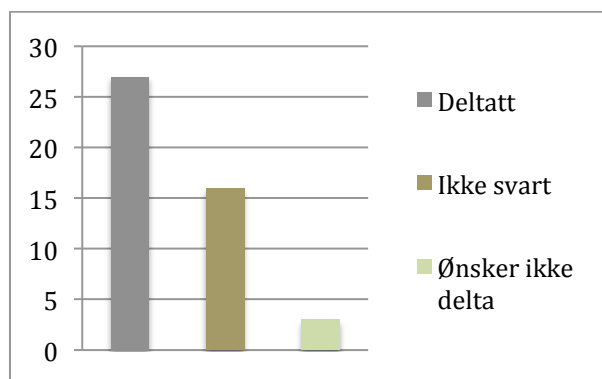
## 4. Resultater og diskusjon

I denne delen vil resultater/funn bli presentert og diskutert fortløpende opp mot oppgavens problemstilling og forskningsspørsmål (kap. 1.1). Resultater fra spørreundersøkelsen (jfr. kap. 3.2) vil bli sammenholdt med resultater fra intervjuundersøkelsen (jfr. kap. 3.3) og vil bli drøftet opp mot den kunnskapsbasert teorien som ble presentert i kap. 2.

I kap. 4.1 gis det en presentasjon av fjernvarmeanleggene som har deltatt i undersøkelsen. Videre blir det i kap. 4.2 og 4.3 presentert resultater/funn knyttet til oppgavens hypoteser. Avslutningsvis blir det i kap. 4.4. gitt en presentasjon av resultater/funn knyttet til oppgavens problemstilling.

### 4.1 Presentasjon av fjernvarmeanleggene

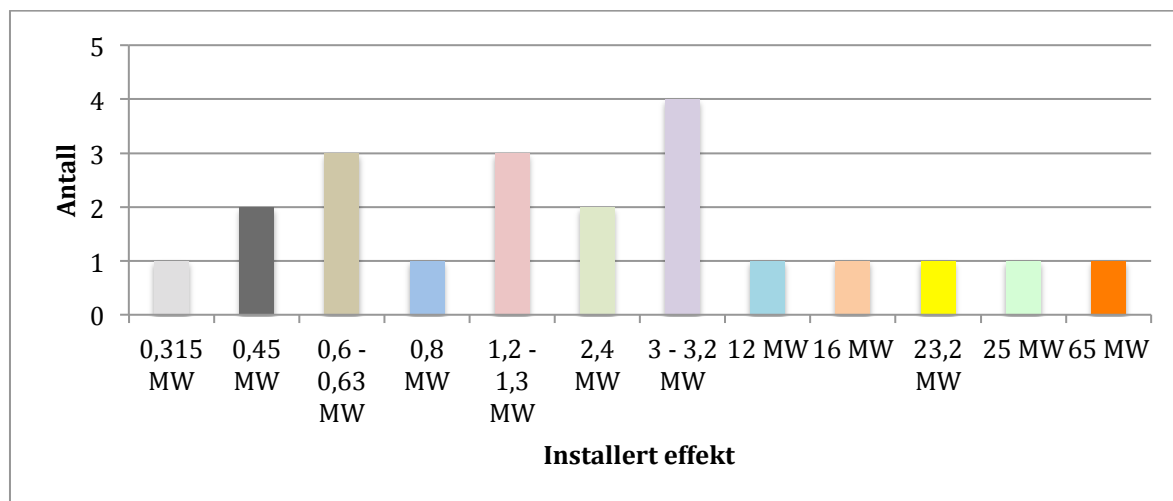
Fjernvarmeanleggene en her får presentert er som nevnt i kap. 3.2, representert ved medlemmer fra Norsk Fjernvarmeforening. Undersøkelsen ble besvart av 27 av 46 mulige medlemsbedrifter. I og med medlemmene står for ca. 80 prosent av den fjernvarmen som faktisk blir produsert her til lands vil en kunne anta at svarene i spørreundersøkelsen gir et godt og representativt bilde for fjernvarmedrifter i Norge. Samlet installert effekt på fjernvarmeanleggene som deltar i undersøkelsen er på ca. 166 MW. I 2013 var den samlede installerte effekten på elkjeler i Norge på ca. 515 MW (Thema Consulting Group 2014). Dette kan indikere at denne undersøkelsen er representativ for ca. 1/3 av den installerte elkjelkapasiteten i norske fjernvarmeanlegg.



Figur 4 Antall deltakere i undersøkelsen

I undersøkelsen var det 21 respondenter som svarte at de hadde elkjel, mens 6 som svarte at de ikke hadde det. Av de 21 som hadde elkjel installert var det stor differanse i forhold til

installert effekt i det enkelte anlegg. Som en kan se i fig 4, er anleggene her blitt gruppert etter samlet installert effekt på elkjelene ved de enkelte anleggene.



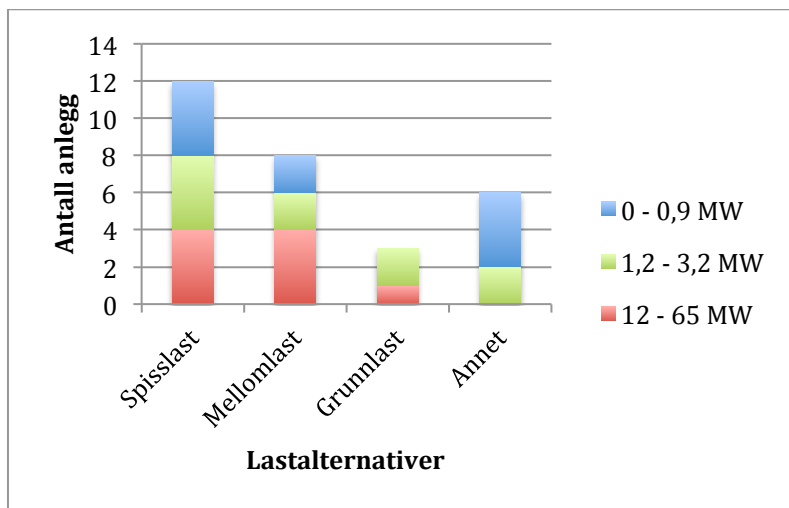
Figur 5 Elkjeler i undersøkelsen inndelt etter effekt på elkjel ved anleggene

I den videre gjennomgangen vil anleggene bli delt inn i tre grupper ut fra installert effekt på elkjel: (1) 7 fjernvarmeanlegg i gruppen 0 - 0,9 MW, (2) 9 fjernvarmeanlegg i gruppen 1,2 - 3,2 MW og (3) 5 fjernvarmeanlegg i gruppen 12 - 65 MW.

Ikke alle fjernvarmeanlegg i undersøkelsen hadde elkjeler installert. Det var ca. 1/4 del som ikke hadde elkjel som alternativ kilde. I disse anleggene var det flere som opererte med gass og/eller lettolje istedenfor elektrisitet. I undersøkelsen kom det frem fra en av respondentene at: ”når anleggene ble bygget var det gass som var fremholdt som det beste alternativet”. I denne kommentaren ligger det to mulige fortolkninger. Den ene kan være at gass ble fremholdt som det beste alternativet ut fra økonomiske aspekter. Det andre kan være at gass ble fremholdt som det beste alternativet ut fra forståelsen av at en ikke skulle bruke elektrisitet til oppvarmings formål.

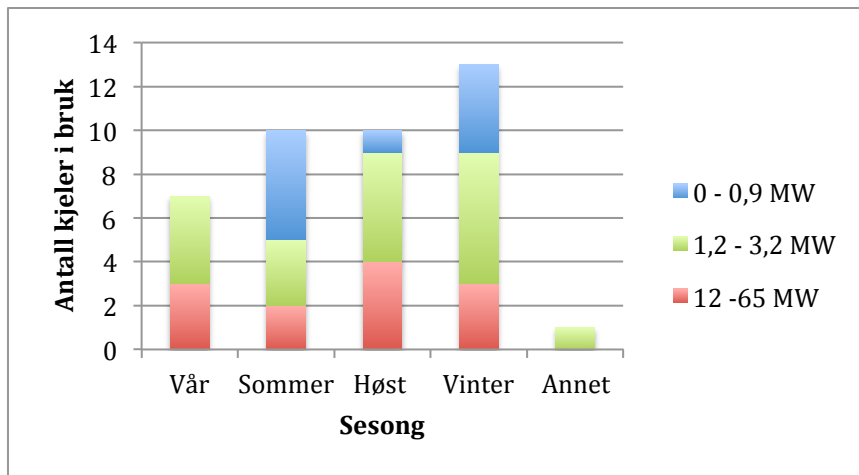
Som en kan se i fig. 5, er det stor differanse mellom hva de forskjellige anleggene har i installert kapasitet på elkjel. En kan derfor ikke forvente at anleggene skal kunne yte den samme fleksibiliteten i forhold til nettselskapene. Forhold som nettkapasitet i området, installert effekt på elkjelen, tariffen elkjelen er på og dimensjoneringen på sikringen ved anlegget, er alle faktorer som kan påvirke etterspørsel etter elektrisitet. Selv om en får en endring i måten anleggene tariffes på, så vil allikevel ikke alle stille likt i forhold til å kunne yte eller dra nytte av fleksibiliteten som en ny måte å tariffere på kan skape.

I fig. 6 kan en se at elkjelene ved fjernvarmeanleggene i all hovedsak blir brukt som spisslast og/eller mellomlast. De fleste anleggene bruker elkjelene i en eller annen form for kombinasjon av lasttyper, så som: (1) kombinasjonen spisslast /mellomlast og (2) kombinasjonen spisslast/annet. I kategorien ”Annet” presiserte respondentene at de enten brukte elkjelen som back-up i form av reservelast eller som sommerlast.



Figur 6 Bruk av elkjel sett ut fra installert effekt ved fjernvarmeanlegget

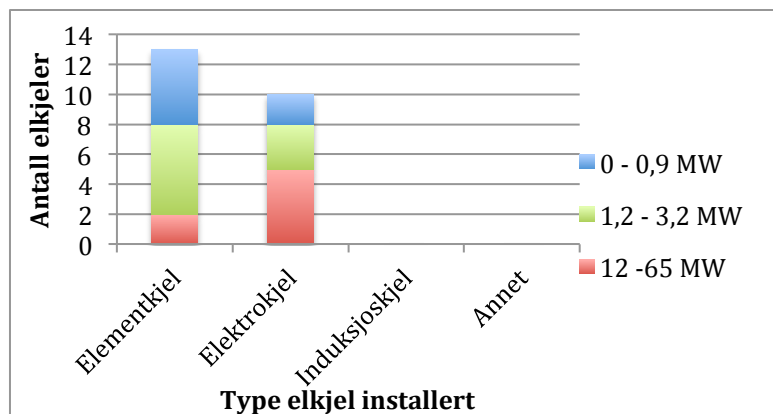
Når en ser på sesongvariasjoner med hensyn til bruk av elkjel ved de forskjellige fjernvarmeanleggene (jfr. fig. 7), legger en merke til at 10 anlegg har svart at de har elkjelen i drift på sommer og/eller høst. Hele 13 anlegg har svart at de har elkjelen i drift på vinter, mens bare 7 av anleggene bruker elkjelen på våren. De fleste anleggene har bruk av elkjel i flere sesonger, men kun en av respondentene har svart at elkjelen er i bruk alle sesonger. Som en kan se i fig. 7, så er elkjelene mest i bruk på vinteren. Dette stemmer godt overens med fig. 6 hvor en større andel av respondentene oppga at de i 2014 brukte elkjelen som spiss- og mellomlast. At andelen som bruker elkjel om sommeren var såpass høy i 2014 kan ha en sammenheng med at elkjelen da enten gikk som sommerlast, eller at elkjelen var i bruk grunnet vedlikehold/reparasjon av andre kjeler. At få anlegg valgte å bruke elkjel på våren kan ha sammenheng med at gjennomsnittstemperaturen våren 2014 for hele landet lå 2,3 °C over normalen (Meterologisk Institutt 2015).



Figur 7 Sesongvariasjoner i bruk av elkjel

I forhold til oppgavens problemstilling, er det hensiktsmessig å se på hvilken type kjelteknologi de forskjellige anleggene opererer med på sine elkjeler. Grunnen til dette er at de forskjellige teknologiene har forskjellige responstider, samt forskjellige grader av reguleringsevne/reguleringsområde. Responstid og reguleringsevne er faktorer som begge påvirker elkjelens mulighet til å kunne respondere i forhold til å yte fleksibilitet. Som vist i kap. 2.1.2 har elektrodekjel og induksjonskjel/trafokjel den raskeste responstiden i forhold til etterspørsel av energi og effekt. Reguleringsområdet for elektrodekjel ligger i området 15 – 100 prosent. Induksjonskjel/trafokjel kan regulere innenfor hele reguleringsområde (0 – 100 prosent). Elementkjel bruker noe lengre tid til å respondere, men som for induksjonskjel/trafokjel kan også elementkjel ha mulighet til å regulere i hele reguleringsområdet (0 – 100 prosent).

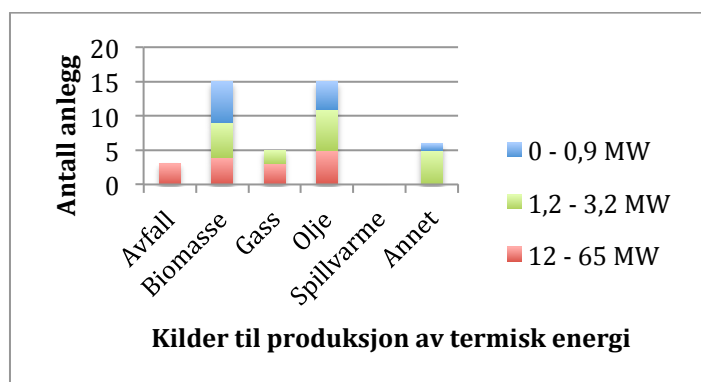
Som en kan se i fig. 8, er det 13 anlegg som har rapportert at de har elektrodekjel og 10 anlegg har rapportert at de har elementkjel. Det blir noe overlapp i resultatene her grunnet at to av anleggene i gruppen 12 – 65 MW installert effekt opererer med både elkjel og elementkjel. Det var ingen av respondentene i undersøkelsen som rapporterte at de hadde induksjonskjel/trafokjel eller en annen form for elkjel ved anlegget.



Figur 8 Type elkjel installert ved de forskjellige fjernvarmeanleggene

I forhold til at fjernvarmeanlegg skal kunne tilby fleksibilitetstjenester i form av ”demand-side response”/forbrukerfleksibilitet, vil det være behov for at fjernvarmeanleggene kan skifte mellom ulike produksjonsalternativer for termisk energi. Det ble derfor gjort en kartlegging av hvilke andre kilder til termisk energiproduksjon de forskjellige anleggene disponerte. Det var og ønskelig å få kunnskap om hvilke type kjelteknologier elkjelen konkurrerte i mot med tanke på brenselspris. Som en kan se i fig. 9, var det 15 anlegg som rapporterte at de brukte biomasse som kilde til fjernvarmeproduksjonen, og 2 av anleggene i gruppen 12 – 65 MW oppga og at de i tillegg til å fyre med biomasse også fyrte med avfall.

Det må her antas at anleggene som har oppgitt at de bruker biomasse og/eller avfall, benytter dette som grunnlast i produksjonen sin. Grunnen til dette er at både biomasse- og avfallsforbrenningsteknologi har høye investeringskostnader, men lave driftskostnader. De avfallsbaserte fjernvarmeanleggene vil i tillegg ha en negativ brenselskostnad når de produserer termisk energi fra avfall. Grunnen til dette ligger i at de på den en siden får betalt for å ta imot avfall/brensel, på den andre siden får de betalt for varmen de produserer.



Figur 9 Andre kilder til termisk energiproduksjon ved anlegg med elkjel

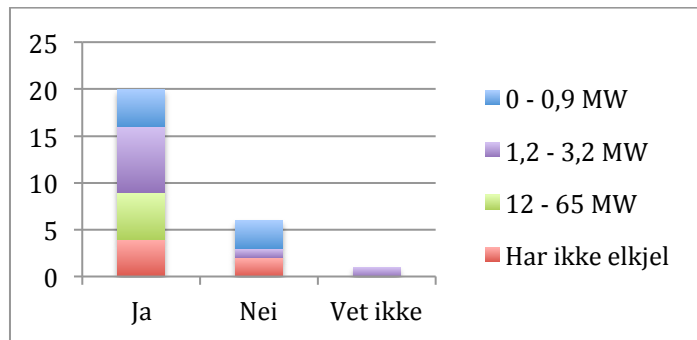
For anlegg som produserer termisk energi fra avfall skal det mye til for at elektrisitet skal kunne ha mulighet til å konkurrere ut avfallet som brensel. Grunnen til dette er ikke bare basert på pris. Mange fjernvarmeanlegg har kontraktfestet med renovasjonsselskaper at hele eller deler av produksjonen skal baseres på avfall. En av informantene opplyste følgende: *”I utgangspunktet er det avfall som brukes hos oss fra mai til ut i september, det er så og si nesten bare avfall”*. Informanten utdyper resonnementet og sier at: *”Med den type kontrakter vi har med renovasjonselskapet, tror jeg likevel ikke at strømmen hadde vært konkurransedyktig”*. Selv med negative strømpriser er informanten skeptisk til om det kommer til å bli brukt elektrisitet for å erstatte avfallet i produksjonen av termisk energi. I intervjuet kommer det frem at: *”Vi kan jo i fremtiden risikere at vi får mer vindkraft inn i systemet fra både Norge, Danmark, Sverige, Tyskland osv. Dette kan føre til negative strømpriser, men allikevel har vi kontrakter vi må forholde oss til”*.

Det var og en del anlegg som rapporterte at de hadde andre kilder til produksjon av fjernvarme. Fire av anleggene har oppgitt at det her var snakk om termisk energiproduksjon basert på varmepumpeteknologi. Varmepumpeteknologi har generelt høye investeringskostnader og lave driftskostnader (Xrgia 2011). Denne typen produksjon vil da på lik linje med avfall og biomasse være å betrakte som grunnlastkilde i den termiske energi produksjonen. I forhold til fleksibilitet, vil varmepumper på lik linje med elkjeler etter spørre elektrisitet. Grunnet kostnadsbildet i forhold til faste og variable kostnader vil elkjeler bli favorisert ved korte brukstider, mens varmepumper vil bli favorisert ved lange brukstider (ibid.). De anleggene som hadde elkjel i undersøkelsen, hadde som regel i tillegg en eller to andre former for spisslast/mellomlast. De to viktigste kildene respondentene har oppgitt til slik bruk er olje og gass. Det er hovedsakelig disse to energikildene elektrisitet vil måtte konkurrerer mot i forhold til produksjon av termisk energi. Spisslast-/mellomlastkilder til produksjon gjenkjennes som oftest med at teknologien er billig å installere i fjernvarmeanlegget, men kostbar å bruke til produksjon. Elektrisitet vil i konkurranse med andre produksjonskilder dermed måtte kjempe om å være det billigste alternativet, altså det med de laveste marginale kostnadene ved bruk.



#### 4.1.1 Framtidsutsikter for fjernvarmeanleggene

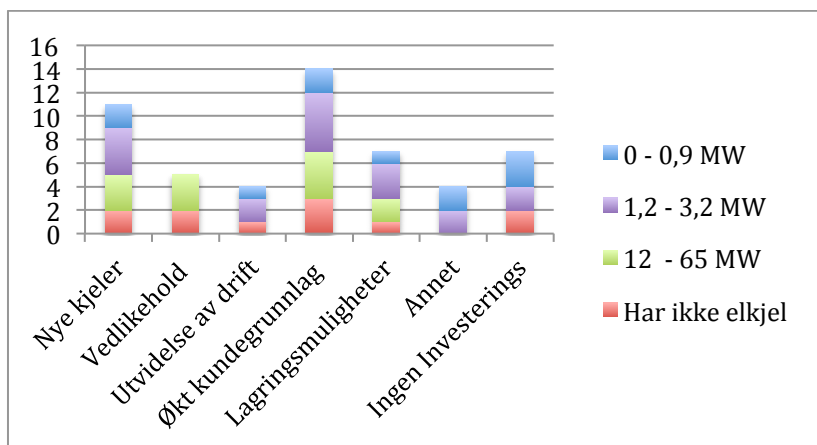
Som en kan se i fig. 10, informerer de fleste respondentene om at det foreligger konkrete planer om å investere i deres fjernvarmeanlegg de neste 5 – 20 årene. I dette kapitlet er de respondentene som ikke har elkjel på det nåværende tidspunkt tatt med for å belyse bransjens investeringsplaner.



Figur 10 Planer om å investere i det nåværende anlegget

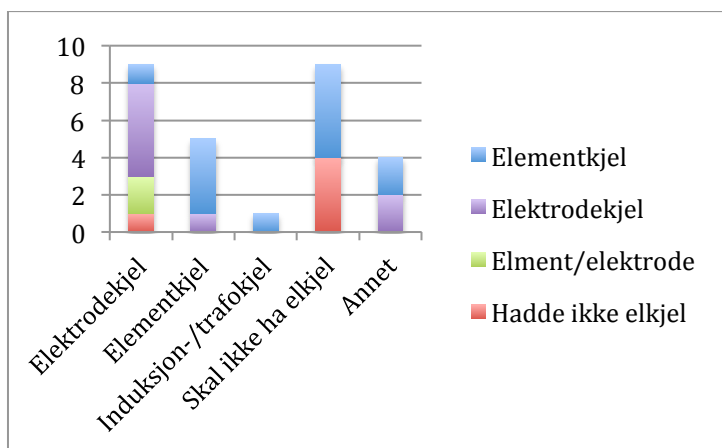
De 20 anleggene som svarte ”Ja” på spørsmålet knyttet til investering ble og videre i undersøkelsen spurt om hva disse investeringsplanene besto av. Som en kan se i fig. 11 har over halvparten av anleggene i denne undersøkelsen planer om å øke kundegrunnlaget sitt i fremtiden. En legger og merke til at nesten halvparten av anleggene i undersøkelsen planlegger å investere i ny kjel til anlegget innenfor det samme tidsrommet. En kan og se at det faktisk er flere av anleggene som planlegger å investere i lagringsmuligheter for termisk energi. Ca. 1/4 del av de spurte har svart at lagring er noe de kommer til å satse på frem mot 2035. Det er en stor differanse i forhold til planlagt lagringskapasitet ved de forskjellige anleggene. Den laveste planlagte lagringskapasiteten i denne undersøkelsen ligger på 10 MWh, mens den største er på 240 MWh. Det er og et par respondenter som ikke er helt sikre på hvor stor kapasitet de vil trenge. Grunnene til at disse anleggene har valgt å satse på lagring som et alternativ er mange. Blant annet kommer det frem i oppfølgingsspørsmålet at det har blitt gjort for å minske ”*behovet for spisslast i bestemte perioder*”. Det er og flere som rapporterer at de har tenkt til å bruke lagringsmulighetene til å kunne flytte på last i tid, både i forhold til flytting over døgn og over uker. Ellers omhandler argumentene knyttet til investering i lagring seg om: mer stabil drift, økt utnyttelse av grunnlast, bedret økonomi og forenkling av drift.

Det kommer og frem fra respondentene at lagring vil kunne legge til rette for at de kan utnytte el-nettet i større grad. Blant annet kommer det frem at: ”*Når nettet vårt blir større kan en investering i lagring sammen med billig effekt, i perioder av døgnet, gjøre dette lønnsomt*” og ”*fremover kan det være av interesse å utnytte lagring i perioder med lav spotpris*”.



Figur 11 Planlagte investeringer ved fjernvarmeanleggene i spørreundersøkelsen

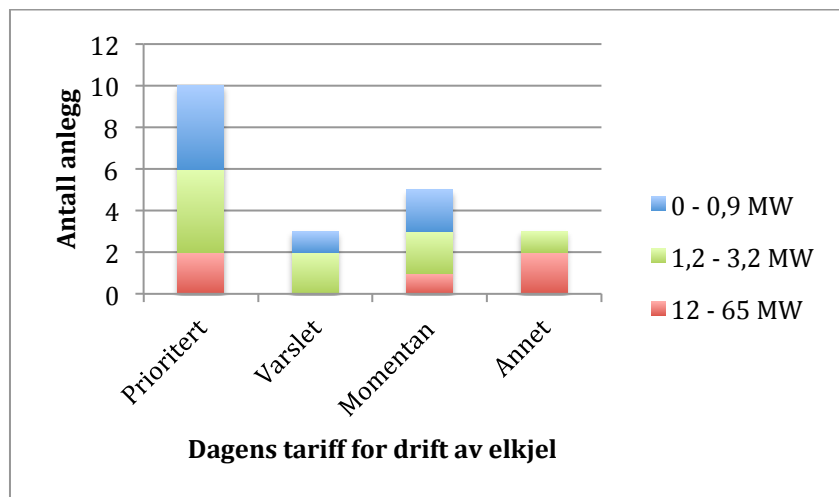
Når det kommer til investering i ny elkjel kan en se i fig. 12, at det satses på elektrodekjel blant respondentene i denne undersøkelsen. En kan også se at det ved ett av anleggene planlegges å bygge en induksjonskjel. Videre ser en at ett av anleggene som ikke hadde elkjel fra før har tenkt å installere en elektrodekjel. I datagrunnlaget kommer det frem at fem av anleggene som hadde elementkjel på undersøkelsestidspunktet faktisk ikke hadde planer om å investere i elkjel frem mot 2035. Dette kan bety at de enten (1) forventer lengre levetid på elkjelen de har i dag, slik at en investering i ny ikke er noe de ser for seg i dette tidsrommet. Eller (2) at de vurderer å avvikle elkjeldriften i anlegget.



Figur 12 Investering i ny elkjel basert på tidligere kjelteknologi ved anlegget

## 4.2 Begrenser den nåværende tariffierungsstrukturen fjernvarmeselskapenes mulighet til å bidra med fleksibilitet i energisystemet?

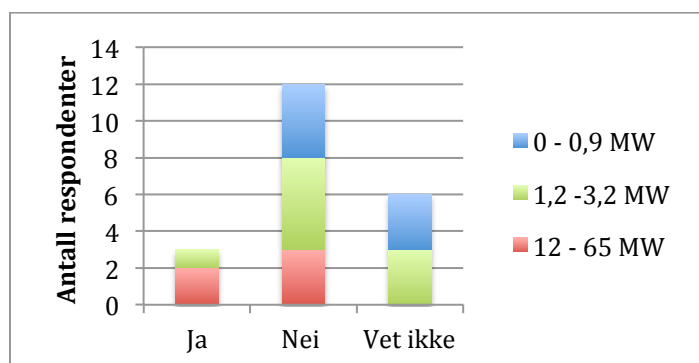
Fjernvarmeanleggene i denne undersøkelsen opererer under forskjellige tarifferingsvilkår. Som en kan se i fig. 13 opererer 10 av anleggene med det som kalles for prioritert tariff. 8 av anleggene er på en eller annen form for tariff for fleksibelt forbruk. Dette innebærer at de kan kobles ut, enten momentant eller på kort varsel. Grunnen til at en her har fått kategorien ”Annet” er at ved 3 anlegg har de flere elkjeler installer. Disse tre fjernvarmeanleggene opererer med forskjellige tariffes på elkjelene, (1) prioritert tariff, og (2) tariff for fleksibelt forbruk.



Figur 13 Type tariff fjernvarmeanleggene har på elkjelen i dag

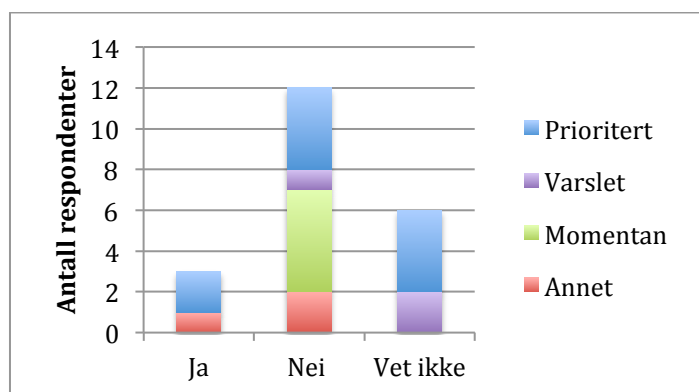
Det blir nødvendig å dele respondentene inn i to grupper. Grunnen til dette er at ut fra dagens tariffes vil de forskjellige anleggene mest sannsynlig ha forskjellige erfaring med bruk av elkjel og tariffes ved fjernvarmeanlegget. Det blir derfor hensiktsmessig å dele respondentene inn i (1) de som er på prioritert tariff, og (2) de som er på tariff for fleksibelt forbruk (momentan/varslet). Anleggene som er på prioritert tariff vil måtte betale en høyere pris for bruk av elektrisitet når de velger å koble inn elkjelen i produksjonen, enn de anleggene som er på fleksibel tariff (jfr. kap. 2.2.5 - 2.2.6). Hovedgrunnen til dette er at fjernvarmeanleggene som er på tariff for fleksibelt forbruk, får en rabattert pris i forhold til effektleddet i tariffen. Dette skjer på bakgrunn av at nettselskapene kan koble de ut momentant eller på kort varsel. Hvis en ser på fig. 14 og fig. 15, ser enn at så mange som 12 av respondentene i undersøkelsen har svart at dagens tariff ikke påvirker de i forhold til å kunne delta aktivt i el-markedet. 3 av respondentene har svart at dagens tariffes påvirker de negativt i forhold til å kunne delta aktivt i el-markedet. 6 av respondentene har svar ”Vet ikke” på dette spørsmålet,

noe som kan indikere at de enten (1) ikke har forstått spørsmålet, eller (2) ikke har innsikt i om tariffen påvirker elkjelbruken.



Figur 14 Påvirker dagens tariff fjernvarmeanleggene fra å delta aktivt i el-markedet? (1)

Resultatet her må sees i lys av hvilken tariff fjernvarmeanlegget er på i dag. I fig. 15 opereres det med kategorien "Annet". Anleggene i "Annet" gruppen har flere elkjeler installert ved anleggene. Dette gir de mulighet til enten å kjøre elkjel som står på prioritert tariff, eller å kjøre elkjel som står på tariff for fleksibelt forbruk. Med andre ord har de fleksibilitet overfor valget av tariff. Hvis en ser på fig. 15, ser en at fire av anleggene som er på prioritert tariff har svart at dagens tariff ikke påvirker dem i forhold til å kunne delta aktivt på el-markedet.



Figur 15 Påvirker dagens tariff fjernvarmeanleggene fra å delta aktivt i el-markedet? (2)

Det kan være flere grunner til at de 4 respondentene som har elkjelen på prioritert overføring, ikke opplever at dagens tariff påvirker deres muligheter til å delta aktivt i el-markedet. En grunn her kan for eksempel være at de er nødt til å ha elkjelen på prioritert tariff grunnet N -1 kriteriet. Som en kan se i tabell 1, var det en stor variasjon i bruk av elkjel ved de anleggene som hadde prioritert tariff på elkjelen i 2014. Her kan en se at de 4 anleggene som svarte at dagens tariff ikke påvirket deres deltakelse i el-markedet hovedsakelig hadde over 3000 timer drift på elkjelen.

**Tabell 1 Oversikt over installert effekt på elkjel, påvirkning av dagens tariff og timer med drift i 2014 ved fjernvarmeanlegg på prioritert tariff**

Tariff på elkjel	MW installert på elkjel(er) ved fjernvarmeanlegget	Påvirker dagens tariff	Antall timer elkjelen(e) var i drift i 2014
<b>Prioritert</b>	0,315 MW	Vet ikke	0 timer
<b>Prioritert</b>	0,45 MW	Nei	3500 timer
<b>Prioritert</b>	0,612 MW	Nei	Vet ikke
<b>Prioritert</b>	0,63 MW	Vet ikke	0 timer
<b>Prioritert</b>	1,2 MW	Vet ikke	8760 timer
<b>Prioritert</b>	1,2 MW	Ja	100 timer
<b>Prioritert</b>	1,3 MW	Vet ikke	0 timer
<b>Prioritert</b>	3 MW	Nei	8760 timer
<b>Prioritert</b>	3,2 MW	Nei	3166 timer
<b>Prioritert</b>	16 MW	Ja	546 timer

Svarene i tabell 1, står i motsetning til funn gjort under intervjuer med informantene i fjernvarmebransjen. Det strider og med andre undersøkelser gjort på dette området. I intervjuene kommer det frem fra en av informantene: *”effektledet i den prioriterte tariffen er selvfølgelig det som slår i hjel hele greiene. Det er jo klart at elkjelene er ganske dyre i bruk. Elkjelen står jo ofte som spisslast, og det viser seg at det i praksis er en forferdelig ting å bruke som spisslast. Når det plutselig slår inn en effektavgift, som i vårt tilfelle er 2-300 kW, kan du jo fort få en 20-30.000 kr i ekstra avgift. Hvis du bare har brukt elkjelen et par timer så er det veldig uøkonomisk. Vi prøver å fase ut elkjelene og bruker de minst mulig”*. Thema Consulting Group (2014) peker på at det ikke vil være naturlig for fjernvarmeanlegg å ha elkjelene på prioritert tariff grunnet effektledet i tariffen. I deres modell vil anleggene få en ekstra utgift grunnet effektledet på mellom 2,1 - 36,9 øre/kWh dersom de hadde prioritert tariff istedenfor tariff for fleksibelt forbruk (Thema Consulting Group 2014).

Kirkerud et. al (2015) peker på at et høyt effektledd reduserer fleksibiliteten ved fjernvarmeanlegg. Det pekes og på at hvis en innfører et effektledd på € 5 ( $\approx$  50 kr), reduseres elektrisitetsbruken med mer en 50 prosent i forhold til en tariff uten effektledd (J. G. Kirkerud et al. 2015).

De resterende 8 respondentene, som har svart at dagens tariffstruktur ikke påvirker deres muligheter til å delta aktivt i el-markedet, er enten på fleksible tariffen, eller de har flere elkjeler installert med forskjellige tariffen knyttet opp til de respektive elkjelene (jfr. fig 15). Det at de har valgt å sette elkjelen på uprioritert tariff, har blitt gjort med den forståelsen at de kan bli koblet ut på momentan eller kort varsel mot at de får en reduksjon i effektledet i nettleien. Dette økonomiske insentivet kan ha vært grunnen til at de faktisk svarte ”Nei” på

spørsmålet. Som en kan se i tabell 2, er elkjelbruken relativt høy i gruppen på uprioritert tariff. Driftstimene på elkjelen i disse anleggene ligger, blant de som har oppgitt driftstimer, på over 1000 driftstimer i 2014. Dette kan indikere at tariffen for fleksibelt forbruk faktisk gir en relativt høy nytteverdi for fjernvarmeanleggene. Og at elektrisitetsoverføring på slike avtaler faktisk er med på å gjøre elkjelene konkurransedyktige opp mot substitutter for termisk energiproduksjon. Det samme vil og gjelde for anleggene som har mulighet til å bytte mellom produksjon på prioritert og uprioritert elkjel, se tabell 3.

**Tabell 2 Oversikt over installert effekt på elkjel, påvirkning av dagens tariff og timer med drift 2014 ved fjernvarmeanlegg på fleksibel tariff**

Tariff på elkjel	MW installert på elkjel(er) ved fjernvarmeanlegget	Påvirker dagens tariff	Antall timer elkjelen(e) var i drift i 2014
<b>Momentan</b>	0,6 MW	Nei	2928 timer
<b>Momentan</b>	0,8 MW	Nei	2000 timer
<b>Momentan</b>	3 MW	Nei	5132 timer
<b>Momentan</b>	3 MW	Nei	2033 timer
<b>Momentan</b>	25 MW	Nei	Vet ikke
<b>Varslet</b>	0,45 MW	Vet ikke	1500 timer
<b>Varslet</b>	12 MW	Nei	Vet ikke
<b>Varslet</b>	2,4 MW	Vet ikke	1114 timer

**Tabell 3 Oversikt over installert effekt på elkjel, påvirkning av dagens tariff og timer med drift 2014 for fjernvarmeanlegg i kategorien "Annet"**

Tariff på elkjel	MW installert på elkjel(er) ved fjernvarmeanlegget	Påvirker dagens tariff	Antall timer elkjelen(e) var i drift i 2014
<b>Annet</b>	2,4 MW	Nei	Vet ikke
<b>Annet</b>	23,2 MW	Ja	1,2 MW ca. 2500 timer, 20 MW 0 timer
<b>Annet</b>	65 MW	Nei	2885 timer, 645 timer og 592 timer

Det at dagens tariffen ikke påvirker en såpass stor andel av respondentene som var på enten momentan/varslet uprioritert tariff (jfr. fig. 15), kan sees i sammenheng med resultatene i tabell 4. Her kommer det frem at det var 6 respondenter som hadde blitt utkoblet og 5 respondenter som ikke hadde opplevd å bli koblet ut. I og med at det å være på uprioritert tariff kun har betydning lavere priser på effektledet uten andre former for konsekvenser for ca. 50 prosent av respondentene, vil kunne ha vært med å farge svarene de har gitt. Når en ser på respondentene i tabell 2 og 3, som har svart at de har blitt koblet ut av nettselskapene, ser en i

oppfølgingsspørsmålet at grunnene til dette har vært relativt sporadisk utkobling og av liten betydning for de.

**Tabell 4 respondenter som har uprioritert overføring og har opplevd å bli koblet ut**

<b>Ja</b>	<b>6</b>
<b>Nei</b>	<b>5</b>

Svarene en fikk i undersøkelsen kan støttes opp med kunnskapsbasert teori i form av en undersøkelse gjennomført av Thema Consulting Group av fjernvarmeanlegg med elkjel i Norge i 2013. Aktørene i undersøkelsen hadde 400 MW samlet installert effekt på sine elkjeler. Av dette var det kun ca. 7 prosent som driftet elkjelene på tariff for prioritert overføring. Ca. 93 prosent av den installerte effekten gikk med andre ord på enten varslet eller momentan tariff for uprioritert overføring. Anleggene som deltok i Thema Consulting Groups undersøkelse pekte og på at det å være på uprioritert tariff ikke medførte noen problemer for de. De ble sjeldent koblet ut, og når de først ble det så var det som regel snakk om å være utkoblet i noen få timer (Thema Consulting Group 2014) .

I fig 15 kom det frem at 8 av respondentene som svarte ”Nei” enten var på varslet/momentan tariff, eller hadde fleksibilitet i valg av elkjel. Det at en så stor andel svarte at dagens tariff ikke påvirket mulighetene deres til å delta aktivt i el-markedet, kan ha vært basert på det at de faktisk var på uprioritert tariff eller at de har fleksibilitet til å velg hvilken kjel som skal kjøres. I intervjuene kommer det frem fra en av informantene: *”Trenden vi ser i dag er at tariffen blir mer og mer effektbaserte, vi er derfor tilhengere av tariffen for uprioritert overføring. Effektleddet i uprioriterte tariffen betyr så lite i seg selv . Uprioritert forbruk skal ikke være dimensjonerende for utbygging av nettet, og egentlig skal elkjelene bare gå når det er ledig kapasitet. Skulle elkjelen gått på prioritert tariff hadde det blitt alt for dyrt. Det er derfor viktig at avtaler knyttet til uprioritert forbruk fortsetter å eksistere. Uten de hadde det ikke blitt investert i elkjeler i norske fjernvarmeanlegg”*. Utsagn som dette kan være en indikasjon på at det å være på uprioritert tariff er noe av nøkkelen til å kunne drifte elkjeler i dag.

En kan i fig. 15 se at 3 respondenter har svart ”Ja” i forhold til om dagens tariff påvirker de fra å delta aktivt på el-markedet. Respondentene ble og bedt i et oppfølgingsspørsmål om å utdype dette. Det som var litt spesielt ved dette oppfølgingsspørsmålet, var at det faktisk var

flere som kommenterte negativt rundt dagens nettleie enn det var respondenter som mente at dagens nettleie hindret de fra å delta aktivt i el-markedet. Det kom frem at respondenten blant annet mente at det *”ikke var noen prisinsentiver i dagens nettleie for dem til å delta aktivt i el-markedet”*. Respondentene påpekte også at: *”Effektavregning reduserer bruk av elkjel i perioder av året”*. Det ble og kommentert at effektleddet i tariffen satte hindringer for de i forhold til at *”effektprising gjør det vanskeligere å forutsi prisen pr. KWh i forkant av uttaket”*.

Som en kan se i tabell 3, så er anlegget med 23,2 MW samlet installert effekt i gruppen som har svart ”Ja” på spørsmålet i fig. 15. En kan og se at de hadde drift på elkjelen med 1,2 MW installert effekt, men ingen drift på elkjelen med 20 MW installert effekt. Dette kan indikere at elkjelen med 1,2 MW er på uprioritert tariff, og kjelen med 20 MW installert effekt muligens er på prioritert grunnet for eksempel N -1 kriteriet. Det at den største elkjelen kun står der som eventuell back-up kan bli betraktet som negativt fra respondentens side.

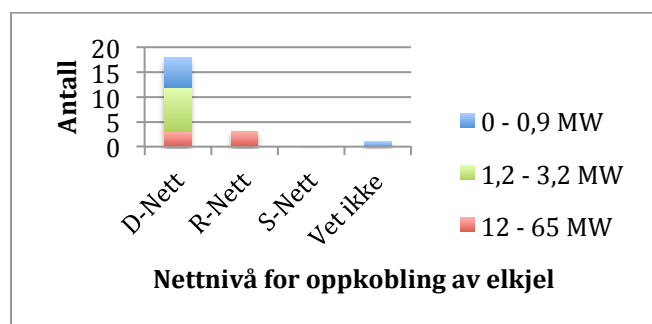
Etter samtaler med informantene, gjennomgang av spørreundersøkelsen og gjennomgang av den kunnskapsbasert teori på området, oppstår det et inntrykk av at fjernvarmeanleggene har mulighet til å yte fleksibilitetstjenester overfor nettselskapene. Dette i noe varierende grad ut fra blant annet installert kapasitet på elkjelen, og valg av elkjelteknologi. Det at flere av de større fjernvarmeanleggene har kontraktfestet at avfall skal ha førsteprioritet i produksjon, kan være av betydning for muligheten til å etterspørre elektrisitet. På den måten kan dette begrense muligheten slike fjernvarmeanlegg har til å yte fleksibilitet. Inntrykket er og at de anleggene som er på uprioriterte tariffvilkår, har en større mulighet til å bidra med fleksibilitetstjenester overfor nettselskapene enn det anleggene med prioritert tariffvilkår har. Det flere av respondentene og informantene trakk frem, var at effektleddet i dagens prioriterte tariff begrenset deres muligheter til å etterspørre elektrisitet. En av respondentene i undersøkelsen påpekte: *”Tar vi først og starter elkjelen må den gå for å fordele effektstanden på flest mulig timer. Dersom det er kortsiktig effektbehov (noen timer) er det bedre å kjøre en oljekjel rent økonomisk”*. Xrgia (2011) peker på at en bør tilrettelegge for anlegg som kan koble ut etterspørselen etter elektrisitet og skifte til andre former for brensel. En måte en kan tilrettelegg for fjernvarmeanleggene på, er ved å tilby lave tariffer basert hovedsakelig på marginaltapssatser og administrasjonskostnader for nettbruk. Videre peker Xrgia på at en bør få tilbake den lovgivningen en fant i den gamle kontrollforskriften (utgikk juni 2009), ved at en pålegger nettselskapene å tilby tariffer for fleksibelt forbruk til utkoblbare kunder. Xrgia mener at det kan være en ide å innføre en slik ordning på nytt.



Grunnlaget for dette bygger på både effektiv utnyttelse av de fornybare ressursene og nettmessige forhold (Xrgia 2011).

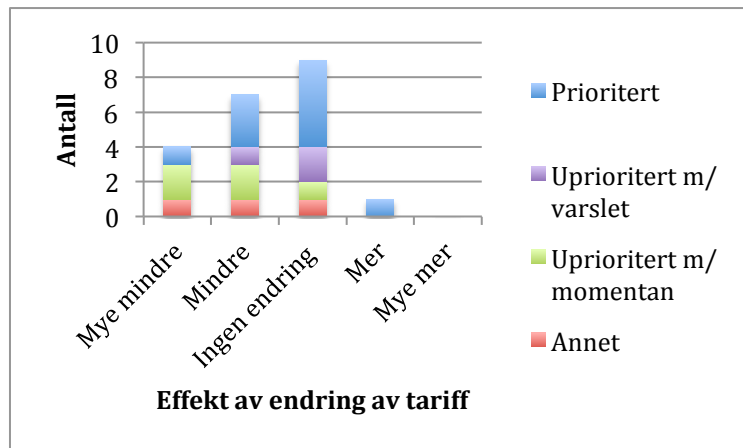
### 4.3 Vil dynamiske tariffer, som belyser knapphetssituasjoner i nettet ut i fra tid og lokasjon, øke bruken av elkjeler?

I spørreundersøkelsen ble respondentene spurt om hvordan elkjelene ved deres fjernvarmeanlegg ville bli brukt ved en innføring av mer effektbaserte tariffer. Grunnen til at dette spørsmålet ble stilt, var på bakgrunn av diskusjonen vedrørende tariffing knyttet opp mot innføringen av AMS jfr. kap. 2.3. I intervjuene kom det frem fra en av informantene, at med hensyn til utvikling av tariffer i distribusjonsnettet, regnet nettselskapet med at: *”over tid vil flere og flere kunder møte effektbaserte tariffer. Spesielt når AMS kommer og vi kan ha titemåling på alle kunder. Da har vi et helt annet grunnlag å tariffere ut ifra også for effekt. Jeg vil tro at en eller annen form for effektbaserte tariffer vil bli gjeldende for alle kunder fremover”*. De andre respondentene fra nettselskapene var av samme oppfatning når det kom til utviklingen av tariffer i distribusjonsnettet. Som en kan se i fig. 16, er de fleste fjernvarmeanleggene i denne undersøkelsen koblet opp mot distribusjonsnettet (D-Nett). Kun 3 av fjernvarmeanleggene har elkjeler koblet opp mot regionalnettet (R-Nett), og de er alle fjernvarmeanlegg i gruppen 12 - 65 MW. Ved å ha elkjelen koblet opp mot regionalnett slipper disse fjernvarmeanleggene unna med kun å bli tariffer i forhold til regionalnett og sentralnett (S-nett). 2 av fjernvarmeanleggene i denne gruppen er kun koblet opp mot regionalnettet. Ett av fjernvarmeanleggene peker seg ut her. Anlegget som har 23,2 MW installert effekt (jfr. tabell 3), har oppgitt at elkjelene er koblet opp mot forskjellige nettnivåer, henholdsvis distribusjonsnett og regionalnett. Ingen av anleggene i denne undersøkelsen har elkjelen koblet opp mot sentralnettet .



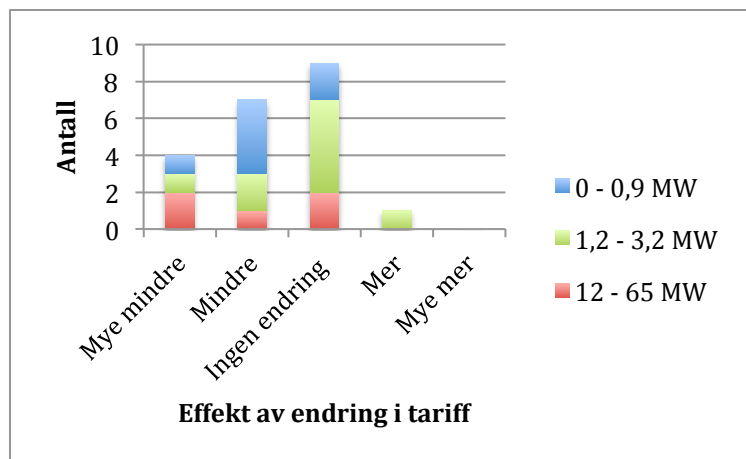
Figur 16 Hvilket nettnivå er elkjelen koblet opp mot

Endringer mot mer effektbaserte kunder i distribusjonsnettet vil derfor også kunne ramme fjernvarmeanleggene i denne undersøkelsen. I fig. 17 kan en se hva respondentene svarte på spørsmål om hva en innføring av mer effektbaserte tariffer ville ha å si for bruken av elkjelen ved de enkelte fjernvarmeanleggene.



**Figur 17 Resultat av innføring av mer effektbaserte tariffer, sett ut fra hvilken tariff selskapet har i dag (1)**

Det kommer her frem at et flertall av respondentene regner med at det vil bli en reduksjon i bruken av elkjel ved deres anlegg ved innføring av mer effektbaserte tariffer. 11 av anleggene har oppgitt at de vil bruke elkjelen ”mindre” eller ”mye mindre”. 9 av anleggene i undersøkelsen regner med at det ikke vil bli noen endring i bruk av elkjel. Det at en overgang til mer effektbaserte tariffer vil gi redusert bruk av elkjeler stemmer godt overens med modelleringen som ble gjennomført av Kirkerud et.al (2015). Der det pekes på at økte effektledd reduserte etterspørselen fra fjernvarmeanleggene (J. G. Kirkerud et al. 2015). Det kommer og frem i intervjuet med en av respondentene fra fjernvarmeanleggene at en overgang til mer effektbaserte tariffer vil: *”Bare påvirke oss til å bruke elkjelen enda mindre. Nå har de jo nettopp økt effekttariffen fra 75 kr/kWh til 125 kr/kWh, i de verste månedene i året. Det er jo da vi trenger effekten som mest. Vi vurderer dette som negativt og bruken av elkjel vil derfor bli enda mindre”*.



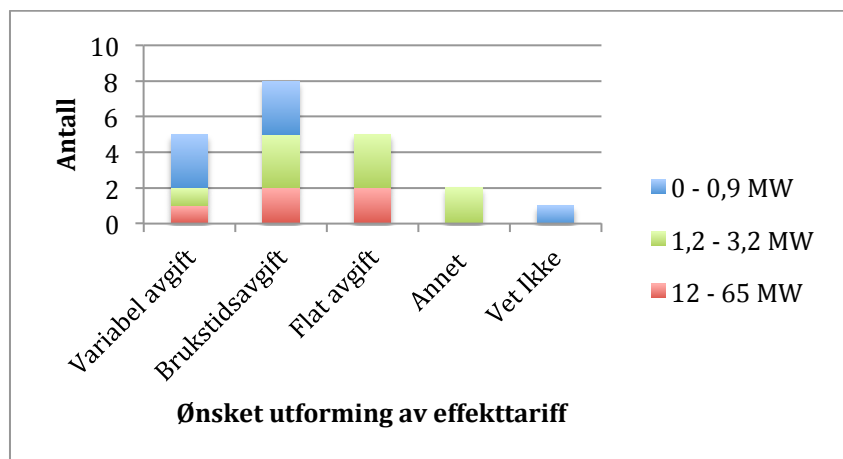
Figur 18 Resultat av innføring av mer effektbaserte tariffer, sett ut fra installert effekt (2)

Som en kan se ut i fra fig. 18, så er det i all hovedsak fjernvarmeanleggene som har mellom 1,2 – 3,2 MW installert effekt som regner med at produksjonen vil være den samme ved en overgang til mer effektbaserte tariffer. Anlegg som ligger i området 0 – 0,9 MW og 12 – 65 MW installert effekt er de gruppene som fremstår som mest skeptiske til mer effektbaserte tariffer. Det at de større anleggene regner med redusert bruk av elkjel, ved innføring av mer effektbaserte tariffer, vil ha mest å si overfor den samlede fleksibiliteten til fjernvarmeanleggene. Grunnen til dette er at disse anleggene opererer med en helt annen dimensjon på elkjelen, og kan således yte fleksibilitet i en helt annen skala enn de mindre anleggene. Det at mange av de mindre anleggene regner med redusert bruk av elkjel, kan ha noe å si for det å kunne yte desentraliserte fleksibilitetstjenester. Det kan være ønskelig med fleksibilitetstjenester i avgrensede områder, hvor en har innslag av uregulerbar energiproduksjon og flaskehals ut av området.

For å kunne undersøke om tariffer som belyser knapphetssituasjoner, ut fra tid og lokasjon, ville øke bruken av elkjeler, var det og ønskelig å få kartlagt hvordan de ønsket at fremtidige tariffer ble utformet. Som en kan se i fig. 19, ble respondentene stilt overfor følgende spørsmål: ”Ved endring av effekttariffen, hvilket alternativ vil være mest ønskelig for drift av deres elkjel(er)?”. De fikk mulighet til å velge mellom fem svaralternativer, hvor tre var ferdigformulerte og de to siste var ”Annet” og ”Vet ikke”.

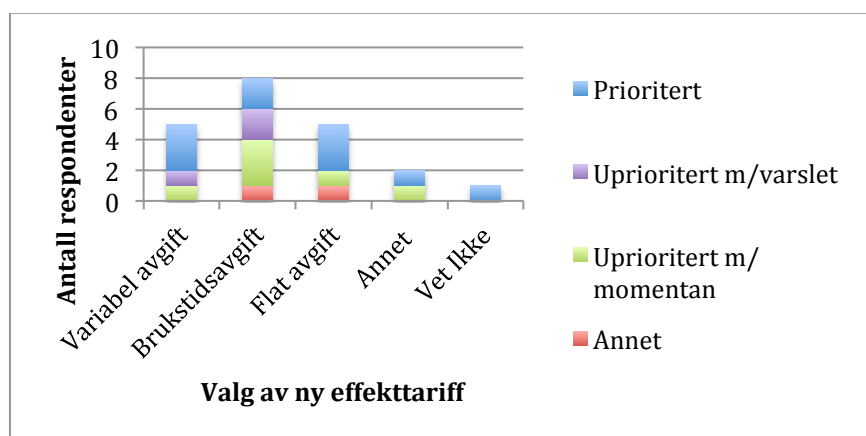
De ferdigformulerte alternativene var:

- En flat avgift, som består av en fast pris for en forhåndsdefinert kapasitet
- En variabel avgift, med ulike priser for hvert definerte kapasitetsnivå
- En brukstidsavgift (time-of-use fee), som gir en pris per kW avhengig av tidspunktet forbruket skjer



Figur 19 Fjernvarmeanleggenes ønsker knyttet til utforming av effekttariff sett ut fra installert effekt (1)

Det kom frem i resultatene at brukstidsavgift var det som var ønsket av flest respondenter, uansett størrelse på installert effekt. De minste anleggene (0 - 0,9 MW) ønsket enten en variabel avgift eller en form for brukstidsavgift. For anleggene med 1,2 – 3,2 MW og 12 – 65 MW ser en at de stiller seg likt i forhold til brukstidsavgift eller flat avgift. For å ytterligere å belyse svarene på dette spørsmålet, kan en se fig. 20. I fig. 20 har svaralternativene blitt satt opp mot hvilken tariff fjernvarmeanleggene drifter elkjelen sine på i dag.



Figur 20 Fjernvarmeanleggenes ønsker knyttet til utforming av effekttariff sett ut fra dagens tariff (2)

I denne figuren kommer det tydelig frem at de anleggene som er på en eller annen form for uprioritert overføring i dag, i stor grad, ønsker at effekttariffen skal utformes som en

brukstidsavgift. En kan og se at de som er på prioritert tariff i dag, helst vil ha enten en variabel avgift eller en flat avgift. En av informantene fra fjernvarmeanleggene kommenterte følgende: *"Hvis det hadde kostet en fast sum i året å ha den effekten tilgjengelig så hadde det vært mer gunstig"*.

En mulig måte å møte dette resonnetet på, er å utforme en flat tariff ved å basere den på sikringsstørrelsen på fjernvarmeanlegget. Hovedsikringen ved det enkelte tilknytningspunkt legger en naturlige begrensning i forhold til hvor mye effekt kunden kan etterspørre. Det vil da gå an å differensiere ut fra om kunden for eksempel har en 125 A eller 250 A sikring installert. Beløpet kunden må betale i månedlig avgift vil kun være basert på dette kriteriet. Keppo og Räsänen (1999) hevder at prisen, mest sannsynlig, vil være høy for en slik type fast månedlig tariffavtale. Grunnen til dette er at tariffen ikke sier noe spesielt om kundens energiforbruk (Keppo & Räsänen 1999).

Selv om prisen fjernvarmeanleggene må betale for en slik avtale mest sannsynlig vil være høy, vil en slik nettleieavtale kunne gi en enkel tilpasning for både nettselskap og kunde. Det er verdt å merke seg at en slik utforming av nettleien vil kunne sikre oversikt over fremtidige inntekter og utgifter sett fra henholdsvis nettselskapenes- og fjernvarmeanleggenes side. Grunnen til dette er at sikringsstørrelsen setter prisen, og det er dermed lett å få oversikt over hva den enkelte skal betale. Ulempen med en tariff som dette er at den kun gir kunden mulighet til å optimalisere driften av elkjelen i forhold til sikringsstørrelsen (Jarmo Partanen et al. 2012). Det vil kunne lønne seg for fjernvarmeanlegget å regulere driften av elkjelen, og installere en mindre sikringsstørrelse for å få en lavere månedsutgift. Med en slik type tariff, vil endringen i etterspurt energi kun være påvirket av prisen på strøm, noe som kan føre til at en ikke får redusert etterspørsel i topplasttimer.

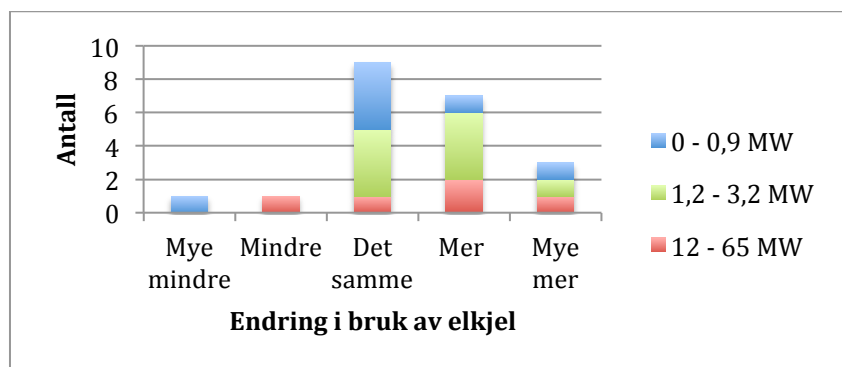
En variabel avgift, med ulike priser for hvert definerte kapasitetsnivå, vil for eksempel kunne utformes ved at en innfører avtaler knyttet til det å abonnere på effekt. Måten dette ville kunne fungere på er at nettselskapene setter opp forskjellige effektintervaller for abonnementene, for eksempel et abonnement for 2-4 kW, et for 4-9 kW, et for 10-14 kW osv. (dette er rent teoretiske eksempler). Ved å basere tariffen på denne måten ville kunden betale for abonnementet, og i tillegg betale for fastledd og energiledd. På mange måter kan en si at dette ligner en del på den typen avtaler privatpersoner for eksempel har i forhold til datakapasitet på mobiltelefonene sine i dag (Jarmo Partanen et al. 2012). Betaling for abonnert effekt kan utformes enten som trinnvis betaling, lik den en har for effekttariffer i

dag, eller som en flat sats per KW. Hvis kunden overskrider den abonnerte effekten vil nettselskapene stå overfor to valgmuligheter i forhold til hvordan dette skal håndteres. Enten ved at kunden betaler en ekstra avgift for forbruket som skrider over abonnementet, eller at effekten hos kunden strupes fra nettselskapets side (ibid.). Tariffer for abonnert effekt vil være veldig likt med tariffer basert ut ifra sikringsstørrelse. En av ulempene med en slik tariff, sett ut fra forbrukerfleksibilitetshensyn, er at en her vil kunne ende opp med å straffe kunden for å øke sitt forbruk i tidsrom hvor det er mye ledig kapasitet i nettet (Thema Consulting Group 2013a). Hvis det skal være noe insentiv for å innføre en slik type tariff, må det være en sammenheng mellom kundens uttak og tilstanden i nettet i form av nettkapasitet. Det kan by på litt problemer for en slik tariff med abonnert effekt, i og med at en slik avtale ikke sier noe om når kunden har makslasten i etterspørselen sin (EC GROUP 2013). En mulighet kan være å kombinere en slik avtale med et variabelt energiledd som reflekterer kapasitetssituasjonen i nettet, men en slik ordning vil fort kunne bli uoversiktlig for kunder og dermed lite attraktiv. Thema Consulting Group (2013) påpeker at det er en sannsynlighet for at effekttariffer kan gi grunnlag for utsatte investeringer ved bruk av en abonnert effekt modell, muligens i kombinasjon med automatisk utkobling. Men, en slik modell handler mer om fordeling av residuale kostnader enn den gjør om å gi prissignaler som er ment for å påvirke forbruket (Thema Consulting Group 2013b).

En ser at i gruppen som har svart at de ønsker seg en ”brukstidsavgift avhengig av tid for uttak”, består av anlegg i alle størrelsesklasser i forhold til installert kapasitet (jfr. fig. 19). Denne gruppen består også av alle de kategoriene som har blitt satt opp i forhold til ”dagens tariff på elkjel”. En legger her merke til at de anleggene som har en form for fleksibilitet, ved at de har både prioriterte og uprioriterte elkjeler, samt de anleggene som er på varslet/momentan utkoblbar tariff, er de som utgjør hovedandelen av respondentene som ønsker denne tariffen (jfr. fig. 20). Det at de anleggene som er på uprioritert tariff viser en interesse for denne typen tariff kan indikere at ”en brukstidsavgift (*time-of-use fee*), som gir en pris per kW avhengig av tidspunktet forbruket skjer”, muligens kan være med å øke fleksibiliteten. Grunnen til dette er at denne gruppen respondenter allerede har en form for fleksibilitet i etterspørselen med tanke på at de allerede kan kobles ut av nettselskapene ved behov.

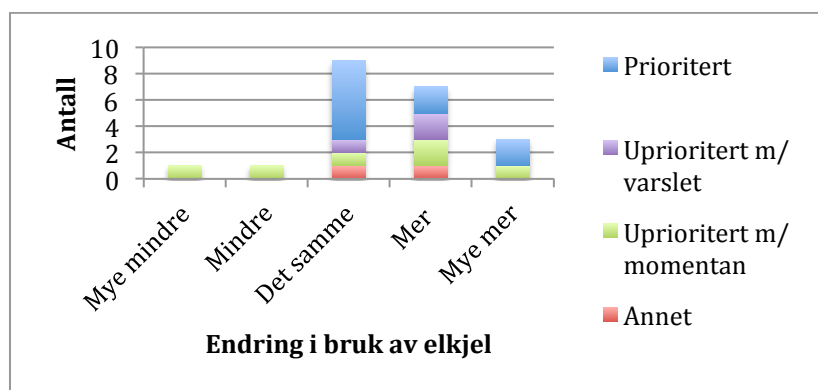
Hvis en ser på fig. 21, så ser en at respondentene betrakter det som positivt å legge om til en tariff som belyser knapphetssituasjoner i nettet. En ser her at 7 av respondentene regner med at de vil bruke elkjelen ”mer” ved innføring av en slik tariff. 3 av respondentene regner med

at de kommer til å bruke elkjelen ”mye mer”. 9 av respondenten regner og her med at det ikke vil bli noen endring av bruk ved en omlegging til en slik tariff. Kun 2 respondenter regner med at bruken vil bli redusert ved en innføring av en tariff som belyser knapphetssituasjoner i nettet. En kan se at det er hovedsakelig de største kategoriene i forhold til installert effekt på elkjel som regner med en økning i bruk av elkjel ved en slik tariff.



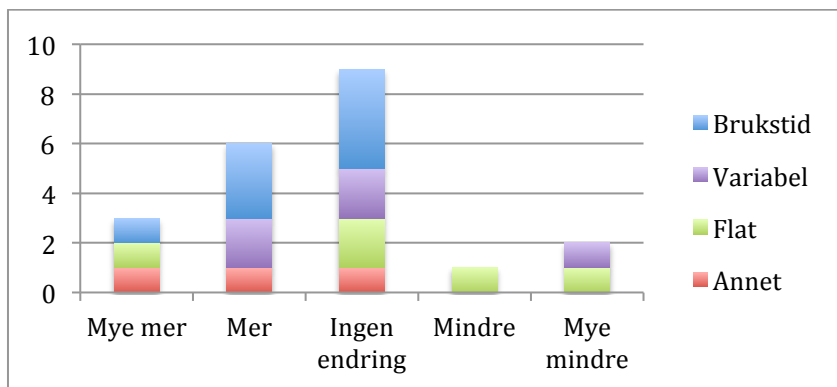
Figur 21 Effekten en innføring av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nett har overfor endringer i elkjelbruk (1)

Hvis en ser på fig. 22, ser en at det hovedsakelig er de som er på prioritert tariff som regner med at det ikke vil bli noen endring i bruk av elkjel ved en innføring av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nettet. En ser og at det hovedsakelig er de anleggene som allerede har en form for fleksibilitet ved at de har både prioriterte og uprioriterte elkjeler, samt de som allerede er på varslet/momentan tariff er de som utgjør andelen som regner med at det vil bli en økning i bruk av elkjelen ved innføring av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nettet. Det at denne gruppen respondenter stiller seg positivt til dette kan indikere at en slik tariff vil kunne være med å øke fleksibiliteten, da denne gruppen allerede har en form for fleksibilitet i etterspørselen med at de kan kobles ut av nettselskapene ved behov.



Figur 22 Effekten en innføring av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nett har overfor endringer i elkjelbruk (2)

I fig. 23, har det blitt gjort en sammenstilling av respondentene som har svart på spørsmålet knyttet til om de ønsket en flat-, variabel- eller brukstidsavgift. Svarene her har blitt sett opp i mot svarene som kom inn i forhold til hva effekten av en innføring av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nettet ville ha å si for deres bruk av elkjel (Mye mer, Mer, Ingen endring, Mindre, Mye mindre). Som en kan se så er det ingen av respondentene som oppga at de ønsket seg en brukstidsavgift, som regnet med at det ville føre til en reduksjon i elkjelbruken dersom det blir innført en tariff som belyser knapphetssituasjoner i nettet.



**Figur 23 Sammenstilling av virkningen av tariffen som belyser knapphetssituasjoner i nettet, og spørsmålet om respondentene ønsker en flat-, variabel- eller brukstidsavgift**

Grunnet denne undersøkelsens lave antall deltakere/respondenter, skal en være forsiktig med å gjøre noen form for generalisering. Samlet kan undersøkelsen, intervjuene og den kunnskapsbaserte teorien, allikevel peke i retning av at det å innføre dynamiske tariffen som belyser knapphetssituasjoner, ut i fra tid og lokasjon, vil kunne øke bruken av elkjeler i den norske fjernvarmeindustrien.

Et annet spørsmål som reiser seg her, er om dynamiske tariffen som belyser knapphetssituasjoner ut i fra tid og lokasjon, er noe nettselskapene mener vil være gjennomførbart. I intervjuene med informantene fra nettselskapene, kom det frem at de fleste stilte seg positive til dette. Det eneste unntaket var en informant som mente at det å innføre dynamiske tariffen ” ikke hadde noen planer om, og heller ikke var noe de kom til å innføre”. Blant de øvrige informantene kom det frem at: ”Det kan være greit å lage en tariffstruktur som kan forsøke å spre forbruket over til de tidspunktene en har mest ledig kapasitet i nettet. Jeg vet ikke om jeg klarer å få gjennomslag for det, men det er helt klart at det kan være nyttig å vri forbruket vekk fra tidspunkter med liten kapasitet over til tidspunkter med ledig kapasitet”. En av informantene fra nettselskapene pekte også på at hvis myndighetene ikke strammet inn vilkårene for å utforme spesielle tariffen, så ville det å ha ”muligheten til å ha



*fleksible eller dynamiske nettariffer som kan følge prisen knyttet til kapasitetssituasjoner i nettet være lønnsomt. For på den måten å kunne ha dyre priser når alle ønsker å bruke mest, mens det kunne vært rimeligere priser når etterspørselen var mindre. Dette prisbildet er jo litt sammenfallende med fjernvarmebiten som faktisk er fleksibel og kan tilpasse seg til perioder”.* En kan se, at den skepsisen denne informanten hadde til om nettselskapene også i fremtiden ville ha mulighet til å utforme spesielle tariffer, mest sannsynlig er reell. I et intervju med Teknisk Ukeblad (2015) kommer det frem at NVE vurderer å innføre strengere føringer i forhold til hvordan nettleien skal kunne utformes i fremtiden. Hensikten med å innføre slike føringer er at en ønsker mer eller mindre ”like tariffer” i de forskjellige nettområdene (Øyvind Lie 2015).

Det kom og frem fra en av informantene fra nettselskapene at *”Hvis vi hadde trodd at vi kunne ha styrt etterspørselen tilstrekkelig, og på den måten utnytte nettet bedre og dermed utsette våre investeringer så vil jo det være interessant”.* Disse utsagnene kan gi indikasjoner på at dynamiske tariffer som tar hensyn til tid og lokasjon for uttak kan være interessant også fra nettselskapenes side. Spørsmålet videre blir om de vil få en åpning for å utvikle denne typen tariffer i et fremtidig nettsystem. Borenstein (2005) viser til at en vil kunne få en samfunnsøkonomisk gevinst ved at de største kundene i nettet blir tariffert etter RTP (sanntidsprising) (Borenstein 2005). Hvis en skal ha planer om å integrere mer uregulerbar elektrisitetsproduksjon i det norske nettsystemet, vil en kunne trenge tilgang på tilleggssystemer som kan etterspørre den produserte energien på kort varsel (Lund 2012). Dette er en rolle som fjernvarmeanlegg med elkjel kan være med å fylle, og på den måten være med på å balansere misforholdet som kommer til å oppstå mellom produksjonsmønsteret til flere fornybare energikilder, og etterspørselen etter effekt i el-nettet.

### 4.3 Hvordan påvirker utformingen av nettleietariffer, i el-nettet, bruken av el-kjeler i den norske fjernvarmeindustrien?

Oppgavens problemstilling går ut på å belyse hvordan utformingen av nettleietariffer i el-nettet påvirker bruken av elkjeler i den norske fjernvarmeindustrien. I den kunnskapsbaserte litteraturene kommer det frem at dagens tariffstruktur faktisk ikke reflekterer kostnadene knyttet til bruk av nett på en god nok måte. En kan for eksempel se at det ikke nødvendigvis er noen sammenheng mellom endring i kunders forbruk og kostnadene til nettselskapene. Hvis en får en generell reduksjon i etterspørselen etter energi, og samtidig ingen reduksjon i effekttoppene i nettet, vil dette bety at kostnadene til nettselskapene fortsatt er de samme siden det er de høyeste effekttoppene som er dimensjonerende for nettutbyggingen. Inntektene på den andre siden vil gå ned i og med at det etterspørres mindre energi (GEODE 2013).

Dagens tariffstruktur oppfordrer med andre ord ikke kunder til å optimalisere bruken av el-nettet. Hovedfokuset har ligget på å tariffere kunder ut i fra energiforbruk og ikke ut i fra effektforbruk som faktisk er den dimensjonerende faktoren og den største kostnadsdriveren i nettet. Som det kom frem i kap. 4.2, så påvirker ikke dagens tariffer fjernvarmeanleggene i stor grad. Noe av grunnen til dette kan ligge i at en del av respondentene som valgte å svare ”Nei” på dette spørsmålet faktisk opererer på enten variabel eller momentan utkoblbar tariff. Ved å være på uprioritert tariff får de, i motsetning til de som er på prioritert tariff, redusert effektleddet i tariffen. En av informantene fra fjernvarmeselskapene uttalte at: *”Effektleddet i den prioriterte tariffen er selyfølgelig det som slår i hjel hele greiene”*. Som nevnt tidligere, peker og artikkelen til Kirkerud et. al (2015) på at en får en redusert bruk av elkjel ved norske fjernvarmeanlegg når en går vekk fra energileddstariffer og over til effektleddstariffer. I artikkelen pekes det og på at et høyt effektledd kan føre til økt bruk av elkjel i timer med kapasitetsbegrensninger i nettet. En så her at en fikk en reduksjon i forbruket av elektrisitet på over 50 prosent ved et effektledd på € 5. Dette var da i forhold til et scenario hvor en ikke hadde effektledd. (J. G. Kirkerud et al. 2015). Det at anleggene som er på uprioritert overføring får et redusert effektledd vil derfor kunne åpne opp for at de ikke opplever at dagens tariffer ”begrenser” de i like stor grad som det en vil kunne oppleve hvis en er på prioritert tariff. Dette kan være en mulig forklaring på hvorfor de forskjellige respondentene har svart som de har gjort (jfr. kap. 4.2). Det å utvikle tariffer som ikke straffer fjernvarmeanleggene for å benytte mye effekt, når de nettmessige forholdene tilsier det, vil derfor kunne være av stor verdi i et fremtidig norsk energisystem. I debatten en har rundt nye

nettтарiffer, nå om dagen, er det positivt å kunne se at NVE ser det ønskelig å tilrettelegge for at det skal kunne brukes mye effekt når forholdene tilsier det. Tilsvarende at de ønsker en form for belønningsmekanisme overfor de forbrukerne som kan koble ut forbruket sitt når det er nødvendig (NVE 2015h). Dette kan være forslag som kan legge til rette for økt bruk av elkjel i fjernvarmeselskapene, og på den måten også øke fleksibiliteten.

Et tema som ikke er drøftet tidligere i forhold til oppgavens problemstilling og forskningsspørsmål er hvilken effekt det har om fjernvarmeanlegget har redusert elavgift eller ikke. Elavgiften går inn som et ledd i avgiftene knyttet til bruk av elektrisitet til produksjon av fjernvarme. Som det kom frem i kap. 2.2.6.2, må fjernvarmeanleggene oppfylle en rekke kriterier for å ha mulighet til å søke om redusert elavgift. I undersøkelsen, gjennomført i denne oppgaven, har det ikke blitt kartlagt om de forskjellige fjernvarmeanleggene betaler en redusert elavgift eller ikke. Men, det vil være en mulighet for at ikke alle respondentene i undersøkelsen oppfyller kriteriene for å kunne søke om en slik reduksjon. Et av kriteriene for å få redusert elavgift er at 50 prosent av produksjonen må stamme fra fornybare energi kilder. Per dags dato regnes ikke elektrisitet som fornybar energi i fjernvarmeproduksjonssammenheng (jfr. kap. 2.2.6.2). Elavgiften virker inn på to måter i forhold til det å utnytte elkjeler i fjernvarmeproduksjon. For det første så setter det et tak for hvor mye av produksjonen en faktisk kan basere på bruk av elkjel, i og med at hvis produksjonsgrensen overskrider 50 prosents forsvinner og den reduserte elavgiften. For det andre så utgjør differansen 13 øre/kWh mellom høy- og lav elavgift. Denne differanse har mye å si i en allerede presset økonomisk situasjon, hvor prisen per kWh levert fjernvarme skal ligge under prisen for direktevirkende elektrisitet til oppvarming. En av informantene fra fjernvarmebransjen utalte: *Si at vi får et år med billig strøm, hvor det fløt over for å si det enkelt, da må vi plutselig ta hensyn til at vi ikke må kjøre så mye som vi kunne ha tenkt oss. Grunnen til dette ligger i at vi da kommer til å gå fra lav elavgift til høy elavgift. Det å gå fra lav til høy elavgift gir oss en ekstra utgift i størrelsesorden ca. 50 millioner kroner*". I denne sammenheng kan elavgiftsatsen med andre ord bety mye for lønnsomheten av å bruke elkjel i fjernvarmeproduksjonen. En av informantene oppga: *"Differansen er mye av inntektsgrunnlaget vårt. Vi har lav elavgift på 0,5 øre, privatkundene har høy elavgift og betaler fra 12 – 13 øre, så det er nesten bare differansen vi får i inntekt ved bruk av elkjel"*.

Som vist i kap. 4.3 kan en utforming av nettleietariffer som baserer seg mer ut i fra tid for uttak, og kapasitetssituasjoner i nettet, være med på å øke etterspørselen etter elektrisitet fra

fjernvarmeanleggene. Dette vil med andre ord være med på å legge til rette for en økt bruk av elkjeler, og samtidig bedre utnyttelse av kapasiteten i nettet. Ved at Norge planlegger å bygge en stor andel uregulerbar elektrisetsproduksjon, i form av vindkraft og småskala vannkraft, vil en med tariff basert på tid og lokasjon kunne utnytte og avlaste nettet i større grad enn en kan med dagens tariff. Lund og Münster (2006) pekte på, at en kan få store fordeler ved å øke fleksibiliteten i energisystemet. Deres studie ble gjennomført i Danmark som allerede har en stor andel uregulerbar vindkraft i systemet. Artikkelen peker på at en kan øke fleksibiliteten i energisystemet ved å inkludere fjernvarmebransjen. Ved å inkludere etterspørsel etter elektrisitet fra fjernvarmebransjen kan en utnytte mer uregulerbar elektrisitet i systemet enn man kan uten (Lund & Münster 2006). Blark (2012) peker og på at en kan få utsatt nettinvesteringer ved å satse på elkjeler som kan etterspørre den uregulerbare elektrisiteten som vindkraft representerer (Blarke 2012). Det blir derfor viktig i den videre satsningen på utvikling av nettleietariffer her i Norge, at en tar inn over seg den utviklingen vi nå er på vei inn i. Som tidligere nevnt må en regne med at vi vil få en større oppkobling mot Europa i form av økt overføringskapasitet. Vi vil og få en økt produksjon av uregulerbar elektrisitet fra småskala vannkraft og vindkraft. Det er å ingenting som tilsier, på det nåværende tidspunkt, at det ikke vil være perioder hvor den uregulerbare elektrisetsproduksjonen er høy her hjemme samtidig som den er høy ute i for eksempel Danmark, Sverige, England osv. Det er knyttet stor usikkerhet til hvor mange timer en vil ha med lave, eller svært lave, priser på elektrisitet i fremtiden. Det vil derfor kunne være klokt å tilrettelegge for elkjeler på tariff som åpner opp for at de kan bidra med fleksibel bruk av elektrisitet.

## 5. Konklusjon

Forskningsspørsmålet for denne masteroppgaven er: *”Hvordan påvirker utformingen av nettleietariffer i el-nettet bruken av el-kjeler i den norske fjernvarmeindustrien?”*. Som en kan se, så har vi allerede i dag forskjellige måter å utvikle tariffer på. Hovedsakelig kan en dele dette i prioriterte og fleksible tariffer. Selv om vi har denne to-delingen, er det ikke alle kunder som har mulighet til å operere på tariffer for fleksibelt forbruk, enten på grunn av at de ikke kan koble ut forbruket sitt når det er nødvendig, eller at nettselskapet de er tilknyttet ikke tilbyr en slik tariff. Om det finnes en enkelt tariffstruktur som vil tilfredsstille alle kunder og alle nettselskaper 100 prosent er tvilsomt. Som vist tidligere i denne oppgaven går vi en ny fremtid i møte med tanke på hvordan nettsituasjonen her til lands vil utvikle seg. Mye av grunnen til dette bygger på at det frem mot 2020 vil iverksettes en rekke tiltak som vil påvirke nettsituasjonen. En kan for eksempel nevne målsetningene Norge har for fornybar energiproduksjon og energieffektivisering. En kan og nevne at vi innen 2019 skal ha innført AMS hos alle sluttbrukere i nettet. Utviklingen på disse feltene ute i Europa er og noe som vil påvirke oss. Grunnen til dette er at vi i fremtiden vil ha en økt oppkobling mot Europa i form av utlandsforbindelser for elektrisitet. En kan på mange måter si at vi står i startgropen for å utvikle morgendagens tariffer. Med et økt fokus på effekt, som er den største kostnadsdriveren i nettet, blir det viktig å ta høyde for at det i fremtiden kan oppstå situasjoner hvor vi vil trenge fleksibilitet. Med en økt andel uregulerbar produksjon av elektrisitet, kan det oppstå situasjoner hvor en vil trenge at enkelte kunder enten kan skru opp forbruket betydelig, eller at de kan skru det helt ned, og eventuelt skifte til andre kilder for å produsere sine varer og tjenester. Det blir derfor viktig at en lytter til informantene fra fjernvarmesektoren som opplever at *”effektledet i den prioriterte tariffen er det som slår i hjel hele greiene”*. Om utviklingen i fremtiden vil bli at vi får dynamiske effekttariffer, eller ikke, er det for tidlig å uttale seg om. Undersøkelsen gjennomført i denne oppgaven viser imidlertid at det er en mulighet for at slike tariffer faktisk kan fungere, og være ønskelige, for både fjernvarmebransjen og for nettselskapene. I den fremtidige utviklingen av nettariffer vil det være viktig at en legger til rette for en mer effektiv bruk av de samlede ressursene i energisektoren. Fleksibiliteten fjernvarmesektoren har, ved at den uten store problemer kan bytte mellom elektrisitet og andre energikilder for å produsere, medfører at elkjeler kan, hvis de får mulighet til det, være med på å øke forsyningssikkerheten og øke prisstabilitet. En ide kan være å videreføre, samt forsterke ordningen en har knyttet til utkoblbare tariffer, for på den måten å legge til rette for at elkjelen skal kunne bidra med fleksibilitet. Det er derfor

positivt å legge merke til at norske myndigheter v/NVE faktisk har et fokus på kunder med utkoblbart forbruk, når de nå skal starte arbeidet med å utvikle nye tariffstrukturer for fremtiden. For å avslutte med noen ord fra en av informantene fra fjernvarmebransjen: *”Det er viktig at det er uprioriterte tariffer. Det er nesten det viktigste, for er det ikke det, vil det ikke bli noen elkjeler i norsk fjernvarme”*.

## 5.1 Forslag til videre arbeid

I arbeidet med denne masteroppgaven har det dukket opp spørsmål som egner for videre forskning, enten i andre masteroppgaver eller annet forskningsarbeid.

Det kan være en ide å gjøre en lignende spørreundersøkelse som det har blitt gjort i denne masteroppgaven, men at en rettet fokuset mot nettselskaper istedenfor fjernvarmeaktører.

Dette kan kanskje gi en bredere forståelse, og innsikt, knyttet til tematikken denne oppgaven bygger på. Et annet spørsmål som det kan være interessant å få belyst er hvilken rolle fjernvarmeaktører, som baserer seg på avfall som grunnlast i systemet, kan spille i forhold til fleksibilitet. Grunnen til dette er at avfall som brensel både er kontraktfestet i forhold til å ha forkjørsrett i produksjonen, samt har negative brenselkostnader. Det vil derfor kunne ligge begrensninger i forhold til hvor mye fleksibilitet denne aktørgruppen kan yte.

Et siste tema som kunne ha vært undersøkt er hvilken rolle lav og høy elavgift har i forhold til utnyttelsen av elektrisitet i fjernvarmeanlegg. Som det har blitt pekt på tidligere i denne oppgaven, kan elavgiften ha mye å si for profitten fjernvarmeselskapene har ved å bruke elkjel. Elavgiften ser ut til å være et lite utforsket område sett ut fra et fleksibilitetsperspektiv.

## 6. Kildeliste

- Blarke, M. B. (2012). Towards an intermittency-friendly energy system: Comparing electric boilers and heat pumps in distributed cogeneration. *Applied Energy*, 91 (1): 349-365.
- Borenstein, S. (2005). The long-run efficiency of real-time electricity pricing. *The Energy Journal*: 93-116.
- D. I. Jacobsen. (2005). *Hvordan gjennomføre undersøkelser? - Innføring i samfunnsvitenskapelig metode*. 2 utg. Kristiansand S., Norge: Høyskoleforlaget AS. 400 s.
- David Crossley. (2010). International Best Practice in Using Energy Efficiency and Demand Management to Support Electricity Networks. <http://www.efa.com.au>: Australian Alliance to Save Energy.
- EC GROUP. (2013). Fremtidens tariffer i D-nettet. I: Jørgen Bjørndalen, Jørn Bugge & Naper, L. R. (red.). <http://www.energinorge.no>. 16 s.
- Elpanneteknik. (2013). *Produkter*. <http://www.elpanneteknik.com>. Tilgjengelig fra: <http://www.elpanneteknik.com/produkter.htm> (lest 13.04).
- Energi Norge. (2011). *Oppdatert: Ny ordning for fleksibelt forbruk*. I: Trond Svartsund (red.). <http://www.energinorge.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.energinorge.no/nyheter-om-nett-og-system/oppdatert-ny-ordning-for-fleksibelt-forbruk-article8563-239.html> (lest 08.04).
- Energi Norge. (2014). *Elavgift på 13,65 øre/kWh i 2015*. Tilgjengelig fra: <http://www.energinorge.no/energiproduksjon/elavgift-paa-13-65-oere-kwh-i-2015-article10629-238.html> (lest 09.04).
- Enova. (2015a). *Enova hjemmeside*. <http://www.enova.no>: enova. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no> (lest 22.04).
- ENOVA. (2015b). *Vedtekter for energifondet*. Tilgjengelig fra: <http://www.enova.no/om-enova/rammebetingelser/lover-og-regler/vedtekter-for-energifondet/vedtekter-for-energifondet/257/308/> (lest 04.04).
- EURELECTRIC. (2011). Eurelectric views on Demand-Side Participation. <http://www.eurelectric.org>: Union of the Electricity Industry. 23 s.
- EURELECTRIC. (2013). Network tariff structure for a smart energy system. <http://www.eurelectric.org>: Union of the Electricity Industry. 29 s.
- Faruqui, A., Hledik, R. & Tsoukalis, J. (2009). The Power of Dynamic Pricing. *The Electricity Journal*, 22 (3): 42-56.
- Faruqui, A., Harris, D. & Hledik, R. (2010). Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment. *Energy Policy*, 38 (10): 6222-6231.
- GEODE. (2013). GEODE Position Paper on the Development of the DSO's Tariff Structure. I: Kenneth Hänninen, Anders Pettersson, Andreas Wunderer, Carmen Gimeno, Fiona Crawford, Jürgen Gold, Henning Müller-Tengelmann, Stefan Missling, Susann Persson & Wolfgang Orasch (red.). <http://www.geode-eu.org>. 12 s.
- GEODE. (2014). Flexibility in Tomorrow's Energy System - DSOs' Approach. I: Per Everhill, Henrik Forsgren, Carmen Gimeno, Christoph Larch, Ina Lehto, Johan Lunqvist, Jamie McWilliam, Jonas Persson, Hans Taus, Roland Tropper, et al. (red.). <http://www.geode-eu.org>.
- Grønmo, S. (2007). *Samfunnsvitenskaplige metoder*. Bergen: Fagbokforlaget. 440 s.

- Hafslund Nett. (2015). *Fakta om nettleie*. <http://www.hafslundnett.no>. Tilgjengelig fra: [https://www.hafslundnett.no/kunde/fakta\\_om\\_nettleie/12292](https://www.hafslundnett.no/kunde/fakta_om_nettleie/12292) (lest 04.05).
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press. 1535 s.
- Istad Nett AS. (2015). *H3-tariff*. Tilgjengelig fra: [http://www.istadnett.no/index.php?page\\_id=157](http://www.istadnett.no/index.php?page_id=157) (lest 21.04).
- J. G. Kirkerud, E. Trømborg, T. F. Bolkesjø & Tveten, Å. G. (2014). Modeling the Power Market Impacts of Different Scenarios for the Long Term Development of the Heat Sector. *Energy Procedia*, 58: 7.
- J. G. Kirkerud, E. Trømborg & T. F. Bolkesjø. (2015). *Energy system flexibility provided by the heating sector: Impacts of electricity grid tariff structures*: Norges Miljø- og Biovitenskaplige Universitet. 24 s. Upublisert manuskript.
- Jarmo Partanen, Samuli Honkapuro, Jussi Tuunanen & Niemelä, H. (2012). Tariff scheme options for distribution system operators. Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology. 67 s.
- KANAK. (2012). Dynamiske nettariffer: Potensial for nytteverdier, omfang og utforming. I: Ingeberg, K. (red.). Oslo, Norge. 29 s.
- Keppo, J. & Räsänen, M. (1999). Pricing of electricity tariffs in competitive markets. *Energy Economics*, 21 (3): 213-223.
- Kiviluoma, J. & Meibom, P. (2010). Influence of wind power, plug-in electric vehicles, and heat storages on power system investments. *Energy*, 35 (3): 1244-1255.
- Landbruks- og matdepartementet. (2012). *Skogsflis blir bioenergi*. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/nb/aktuelt/skogsflis-blir-bioenergi/id652684/> (lest 12.04).
- Lovdata. (1990). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50> (lest 13.04).
- Lovdata. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302> (lest 03.04).
- Lovdata. (2009). *Endr. i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*. Tilgjengelig fra: <https://lovdata.no/pro/-document/LTI/forskrift/2009-06-05-616> (lest 09.04).
- Lovdata. (2010). *Forskrift om tekniske krav til byggverk (Byggteknisk forskrift)*. <http://www.lovdata.no>.
- Lund, H. & Münster, E. (2006). Integrated energy systems and local energy markets. *Energy Policy*, 34 (10): 1152-1160.
- Lund, P. (2012). Large-scale urban renewable electricity schemes – Integration and interfacing aspects. *Energy Conversion and Management*, 63 (0): 162-172.
- Meteorologisk Institutt. (2015). Været i Norge - Klimatologisk oversikt - året 2014. Reidun Gangstø, Hanne Heiberg, Stein Kristiansen, Jostein Mamen, Hanna Szewcz., <http://www.met.no>: Meteorologisk Institutt. 23 s.
- Miljødirektoratet. (2008). *Deponiforbud fra juli 2009*. [www.miljodirektoratet.no](http://www.miljodirektoratet.no). Tilgjengelig fra: [http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/Old-klif/2008/Juni\\_2008/Deponiforbud\\_fra\\_juli\\_2009/](http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/Old-klif/2008/Juni_2008/Deponiforbud_fra_juli_2009/) (lest 12.04).



- Miljødirektoratet. (2014). *Avfallsforbrenning*. <http://www.miljostatus.no>: Miljødirektoratet. Tilgjengelig fra: <http://www.miljostatus.no/Tema/Avfall/Avfall-og-gjenvinning/Avfallsbehandling/Avfallsforbrenning/> (lest 12.04).
- Miljøverndepartementet. (2012). *Meld. St. 21 (2011 – 2012) - Melding til Stortinget - Norsk klimapolitikk*. Miljøverndepartementet. <http://www.regjeringen.no>: Departementenes servicesenter. 200 s.
- Naturviterne. (2012). *Naturviternotat - Energi*. I: Finn Roar Bruun (red.). *Naturviternotat*. Oslo, Norge. 11 s.
- Niemelä, H., Honkapuro, S., Partanen, J. & Tuunanen, J. (2012). *Tariff scheme options for distribution system operators*. Lappeenranta, Finland: Lappeenranta University of technology. 67 s.
- NVE. (2006). *Forbrukerfleksibilitet i det norske kraftmarkedet*. I: Pål Meland, Terje Stamer Wahl & Asle Tjeldflåt (red.). <http://www.nve.no>: Norges vassdrags- og energidirektorat. 60 s.
- NVE. (2008). *Tariffer for utkoblbart forbruk*  
 Forslag til endringer i forskrift nr 302 av 11. mars 1999  
 Høringsdokument oktober 2008. I: Torfinn Jonassen, Hans George Dahl & Edna Grepperud (red.). *Dokumentserien i 2008*. Oslo, Norge. 12 s.
- NVE. (2011a). *Energistatus 2011*. I: Seming Skau, Vegard Willumsen, Velaug Mook, Hege Bøhler, Ingrid Magnussen & Thorsen, K. (red.). Oslo: Norges Vassdrags- og Energidirektorat. 99 s.
- NVE. (2011b). *Rapport 9/2011: Energibruk - Energibruk i Fastlands-Norge*. I: Ingrid H. Magnussen, Dag Spilde & Killingland, M. (red.). Oslo, Norge. 59 s.
- NVE. (2011c). *Veileder 3/2011: Rammer for utbygging og drift av fjernvarme*. I: Asle Selfors & Bølling, J. K. (red.). Oslo, Norge. 19 s.
- NVE. (2013). *Tariffutjevning*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Tariffutjevning/> (lest 12.04).
- NVE. (2014). *AMS - Smarte strømmålere*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/ams> (lest 14.04).
- NVE. (2015a). *Anleggsbidrag*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Tilknytning/Anleggsbidrag/> (lest 02.04).
- NVE. (2015b). *Komponenter i nettleien*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Om-nettleie-/> (lest 02.04).
- NVE. (2015c). *Kostnader i energisektoren - Kraft, varme og effektivisering*. I: Maria Sidelnikova, David Edward Weir, Lisa Henden Groth, Karen Nybakke, Kjell Erik Stensby, Benedicte Langseth, Jon Erling Fonnelop, Olav Isachsen, Ingrid Haukeli, Synnøve-Lill Paulen, et al. (red.). *Rapport nr 2/2015 del 1*. Oslo, Norge: Norges vassdrags- og energidirektorat. 235 s.
- NVE. (2015d). *Reguleringsmodellen*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/> (lest 08.04).
- NVE. (2015e). *Tariffer for forbruk*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-nettleie-til-forbruker-husholdning-og-naring/> (lest 03.04).
- NVE. (2015f). *Tariffmessig håndtering av påslag på nettariffen til Energifondet 2013*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Nyheter-om-nettleie-og->

- [tilknytning/Innbetaling-av-paslag-pa-nettariffen-til-Energifondet-2013/](#) (lest 04.04).
- NVE. (2015g). *Varsel om inntektsrammer 2015*. <http://www.nve.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/InntektsrammerNy/Varsel-om-inntektsrammer-2015/> (lest 08.04).
- NVE. (2015h). *Vurderer ny utforming av nettleien*. <http://www.nve.no>: Norges Vassdrags- og Energidirektorat. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Nyhetsarkiv-/Pressemeldinger/Vurderer-ny-utforming-av-nettleien/> (lest 11.05).
- OED. (2005). *Fornybardirektivet*. <http://www.regjeringen.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/sub/europaportalen/eos/eos-notatbasen/notatene/2005/nov/fornybardirektivet.html?id=523720> (lest 27.10).
- OED. (2011a). *Energieffektiviseringsdirektivet*. <http://www.regjeringen.no>: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/nb/sub/eos-notatbasen/notatene/2011/sep/energieffektiviseringsdirektivet/id744609/> (lest 01.05).
- OED. (2011b). *Forskrift om elsertifikater*. 17 s.
- OED. (2012a). Meld. St. 14 - (2011-2012) Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet: <http://www.regjeringen.no>. 102 s.
- OED. (2012b). *NOU 2012: 9 Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. energidepartementet, O.-o. Oslo, Norway: Departementenes servicesenter. 233 s.
- OED. (2014a). *Elsertifikatorordningen*. <http://www.regjeringen.no>. Tilgjengelig fra: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi\\_og\\_vannsressurser/elsertifikater.html?id=517462](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/elsertifikater.html?id=517462) (lest 5.11).
- OED. (2014b). *Et bedre organisert strømmett*. energidepartementet, O.-o. Oslo. 56 s.
- OED. (2014c). Tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat. <http://www.regjeringen.no>: Olje- og energidepartementet. 14 s.
- OED. (2015). *Enighet om endringer i elsertifikatavtalen*. <http://www.regjeringen.no>: Olje- og energidepartementet. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/nb/aktuelt/enighet-om-endringer-i-elsertifikatavtalen/id2400205/> (lest 01.05).
- Regjeringen. (2007). *St.meld. nr. 34 (2006-2007) - Norsk klimapolitikk*. <http://www.regjeringen.no>. 157 s.
- Rodríguez Ortega, M. P., Pérez-Arriaga, J. I., Abbad, J. R. & González, J. P. (2008). Distribution network tariffs: A closed question? *Energy Policy*, 36 (5): 1712-1725.
- SAV. (2009). Manual and installation guide - Induction boilers SAV©. Moskva, Russland. 34 s.
- Skatteetaten. (2014). *Merverdiavgift – veiledning til næringsdrivende*: <http://www.skatteetaten.no>. Tilgjengelig fra: <http://www.skatteetaten.no/no/Bedrift-og-organisasjon/Merverdiavgift/Merverdiavgift--veiledning-til-naringsdrivende-/?chapter=3727-kapitteltekst> (lest 4.11).
- SSB. (1999). Dokumentasjon av analysefiler till prosjektet "Fleksibel energibruk i husholdningene" -

- Prisdata for varer og tjenester (1975 - 1994), husholdningstariffer for elektrisitet (1975 - 1996) og temperaturdata (1957 - 1996). I: Bente Halvorsen (red.). <http://www.ssb.no>: Statistisk sentralbyrå. 33 s.
- SSB. (2013a). Fakta om energi - Utviklingen i energibruk i Norge. I: Ann Christin Bøeng & Magne Holstad (red.). <http://www.ssb.no>: Statistisk sentralbyrå. 55 s.
- SSB. (2013b). Konsekvenser av Energieffektiviseringsdirektivet i Norge  
Energieffektiviseringsforpliktelser og kraftbalanse. I: Ann Christin Bøeng & Rosnes, O. (red.). Oslo, Norway: Statistisk sentralbyrå (SSB). 30 s.
- SSB. (2014). *Fjernvarme 2013*: Statistisk sentralbyrå. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/fjernvarme/aar/2014-10-14-content> (lest 12.04).
- Statnett. (2013). Statnett Nettutviklingsplan 2013. I: Løvås, G. G. (red.). Oslo, Norge. 109 s.
- T. Bye & Rosendahl, K. E. (2005). Betyr egentlig kvotemarkedet noe for kraftprisene? *Økonomiske analyser*, 5: 51. Tilgjengelig fra: [https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa\\_200505/rosendahl.pdf](https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200505/rosendahl.pdf) (lest 01.05.2015).
- Thema Consulting Group. (2013a). Innkreving av residuale nettkostnader med AMS. I: Åsmund Jenssen, Silje Elise Harsem & Tennbakk, B. (red.), 22. 39 s.
- Thema Consulting Group. (2013b). Prising av overføringskapasitet med AMS. I: Berit Tennbakk, Christoffer Horni Noreng & Åsmund Jenssen (red.). <http://www.thema.no>. 26 s.
- Thema Consulting Group. (2013c). På nett med framtida - Kraftnettets betydning for verdiskaping. I: Håkon Taule, Eivind Magnus, Kristine Fiksen, Silje Elise Harsem, Christoffer H. Noreng, Åsmund Jenssen, Roger Grøndahl & Guro Gravdehaug (red.). <http://www.energinorge.no>. 101 s.
- Thema Consulting Group. (2014). Fjernvarmens rolle i energisystemet. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. 64 s.
- Xrgia. (2011). Fleksibilitet i fremtidens kraftsystem: Kan varmemarkedet bidra? I: Ole Lislebø, Monica Havskjold, Benedicte Langseth & Bråten, J. (red.). Oslo, Norge. 78 s.
- Øyvind Lie. (2013). FJERNVARME – At strøm ikke skal brukes til oppvarming, er religion for ingeniørene. *Teknisk Ukeblad*.
- Øyvind Lie. (2014). Norske kjeler tar unna kraftoverskudd i Tyskland. *Teknisk Ukeblad*.
- Øyvind Lie. (2015). Vil endre nettleien: Dyrere å bruke mye strøm på én gang. *Teknisk Ukeblad*.

## Vedlegg 1: Spørsmål stilt til respondenter i fjernvarmebransjen (QuestBack)

1: Har dere installert elkjel(er) i fjernvarmeanlegget? (Hvis selskapet deres har flere anlegg, velg ett)

2: Hvis Nei på spørsmål 1, hvorfor har dere valgt å ikke investere i elkjel(er)? Fyll inn og gå direkte til spørsmål 29 hvis dere ikke har el-kjel

3: Hvor høy effekt/hvor mange MW har dere installert på elkjel(er) ved fjernvarmeanlegget? Fyll inn

4: Hvor mange timer var elkjelen(e) ved fjernvarmeanlegget i bruk i fjor? Fyll inn

5: Hva slags elkjel har dere installert? Kryss av for de alternativene som passer

- Elementkjel
- Elektrodekjel
- Induksjonskjel/Trafokjel
- Annet. Se spørsmål 6

6: Fyll inn type elkjel(er) hvis svaret var Annet på spørsmål 5.

7: Hva var total energileveranse fra deres fjernvarmeanlegg i 2014? Her etterspørres total energiproduksjon fra alle kjeler i anlegget sammenlagt. Svar i GWh. Fyll inn

8: Til hvilke tidspunkter og i hvilke tilfeller pleier effekttopper å oppstå ved deres anlegg? Fyll inn

9: Hva slags last bruker dere elkjelen til? Kryss av for de alternativene som måtte passe

- Spisslast
- Mellomlast
- Grunnlast
- Annet. Se spørsmål 10

10: Hvis svaret var Annet på spørsmål 9, beskriv bruken av elkjelen(e) her

11: Hvilke sesonger bruker dere elkjelen? Kryss av for det som passer

- Vår
- Sommer
- Høst
- Vinter
- Annet. Se spørsmål 12

12: Hvis svaret var Annet på spørsmål 11, beskriv bruken her

13: Hvilke andre former for brensel bruker dere ved deres fjernvarmeanlegg? Kryss av på det som passer

- Avfall
- Biomasse
- Gass
- Olje
- Spillvarme
- Annet. Se spørsmål 14

14: Hvis svaret var Annet på spørsmål 13, benevn alternativet/alternativene her:

15: Hvilket nettnivå er elkjelen koblet opp mot? Kryss av på det som passer

- Distribusjonsnettet
- Regionalnettet
- Sentralnettet
- Vet ikke

16: Hvilket nettselskap er dere tilknyttet? Fyll inn

17: Har deres anlegg inngått en egen/privat nettleieavtale med dette nettleieselskapet?

18: Hvis Ja på 17, beskriv nettleieavtalen her

19: Hvilken tariff benyttes for drift av elkjelen(e)?

- Prioritert
- Uprioritert varslet
- Uprioritert momentan
- Annet
- Vet ikke

20: Hvis svaret var Annet på spørsmål 19, beskriv tariffen her

21: Hvis dere bruker uprioritert tariff, har dere opplevd utkobling?

- Ja
- Nei
- Vet ikke

22: Hvis Ja på spørsmål 21, hvor ofte skjer dette, og hva er den vanligste årsaken? Fyll in

23: Hindrer dagens innretning på nettleien dere fra å delta aktivt i el-markedet?

- Ja
- Nei

- Vet ikke

24: På hvilken måte føler du/dere at designet på nettleieavtalen påvirker deres deltakelse i el-markedet? Fyll inn

25: Påstand. Kryss av det alternativet som passer best. Overgang til mer effektbaserte tariffer gjør at vårt selskap vil bruke elkjelen(e)

- Mye mer
- Mer
- Det samme
- Mindre
- Mye mindre

26: Ved endring av effekttariffen, hvilket alternativ vil være mest ønskelig for drift av deres elkjel(er)?

- En flat avgift, som består av en fast pris for en forhåndsdefinert kapasitet
- En variabel avgift, med ulike priser for hvert definerte kapasitetsnivå
- En brukstidsavgift (time-of-use fee), som gir en pris per kW avhengig av tidspunktet forbruket skjer
- Vet ikke
- Annet

27: Hvis Annet på spørsmål 26, Hvilken type tariff som kunne være ønskelig? Beskriv

28: Påstand. Kryss av det som passer best. Hvis nettselskapene hadde fjernet effekttariffen, og heller la inn en tariff som belyser knapphetssituasjoner i nett, ville dere bruke elkjelen deres?

- Mye mer
- Mer
- Det samme
- Mindre
- Mye mindre

29: Har dere investeringsplaner i tilknytning til fjernvarmeanlegget de neste 5-20 årene?

- Ja
- Nei
- Vet ikke

30: Hva skal det investeres i? Kryss av på det som passer

- Investering i nye kjeler
- Vedlikehold av anlegg
- Utvidelse av drift
- Utvidelse av kundegrunnlag

- Utbygging av lagringsmuligheter for varmeenergi
- Annet. Se spørsmål 31

31: Hvis svaret var Annet på spørsmål 30, beskriv hva fokuset til investeringen er

32: Hvis deres anlegg vurderer investering i ny(e) elkjel(er), hvilken type(r) elkjel(er) kommer dere til å investere i?

- Elementkjel
- Elektrodekjel
- Induksjonskjel/Trafokjel
- Vet Ikke

33: Fyll inn type elkjel hvis du/dere har svart Annet på spørsmål 32.

34: Har deres selskap planer om å investere i lagringsmuligheter for varmeenergi de neste 5-20 årene?

35: Hvis ja på spørsmål 34, hvor stor kapasitet regner dere med å installere? Fyll inn

36: Hva var grunnen til at dere kom frem til at investering i lagring var noe dere ville satse på? Fyll inn

## Vedlegg 2: Intervjuguide nettselskaper

1. Hvor mange fjernvarmeselskaper med installerte elkjeler er koblet opp mot deres nett?
2. Hvor mange av disse anleggene tilhører deres konsern, og hvor mange er aktører utenfra?
3. Hvordan tarifferer dere disse fjernvarmeselskapene?
4. Hvor mange av anleggene har utkoblbar tariff?
5. Hvor mange av fjernvarmeanleggene har egne tariffavtaler med dere, med andre priser enn de som ligger ute på deres nettsider?
6. Hvorfor har dere valgt å tariffere på slik dere gjør i dag?
7. Hva er bra/dårlig med denne tarifferingsstrukturen?
8. Hvilken tariffstruktur mener dere at bidrar til at fjernvarmeselskapene (i større grad) kan tilby en fleksibel utnyttelse av elektrisitet?
9. Har dere opplevd perioder med lave strømpriser, og samtidig en lav eller ingen etterspørsel fra fjernvarmeverkene med elkjel?
10. Hvordan føler dere at deres netteleiestruktur påvirker fjernvarmeselskapenes bruk av elkjeler?
11. Hvordan ser dere for dere utviklingen innenfor tariffering?
12. Hvilke tanker har dere om det å tilpasse tarifferingen til kunder som potensielt kan tilby fleksibilitet til el-systemet?
13. En dynamisk tarifferingsmodell, ville det vært noe dere ville vurdert?
14. Hvorfor/hvorfor ikke?
15. Noe du ønsker å tilføye?



### Vedlegg 3: Intervjuguide fjernvarmeselskaper

1. Hvor mange fjernvarmeanlegg har dere?
2. Hvor mange av disse har elkjel?
3. Hva er installert effekt på disse elkjelene?
4. Hvor mange av elkjelene er på uprioritert tariff?
5. Hvordan påvirker dagens tariffingsmodell deres bruk av elkjelene?
6. Har dere opplevd perioder med lav strømpris hvor dere ikke har brukt elkjelen? Hva har vært grunnen til dette?
7. Hvilke faktorer spiller inn når det kommer til optimal bruk av elkjelen hos dere?
8. Hva føler dere må til for at elkjelen skal bli brukt mer fleksibelt i varmeproduksjonen?  
*Med fleksibel bruk av elkjelen mener jeg økt kapasitetsutnyttelse i perioder med kraftoverskudd og lave elpriser, og liten bruk av elkjelen når strømprisene er høye.*
9. Hvilken tariffstruktur mener dere ville bidra til en mer fleksibel bruk av deres elkjeler?
10. En dynamisk tariffingsmodell som er basert ut ifra tid og lokasjon, ville det vært noe dere ville vurdert?
11. Noe ekstra du ønsker å tilføye?



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
67 23 00 00  
[www.nmbu.no](http://www.nmbu.no)