

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Styrket energisystem gjennom smart samspill mellom kraft og termisk energi.

Sluttrapport fra forskningsprosjektet
Flexelterm

ISBN: 978-82-436-1031-6
Publikasjonsnr: 413-2017

 EnergiNorge

 flexelterm

Forord

Norsk Fjernvarme tok i 2012 initiativ til å etablere et prosjekt for å utrede hvordan elektrisitet og fjernvarme kunne samspille bedre i et systemperspektiv. Norsk Fjernvarme inviterte deretter NHO-landsforeningen Energi Norge og 11 utvalgte energibedrifter til å drøfte realisering av et slikt prosjekt. Flere faglige miljøer, universiteter og forskningsinstitusjoner ble forespurt om å utføre den faglige delen av prosjektet og Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) ble valgt. Tyngden av energiaktører med fjernvarme ble med som deltagere i prosjektet, samt rådgivningsmiljøer og myndigheter ved NVE og Enova; i alt 16 deltagende virksomheter har bidratt med ressurser og utgjort styringsgruppen for prosjektet. Videre har representanter fra OED har møtt som observatører på de faglige møtene og workshopene.

En solid prosjektplan og mål om å gi kunnskap som kunne bidra til et effektivt samspill mellom termisk energi og kraftsystemet medførte at vi fikk Norges Forskningsråd (NFR) med på laget. En sterk konstellasjon av bedrifter, bransjeforeninger, akademia og myndighetsorganer ga prosjektet en god start og har i perioden gitt en god innsikt i energisystemets virkemåte. Det nordisk perspektivet mener vi har gitt analysene klar faglig styrke og et mer relevant omfang enn om det kun var et nasjonalt utgangspunkt.

Innfallsvinkelen i 2012 var at tilgangen på fornybar kraft ville komme til å variere mye i årene som kom. Spesielt hvis det ble bygget ut mye vindkraft. Denne sluttrapporten presenterer hvilke konsekvenser dette gir for energisystemet og hvordan varmesektoren kan bidra til fleksibilitet og forsyningssikkerhet når det nordiske energisystemet endres i årene som kommer.

Arbeidsformen i dette prosjektet har vært godt forberedte prosjektmøter og workshops med ulike problemstillinger knyttet til prosjektplanens innhold. At bedrifter og myndigheter kan samspille med akademia i en konstruktiv dialog har definitivt vært en styrke på mange måter.

På vegne av styringsgruppen vil vi takke alle samarbeidende aktører i prosjektet for en særs konstruktiv deltakelse.

Cato Kjølstad

Bedriftenes hovedrepresentant,
Hafslund Varme AS og styremedlem i
Norsk Fjernvarme



Erik Trømborg

Prosjektansvarlig,
NMBU



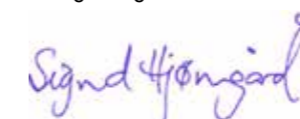
Solgun Furnes

Prosjektansvarlig,
Energi Norge AS



Sigrid Hjørnegård

Direktør fornybar energi, klima og miljø,
Energi Norge



Heidi Juhler

Daglig leder,
Norsk Fjernvarme



Sammendrag

Europas energisystem er i rask endring, med utfasing av fossile kraftverk og en kraftig vekst i uregulerbar fornybar kraft. Norge står i en særstilling med sin store andel regulerbar vannkraft og med økt utvekslingskapasitet til resten av Europa vil fleksibilitet bli viktigere og mer verdifullt også i Norge.

Hovedmålet med Flexelterm har vært å analysere hvordan samspill mellom kraftsystemet og termisk energi kan gi økt lønnsomhet i utnyttelsen av nasjonale energiresurser og bedret forsyningsikkerhet. Vi har blant annet sett på mulighetene for å benytte mer fornybar kraft i fleksible termiske systemer for gi bedre balanse i kraftsystemet, mer effektiv innfasing av fornybar kraft og reduserte kostnader i varmeproduksjonen.

Selv om bruk av fjernvarme i Norge har økt markant de siste årene, er utbredelsen vesentlig mindre enn i de andre nordiske landene. Samlet produksjon av fjernvarme i Norden er ca 120 TWh, hvorav ca 4 prosent produseres i Norge. Særtrekk i Norge gjør at fjernvarme av naturlige årsaker vil ha en lavere utbredelse enn i de øvrige nordiske landene. Fortetting av eksisterende fjernvarmeanlegg og flere nærvarmeanlegg vil være de viktigste vekstområdene for fleksible varmeanlegg i Norge de neste årene. På nordisk nivå vil økt bruk av biomasse og fornybar kraft gi endringer i fjernvarmesektoren.

Fleksibiliteten i oppvarmingssektoren består i at man anvender elektrisitet i oppvarmingssystemet når kraftprisen er lav og for eksempel biobrensel når kraftprisen er høy. Anlegg for kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP) kan i tillegg produsere elektrisitet når kraftprisen er normal eller høy. For å analysere effektene av et bedre samspill mellom el- og varmesektoren har vi anvendt en detaljert analysemodell for det nordiske kraft- og fjernvarmesystemet. I våre modellanalyser finner vi en årlig elkjelbruk i fjernvarmeanleggene i Norden på ca 10 TWh i et normalår. I et normalår øker gjennomsnittlig nordisk kraftpris med ca 5 prosent på årsbasis sammenlignet med et scenario hvor vi utelukker bruk av el i fjernvarme. I et vått år øker elforbruket med 16-17 TWh og kraftprisen øker med opptil 40 prosent som følge av bruken i fjernvarmesektoren. I kalde perioder er elkjel lite konkurransedyktig i et fjernvarmeanlegg og brukes bare sporadisk. Prisøkningen er derfor svært marginal i tørrår. Resultatene viser en systemmessig og samfunnsøkonomisk gunstig utnyttelse av elektrisitet – høy utnyttelse når krafttilbudet er høyt og prisene er lave og vice versa når krafttilbudet er lavt og prisene er høye.

Utnyttelsen av fleksibilitetsmulighetene i nær- og fjernvarmesystem kan sannsynligvis spare samfunnet for store investeringer i mindre modne og mer kostbare løsninger som batterier og fleksible husholdningsapparater. Siden inntektene ved kraftsalg i markedet øker mest for de fornybare kraftteknologiene, vil en slik fleksibel bruk av elektrisitet i varmesektoren også innebære redusert behov for støtte til ny fornybar kraftproduksjon for å oppnå fornybarmål og utslippsmål i Europa.

Bruk av el-kjeler i nær- og fjernvarme bestemmes av kostnaden for bruk av el sammenlignet med prisen på andre brensler. Fremtidige kraftpriser gjør at elkjeler vil kunne erstatte bruk av fossil spisslast. I normale nedbørsår vil bruk av biokjeler være mer lønnsomt enn elkjeler størsteparten av tiden, mens i våte år vil bruk av elkjeler redusere bruken av biomasse. I et varmepumpebasert fjernvarmesystem hvor varmepumpen dekker 60 prosent av effektbehovet og 90 prosent av varmeleveransene, vil bruk av en supplerende elkjel redusere bruken av gass fra 10 prosent til 2 prosent og gi økt lønnsomhet. Bruk av termisk lager er en annen mulighet i fjernvarmeanlegg som bidrar til økt fleksibilitet. Med dagens rammevilkår er investering i både elkjel og lager i et biobasert anlegg mindre lønnsomt enn investering kun i lager eller kun i elkjel. Lager alene reduserer behovet for fossil spisslast, men gir ikke samme fleksibilitet mot kraftmarkedet som elkjel.

Nettariffer utgjør en vesentlig del av kostnadene ved bruk av el i et fjernvarmeanlegg, og utformingen av nettleien påvirker derfor hvilke brensler som brukes til enhver tid i et fleksibelt varmeanlegg. Fra et systemperspektiv er det ønskelig at nettleien ikke motvirker fleksibel respons på kraftprisene, men heller bidrar til høyere bruk når kraftprisen og nettlasten er lav, og lavere bruk når kraftprisen og nettlasten er høy. Samtidig skal nettleien generere tilfredsstillende inntekter for nettselskapet. Resultatene viser at fleksibel bruk av elkjeler er sensitiv for innretningen på nettleien og at dagens tariffer gir bruk av elkjel som i for liten grad harmonerer med de fremtidige utfordringene i kraftmarkedet. Systemeffekter bør derfor tas i betraktning når tariffer for fleksibel elbruk utformes.

Oppvarmingssystemer som kan bruke ulike energibærere styrker forsyningsikkerheten og øker fleksibiliteten i energisystemet. Fleksibiliteten som termiske system kan bidra med er særlig viktig i regioner med sårbar kraftforsyning, samt i regioner med stort kraftoverskudd, mye uregulert kraftproduksjon og begrenset overføringskapasitet. I Norge er målrettede virkemidler nødvendig for å styrke fjernvarmens rolle og dermed redusere avhengigheten av direkte el-baserte oppvarmingssystemer med lite fleksibilitet.

Innhold

Kort om prosjektet	7
Forfatterne av denne rapporten	9
Publikasjoner og foredrag fra prosjektet	10
Mer fornybar kraft utfordrer energisystemet i Europa	14
Fleksibel bruk av elkjeler i nær- og fjernvarme gir bedre lønnsomhet for fornybar kraftproduksjon	20
Lønnsomt med elkjeler og lager i nær- og fjernvarme	26
Nettleie for elkjeler: utformingen påvirker mulighetene for fleksibel elbruk i varmesektoren	32
Oppvarmingsløsningene påvirker energiforbruket	38
Rammevilkårene for fjernvarme i Norden	44

Kort om prosjektet

Prosjektets hovedmål har vært å analysere hvordan et fleksibelt samspill mellom kraftsystemet og termisk energi kan gi økt lønnsomhet i utnyttelsen av nasjonale energiressurser og bedret foryningsikkerhet for samfunnet. Prosjektet har omfattet hele det nordiske energisystemet, men med størst vekt på Norge. Delmål har vært analyser av:

- 1) **Teknologiutvikling:** Hvordan teknologi for produksjon og lagring av varme og for kombinert produksjon av kraft og varme sannsynligvis vil utvikle seg.
- 2) **Fleksibilitet og samspill:** a) Utviklingen av termiske systemer i Norge og hvordan løsninger som nærvarme, fjernvarme, industriell bruk av varme og CHP kan bidra til økt forsyningsikkerhet i framtidens norske og nordiske energisystem. b) Hvordan og hvor mye termiske vannbårne systemer kan bidra til økt verdi på vind- og småkraftressursene i kraftoverskuddsperioder og c) Hvordan og hvor mye verdiskapningen i kraftproduksjon og termisk energiproduksjon samlet kan økes gjennom optimalt samspill
- 3) **Rammevilkår:** Hvilke endringer i regulatoriske bestemmelser og incentiver som er hensiktsmessige for å få en effektiv sammensetning av fornybar energiproduksjon i framtidens smarte energisystem

Resultatene skulle legge grunnlag for innovasjon og verdiskaping gjennom kartlegging av egnede teknologier og et bedret kunnskapsgrunnlag for investeringer i energisektoren.

Energi Norge som er den norske energinæringens bransjeorganisasjon og en landsforening i NHO, har administrert prosjektet. Partnerer i prosjektet har vært:

- Statkraft as
- Statnett SF
- Norsk Fjernvarme
- Hafslund Varme as
- Akershus Energi Varme
- BKK Varme
- Eidsiva Bioenergi
- Vardar
- Lyse Neo
- Østfold Energi Varme
- Agder Energi Varme
- Skagerak Varme
- Rambøll
- Enova
- NVE
- Energi Norge
- OED (observatør)
- Norges Forskningsråd
- NMBU

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) ved Institutt for naturforvaltning (INA) har vært FOU-hovedpartner i prosjektet. Danske Tekniske Universitet, DTU, Aalborg Universitet og Linkøping Universitet har vært internasjonale partnere i prosjektet og VTT Finland har utført en delstudie om teknologiutvikling i varmemarkedet på oppdrag fra prosjektet. Cato Kjølstad i Hafslund Varme as har vært prosjektleder. Solgun Furnes i Energi Norge har administrert prosjektet og Erik Trømborg ved NMBU har ledet forskningsarbeidet. Prosjektet startet i 2013 og ble avsluttet sommeren 2017. Samlet budsjett har vært på 11 millioner kr. Ca halvparten har vært finansiert av Norges Forskningsråd gjennom EnergiX-programmet. Resterende midler har kommet fra finansiering og egeninnsats fra de deltagende bedrifter og organisasjoner.



Forfatterne av denne rapporten



Erik Trømborg er professor i fornybar energi ved NMBU og arbeider med bioenergi og modellanalyser av skog- og energisektoren. Trømborg har vært NMBUs prosjektleder for prosjektet.



Torjus F. Bolkesjø er professor i fornybar energi ved NMBU. Bolkesjø arbeider med utviklingen av energisystemet på lang sikt og særlig med overgangen til et fornybart energisystem i Norge, Norden og Europa. Bolkesjø har arbeidet med fleksibilitet og energisystemeffekter i Flexelterm.



Monica Havskjold er senior teknologianalytiker i Statkraft og har i Flexelterm arbeidet med analyser og modellering av bruk av el og bruk av lager i varmeanlegg.



Jon Gustav Kirkerud er doktorgradsstipendiat. Kirkerud har vært stipendiat på prosjektet og har arbeidet med modellering av varmemarkedet. Han disputerer for Dr. scient-graden høsten 2017.



Eli Sandberg er doktorgradsstipendiat ved NMBU og har arbeidet med rammevilkår og lønnsomhet for fjernvarme i Norden.



Anna Kipping er postdoc ved NMBU og har arbeidet med studier av varme- og elspesifikt forbruk på timesnivå og hvordan dette påvirkes av ulike oppvarmingssystemer.



Åsa Grytli Tveten er postdoc. innen energisystemanalyse og fornybar energi ved NMBU. Hun arbeider med modellering av det nordeuropeiske kraftmarkedet og integrasjonsmuligheter for variabel kraft.

Publikasjoner og foredrag fra prosjektet

Vitenskapelige artikler

Kipping, A. and E. Trømborg, Hourly electricity consumption in Norwegian households - Assessing the impacts of different heating systems. *Energy* 118, (2015). p. 655-671.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.013>

Kipping, A. and E. Trømborg, Modeling hourly consumption of electricity and district heat in non-residential buildings. *Energy* 123 (2017), p. 473-486.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.108>

Kirkerud, J.G., Trømborg, E., Bolkesjø, T.F., Tveten, Å.G., Modeling the Power Market Impacts of Different Scenarios for the Long Term Development of the Heat Sector. *Energy Procedia* 58 (2014) p. 145-151. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.421>

Kirkerud, J.G., E. Trømborg, and T.F. Bolkesjø, Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy. *Energy* 128 (2017) p. 776-784.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.153>

Kirkerud, J.G., E. Trømborg, and T.F. Bolkesjø, Impacts of electricity grid tariffs on flexible use of electricity to heat generation. *Energy* (2016): p. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.147>

Trømborg, E., Havskjold, M., Bolkesjø, T.F., Kirkerud, J.G., Tveten, Å.G., Flexible use of electricity in heat-only district heating plants. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 12 (2017). <http://dx.doi.org/10.5278/ijsepm.2017.12.4>

Andre publikasjoner

Koreneff, G., Lehtilä, A, Hurskainen, M. 2015: Nordic heating technology solution pathways. Research report. EnergiNorge publikasjonsnr 387-2015, VTT-R-00587-15. 1 (43). Tilgjengelig på: <https://www.energinorge.no/publikasjoner/rapport/2015/nordic-heating-technology-solution-pathways/>

Kristin Johansen og Erik Trømborg: Fornybare varmesentraler – færre og større prosjekt. *Energiteknikk* nr 1. 2016. s. 42-43.

Torjus Folsland Bolkesjø, Åsa Grytli Tveten og Erik Trømborg. Mer fornybar kraft utfordrer energisystemet i Europa. *Energi* nr 7 2016. s 44-46

Torjus Folsland Bolkesjø, Jon Gustav Kirkerud og Erik Trømborg. Fleksibel bruk av el-kjeler i nær- og fjernvarme. *Energi* nr 8 2016. s. 44-46.

Monica Havskjold og Erik Trømborg. Lønnsomt med elkjeler og lager i nær- og fjernvarme. *Energi* nr 9 2016. s. 44-46

Torjus Folsland Bolkesjø, Jon Gustav Kirkerud og Erik Trømborg. Nettleie for elkjeler: Utformingen påvirker mulighetene for fleksibel elbruk i varmesektoren. *Energi* nr 10 2016. s. 38-40

Eli Sandberg og Erik Trømborg. Fleksible varmesystemer? Rammevilkårene er avgjørende. *Energi* nr 11 2016. s. 44-46

Martine Yttervik Hognestad: Varmepumpe i yrkesbygninger. Anayse av lønnsomhet og elektrisk forbruk under ulike scenarier for utvikling av varmeforbruk og kraftpriser. Masteroppgave NMBU 2014.

Kristin Johansen: Investeringskostnader og brukererfaringer ved lokale varesentraler. Masteroppgave NMBU 2015

Benedicte Holum: Utviklingen av elektrisitetsforbruket i Norge frem mot 2040 – drivere og regionale utviklingstrekk. Masteroppgave NMBU 2016.

Frida Wam Grønborg. System reliability in the Nordic power market: A scenario analysis for 2030. Masteroppgave NMBU 2016

Pihl, Erik 2014. Biomass Cost and Tecnology Assessment Report. Arbeidsrapport Flexelterm, 45 s.

Foredrag på konferanser

Dato	Konferanse	Tittel	Foredragsholder
14.03.2017	CENBIO-avslutningskonferanse	Flexible interplay between power and bioenergy	Erik Trømborg
22.02.2017	Tekna-seminar, Oslo	Fleksibilitet i framtidens fornybare energisystem – hvilke alternativer har vi og hvordan kan varmesektoren bidra?	Torjus F. Bolkesjø
21.06.2016	IAEE International Conference. Bergen	An economic assessment og electricity-to-thermal strategies to enable high shares of variable renewable electricty	Torjus F. Bolkesjø
22.04.2016	Fagforum Varme, Energi Norge	Fleksibelt samspill mellom elkraft og termisk energi i framtidens smarte energisystem.	Erik Trømborg
8.10.2015	Zerokonferansen, Oslo	Samspill mellom elektrisitet og fjernvarme på lokal- og systemnivå	Monica Havskjold
14.10.2015	Fjernvarmedagene 2015, Gardermoen	Need for flexibility in the future energy system and the role of the district heating sector	Torjus Folsland Bolkesjø
25.11.2014	Bellonas byggforum, Oslo	Hvilke energiresurser kan fjernvarmen utnytte bedre?	Monica Havskjold
15.10.2014	Fjernvarmedagene, R&D symposium, Fornebu	Flexible interaction between the power market and thermal energy in the future energy system	Erik Trømborg
15.10.2014	Fjernvarmedagene, R&D symposium, Fornebu	Thermal storage enabling district heating plants to serve as flexibility providers in the energy system	Monica Havskjold
03.09.2014	Seminar om energiutnyttelse av avfall, Avfall Norge, Fredrikstad	Økt energiutnyttelse av tilgjengelig termisk avfallsenergi	Monica Havskjold
27.08.2014	OREEC Workshop, Kjeller	Samspill mellom vind og varme - en vinn-vin(d)-situasjon?	Monica Havskjold
17.06.2014	RERC, Oslo	Flexible interaction between heat and power production – A comparative study of the Scandinavian heat sectors	Eli Sandberg
16.06.2014	RERC, Oslo	Heat Sector Impacts of a Changing Power Market	Jon Gustav Kirkerud
16.06.2014	RERC, Oslo	Flexible fuel use in renewable thermal systes – opportunities and costs	Erik Trømborg

Dato	Konferanse	Tittel	Foredragsholder
28.05.2014	Skog og Tre 2014, Norges Skogeierforbund, Gardermoen	Fleksibelt samspill mellom elkraft og termisk energi i framtidens smarte energisystem – Flexelterm	Monica Havskjold
22.05.2014	Linkøping universitet	Prosjektpresentasjon	Eli Sandberg
05.05.2014	Bioenergidagene, Nobio, Gardermoen	Fleksibelt samspill mellom elkraft og termisk energi i framtidens smarte energisystem – Flexelterm	Erik Trømborg
05.05.2014	Bioenergidagene, Nobio, Gardermoen	Virkemidler og rammebetingelser for bioenergi	Torjus F Bolkesjø
29.01.2014	Enova-konferansen, Trondheim	Teknologiutvikling mot 2030 for varmesystemene i Norge	Monica Havskjold
24.01.2014	Konsernkonferanse, Agder Energi	Bioenergiens plass i det norske energibildet	Erik Trømborg
29.10.2013	Fjernvarmedagene, Fornebu	Flexelterm, prosjekt om samspill mellom el og termisk energi	Torjus F Bolkesjø



Mer fornybar kraft utfordrer energisystemet i Europa

Torjus Folsland Bolkesjø, Åsa Grytli Tveten og Erik Trømborg

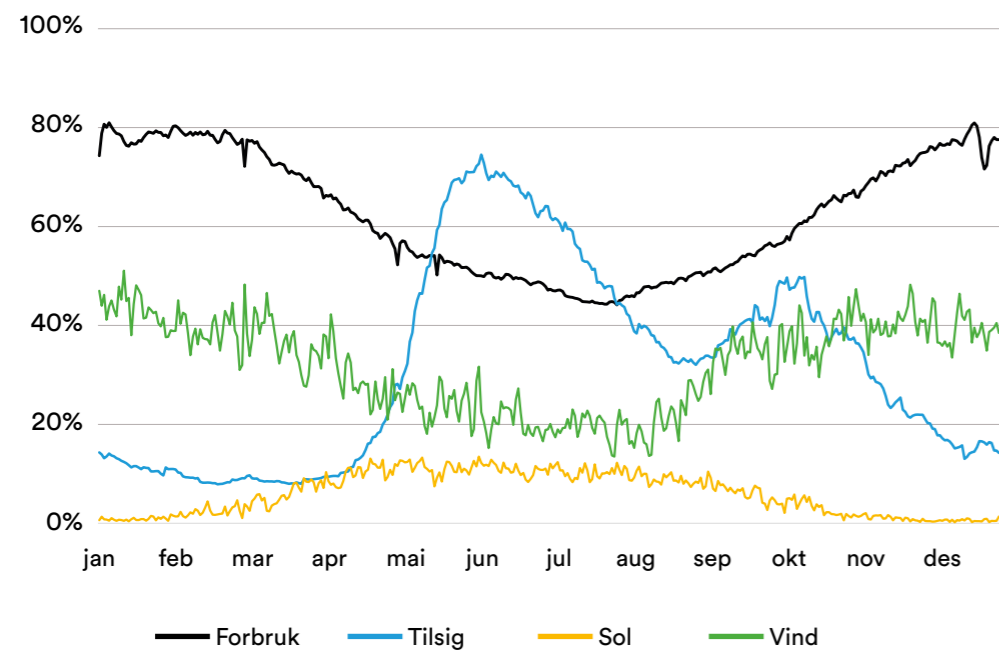
Europas energisystem er i rask endring, med utfasing av fossile kraftverk og en kraftig vekst i uregulerbar fornybar kraft. Hvilke konsekvenser har dette for kraftsystem og produsenter? Hvilke løsninger kan bidra til å balansere varierende krafttilgang med forbruk for å sikre forsyning og lønnsomme investeringer? I Flexelterm har vi analysert behovet for fleksibilitet i det framtidige kraftsystemet og særlig hvordan fleksibel bruk av elektrisitet i varmesektoren kan bidra til et robust fornybart energisystem.

Kraftrevolusjonen i Nord Europa

Kraftsektoren i Nord-Europa har det siste tiåret opplevd en dramatisk vekst i produksjon fra fornybare energikilder. Danmark satte ny verdensrekord i andel vindkraftproduksjon i 2015, da vindkraften utgjorde 42 prosent av det samlede elforbruket. I Tyskland var samlet sol- og vindkraftproduksjon i 2015 like stor som den norske vannkraftproduksjonen. EUs mål for 2030 er en samlet fornybarandel på 40 prosent. Ressurstilgang, virkemiddelbruk og kostnadsnivå tilsier at det vesentlige av dette vil komme i form av uregulerbar vind- og solkraft.

Ren, men ustyrlig

Energisystemer med høye andeler vind- og solkraft møter utfordringer knyttet til balansen mellom produksjon og forbruk av kraft. **Vindkraft** har en sesongprofil som er i relativt godt samsvar med kraftforbruket over året (figur 1), men store kortsiktige variasjoner gjør at vindkraften ofte samsvarer dårlig med kraftforbruket over døgnet. **Solkraft** har en døgnsprofil som er i godt samsvar med forbruket, men solkraftproduksjonen er størst om sommeren, i motsetning til forbruket. **Små vannkraftanlegg** har liten lagringsevne og produksjonen følger dermed tilsigsforløpet i elven, med lav produksjon om vinteren når

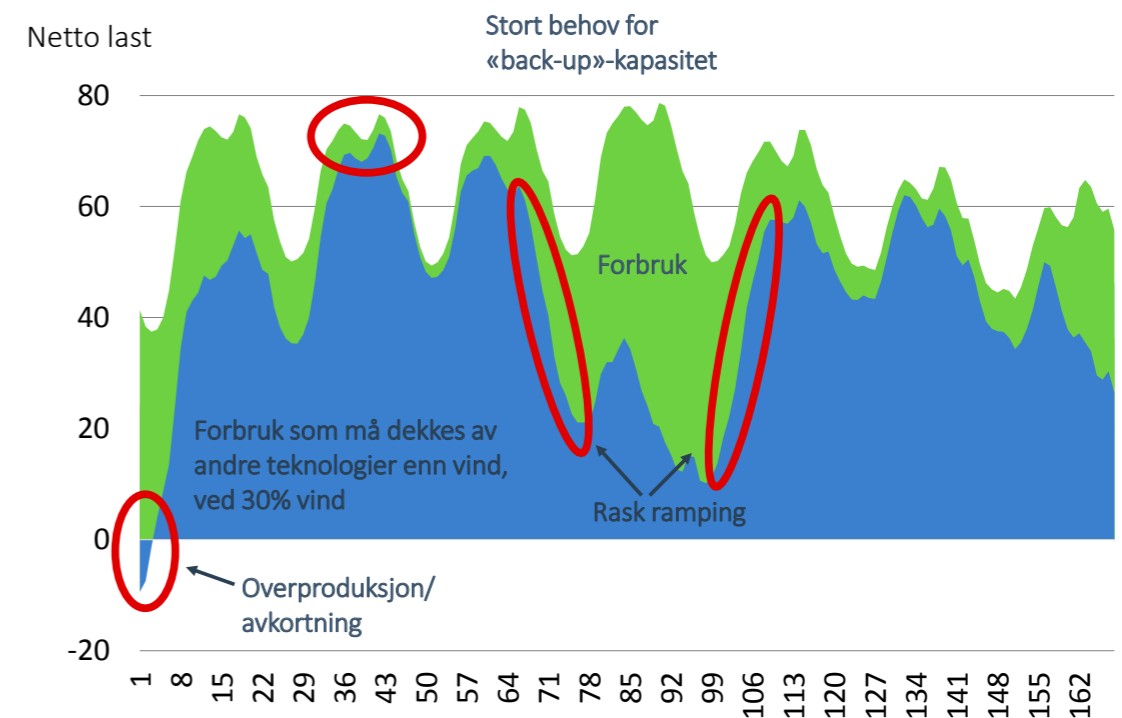


kraftforbruket er høyest.

Figur 1. Normaliserte sesongprofiler for forbruk, tilsig, solkraft og vindkraft i Norge 2000-2012. Fra Grønborg (2016). System reliability in the Nordic power market – a scenario analysis for 2030. NMBU Masteroppgave, 2016.

Noen av de viktigste utfordringene knyttet til ny fornybar kraft er eksemplifisert med vindkraft i figur 2. Det blå arealet viser et typisk forbruksmønster over en uke. Vi antar her at vindkraft i snitt utgjør 30 prosent av produksjonen i markedet. Det grønne arealet viser da hvor mye av totalforbruket som må dekkes av andre teknologier enn vindkraft i en vanlig uke fordi vindmengden varierer. Figuren illustrerer tre hovedutfordringer:

- **Regulering og balansering:** Raske kortsiktige svingninger i vind- og solforhold gir behov for rask opp- og nedregulering av øvrig produksjon for å holde systemet i balanse.
- **Overkapasitet:** Perioder med svært mye vind- og/eller solkraftproduksjon gir overproduksjon og økonomiske tap knyttet til avkortning i nettet.
- **Reservekapasitet:** Perioder med lite fornybar kraft innebærer at vi må opprettholde nesten like mye reservekapasitet som i et system uten disse teknologiene. I Norge er det kalde januardager med høyt forbruk, lite vind, lavt tilsig og lav solintensitet som avgjør reservekapasitetskravet.



Figur 2. Forbruk (grønt areal) og residualforbruk (blått areal) ved 30 prosent vindkraftandel over en uke.

Mye uregulerbar fornybar kraftproduksjon byr også på utfordringer for eksisterende kraftprodusenter:

- **Lav brukstid:** Brukstiden, og dermed inntektene, for grunnlast- og mellomlastteknologier synker fordi vind- og solkraft har svært lav kortsiktig marginalkostnad og gjerne også prioritet i nettet.
- **Synkende enhetsinntekter:** Inntektene til fornybarprodusentene synker med økende markedsandeler fordi kraftprisen presses ned i perioder med høy produksjon. I Tyskland var vindkraftprodusentenes mottatte pris i 2015 14 prosent lavere enn gjennomsnittlig kraftpris, og den var hele 25 prosent lavere enn produsentprisen for gass- og kullkraftverk. Med økende markedsandeler for vind vil dette inntektsgapet øke.

De totale økonomiske kostnadene knyttet til de systemmessige utfordringene og redusert lønnsomhet for eksisterende produsenter er betydelige. De kan sågar tenkes å bli like høye som, eller overstige, utbyggingskostnadene i markeder med høye fornybarandeler.

Behov for fleksible hjelpere

Utfordringene beskrevet over kan løses ved å velge mekanismer som øker fleksibiliteten i energisystemet. Økt fleksibilitet kan oppnås på flere måter:


- **Øke utvekslingskapasiteten** - slik at man kan eksportere kraft i overskuddsperioder og importere ved underskudd
- **Øke lagringskapasiteten** - slik at overskuddskraft kan lagres i batterier, varmelager eller vannkraftreservoarer
- **Øke forbrukerfleksibiliteten** - slik at forbruket i større grad følger produksjonen
- **Forbedre samspillet mellom kraft- og varmesystemet** - slik at el brukes til oppvarming i vannbårne systemer i overskuddsperioder og andre energikilder brukes ved kraftunderskudd

Norge står i en særstilling med den store andelen regulerbar vannkraft, men med økt overføringskapasitet til resten av Europa er det grunn til å ta hensyn til den europeiske energirevolusjonen. Det innebærer å planlegge ut fra at fleksibilitet blir mer verdifullt i framtiden og å velge fleksible, men kostnadseffektive løsninger. Det innebærer også å ta høyde for at det norske kraftoverskuddet kan avta. Mange peker på at Norge vil ha et betydelig kraftoverskudd de neste ti årene. Historien har imidlertid vist at det er vanskelig å forutsi utviklingen i kraftmarkedet. Mulige nedleggelse av svensk kjernekraft kombinert med befolkningsvekst og økt kraftforbruk i transport, varme og industri kan gi en annen forsyningssituasjon på sikt. I tillegg har vi lokale utfordringer i kraftsystemet som må tas hensyn til i planleggingen.

Finske forskere har nylig gjennomgått nær 400 studier som ser på ulike alternativer for fleksibilitet. De finner at økt samspill mellom kraft- og varmesystemene er en lovende fleksibilitetsløsning som kan gi bedre balanse i kraftsystemet, mer effektiv innfasing av fornybar kraft og reduserte kostnader i varmeproduksjonen.



Foto: Shutterstock



Fleksibel bruk av elkjeler i nær- og fjernvarme gir bedre lønnsomhet for fornybar kraftproduksjon

Jon Gustav Kirkerud, Torjus Folsland Bolkesjø og Erik Trømborg

Med innfasing av uregulerbar fornybar kraft og utfasing av termiske verk øker behovet for løsninger som kan bidra med fleksibilitet i energisystemet. I denne artikkelen viser vi hvordan økt bruk av elkjeler i nær- og fjernvarme i framtiden kan gi økt lønnsomhet for de fornybare kraftprodusentene dersom elavgifter og nettleie ikke hindrer fleksibel bruk.

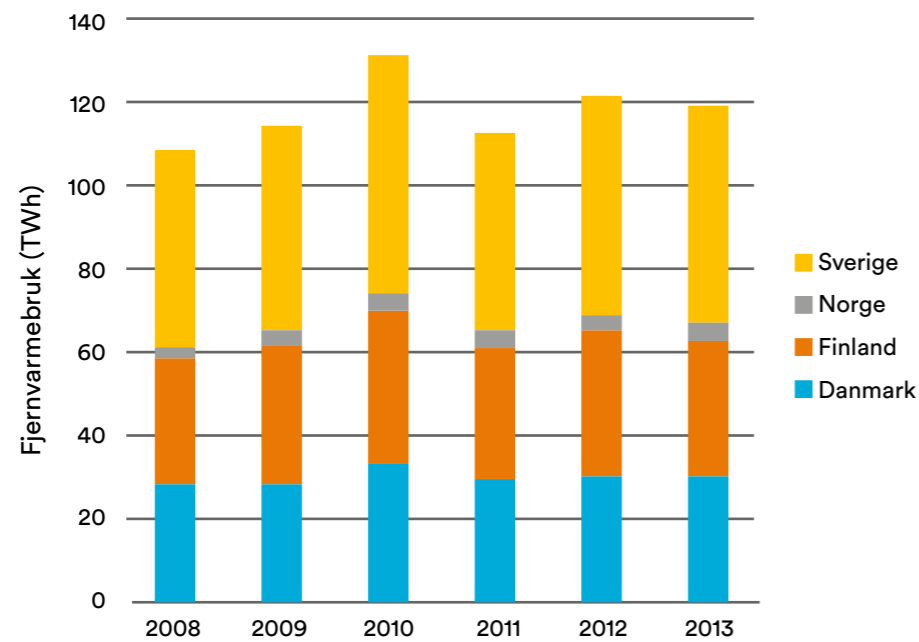
Økt behov for fleksible energiløsninger

Overgangen til et mer fornybart europeisk energisystem vil innebære en kraftig vekst i regulerbar vind- og solkraftproduksjon og en tilsvarende reduksjon i regulerbar termisk kraftproduksjon. Det finnes flere løsninger som kan bidra til økt fleksibilitet slik som økt nettutbygging, lagring av energi i varmetanker eller batterier og mer fleksible løsninger på sluttbrukersiden. Forskningsprosjekter i Finland (Aalto University) og Norge (NMBU) finner at en bedre integrasjon mellom kraft- og varmesystemet er økonomisk sett en lavhengende frukt for å oppnå økt fleksibilitet. Nær- og fjernvarme kan yte både kortsiktig og langsiktig fleksibilitet. Fleksibiliteten oppstår ved at man anvender elektrisitet i oppvarmingssystemet når kraftprisen er lav og for eksempel biobrensel når kraftprisen er høy. Anlegg for kombinert kraft- og varmeproduksjon (CHP) kan i tillegg produsere elektrisitet når kraftprisen er normal eller høy.

Fjernvarme kan gi mye fleksibilitet på nordisk nivå

Fjernvarmebruken i Norden er ca 120 TWh per år (figur 1). For å analysere effektene av et bedre samspill mellom el- og varmesektoren har vi anvendt en detaljert analysemodell for det nordiske kraft- og fjernvarmesystemet. Modellen (Balmorel) er en såkalt partiell likevektsmodell som er kalibrert for en antatt kraftproduksjonskapasitetsmik i 2030. Den har en detaljert regional beskrivelse av kraft- og varmesystemet i Nord-Europa og den simulerer markedet time for time – noe som er en styrke ved analyser av kraftmarked med store andeler variabel fornybar kraftproduksjon.

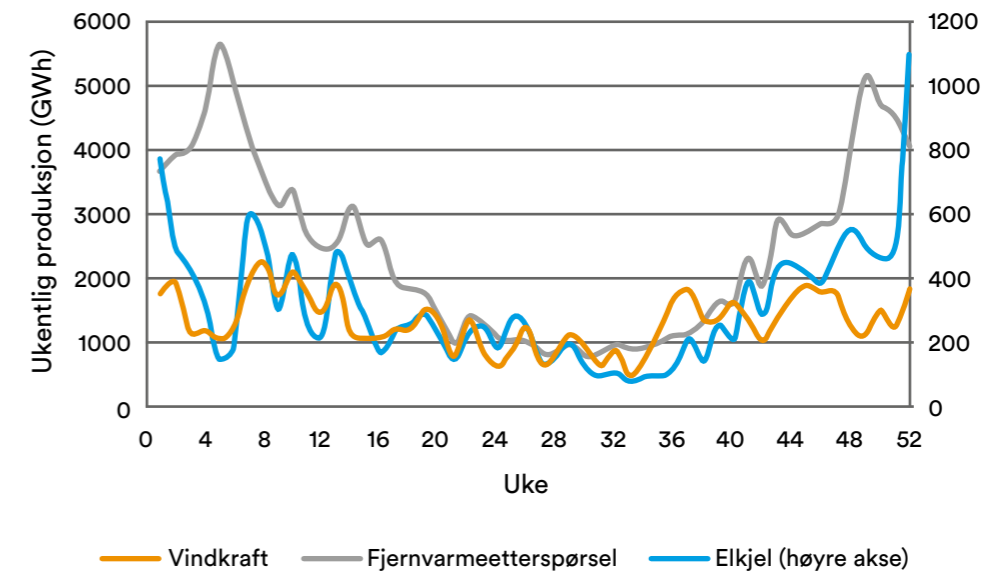
I Flexelterm har vi sammenlignet priser og produksjon i modellen ved ulik bruk av elkjeler i det nordiske fjernvarmesystemet. I alle scenariene har vi antatt at det er 70 TWh vindkraft i Norden i 2030, og at fjernvarmesektoren øker til 128 TWh per år.



Figur 1. Fjernvarmebruk i Norden 2008-2013 (TWh per år).

Økt bruk av elkjeler løfter kraftprisen i våte år og gir mindre variabilitet

Den grå kurven i figur 2 viser hvordan etterspørselen etter nordisk fjernvarme varierer over året når vi forutsetter temperaturer over året som i 2012. Videre viser den oransje kurven vindkraftproduksjonen i det samme året og den blå viser hvordan fjernvarmeanleggene vil anvende strøm i elkjeler over året, gitt at de minimerer kostnadene for å levere den etterspurte mengden varme (modellresultat). Figuren viser et klart mønster der elkjelbruken er høy i perioder med mye vindkraftproduksjon, fordi elprisene da er relativt lave, mens det, med noen unntak, er relativt lav elkjelbruk ved lite vindkraftproduksjon. Vi ser også at elkjelbruken er lav i topplastuken (uke 5), fordi en høy elpris da presser bruken av elkjeler ut av markedet. Dette mønsteret illustrerer en systemmessig og samfunnsøkonomisk gunstig utnyttelse av elektrisitet – høy utnyttelse når krafttilbudet er høyt og prisene er lave og vice versa når krafttilbudet er lavt og prisene er høye.

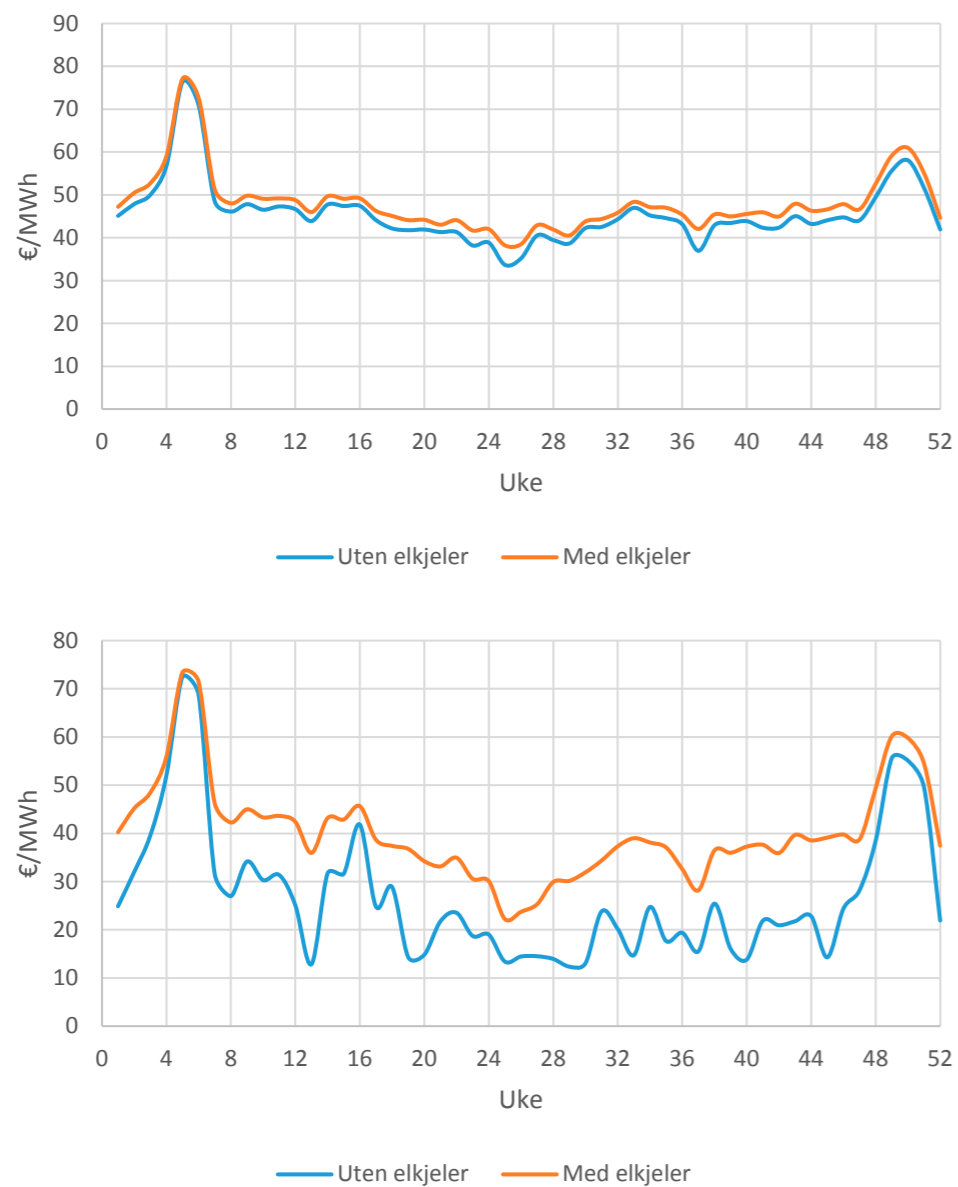


Figur 2. Modellert fjernvarmeforbruk, vindkraftproduksjon og bruk av elkjel i fjernvarmesystemet i 2030



De økonomiske effektene

Økt bruk av elkjeler vil også øke kraftprisene. Som det går fram av figur 3 vil en fleksibel elkjelbruk gi størst kraftprisøkning når prisene ellers er lave (typisk sommerhalvåret), mens den gir liten eller ingen prisøkning når prisene ellers er høye – med våre modellforutsetninger. Prisøkningen er relativt moderat når vi forutsetter et normalt nedbørsår, men betydelig større når vi forutsetter et våttår. Elkjelbruk i fjernvarmen er dermed en såkalt «hedge» mot lave sommerpriser for ikke-regulerbar småkraft og elvekraft. I våre modellanalyser finner vi en årlig elkjelbruk i fjernvarmeanleggene på ca 10 TWh i et normalår. I et normalår øker gjennomsnittlig kraftpris med ca 5 prosent på årsbasis i forhold til et scenario hvor vi utelukker bruk av el i fjernvarme. I et vått år øker elforbruket med 16-17 TWh og kraftprisen øker bortimot 40 prosent. I kalde perioder er elkjelen lite konkurransedyktig i et fjernvarmeanlegg, og den brukes bare sporadisk. Prisøkningen er derfor svært marginal i tørrår.



Figur 3. Modellert pris over året 2030 med (oransje) og uten (blå) bruk av elkjeler i fjernvarmesystemet.

Grafen øverst representerer et normalt nedbørsår.

Grafen nederst representerer et våttår.

Elkjelbruken vil ha en spesielt gunstig effekt på de nye fornybare teknologiene siden elkjelbruken er størst når tilbudet er høyt (og prisen lav). Med våre forutsetninger øker markedsverdien (mottatt pris ganger produsert mengde) for småkraft og vindkraft med 5-10 prosent i et normalår. I et våttår vil særlig sommerprisene løftes betraktelig og markedsverdien av ny fornybar kraft øker med mange titalls prosentpoeng. Elkjelbruk i fjernvarmesektoren bidrar dermed til at fornybarteknologier blir mer konkurransedyktige mot andre teknologier.



Mange fordeler ved fleksible oppvarmingssystemer

Fleksibel bruk av kraft til oppvarming gir økt forsyningssikkerhet og et mer robust kraftsystem, og utnyttelsen av denne fleksibiliteten kan sannsynligvis spare samfunnet for store investeringer i mindre modne og mer kostbare løsninger som batterier og fleksible husholdningsapparater. Siden inntektene ved kraftsalg i markedet øker mest for de fornybare kraftteknologiene, vil en slik fleksibel bruk av elektrisitet i varmesektoren også innebære redusert behov for støtte til ny fornybar kraftproduksjon for å oppnå fornybarmål og utslippsmål i Europa. Flexibiliteten som termiske systemer kan bidra med er særlig viktig i regioner med sårbar kraftforsyning og i regioner med stort kraftoverskudd, mye uregulert kraftproduksjon og begrenset overføringskapasitet. En forutsetning for dette er at nettariffene utformes slik at de ikke hindrer fleksibel bruk av elektrisitet.

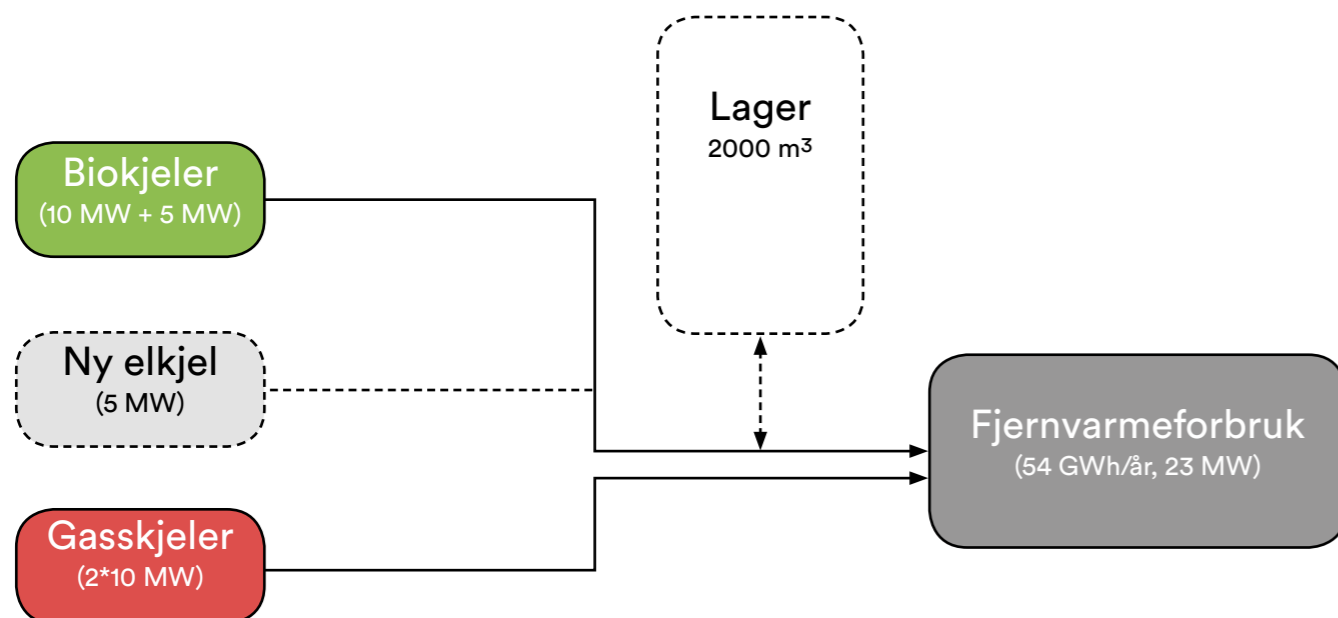
Lønnsomt med elkjeler og lager i nær- og fjernvarme

Erik Trømborg og Monica Havskjold

Energisystemet i Europa er i endring. Mer uregulerbar kraftproduksjon og økt utvekslingskapasitet til utlandet vil gi større variasjon i kraftprisene i Norge. Samtidig vil kombinasjonen av tørre år og lave temperaturer fortsatt gi høye kraftpriser. Hvilke konsekvenser får disse kraftprisene for bruken av elkjeler i fleksible varmeanlegg? Vi har modellert fremtidige kraftpriser og effekter av disse i et tenkt fjernvarmeanlegg. Resultatene viser at vi må forvente økt bruk av elektrisitet til varmeproduksjon i normale og våte år og i perioder med stor produksjon av vindkraft. Bruk av lager gir økt lønnsomhet og mindre bruk av fossile brenslere.

Analysen av eksempelplanten

Hvilke konsekvenser vil endringer i timesprisene for kraft få for bruken av elkjeler? Vi har analysert et tenkt fjernvarmeanlegg som leverer 54 GWh varme og som kan veksle mellom biomasse i to biokjeler, en elkjel og to gasskjeler. Fordelingen av varmeløstene på timesnivå over året er beregnet med utgangspunkt i faktisk varmeforbruk på timesnivå i Statkrafts kundemasse i Trondheim i 2012. Varmeløstene og prisen på biomasse er forutsatt å være de samme i alle analysene¹. Fjernvarmeprisen varierer med elprisen i det enkelte år/scenarie. Eksempelplanten er fremstilt skjematisk i Figur 1.

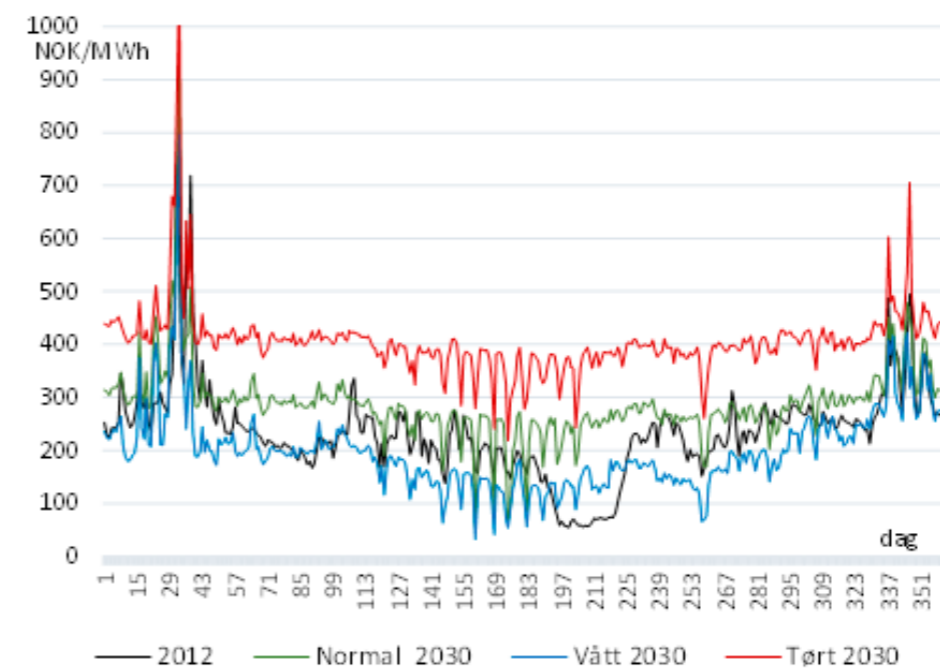


Figur 1. Skjematisk fremstilling av eksempelplanten

Kraftprisen vil variere i og mellom år

Vi har brukt energimarkedsmodellen Balmorel som dekker Nord-Europa for å modellere kraftpriser på timesnivå i år 2030 under ulike tilsigscenarier og under forutsetninger om vindkraftproduksjon, overføringskapasitet, CO₂-priser og forbruksutvikling. Figur 2 viser observerte daglige gjennomsnittspriser i Norge (prisområde NO3) i 2012, samt modellerte priser for normal, vått og tørt år i 2030. Gjennomsnittsprisen var 235 kr/MWh i 2012 (10 prosent høyere vannkraftproduksjon i Norden enn normalt), mens modellerte priser er kr 287, kr 199 og kr 406 for hhv normalt, vått og tørt år i 2030. I det våte året er vannkraftproduksjonen 16 prosent høyere enn normalt, i det tørre 19 prosent mindre enn normalt i Norden. Disse resultatene er baserte på flere forutsetninger, hvor blant annet fremtidig CO₂-pris er avgjørende for kraftprisnivået, og er her satt til 35 €/t.

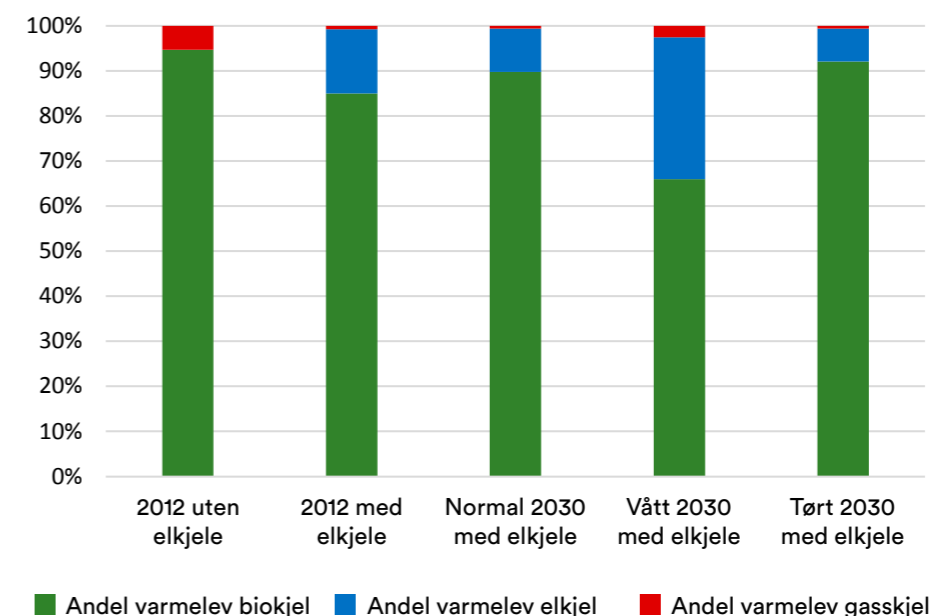
¹ Prisen på biomasse er satt til 170 kr/MWh og gass 7,32 kr/kg + 1 kr/kg CO₂. Nettleie ved bruk av elkjel består bare et energiledd på 50 kr/MWh i disse analysene.



Figur 2. Observerte gjennomsnittlige døgnpriser i 2012 og modellerte priser i normalt, vått og tørt år i Norge NO3 i 2030. Valutakursen NOK/€ for 2014 er brukt for 2030. Fra Kirkerud (2016)

Bruk av elkjel reduserer bruken av fossil spisslast

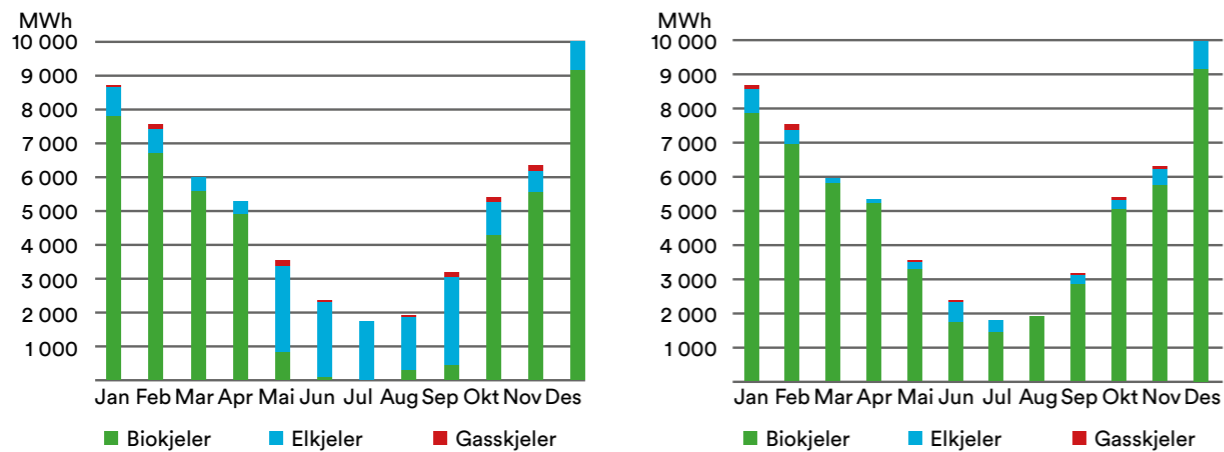
Figur 3 viser hvordan bruk av elkjel mv påvirkes av kraftprisscenariene. Bruken av gass reduseres fra 5 prosent til under 1 prosent i 2012 dersom elkjel installeres. I ett vått 2030 år vil elkjelen levere mer enn 30 prosent av varmen, mens i et tørt år reduseres andelen til 7 prosent. Bruken av biomasse reduseres med ca 5 prosent i et normalt år, 20 prosent i et vått år og med 2,5 prosent i et tørt år. Dette viser en ønsket fleksibilitet overfor kraftmarkedet.



Figur 3. Fordeling av varmeløstene per kjeltype på årsbasis og driftsresultat per scenarie.

Bruk av elkjel over året

Resultatene viser at det vil være lønnsomt å erstatte bruken av fossile brensler med elektrisitet det meste av tiden. I normale år vil bruk av biomasse være mest lønnsomt størsteparten av tiden, mens i våte år vil bruk av elkjeler redusere bruken av biomasse. Denne elbruken vil bidra til å holde elprisen oppe og derfor gi økt lønnsomhet for ny fornybar kraft. Bruken av fossil spisslast kan begrenses til svært anstrengte perioder med høye priser og høyt effektbehov. Denne fleksibiliteten i fjernvarmeanlegget bidrar derfor til økt forsyningssikkerhet. I eksempelplanlegget blir det en viss økning i bruk av gasskjel i et vått år sammenlignet med et normalt år (fra 0,6 prosent til 2,5 prosent av varmeleveransen). Dette skyldes at gasskjelen brukes istedenfor å starte opp biokjel nummer to i dette eksempelet. Figur 4 viser fordelingen av varmeleveransene på kjeltype og måned i de ulike kraftprisscenarioene for 2030.



Figur 4. Leveranse av varme fra ulike kjeltyper i et biobasert fjernvarmeanlegg i 2030. Vått år i venstre figur og tørt år i høyre figur.



Dersom vi legger kraftprisutviklingen i et normalår til grunn for kalkylen, vil investeringen i elkjel være lønnsom for fjernvarmebedriften. Vi fant også tilsvarende resultat for et varmepumpebasert fjernvarmesystem hvor varmepumpen dekker 60 prosent av effektbehovet og 90 prosent av varmeleveransene. Bruk av en supplerende elkjel reduserer bruken av gass fra 10 prosent til 2 prosent og gir økt lønnsomhet. Selv om varmepumpen er mer effektiv enn elkjelen, vil brukstiden på en varmepumpe som dekker hele effektbehovet bli så lav at bruk av elkjel for spisslast gir bedre lønnsomhet.

Termisk lager er aktuell teknologi

Vi har også undersøkt hvordan bruk av termisk lager påvirker resultatene. En trykkløs akkumulatortank kan lagre varme fra én til tre dager med et varmetap på 10 prosent. Vi fant at optimal størrelse på en slik tank i eksempelplanlegget var på 2000 m³. Bruk av lager og elkjel fjerner behovet for gass, reduserer bruken av elektrisitet og øker bruken av biomasse i alle scenariene. Biokjelene og lageret tar effekt-toppene. Elektrisitet brukes i første rekke som sommerlast og ellers når kraftprisene er lave. Investering i lager er mer lønnsomt enn investeringer i elkjel. Samtidig er investering i både elkjel og lager mindre lønnsomt enn investering bare i lager eller bare elkjel i et biomasse-basert anlegg. Lager alene reduserer behovet for fossil spisslast, men gir ikke samme fleksibilitet mot kraftmarkedet som elkjel.



Fleksibel elbruk

CO₂ – pris, pris på fossile brensler, kjernekraftproduksjonen i Sverige, fremtidig kraftforbruk og investeringene i ny fornybar energi er usikre faktorer som påvirker prisnivået på kraft og fossile brensler. Trenden med høyere prisvariasjon som følge av mer variabel kraftproduksjon nokså klar. Analysene visere at både nivået og den kortsiktige variasjonen i kraftprisene bestemmer faktisk bruk av elkjeler i fjernvarmeanlegg. I tillegg er en nettleie som legger til rette for fleksibel bruk av elektrisitet avgjørende. Studien viser at varmesektoren kan tilby fleksibelt elektrisitetsforbruk og effektiv energilagring som det er et økende behov for i energisystemet.



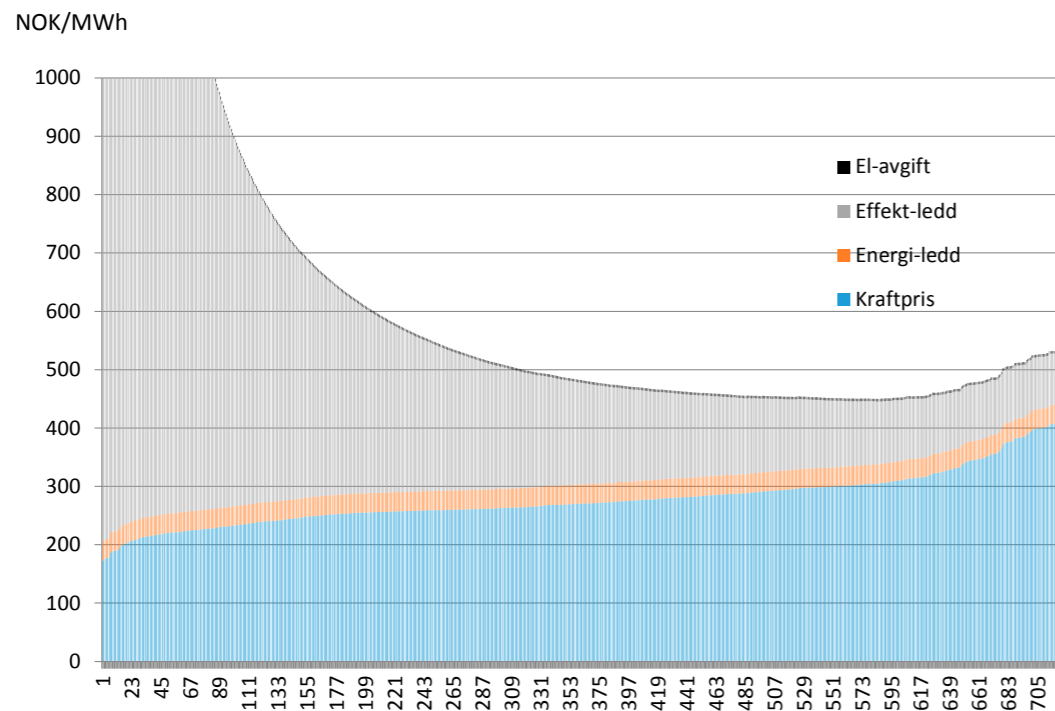
Nettleie for elkjeler: utformingen påvirker mulighetene for fleksibel elbruk i varmesektoren

Jon Gustav Kirkerud, Erik Trømborg og Torjus F. Bolkesjø

Nettariffer utgjør en vesentlig del av kostnadene ved bruk av elektrisitet i et fjernvarmeanlegg og utformingen av nettleien påvirker hvilke brensler som brukes til enhver tid i et fleksibelt varmeanlegg. En optimal tariffstruktur bør dekke relevante nettkostnader samtidig som den er et insentiv til riktig bruk av elektrisitet i et systemperspektiv. Vi har analysert hvorvidt utformingen av nettariffene gir en bruk av elkjeler i fjernvarmeanlegg som harmonerer med de fremtidige utfordringene i kraftmarkedet.

Hvordan utformes nettleien?

Når nettleien skal utformes er det flere hensyn som skal ivaretas. For det første skal nettleien dekke kostnadene med å drifte nettet. Videre skal den gi et riktig prissignal slik at det samfunnsøkonomiske overskuddet ved investeringer og drift av nett maksimeres på kort og lang sikt. Hensynet til kunden er også viktig: hver bruker skal betale det samme for den samme varen, og utformingen av tariffen skal være transparent, stabil og forståelig. Nettleien består vanligvis av et fastledd, et energiledd som skal reflektere marginale tapskostnader og et effektledd målt ut fra høyeste forbruk i en gitt periode (typisk en måned) og som skal reflektere marginale kostnader knyttet til utvidelse av nettet. Bruk av månedsbasert effektledd gir utfordringer for fleksible forbrukere fordi kostnaden ved effektleddet er uavhengig av brukstid, noe som blir illustrert i Figur 1. Ved lav brukstid blir elkjelbruk lite lønnsomt, selv i perioder med lav krafttetterspørse hvor kraftprisen er under 25 øre. Da vil heller bruk av gasskjel på propan med brenselkostnader på 500-600 kr/MWh være mer lønnsomt. Samtidig gjør et effektledd på månedsbasis at dersom elkjelen tas i bruk i starten av en måned med lave kraftpriser «forsvinner» nettleien i en marginalvurdering i de resterende timene av måneden.



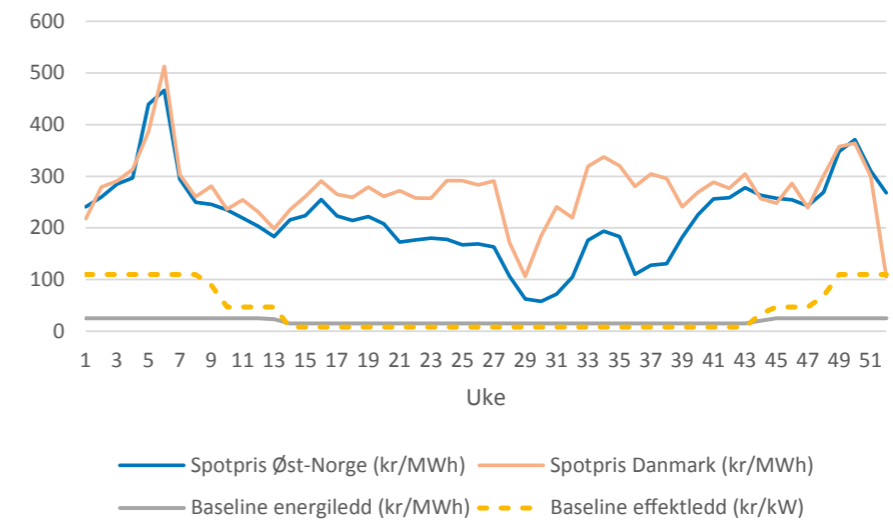
Figur 1. Gjennomsnittskostnad ved bruk av uprioritert elkjel i Oslo januar 2012 (faktiske priser) ved ulike brukstider.

Analysen av bruk av elkjel med tariffstrukturer

Vi har anvendt en energisystemmodell for å simulere bruken av ulike kjeler i et fjernvarmeanlegg på timesbasis ved ulik innretning på nettleie. Eksempelanlegget har biokjel, elkjel og gasskjel. Modellen minimerer kostnadene ved å levere en gitt mengde varme per time med gitte driftstekniske forutsetninger for de ulike kjeltypene. Vi har tatt utgangspunkt i tilnærmet samme samlet nivå på nettleien for elkjelen, men variert nivået og strukturen på energi- og effektleddet (tabell 1). «Bare energiledd» (FT) og «Effekt- og energiledd»

(DC) representerer tradisjonelle tariffstrukturer med vekt på henholdsvis energiledd og effektledd. AMS¹ gjør det mulig å ta i bruk tidsdifferensierte tariffen;

«Kritisk effektprising» (CPP) er en variant der målet er å sette en pris på topplastforbruk; hvor effektleddet regnes kun av timer med faktisk høylast i kraftnettet. Ved «spotprisleie» (RTP) er eksponeringen mot spotprisen sterkere ved at tariffen varierer med denne fra time til time. For kjøp av selve elektrisiteten benyttes spotprisene i både Øst-Norge (NO1) og Danmark (DK1) 2012 for å studere effekter av ulik prisstruktur. I et framtidsscenario der Norge knyttes sterkere til det kontinentale kraftsystemet er det naturlig å anta at den norske prisstrukturen gradvis vil ligne mer den danske som påvirkes av mye vind og termisk kraft. Figur 2 viser kraftpris og nettleie på ukesbasis i 2012.



Figur 2. Kraftpriser 2012 og nettleie. Effektleddet er 110 kr/kW i januar, februar og desember, kr 47/kW i mars og november, and 8 kr/kW i sommermånedene. Energileddet er 25 kr/MWh fra november til mars og kr 15/MWh i sommermånedene.

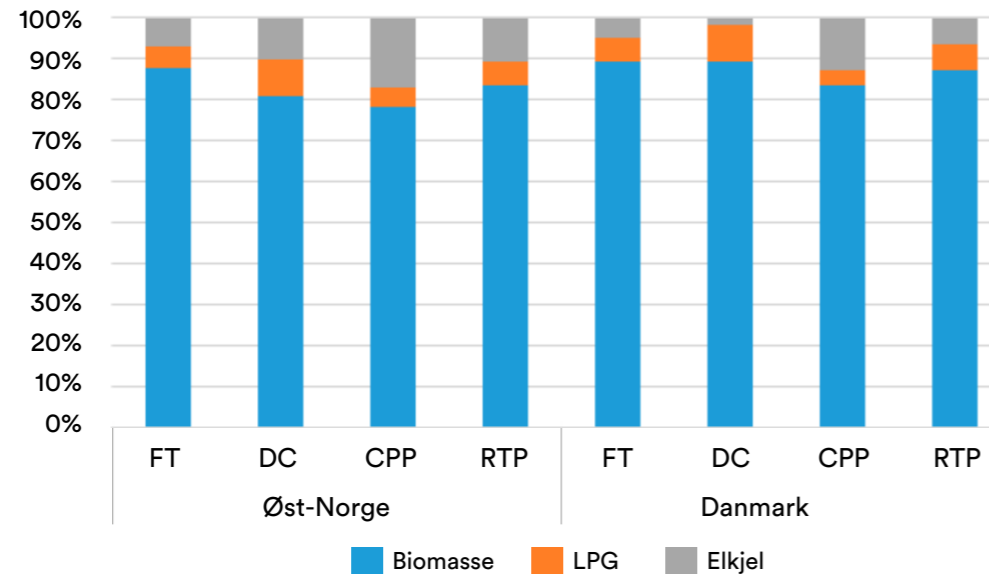
Tabell 1. Analyserte modeller for nettleie.

Tariffstruktur	Beskrivelse	Energi	Effektledd	Avregning av effektledd
FT	Bare energiledd	Baseline + kr 103/MWh	Ingen	Ingen
DC	Energi- og effektledd	Baseline	Baseline	Maks effekt/brukt pr måned
CPP	Kritisk effektprising	Baseline	Kr 446/kW/år	Maks effekt pr år ved i de 5 % timene med høyest effektbruk i 2012
RTP	Spotprisleie	Spotpris *46,4%	Ingen	Ingen

¹ Innen 1. januar 2019 skal alle strømkunder i Norge ha tatt i bruk smarte målere. De nye målerne inngår i "Avanserte Måle- og Styringssystemer" (AMS), og innebærer at brukerne får bedre informasjon om strømforbruket sitt, mer nøyaktig avregning og mulighet for automatisk styring av forbruket.

Nettleien påvirker fleksibel bruk av elkjel

Figur 3 viser hvordan produksjonsmiksen varierer med nettleie og region. I alle scenariene produserer biokjelen mer enn 78 prosent av varmen. Bruken av elkjel øker med et skifte fra tradisjonelle tariffer til tidsdifferensierte tariffer. Elkjelbruken er høyest med «Kritisk effektprising» (CPP). «Energi- og effektledd» (DC), som er vanligst i dag, gir mest bruk av gasskjel. Bruken av biokjelen er høyest uten effektledd i Norge og med standard effektledd i Danmark.

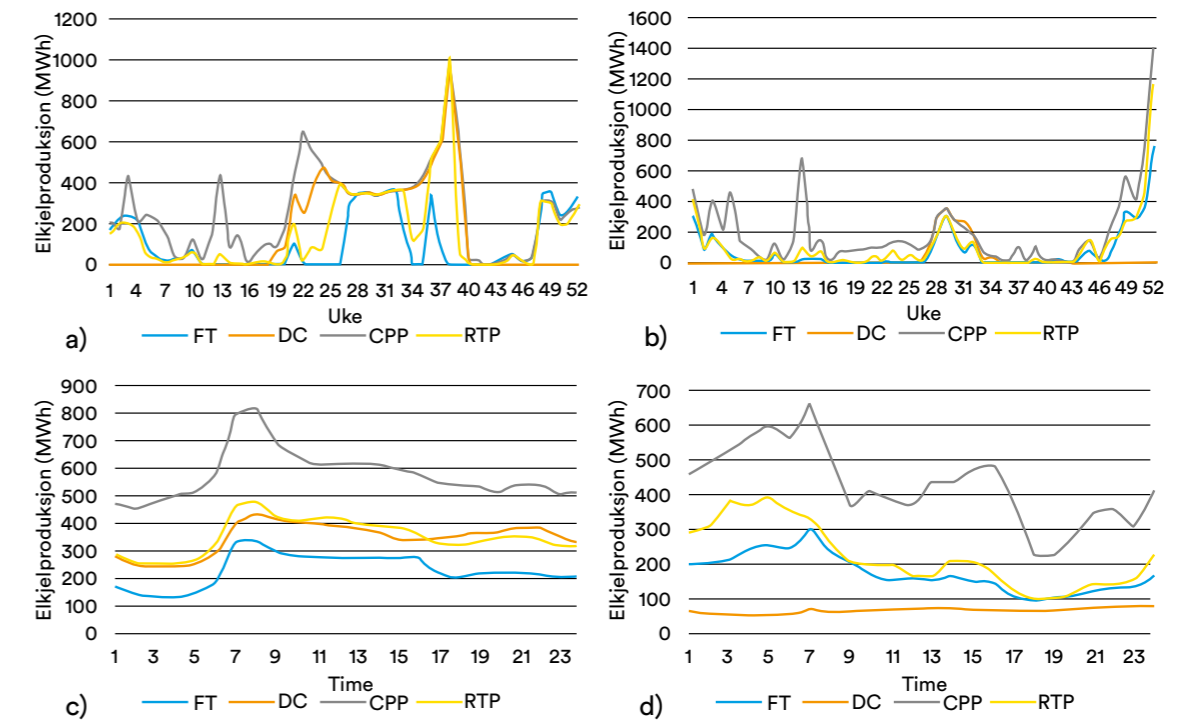


Figur 3. Andelen varme produsert i ulike kjeler. Scenariene er definert i Tabell 1.

I Norge brukes elkjelen mest på sommerstid siden kraftprisene vanligvis er lave da. På grunn av en høy vindkraftandel er det i Danmark periodevis lave kraftpriser på vinteren der elkjelbruk kan gi stor nytteverdi i varmesystemet. Denne nytteverdien begrenses kraftig med tradisjonell utforming basert på effektledd. Tradisjonelle tariffer med månedlig beregning av effektledd kan også resultere i økt bruk av elkjel i høylastperioder hvis effektkostnaden allerede er utløst i lavlastperioder. Det er en klar forskjell i døgnmønsteret med mest bruk av elkjel på dagen i Norge og på natten i Danmark. Standard effektledd eliminerer i praksis bruk av elkjel om vinteren, mens et flatt energiledd gir lavest bruk av elkjel sommertid (Figur4). Nettariffer basert på høylastperioder (CPP) eller knyttet til løpende spotpriser (RTP) gir bedre samsvar med elkjelbruk og nettutfordringer.

Systemeffekter må vurderes ved utforming av nettleien

Fra et systemperspektiv er det ønskelig at nettleien ikke motvirker fleksibel respons på kraftprisene, men heller bidrar til høyere bruk når kraftprisen og nettlasten er lav og lavere bruk når kraftprisen og nettlasten er høy. Samtidig skal nettleien generere tilfredsstillende inntekter for nettselskapet i tråd med de overnevnte prinsippene. Resultatene viser at fleksibel bruk av elkjeler er sensitiv for innretningen på nettleien og at dagens tariffer gir bruk av elkjel som i for liten grad harmoniserer med de fremtidige utfordringene i kraftmarkedet. Systemeffekter bør derfor tas i betraktning når tariffer for fleksibel elbruk utformes.



Figur 4 a-d: Bruk av elkjeler fordelt på uke (a og b) og time i døgnet (c og d) i Øst-Norge NO1 (a og c) og Danmark DK1 (b og d).



Oppvarmingsløsningene påvirker energiforbruket

Anna Kipping og Erik Trømborg

Introduksjonen av smarte energimålere (AMS) gir en stor mengde individuell forbruksdata med høy tidsoppløsning. I denne artikkelen viser vi hvordan AMS-data kombinert med tverrsnittsdata fra en spørreundersøkelse kan brukes for å modellere energiforbruk på timesnivå i både husholdninger og yrkesbygg og hvordan oppvarmingsløsningene påvirker energiforbruket.

Foto: Shutterstock Valentin Volkov

Kunnskap om energiforbruk på timesnivå er viktig

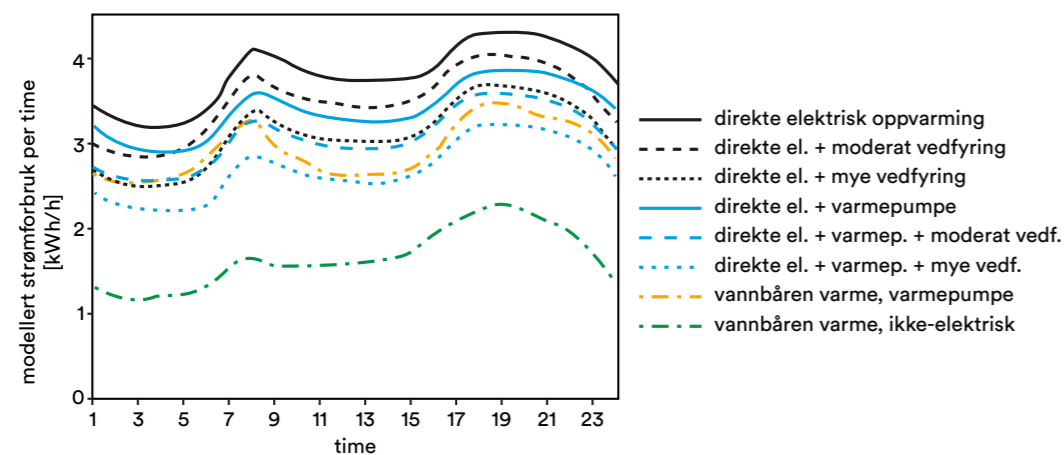
En økt andel uregulerbar fornybar kraftproduksjon øker behovet for energilagring og en mer fleksibel etterspørsel. Nær- og fjernvarmesystemer som forsynes av elkjeler når kraftprisen er lav, og f.eks. biokjeler når kraftprisen er høy er en mulighet for å øke fleksibiliteten i varmeproduksjonen. Forbrukere med elektrisk oppvarming kan slå av panelovner eller gulvvarme og bruke vedovner når kraftprisen er høy som i kalde og tørre vinterperioder. Direkte eller indirekte styring av elektriske apparater (f.eks. vaskemaskin, tørketrommel) med hjelp av avanserte måle og styringssystemer (AMS) kunne bidra til å utjevne mer kortsiktige forskjeller i kraftproduksjon og etterspørsel. For å implementere løsninger for økt forbrukerfleksibilitet trenger vi mer kunnskap om faktorene som påvirker elektrisitet- og varmeforbruket over døgnet.

Tverrsnittsdata øker verdien av AMS-data

I vår studie kombinerer vi forbruksdata fra smarte energimålere (AMS) med tverrsnittsdata, dvs. informasjon om de enkelte forbrukerne. Analysene er basert på et utvalg husholdninger i Hønefoss hvor vi har samlet inn data via en spørreundersøkelse. Spørsmålene dreide seg i hovedsak om teknisk informasjon om boligen, som boligtype, boligareal, oppvarmingsutstyr, men også om antall og alder til beboerne. AMS-data ble koblet med tverrsnittsdataene gjennom målepunkt-ID-en, og datasettet ble komplettert med utetemperaturdata hentet fra Meteorologisk Institutt og kalenderisk informasjon (f.eks. helligdager, skoleferier). Deretter ble det laget en regresjonsmodell som beregner elektrisitetforbruket for hver enkelt time med hjelp av variabler som f.eks. boligareal, antall beboere, oppvarmingsutstyr og utetemperaturen («graddager»). Samme metode ble anvendt på et utvalg yrkesbygg i Oslo hvor vi analyserte forbruket av både elektrisitet og fjernvarme på timesnivå. Tverrsnittsdata ble her hentet fra Energimerkedatabasen.

Oppvarmingsutstyr påvirker timeselektrisitetforbruk i husholdninger

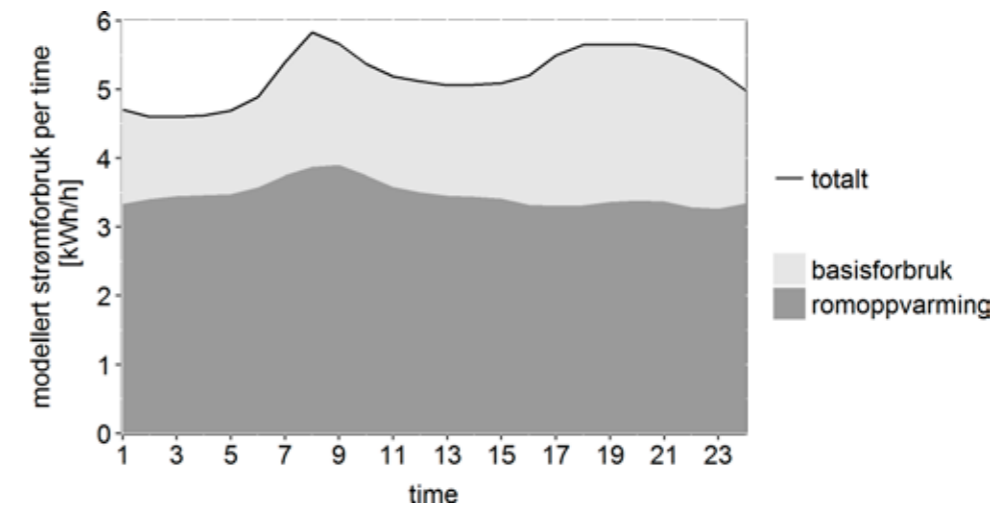
Modellert timeselektrisitetforbruk på en kald januar dag i en eksempel-husholdning vises i Figur 1. Den sorte linjen viser elforbruket hvis det bare brukes direkte elektrisk oppvarming. Ved bruk av en luft-luft varmepumpe i tillegg (blå linje) er modellert forbruk mindre gjennom hele døgnet. Brukes det i tillegg vedfyring, enten supplerende (blå stiplet linje) eller som hovedoppvarmingskilde (blå prikket linje), reduseres modellert forbruk ytterligere. Lavest elforbruk får vi naturlig nok når det bare brukes ikke-elektrisk oppvarming (grønn linje).



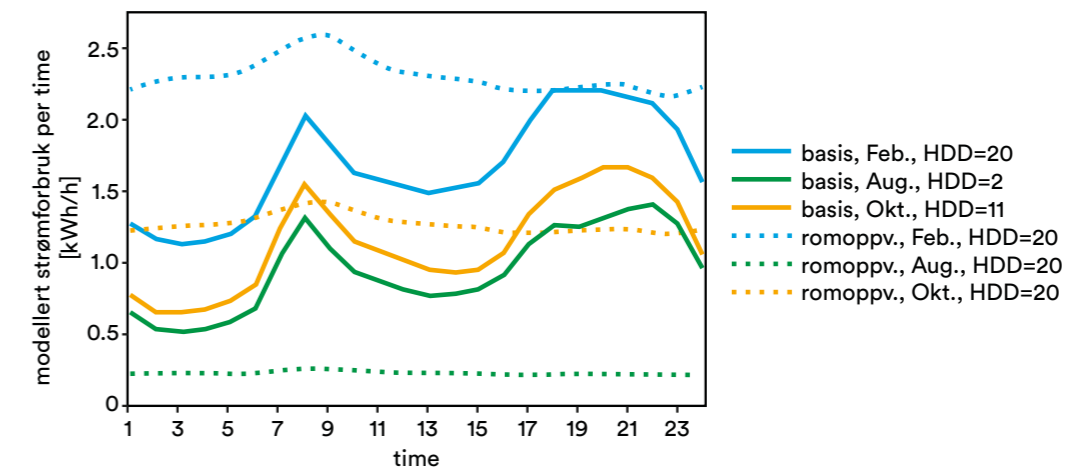
Figur 1. Modellert elektrisitetforbruk per time, enebolig, januar dag

Elektrisitetforbruket til oppvarming varierer lite i løpet av døgnet

De fleste husholdningene er utstyrt med bare én strømmåler, slik at det er ukjent hvor mye elektrisitet som brukes til romoppvarming og andre formål. I vår studie dekomponerer vi modellert strømforbruk i en temperaturavhengig og en temperatu-uavhengig andel. Det temperaturavhengige forbruket er den andelen som i praksis går til romoppvarming, mens det temperatu-uavhengige forbruket er det såkalte «basisforbruket» som går til elektriske apparater og varmtvannsberedning. Figur 2 viser modellert og dekomponert timeselektrisitetforbruk i en enebolig på en januar dag. Mens modellert romoppvarmingsforbruk (mørkegrått felt) varierer relativt lite over døgnet, har modellert basisforbruk (lysegrått felt) en karakteristisk profil med en tydelig topp om morgenen og en mykere topp om kvelden. Figur 3 viser modellert romoppvarmings- og basisforbruk for tre forskjellige måneder og tilsvarende utetemperaturer. Modellert strømforbruk til romoppvarming viser store forskjeller mellom sommer og vinter, og dessuten en liten morgentopp rundt time 9 som er størst om vinteren, og forsvinner om sommeren. Modellert basisforbruk varierer mindre i løpet av året, men er likevel høyest om vinteren, som kan blant annet forklares med økt behov for belysning.



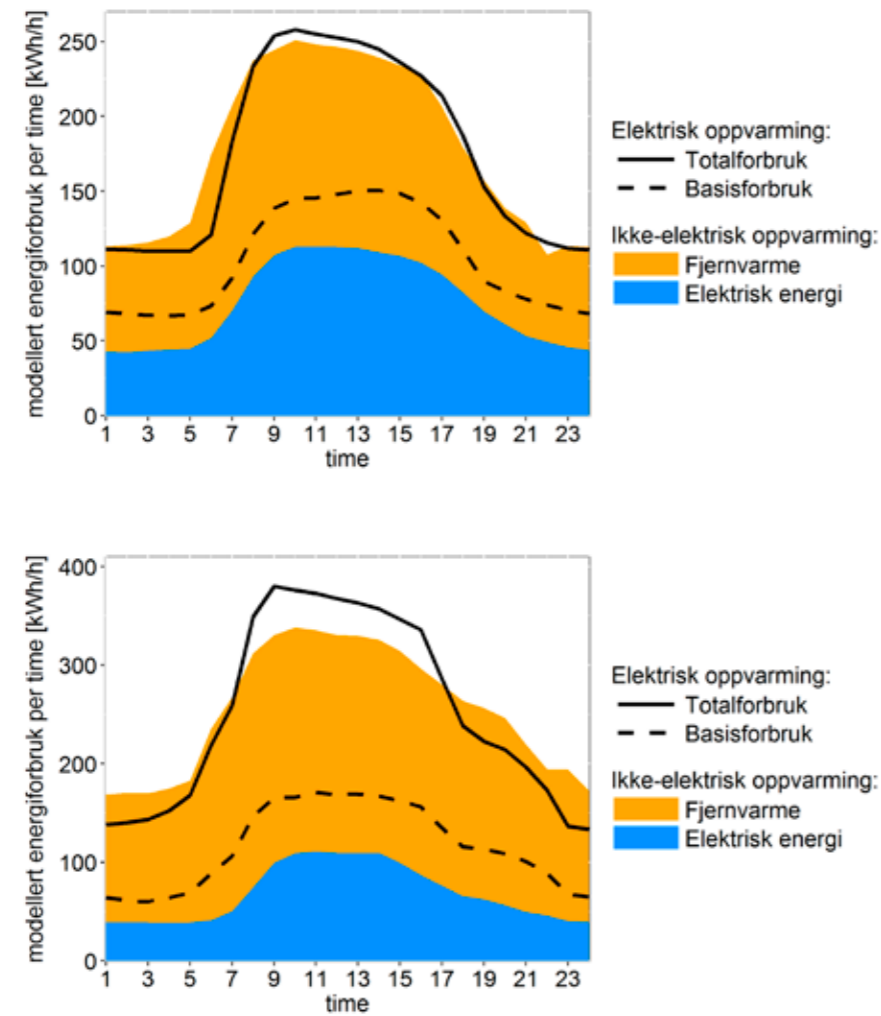
Figur 2. Modellert strømforbruk i en enebolig, dekomponert i forbruk til romoppvarming og elektriske apparater («basisforbruk»), januar dag



Figur 3. Modellert romoppvarmings- og basisstrømforbruk, forskjellige måneder og utetemperaturer

Energiforbruk i yrkesbygg

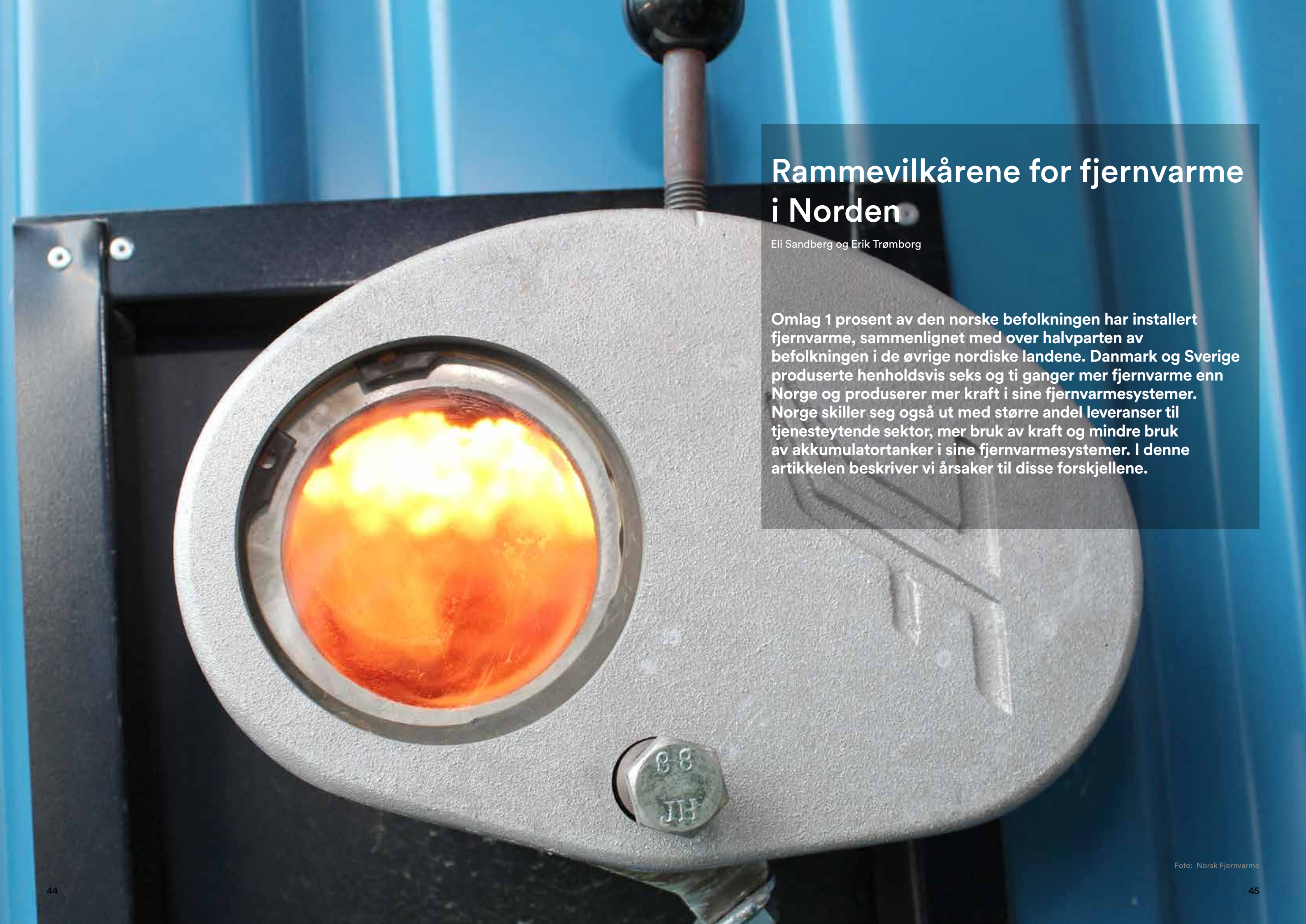
Modellert energiforbruk per time i et kontorbygg (t.v.) og en skole (t.h.) på en januar dag vises i Figur 4. Figuren viser totalforbruket i en bygning med elektrisk oppvarming (sort linje) og en tilsvarende bygning med fjernvarme, hvor summen av strømforbruk (blått felt) og fjernvarmeforbruk (oransje felt) danner totalforbruket. Vi ser at varmeforbruket i et kontorbygg med fjernvarme starter litt tidligere enn i et bygg med elektrisk oppvarming. Skolen med fjernvarme har mindre forskjell mellom natt- og dagforbruk, sammenlignet med en skole med elektrisk oppvarming. Dette kan f.eks. forklares med mer tidsstyring og nattsinking ved bruk av elektrisk oppvarming. Samlet energiforbruk per døgn er relativt likt i bygninger med og uten fjernvarme.



Figur 4. Modellert timesforbruk av elektrisitet og fjernvarme i et kontorbygg (t.v.) og en skole (t.h.), 6000m², januar dag

Stort potensial i AMS-data

Denne artikkelen viser noen eksempler på hva AMS-data i kombinasjon med tverrsnittsdata kan brukes til. Fortløpende tidsserier av forbruksdata lagret av nett- og fjernvarmeselskapene gir en rekke muligheter for ytterlige analyser, spesielt hvis det gjennomføres grundige spørreundersøkelser blant kundene. Effekter av hvordan ulike bygningsstandarder og byggtekniske forskrifter påvirker faktisk energi- og effektbruk i bygg, samt mer detaljert dekomponering, er eksempler på aktuelle analyser.



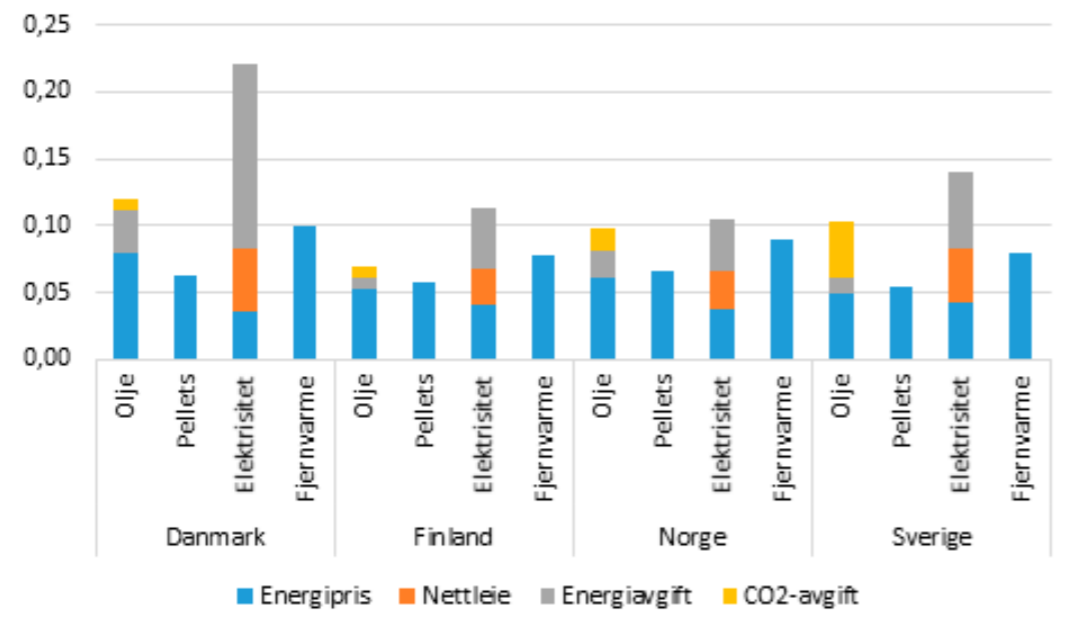
Rammevilkårene for fjernvarme i Norden

Eli Sandberg og Erik Trømborg

Omlag 1 prosent av den norske befolkningen har installert fjernvarme, sammenlignet med over halvparten av befolkningen i de øvrige nordiske landene. Danmark og Sverige produserte henholdsvis seks og ti ganger mer fjernvarme enn Norge og produserer mer kraft i sine fjernvarmesystemer. Norge skiller seg også ut med større andel leveranser til tjenesteytende sektor, mer bruk av kraft og mindre bruk av akkumulatortanker i sine fjernvarmesystemer. I denne artikkelen beskriver vi årsaker til disse forskjellene.

Historisk utvikling

Danmark var først ute med fjernvarme på 1920-tallet, mens Sverige og Finland kom etter under etterkrigstidens elknapphet og mangel på oppvarmingsalternativer. Norsk fjernvarme kom først på 1980-tallet. Det politiske fokuset i Norge var på den massive vannkraftutbyggingen som fant sted mellom 1950 og 1980. Ellers i Norden sto fjernvarme høyt på agendaen, både nasjonalt gjennom støtteordninger for samproduksjon av kraft og varme (CHP) og lokale brensler, og lokalt, blant kommunene og i befolkningen. Det ble installert fjernvarme i de fleste kommunale og private husstandene som ble bygget under den akutte bolig-mangelen i Sverige på 60-tallet. Den lave oljeprisen før 1970 gjorde denne utviklingen mulig. Oljeprisen ble senere en av bransjens hovedutfordringer, men brenselsfleksibiliteten og tilpasningsdyktigheten har gitt fjernvarme komparativt fortrinn. Brenselsfleksibiliteten har gjort at fjernvarme fikk status som et politisk middel for å redusere importavhengigheten i Finland, elavhengigheten i Sverige, og oljeforbruket i Danmark. Fjernvarme ble senere et verktøy for å redusere klimagassutslippene, særlig i Sverige. Å redusere klimagassutslipp, øke forsyningssikkerheten og styrke lokalt næringsliv har vært salgbare politiske argumenter også for norsk fjernvarme, men lave elpriser har bidratt til å gjøre elektrisitet til naturlig kilde for oppvarming i Norge. Figur 1 viser energipriskomponenter for ulike fyringsalternativer til en husholdning med et varmebehov på 16 800 kWh i de ulike nordiske landene i 2016.

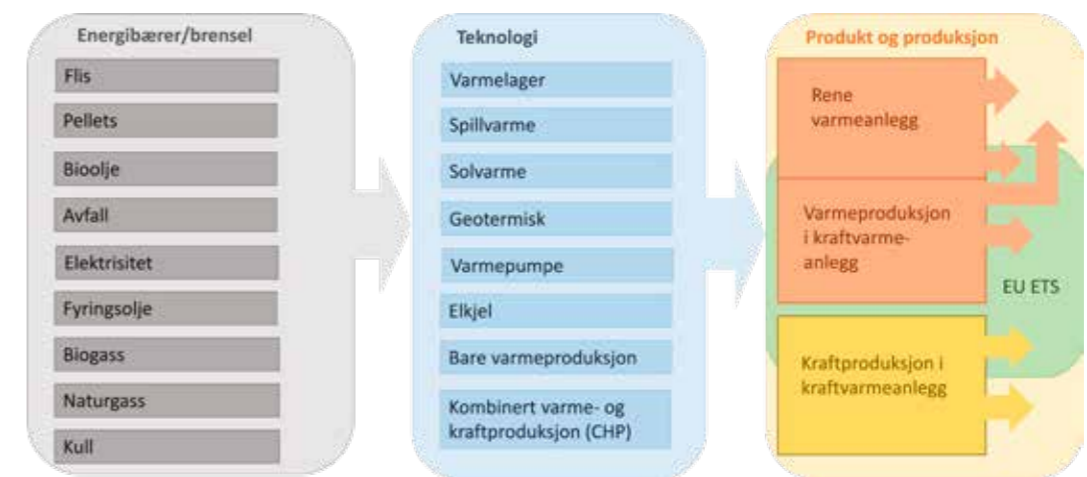


Figur 1. Energipriser til husholdningene ekskl mva 2016: Kilder: Eurostat, Dansk fjernvarme, SSB, Energimyndigheten, NVE, Statistics Finland

Regulatorisk rammeverk for fjernvarme

Fjernvarme omfatter anlegg av mange ulike størrelser, energibærere og teknologier, slik at teknologivalg og utbredelse påvirkes ulikt av ulike rammevilkår. Figur 2 viser alternative brensler, teknologier og produksjoner i fjernvarmeanlegg. Brenselsfordeling i nordisk fjernvarme vises i figur 3.

Virkemidlene kan rettes mot ulike brensler, for eksempel elavgiften. Visse virkemidler rettes også mot bestemte teknologier, for eksempel investeringsubsidier til fornybar varmeproduksjon eller støtte til forskning og utvikling av fornybar-teknologi. Virkemiddelbruken kan også variere ut ifra om det er elektrisitet eller varme som produseres, og om produsentene er kvotepliktige eller ikke. Danmark, Norge og Sverige har ulike CO₂-avgifter for kvotepliktige og ikke-kvotepliktige. De fleste regulatoriske rammevilkårene har som formål å redusere CO₂-utslipp eller redusere elavhengigheten og øke forsyningssikkerheten.



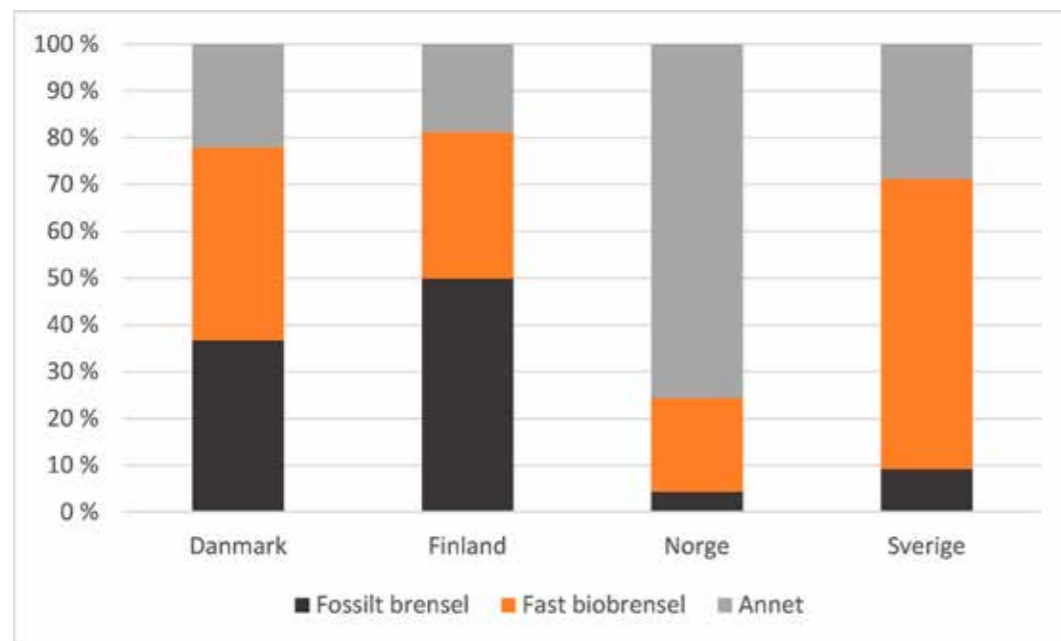
Figur 2. Alternative brensler, teknologier og produksjoner i fjernvarmeanlegg

Prioritet til CHP og bio

Investeringsstøtten for fornybar varme har vært viktig for utviklingen av norsk fjernvarme. Norge er det eneste landet som ikke gir større avgiftsfordeler for samproduksjon av kraft og varme (CHP) fremfor kun varmeproduksjon. Kraftproduksjon fra CHP har fritak for energiavgift i Danmark, Finland og Sverige. I Sverige gis redusert energiavgift også for CHP varmeproduksjon. Danmark og Sverige gir i tillegg fritak for CO₂-avgift for CHP elektrisitet, mens Finland gir halv pris på CO₂-avgiften for CHP varme og elektrisitet. De andre nordiske landene har mer omfattende støtteordninger for CHP enn Norge, hvor CHP kun støttes indirekte gjennom grønne sertifikater og avgiftsfrihet på biobrensel. Dette skyldes tilgangen på fleksibilitet gjennom den regulerbare vannkraften, samt den lave CHP-andelen.

Gunstige rammevilkår for elektrisitet og varme fra biomasse bidrar til at biomasseandelen i fjernvarmeproduksjonen øker i alle de nordiske landene, mens fossilandelen går ned. Biofyrt? CHP utkonkurrerer gassfyrt CHP i Sverige og kullfyrt CHP i Danmark, mens desentrale CHP-anlegg i Danmark supplerer i økende grad med biokjeler for kun varmeproduksjon.

Alle de nordiske landene har avgifter på elektrisitet brukt til fjernvarmeproduksjon. I Norge gis det muligheter for lavere nettleie for uprioriterte elkjeler. I Finland er det fritak for elavgift for elektrisitet brukt til varmeproduksjon ved CHP-anlegg. I Danmark kan noe av elavgiften refunderes for CHP-produksjon, men Danmark har høye skatter på elektrisitet som gjør den danske elprisen relativt mye høyere enn ellers i Norden. I Sverige er det fritak for elavgiften for CHP.



Figur 3. Brenselsfordeling i fjernvarmeproduksjonen 2014. «Annet» inkluderer avfall, spillvarme og elektrisitet.

Fjernvarmen reguleres

De totale brenselskostnadene kan være med på å forklare forskjellene i brenselsfordelingen i fjernvarmen, men marginene er ikke så store at de kan forklare den relativt lave utbredelsen av fjernvarme i Norge. Norge har en lavere andel av befolkningen i byer, generelt lavere befolkningstetthet og større andel som bor i enebolig. Disse geografiske faktorene vil hindre utnyttelse av skalafordelene i fjernvarmeproduksjonen. Videre har relativt lave kostnader med elektrisk oppvarming gitt færre bygg med vannbåren varme som er en forutsetning for tilkobling av fjernvarme. Norge har også høyere arbeidskraftkostnader i denne bransjegruppen, slik at drifts- og investeringskostnadene for fjernvarme kan bli høyere enn i de øvrige nordiske land.

Fjernvarmedistribusjon er et naturlig monopol. I Norge beskyttes konsumentene gjennom at maksprisen på fjernvarme blir satt til elprisen inkludert nettleie og avgifter. I Danmark organiseres fjernvarmen etter break-even-prinsippet hvor fjernvarmeprisen settes slik at den gir kostnadsdekning. I Sverige og Finland gjelder allmenn konkurranselovgivning. I Norge må større anlegg ha konsesjon. I Norge, Danmark og Finland fremmes fjernvarme gjennom tilknytningsplikt for nye bygg. Sverige skiller seg ut som landet med mest markedsstyrt fjernvarmemarked, hvor det er desidert minst direkte politisk og juridisk føring på fjernvarmevirksomheten. Samtidig må dette forstås sammen med høye kostnader for bruk av elektrisitet eller gass til oppvarming som vist i figur.

Fremtiden for fjernvarme

Det norske fjernvarmemarkedet har likhetstrekk fra utviklingsstadiene i øvrig nordisk fjernvarme, både i form av en høy offentlig eierandel, støtteordninger for investeringer og stor andel avfall som brensel. Det er relativt få nye anlegg, og støtten fra Enova går for det meste til fortetting og utvidelser av eksisterende anlegg. Fjernvarmeleveransene i Danmark, Finland og Sverige har en synkende tendens som følge av redusert varmeforbruk. Fremtidige elpriser og energieffektivisering er viktige faktorer for utviklingen i nordisk fjernvarme. Fjernvarmeprisen i Norge er bundet opp til elprisen og CHP-andelen i de øvrige nordiske landene er stor. Stabilt lave elpriser vil favorisere varmepumper, mens fluktuerende elpriser med høye vintertopper styrker kraftproduksjon i CHP-anlegg.

Fjernvarmens rolle kan styrkes gjennom bedre samarbeid langs verdikjeden og med lokale myndigheter. Som vist i Flexelterm kan fjernvarme være et viktig og effektivt bidrag til å øke fleksibiliteten i det fremtidig energisystemet gjennom CHP, fleksibel bruk av elektrisitet og varmelagring. I Norge er målrettede virkemidler nødvendig for å styrke fjernvarmens rolle og redusere avhengigheten av direkte elbaserte oppvarmingssystemer. Samtidig gjør særtrekk i Norge at fjernvarme vil ha en lavere utbredelse enn i de andre nordiske landene.



B01 HLA03 MB131
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB132
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB133
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB134
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB139
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB140
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB141
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB142
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB147
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB148
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB149
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

B01 HLA03 MB150
Magnetron
Sensoren 1 & 2
11/19/13

