



Rapport del 2

Samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme

oslo**economics**

 **SINTEF**

Tittel: Samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme

Utarbeidet av: Oslo Economics

Oppdragsgiver: Energidepartementet

Publisert: Mai 2026

Rapportnummer: 2026-24

Kontaktperson: Guro Landsend Henriksen / Ansvarlig partner

E-post: glh@osloeconomics.no

Tel: +47 928 04 648

Foto/illustrasjon forside: iStock/Photon-Photos

Innhold

| | |
|---|-----------|
| Sammendrag og konklusjoner | 4 |
| 1. Innledning | 9 |
| 1.1 Mandat for vårt arbeid | 9 |
| 1.2 Lønnsomhet i fjernvarmebransjen | 9 |
| 1.3 Metode | 9 |
| 1.4 Rapportstruktur | 11 |
| 2. Fjernvarmens rolle i energisystemet | 12 |
| 2.1 Energisystemet | 12 |
| 2.2 Kostnader ved forsyning og utbygging av fjernvarme | 14 |
| 3. Kraftmarkedsmodeller for å analysere fjernvarmens betydning for kraftsystemet | 16 |
| 3.1 Definisjon av kraftmodellen | 17 |
| 3.2 Systemkostnader, produsentoverskudd og konsumentoverskudd | 17 |
| 3.3 Forutsetninger og scenarier i modelleringen | 18 |
| 3.4 Simulering | 19 |
| 3.5 Hva er verdien av fjernvarme for kraftsystemet? | 25 |
| 4. Fjernvarmens virkninger | 27 |
| 4.1 Rammeverk for verdien av fjernvarme | 27 |
| 4.2 Variablene i rammeverket | 27 |
| 4.3 Ulike behov for langsiktige investeringer | 36 |
| 5. Caseanalyse – Samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i ulike situasjoner | 39 |
| 5.1 Metode for beregning av prissatte virkninger | 41 |
| 5.2 Metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger | 44 |
| 5.3 Casevise beregninger | 50 |
| 5.4 Samlede resultater på tvers av case | 65 |
| 6. Realiseres fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt? | 69 |
| 6.1 Utgangspunkter for den videre analysen | 69 |
| 6.2 Reflekterer prissignalene samfunnsøkonomisk verdi av å ta i bruk fjernvarme? | 70 |
| 6.3 Bedriftsøkonomisk insentiv til å tilby fjernvarme | 73 |
| 6.4 Andre forhold som påvirker investerings-insentiver | 75 |
| 6.5 Samlet vurdering | 78 |
| 7. Referanser | 80 |
| Vedlegg A | 83 |

Sammendrag og konklusjoner

Fjernvarme spiller en viktig rolle i dagens energisystem og dekker en betydelig andel av varmebehovet til industri, næring, offentlig tjenesteyting og til husholdninger i norske byer. Fjernvarme gir samfunnsøkonomiske gevinster gjennom utnyttelse av varmeressurser med lave marginalkostnader som alternativ til strøm, og kan redusere effekttopper, øke forsyningssikkerhet og redusere behovet for investeringer i kraftsystemet.

Analysen viser at utnyttelse av dagens fjernvarmesystem gir en bedre samlet ressursutnyttelse enn om forbruket skulle vært dekket gjennom kraftsystemet, og at det i en del situasjoner vil være lønnsomt å satse videre på utvikling i fjernvarmesystemet. Den samfunnsøkonomiske verdien av å øke tilbudet av fjernvarme varierer mellom områder og prosjekter, avhengig av blant annet varmekilde, hvilke investeringer som er nødvendige i fjernvarmesystemet, og hvilke besparelser som kan oppnås i kraftsystemet. Caseanalyser viser at investeringer i fjernvarme i flere tilfeller kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt, spesielt i tilfeller med god tilgang på billige varmeressurser, høy og konsentrert varmeetterspørsel, høye kraftpriser og/eller stor belastning på det lokale strømmettet.

Dagens prising av fjernvarme er knyttet til kostnadene ved oppvarming med strøm, og gir slik viktige signaler om kostnader ved det nærmeste alternativet – og dermed den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Samtidig er det flere kilder til avvik mellom prissignalet som fjernvarmekunder og fjernvarmeselskaper får gjennom prisen på fjernvarme, og verdien som forsyning ved fjernvarme har for samfunnet. Dette kan påvirke muligheten for å realisere samfunnsøkonomisk lønnsomme fjernvarmeinvesteringer.

Energidepartementet har gitt Oslo Economics og Sintef Energi et todelt oppdrag for å belyse den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Denne rapporten utgjør del 2 av oppdraget. Mandatet for oppdraget har vært å analysere fjernvarmens rolle i energisystemet, herunder vurdere fordeler og ulemper ved ulike typer fjernvarme og deres samspill med kraftsystemet, beregne samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader ved endringer i fjernvarmeproduksjonen, med hensyn til variasjoner mellom anlegg, og vurdere i hvilken grad dagens prisnivå gjenspeiler fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi.

Arbeidet bygger på en kombinasjon av dokumentgjennomgang, intervjuer, kraftmarkedsmodellering, samfunnsøkonomiske vurderinger og caseanalyser. Dokumentgjennomgangen har omfattet tidligere utredninger om fjernvarmens rolle i energisystemet, i tillegg til relevante reguleringer og rammevilkår for fjernvarme. Det er gjennomført intervjuer med fjernvarmeaktører, bransjeorganisasjoner, nettselskaper, Statnett og Enova, og det er innhentet kostnadsanslag, produksjonsdata og øvrig analysegrunnlag fra relevante aktører.

For å analysere fjernvarmens betydning for kraftsystemet er det benyttet kraftmarkedsmodellering med SINTEFs samkjøringsmodell/EMPS. Modelleringen er brukt til å vurdere hvordan endringer i elektrisitetsforbruk som følge av fjernvarme påvirker kraftpriser og systemkostnader, illustrert ved et scenario der elforbruket øker tilsvarende dagens fjernvarmeforbruk (+7 TWh) og ved et scenario der dagens fjernvarmeforbruk dobles og elforbruket reduseres tilsvarende (-7 TWh).

De samfunnsøkonomiske vurderingene er strukturert rundt et modellrammeverk som identifiserer sentrale nytte- og kostnadsvirkninger av å øke forsyningen av fjernvarme. Nyttevirkningene er definert som sparte kostnader til investeringer og drift i kraftsystemet – siden direkte eller indirekte oppvarming med elektrisitet er det nærmeste alternativet til fjernvarme. Netto samfunnsøkonomisk nytte fremkommer ved å sammenholde nyttekomponentene med tilsvarende kostnader til varmeproduksjon og nødvendige infrastrukturinvesteringer i fjernvarmesystemet.

Rammeverket er anvendt til beregninger av samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i seks caseanalyser som har til hensikt å illustrere hvordan fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi varierer med lokale forhold,

herunder tilgjengelige varmekilder, kraftsystemets tilstand (kraftpriser og behov for investeringer i strømnnett), varmeetterspørsel og investeringsbehov i fjernvarmeinfrastruktur.

Fjernvarmens rolle i energisystemet

Fjernvarme spiller på flere måter en viktig rolle i det norske energisystemet. For det første utnytter fjernvarme varme fra ressurser som ellers i stor grad ville gått tapt, samt andre varmekilder med lave marginalkostnader. For det andre kan fjernvarme redusere belastningen på kraftsystemet ved å erstatte elektrisk oppvarming og dermed dempe effekttopper i kalde perioder, som ofte er dimensjonerende for nettet. På denne måten kan det også bidra til reduserte naturinngrep som følge av mindre investeringer i kraftinfrastruktur (nett og produksjon).

Fjernvarme kan også bidra med fleksibilitet gjennom varmelagring og mulighet for å bytte mellom ulike varmekilder. I tillegg kan fjernvarme styrke beredskapen ved å gjøre varmforsyningen mindre sårbar for knapphet i kraftsystemet og lengre perioder med bortfall av strøm.

Dagens fjernvarmesystem reduserer kraftforbruk, knapphet og systemkostnadene i kraftsystemet

For å se på verdien av fjernvarmen i et driftsperspektiv (altså verdien av dagens fjernvarmesystem), har vi brukt kraftmarkedsmodellering og sammenlignet dagens kraftsystem med to alternative systemer; et der elforbruket har økt med ca. 7 TWh, tilsvarende nåværende fjernvarmeproduksjon, og et der elforbruket er redusert med ca. 7 TWh, tilsvarende en dobling av dagens fjernvarmeproduksjon. Dette sier noe om fjernvarmens verdi i et driftsperspektiv, og hvilke besparelser vi oppnår i kraftsystemet ved at varmebehovet dekkes av fjernvarme. Dette analyseres ved å se på hvordan systemkostnadene i kraftsystemet endrer seg som følge av endringer i fjernvarme, altså de samlede kostnadene ved å dekke etterspørselen i kraftsystemet (inkludert etterspørselen som ikke blir dekket), gitt tilgjengelig produksjon, overføringskapasitet, brenselkostnader, magasindisponering og andre tekniske og økonomiske bindinger.

Dagens fjernvarmeproduksjons effekt på kraftmarkedet virker primært gjennom å redusere elforbruket, særlig i vinterperioden og demper dermed knapphet i kraftsystemet. Kraftproduksjonen i Norge er i stor grad væravhengig og bare i begrenset grad tilpasset kortsiktige endringer i forbruket. Kraftforbruk virker derfor i hovedsak gjennom redusert importbehov, lavere kraftpriser og lavere systemkostnader.

Effektene er størst i perioder og værår der kraftbalansen er stram. Modelleringen indikerer også at fjernvarme reduserer forekomsten av svært høye priser (ekstrempriser/rasjoneringssituasjoner), og at en situasjon der fjernvarme i praksis tas ut av systemet (tilsvarende +7 TWh elforbruk) gir klart høyere sannsynlighet for ekstrempriser, særlig i Midt-Norge. Samlet innebærer dette at økt fjernvarme gir lavere systemkostnader i kraftsystemet, mens redusert fjernvarme gir motsatt effekt. Størrelsesordenen på endringene er på hhv. -5,7 milliarder kroner og +6,5 milliarder kroner, sammenlignet med dagens system.

Utnyttelse av dagens fjernvarmesystem gir en bedre samlet ressursutnyttelse enn om forbruket skulle vært dekket gjennom kraftsystemet

For å vurdere den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme i et driftsperspektiv må besparelser i kraftsystemet og kostnader i fjernvarmesystemet sees i sammenheng. Verdien er forskjellen mellom (i) reduserte systemkostnader i kraftsystemet som følge av lavere elforbruk og (ii) kostnaden ved å produsere den aktuelle varmen i fjernvarmesystemet, gitt at sluttbruker i hovedsak er indifferent mellom varme levert fra fjernvarme og elektrisitet. Driftskostnadene ved å produsere fjernvarme i dagens system er klart lavere enn de sparte systemkostnadene i kraftsystemet, noe som er naturlig i og med at fjernvarme i stor grad utnytter varmekilder med lavere marginalkostnader eller basert på overskuddsvarme.

Ettersom kraftprisen helt eller delvis setter prisnivået i fjernvarmemarkedet, kan en del av denne verdien realiseres som økt margin for fjernvarmeprodusentene. Samtidig vil en del av gevinsten også komme forbrukere til gode, blant annet gjennom lavere kraftpriser og lavere systemkostnader i kraftsystemet. Dette vil imidlertid innebære et inntektstap for kraftprodusentene og deres eiere i form av stat og kommuner.

Utvidelser av fjernvarmesystemet kan medføre flere besparelser i kraftsystemet

Når fjernvarme vurderes som et alternativ til elektrisk oppvarming i et investeringsperspektiv, vil den samfunnsøkonomiske nytteverdien av fjernvarme være sparte investerings- og driftskostnader i kraftsystemet fratrukket nødvendige investeringer og driftskostnader i fjernvarmesystemet.

Samfunnsøkonomiske nytteeffekter av fjernvarme kan da bestå av følgende besparelser i kraftsystemet:

- i. Verdien av spart elforbruk ved at fjernvarme erstatter relevante elektriske alternativer som varmepumpe eller panelovn/elkjele,

- ii. Redusert effektuttak i dimensjonerende timer og dermed lavere eller utsatte nettinvesteringer,
- iii. Tilgang på flere varmekilder og lagring kan gi økt fleksibilitet som kan reduserer systemkostnader gjennom flytting av elforbruk (der elektriske varmekilder inngår i fjernvarmesystemet),
- iv. Reduserte naturinngrep dersom fjernvarme bidrar til å redusere behovet for kraftnett eller kraftproduksjon, og investering i fjernvarme innebærer mindre naturinngrep,
- v. Bidrag til forsyningssikkerhet/beredskap ved langvarige strømbrudd

De mulige besparelsene i kraftsystemet må vurderes opp mot kostnadene ved å dekke økt forbruk med fjernvarme. Dette omfatter for det første de variable kostnadene for varmeproduksjonen, som avhenger stort av type varmekilde. Fjernvarme er kapitalintensivt, og nødvendige investeringer påvirkes sterkt av behovet for ny produksjons- og nettkapasitet i fjernvarmesystemet, samt kostnader ved tilknytning hos kundene. Kostnadene per enhet levert varme er igjen avhengig av hvor stor, stabil og tett varmeetterspørselen er. Samtidig er også samfunnsøkonomiske nytteeffektene avhengig av situasjonen i kraftsystemet, slik som for eksempel kraftpriser og behov for investeringer i kraftnettet. Netto samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme er derfor tydelig situasjons- og områdeavhengig.

Det er potensiale for samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i utvidelse av fjernvarmesystemet

Gjennom en caseanalyse viser vi hvordan samfunnsøkonomisk verdi av investeringer i fjernvarme kan variere med ulike egenskaper og situasjoner i fjernvarme- og kraftsystemet.

Casene tar utgangspunkt i faktisk produksjonsmik og varmeetterspørsel i seks ulike byer/områder der fjernvarmesystemet har ulike egenskaper. Dette er kombinert med generelle (ikke selskapsspesifikke) estimater på kostnader ved utvidelse av produksjon og fjernvarmenett, estimater på gjennomsnittlige kostnader ved å bygge ut strømmnett og langsiktige kraftpriser fra NVEs Langsiktige Markedsanalyser. I de ulike casene gjør vi også ulike antagelser om behov for investering i produksjon og fjernvarmenett.

Analysene er ikke basert på reelle investeringscase, og beregningene vil ikke representere samfunnsøkonomisk verdi av konkrete investeringer i de aktuelle fjernvarmesystemene. Hensikten er imidlertid å illustrere hvordan samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme kan variere mellom fjernvarmesystemer med ulik produksjonsmik, ulik lokasjon med forskjeller i kraftpris og varmeetterspørsel, og med varierende behov for investeringer i kraftnett, fjernvarmenett og produksjonskapasitet. Caseanalysene bygger på et usikkert datagrunnlag, og resultatene må derfor tolkes som indikasjoner på størrelsesorden og relative forskjeller mellom casene, ikke som presise punktestimater

Caseanalysen viser at en utvidelse av fjernvarmeproduksjonen, gitt forutsetningene i de seks illustrative casene, er samfunnsøkonomisk lønnsomt i de fleste tilfellene. Analysen av casene bekrefter også at samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme varierer betydelig mellom ulike situasjoner. Forskjellene mellom casene kan i stor grad forklares av et sett sentrale drivere, som ikke nødvendigvis gjør seg gjeldende samtidig, men som i ulike kombinasjoner har viktige drivere for den beregnede lønnsomheten:

- **Produksjonskostnader og tilgang på rimelige grunnlastressurser:** Fjernvarme har høyest verdi der systemet kan basere seg på overskuddsvarme og/eller andre varmekilder med lave variable kostnader. Høy andel dyr spisslast og/eller høy el-andel i fjernvarmeproduksjonen trekker verdien ned.
- **Høye kostnader ved alternativ oppvarming:** Verdien av levert varme er også avhengig av kostnaden ved alternativet. Verdien er sensitiv for antagelser om kraftpris, samt virkningsgrad (og driftskostnader) ved bruk av varmepumpe.
- **Verdien er størst der kraftsystemet er presset:** Verdien av reduserte eller utsatte nettinvesteringer er særlig høy i områder med kapasitetsutfordringer og høye utbyggingskostnader for strømmnett, og kan i enkelte case være avgjørende for totalresultatet.
- **Varmeetterspørsel og utbyggingskostnader for fjernvarmeinfrastruktur:** Høy og konsentrert varmeetterspørsel gir lavere utbyggingskostnader, lavere kostnader per levert enhet og bedre samfunnsøkonomi. Mindre konsentrert varmeetterspørsel øker kostnader til nett og tilknytning.
- **Investeringsbehov og type ny kapasitet:** Case der det antas ledig kapasitet (i produksjon og/eller fjernvarmenett) eller behov for lite kapitalintensiv spisslast kommer bedre ut enn case der det antas behov for store og kapitalintensive investeringer i ny grunnlast eller reinvesteringer.
- **Elkjeler i fjernvarmesystemet har tosidig effekt:** Elkjeler/varmepumper kan gi fleksibilitet til kraftsystemet, men reduserer samtidig fjernvarmens evne til å avlaste strømmettet dersom de brukes i topplasttimer.

- **Verdien av reduserte naturinngrep er betydelig hvis det er behov for investering i kraftinfrastruktur:** Selv om de prissatte virkningene i enkelte case er negativ, kan naturvirkningene ved å unngå å investere i strømnnett være så store at det mer enn kompenserer for dette. Dette forutsetter imidlertid at det er behov for å investere i mer enn bare mer distribusjonsnett, som antas å ha lignende naturinngrep som fjernvarme.
- **Fjernvarme kan ha en viktig beredskapsverdi:** I alle case vurderes fjernvarme å ha en positiv beredskapsverdi. Det er behov for noe strøm for å opprettholde drift av fjernvarmesystemet, både på produsentsiden og konsumentensiden. Ved langvarige feil eller alvorlige hendelser som fører til lite strøm/rasjonering kan imidlertid forsyning via fjernvarmesystemet gi vesentlig mer varme enn direkte forsyning. I slike situasjoner kan fjernvarme ha en viktig beredskapsfunksjon, og redusere konsekvensene av avbrudd i kraftsystemet særlig i kalde perioder.

I fire av de seks case-analysene finner vi at økt forsyning med fjernvarme har en klar positiv prissatt verdi sammenlignet med forsyning både ved luft-til-luft varmepumpe og direkte elektrisitet, mens to case er mer følsomme for antagelser om kostnader og behov for utbygging av produksjonskapasitet og fjernvarmenett. I alle case er det også ikke-prissatte nytteverdier knyttet til fjernvarme, i form av reduserte naturinngrep og økt forsyningssikkerhet i beredskapssituasjoner. Vi kan dermed ikke utelukke at alle casene er samfunnsøkonomisk lønnsomme som følge av positive virkninger av fjernvarme på miljø og beredskap.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av fjernvarme avhenger blant annet av verdsettelsen av beredskapsfunksjonen. Denne kan være høy dersom man anser at et langvarig strømbrydd i det aktuelle området vil ha uakseptable konsekvenser, og fjernvarme kan beskytte mot de mest alvorlige konsekvensene. Ved hendelser med liten sannsynlighet, men stor konsekvens, vil en standard kost-nytte-analyse mest sannsynlig undervurdere verdien av beredskap. En alternativ tilnærming kan være å legge til grunn et føre-var-prinsipp, og definere et akseptabelt minimumsnivå for energiforsyning i områder der langvarige strømbrydd eller strømrasjonering kan gi alvorlige konsekvenser, og der fjernvarme kan ha en rolle i å oppfylle disse.

Fjernvarmeprisene er knyttet til den relevante alternativkostnaden og gir slik viktige signaler om fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi

Energiloven § 5-5 slår fast at prisen på fjernvarme ikke skal overstige kostnadene for elektrisk oppvarming i forsyningsområdet, inkludert nettkostnader og avgifter knyttet til kraftleveransen. Fjernvarmeselskapene kan tilby en lavere pris på levert varme, og en del selskaper opererer med en viss rabatt fra den regulerte maksimalprisen.

Ettersom fjernvarmeprisen er knyttet til prisen på elektrisk oppvarming, får både fjernvarmeselskaper og kunder signaler om fjernvarmens relevante alternativkostnad, og dermed samfunnsøkonomiske verdi. Siden den regulerte prisen også inkluderer nettkostnader knyttet til kraftleveransen, gis det i utgangspunktet insentiver til å investere i fjernvarme når dette er mindre kostbart enn forsyning med elektrisitet, inkludert kostnadene i strømnettet.

Det er likevel flere årsaker til at fjernvarmeprisene ikke presist reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme, og ikke alene kan gi helt riktige insentiver for aktørene til å ta i bruk og investere i fjernvarme når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette er både knyttet til at fjernvarmeprisene må avveie hensyn til effektiv *utnyttelse* og *utvikling* av fjernvarmesystemet, og knyttet til at prisen på strøm og netjtjenester ikke presist reflekterer alle de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til kraftforsyningen.

Fjernvarmeprisene gir svake insentiver for kunder til å knytte seg til og etterspørre fjernvarme, selv når dette kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt

I likhet med strømnnett og andre infrastruktursektorer er fjernvarmesektoren preget av trinnvise investeringer med høye faste kostnader, men relativt lave kostnader knyttet til bruk av infrastrukturen.¹ I slike sektorer er det utfordrende å utforme tariffer som både legger til rette for effektiv utnyttelse av eksisterende infrastruktur (at kunden betaler tariffer nær marginalkostnad) og samtidig insentiver til investeringer i ny kapasitet (at selskapene kan forvente å få dekket sine faste kostnader). Dette preger også prisingen av fjernvarme, der dagens prisregulering åpner for at fjernvarmeselskapene kan dekke deler av sine faste kostnader gjennom fjernvarmeprisene.

Prisreguleringen har en viktig rolle ved at den gir kunden en sikkerhet for at fjernvarmeselskapet ikke kan utnytte situasjonen til å kreve en høy pris etter å ha foretatt investeringer for å knytte seg til og bruke fjernvarme.

¹ På grunn av stordriftsfordeler er det ofte rasjonelt å bygge infrastruktur med kapasitet som er relativt høy når det først gjøres investeringer, og der det er mulig å koble til flere kunder etter hvert uten å måtte gjøre nye investeringer. Dette gjelder særlig investeringer i fjernvarmenett og også større produksjonsanlegg for grunnlast.

Dette reduserer transaksjonskostnader ved inngåelse av kontrakter, og er sannsynligvis fordelaktig både for kundene og for fjernvarmeselskapene. Ettersom den regulerte fjernvarmeprisen er oppad begrenset til kundens kostnad ved elektrisk oppvarming, reflekterer den likevel kundenes *maksimale* betalingsvilje, og gir liten avkorting fra den prisen fjernvarmeselskapene kunne tatt i et marked uten prisregulering.²

Ved prising opp mot maksimalprisen vil private kunder dermed ha svake økonomiske insentiver til å foreta investeringer og etterspørre fjernvarme, og etterspørselen drives da primært av tilknytningsplikten og krav om energifleksibilitet i store bygg. En prising av fjernvarme som i større grad baserer seg på variable produksjonskostnader, kan isolert sett gi riktigere prissignaler og tydeligere privatøkonomiske insentiver til å etterspørre fjernvarme når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette vil imidlertid svekke investeringsinsentiver for fjernvarmeselskapene, og øke behovet for offentlig støtte for å dekke faste kostnader.

Fjernvarmeprisene reflekterer sannsynligvis ikke de fulle samfunnsøkonomiske kostnadene ved elektrisk oppvarming og gir dermed for svake investeringsinsentiver

Tilbyderne av fjernvarme står heller ikke overfor helt riktige langsiktige prissignaler. Dette skyldes at prissignalene for bruk av elektrisitet – kraftprisen, nettleien og avgifter (som fjernvarmeprisen er knyttet til) ikke helt presist reflekterer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å forsyne forbruk via kraftsystemet:

En del av kraftproduksjonen som i dag bygges ut er støttet med subsidier. Dette reduserer kraftprisene og kan innebære at fjernvarmeaktører ikke får tilstrekkelig kompensert for å investere i fjernvarme og frigjøre kraft. På den annen side er elavgiften, som øker den samlede kostnaden for kraftforbruk og dermed tillatt fjernvarmepris, en ren fiskal avgift og virker i retning av en fjernvarmepris som er høyere enn verdien av kraften som frigjøres. Etter at elavgiften har vært endret i flere omganger oppfattes imidlertid denne delen av inntektsstrømmen som mer usikker enn tidligere, noe som i praksis gir lavere forventede inntekter fra elavgiften, eller økt risikopåslag i avkastningskravet, som legges til grunn for selskapenes investeringsbeslutninger.

Nettariffene, som kan inkluderes i fjernvarmeprisen, reflekterer heller ikke nødvendigvis den fulle samfunnsøkonomiske verdien av å avlaste nettet og utsatte nettinvesteringer. Videre er nettariffene basert på nettselskapenes kostnader to år tilbake i tid, og vil typisk øke etter at investeringer i kapasitetsøkninger er gjennomført, når avkastningsgrunnlaget øker. Dette kan gi risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter i fjernvarmesystemet ikke realiseres, eller at prosjekter utløses til feil tid – for eksempel etter at nettinvesteringer er gjennomført, og nettkostnader har gått opp, men behovet for avlastning av nettet er redusert. Det er også enkelte positive nyttevirkinger av fjernvarmeinvesteringer som ikke reflekteres i kraftpriser og nettariffer, og som ikke reflekteres i prissignalene. Dette inkluderer sparte naturinngrep ved fjernvarmeutbygging fremfor kraftnett, og fjernvarmens beredskapsfunksjon ved langvarige avbrudd.

Utvikling av fjernvarme innebærer store og irreversible investeringer. Lønnsomheten for fjernvarme er knyttet til kostnadene for å bruke strøm til oppvarming, som påvirkes av reguleringer, nivå på skatter og avgifter og andre myndighetsinitierte tiltak. Dette skaper regulatorisk risiko for utbygger av fjernvarme, øker risikopåslag i avkastningskravene og kan medføre at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke realiseres.

Andre virkemidler bidrar til å avhjelpe utfordringen med upresise prissignaler, og til å realisere lønnsomme fjernvarmeprosjekter

Samlet peker analysene i rapporten mot at utvikling og utnyttelse av fjernvarmesystemet kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt i en del områder og situasjoner, men at dagens fjernvarmepriser ikke nødvendigvis sørger for at den samfunnsøkonomiske nytten internaliseres hos aktørene som må ta investeringsbeslutningene. Dette kan gi risiko for underinvestering i samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter i fjernvarme, og at vi i for stor grad dekker varmeetterspørselen gjennom mer kostbare investeringer i kraftsystemet.

Tilknytningsplikten, krav om energifleksibilitet i store bygg og Enova-støtte er imidlertid virkemidler som avhjelper utfordringene med svake privat- og bedriftsøkonomiske insentiver gjennom de løpende fjernvarmeprisene, og kan bidra til at flere prosjekter realiseres. Samtidig flytter dette beslutningene om hvilke prosjekter som bør realiseres fra markedsaktørene, til myndigheter og virkemiddelaktører.

² I områder med tilknytningsplikt vil selskapene kunne oppnå en høyere pris enn i et uregulert marked – der selskapet ellers måtte tilbudt en fjernvarmepris som er tilstrekkelig mye lavere enn prisen på elektrisk oppvarming til å dekke kundens investeringer for å ta i bruk fjernvarme.

1. Innledning

1.1 Mandat for vårt arbeid

Energidepartementet har gitt Oslo Economics og Sintef Energi et todelt oppdrag for å belyse den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Første del av oppdraget går ut på å kartlegge den økonomiske situasjonen for fjernvarmebransjen, inkludert lønnsomhet, kostnadsdrivere og markedsposisjon.

Denne rapporten utgjør del 2 av oppdraget. Mandatet for oppdraget har vært å analysere fjernvarmens rolle i energisystemet, herunder vurdere fordeler og ulemper ved ulike typer fjernvarme og deres samspill med kraftsystemet. Videre beregnes samfunnsøkonomiske gevinster og kostnader ved endringer i fjernvarmeproduksjonen, med hensyn til variasjoner mellom anlegg. I tillegg vurderer vi i hvilken grad dagens prisnivå gjenspeiler fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi.

1.2 Lønnsomhet i fjernvarmebransjen

Denne rapporten utgjør andre del av et helhetlig arbeid som også har omfattet en analyse av lønnsomhet i fjernvarmebransjen. I det videre beskriver vi kort funnene fra lønnsomhetsanalysen. Fullstendig analyse finnes i selvstendig rapport.

Våre analyser viser at lønnsomheten i fjernvarmebransjen har vært svak i perioden 2015 til 2024, og sektoren har vært særlig sårbar for eksterne sjokk og hyppige endringer i rammebetingelser. Det har vært store svingninger i inntekter, med særlig lave inntekter i 2020 og høye inntekter i 2021 og 2022, som følge av store variasjoner i fjernvarmeprisen i perioden.

Endringer i rammebetingelser til fjernvarmeselskapene påvirker lønnsomheten og de økonomiske utsiktene, hvor endringene til og med 2024 i stor grad har vært negative for selskapenes lønnsomhet. Samtidig er det betydelige forskjeller mellom selskapene i bransjen når det gjelder størrelse, primære varmekilder, geografisk plassering og inntektsgrunnlag, noe som medfører at endringer i rammebetingelser slår ulikt ut. Investeringer i fjernvarme påvirkes særlig av utbyggingstakten for nye næringsbygg og boligområder. Nivået på igangsettingstillatelser til nye boliger har vært lavt og den samlede aktiviteten i bygge- og anleggsnæringen har vært avtakende de siste årene. Følgelig vil dette også

redusere etterspørselen etter nye fjernvarmeinvesteringer. Videre er områder som ligger godt til rette for fjernvarmeutbygging allerede utbygget i mange byer, og de marginale kostnadene ved ytterligere utvidelse vil trolig være høyere for fremtidig utbygging.

Nylige endringer i 2025 og 2026 som strømstøtte og Norgespris for fjernvarme, redusert CO2-avgift og endringer i energimerkeordningen kan bidra positivt til lønnsomheten for fjernvarmeselskapene fremover. Samtidig er reduksjonen i el-avgiften negativt for inntjeningen til selskapene. Ved gjennomføring av lønnsomhetsanalysen var regnskapsdata til og med 2024 tilgjengelig, og vi vet derfor ikke hvordan endringer i 2025 og 2026 påvirker nøkkeltallene til selskapene. Trolig vil også endringene som har skjedd i denne perioden treffe selskaper ulikt, og lønnsomheten til enkelt-selskaper vil avhenge av ulike forhold.

1.3 Metode

Arbeidet med del 2 av prosjektet er gjennomført i perioden februar til april 2026, og har bestått av dokumentgjennomgang, kraftmarkedsmodellering og intervjuer med en rekke fjernvarme- og netttaktører.

1.3.1 Intervjuer med aktører i bransjen

Vi har gjennomført intervjuer med en rekke fjernvarmeaktører i forbindelse med dette prosjektet, herunder:

- Norsk fjernvarme
- Fornybar Norge
- Hafslund Celsio (Oslo)
- Orkland Energi (Orkanger)
- Lunera Energi (tidligere Statkraft Varme, Trondheim)
- Tafjord Kraft Varme (Ålesund)
- Lyse Neo (Stavanger)
- Eidsiva Bioenergi (Hamar og Innlandet)
- Kvitebjørn Varme (Tromsø)
- Eviny Thermo (Bergen)
- Å Energi (Kristiansand)
- Bodø Energi Varme (Bodø)

Formålet med intervjuene har vært å belyse økonomisk utvikling og utsikter for fjernvarmebransjen, samt mulige utviklingstrekk fremover, som har vært sentralt i del 1 av oppdraget. Intervjuene har også omhandlet den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme.

I del 2 av oppdraget har vi også hatt intervjuer med tre ulike nettselskaper:

- Statnett
- Elvia
- Tensio

Vi har også gjennomført et intervju med Enova, for å få innsikt i deres støtteordninger for fjernvarme, både for kunder og leverandører. Vi har også fått tilsendt kostnadsanslag, timevis produksjonsdata og annen relevant informasjon og analyser fra en del av aktørene.

1.3.2 Dokumentgjennomgang

Det foreligger flere tidligere utredninger som belyser de samfunnsøkonomiske virkningene av fjernvarme. Dette inkluderer enkelte forsøk på verdsetting av virkninger og prinsipielle vurderinger av i hvilken grad virkningene tas hensyn til i regulering av fjernvarme.

Som en del av dette oppdraget har vi gjennomgått eksisterende litteratur på området. Nedenfor gir vi en oversikt over sentrale funn.

Eksisterende litteratur

På oppdrag for Hafslund Celsio har Thema Consulting Group utarbeidet rapporten «Fjernvarme og områdekjøling – barrierer og virkemidler» (THEMA Consulting Group, 2024). Rapporten er ikke en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse, men analyserer og tallfester, så langt det er mulig, viktige samfunnsøkonomiske nyttevirkinger av fjernvarme. Nyteffektiviteter som trekkes frem ved økt bruk av fjernvarme er utsatte eller unngåtte nettinvesteringer, frigjort kapasitet til nytt forbruk som kan knyttes til nettet raskere, fleksibilitet til kraftsystemet, styrket forsyningssikkerhet og reduserte kraftpriser. Samlet estimeres nytteeffektivitetene fra konvertering til vannbåren varme og fjernvarme i størrelsesorden 1 til 1,6 milliarder kroner.

I rapporten «Samfunnsøkonomi i fjernvarme og aktørenes incentiver» (ECON Analyse, 2003) peker ECON Analyse på hvilke tekniske og økonomiske forutsetninger som må være til stede for at fjernvarmeutbygginger skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme, og hvilke incentiver de ulike aktørene har i dag. Relevante samfunnsøkonomiske nytteeffektiviteter som trekkes frem er verdi av varme for sluttbruker, reduserte miljøkostnader, mer robust kraftmarked og avlastning av annen infrastruktur. Rapporten konkluderer med at fjernvarmeutbygging kan redusere investeringsbehovet i kraftnettet.

«Fjernvarens rolle i energisystemet» (Norsk Energi og Thema Consulting Group, 2014) ser på en mer

begrenset problemstilling knyttet til hvordan bruk av fjernvarme til oppvarming påvirker forsyningssikkerheten i kraftsystemet.

I rapporten «Varme til riktig pris» (Vista Analyse, 2022) utredes en ny reguleringsmodell for prising av fjernvarme. Rapporten konkluderer med at dagens regulering baserer seg på en alternativ oppvarmingskilde (strøm til direkte oppvarming) som er vesentlig dyrere enn den mest aktuelle og rimelige løsningen for de fleste kunder. Dagens pristak er også komplisert å beregne og inneholder flere komponenter som ikke bidrar til en riktig prising av fjernvarme. Det gis derfor et forslag til ny regulering av fjernvarmeprisen, med et pristak som tar utgangspunkt i den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved oppvarming med varmepumpe

1.3.3 kraftmarkedetsmodell EMPS

For å analysere fjernvarens betydning for sentrale aktører og kraftsystemet som helhet benyttes SINTEF sin samkjøringsmodell. Modellen simulerer kraftmarkedet og benyttes for å analysere virkningen av fjernvarme på kraftmarkedet.

Samkjøringsmodellen er en kraftmarkedetsmodell som brukes av de fleste aktørene i det nordiske kraftmarkedet. En av modellens styrker er at den simulerte markedsbalansen oppfyller restriksjonene til det fysiske vannkraftsystemet og at den simulerte driften av magasinene stemmer godt med den reelle driften av systemene. Kraftbalansen og tilhørende priser simuleres med inntil timeoppløsning for en sekvens av historiske værår. Værårene representerer variasjon og usikkerhet i tilsig til vannkraftmagasiner, vind og solkraft produksjon, samt variasjon i temperaturavhengig forbruk.

Modellen simulerer driften av system forutsatt at produksjonskapasiteter, forbruk og transmisjonsnettkapasiteter er eksogent gitt, dvs. spesifisert av brukeren. Et viktig resultat fra modellen er simulerte priser i ulike områder. Prisene tas ut fra skyggeprisen på kraftbalanseligningen i hvert område og representerer prisen på energi, tilvarende spotprisen i markedet.

Modellen har ulike bruksområder:

- Prisprognoser
- Konsekvensanalyser av ulik nettkapasitet, nye kabler til utlandet, endrede CO₂ priser osv.
- Magasinprognoser og analyser av leveringssikkerhet
- Andre kraftmarkedetsanalyser

Modellen benyttes her til å analysere konsekvensene på priser og systemkostnader av de

endringer i elektrisitetsforbruket noen tenkte endringer i fjernvarmeinstallasjon i Norge representerer.

1.3.4 Samfunnsøkonomiske vurderinger

Det kan være både nyttevirksomheter og kostnader knyttet til fjernvarme som ikke, eller bare delvis reflekteres i den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Når slike forhold ikke fanges opp i markedet, vil aktørenes tilpasninger heller ikke nødvendigvis være samfunnsøkonomisk optimale.

I denne rapporten redegjør vi først for sentrale samfunnsøkonomiske verdier av fjernvarme. Dette omfatter verdien av:

- levert varme,
- sparte nettinvesteringer,
- tidligere nettilknytning/reduert kø,
- fleksibilitet og reduserte systemkostnader i kraftnettet og
- forsyningsikkerhet.

Deretter presenterer vi de sentrale verdikomponentene ved investeringer i fjernvarme, samlet i et modellrammeverk. Dette rammeverket benyttes til å vurdere den samfunnsøkonomiske verdien av investeringer i utvidet fjernvarmeinfrastruktur, og vi utvider analysen ved å inkludere verdikomponenter som ikke fanges opp i tradisjonelle kraftmarkedsanalyser.

Rammeverket omfatter både verdikomponenter og kostnader knyttet til ulike former for utbygging, og skal gi en strukturert tilnærming til å vurdere de identifiserte virkningene. Rammeverket gir ikke en konkret beregning av fjernvarmens verdi, men et grunnlag for å analysere hvordan verdien oppstår og hvilke forhold som påvirker den. I praksis vil fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi variere med lokale forhold, kraftsystemets tilstand, teknologi, investeringsbehov og hvilke alternativer fjernvarmen erstatter. Rammeverket skiller mellom ulike typer virkninger, slik at verdikomponentene kan analyseres på en konsistent måte og uten dobbelttelling.

1.3.5 Caseanalyse

For å illustrere hvordan den prinsipielle analysen kommer til praktisk anvendelse, ser vi på hvordan fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi varierer i ulike situasjoner basert på caseanalyse av seks illustrative caser. Casene skal illustrere hvordan variasjon i sentrale faktorer påvirker lønnsomheten opp mot el, og er basert på egenskapene ved utvalgte konsesjonsområder med ulike egenskaper i form av produksjonsmiksk, kraftpriser, behov for investeringer i strømnnett, varmeetterspørsel, areal på konsesjonsområdet etc.:

Innenfor casene gjør vi også egne antagelser om behov for investeringer i ulike typer produksjonskapasitet, og ser på hvordan dette påvirker samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

1.4 Rapportstruktur

Rapporten er delt inn i syv kapitler, inkludert dette innledningskapittelet. I kapittel 2 presenteres fjernvarmens rolle i energisystemer, inkludert samspillet med kraftmarkedet og nettselskaper.

I kapittel 3 gjennomgår vi funn fra kraftmarkedsmodelleringen, som belyser fjernvarmens betydning for kraftsystemet.

I kapittel 4 definerer vi et rammeverk for å identifisere og tallfeste virkninger av fjernvarme. I kapittel 5 tallfester vi, så langt det er mulig, fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi i ulike situasjoner, representert ved seks case.

I kapittel 6 vurderes det hvorvidt gjeldende organisering og regulering av markedet legger til rette for at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å etablere fjernvarme når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Kapittel 7 oppsummerer konklusjonene fra analysen.

2. Fjernvarmens rolle i energisystemet

Fjernvarme spiller en viktig rolle i energisystemet og er i dag etablert i de fleste norske byer. Samtidig utgjør fjernvarme en liten del av det samlede energiforbruket. Regulering av både kraftmarkedet og fjernvarme har betydning for bruk og utbygging av fjernvarme.

2.1 Energisystemet

Energiproduksjonen i Norge har i hovedsak vært preget av utnyttelsen av naturressurser, særlig vannkraft, samt utvinning av olje og naturgass. Utbygging av vassdrag har vært grunnlaget for utviklingen av det norske kraftsystemet og har gitt Norge en høy andel fornybar kraftproduksjon.

Tradisjonelt har kraftproduksjonen i Norge vært sentralisert, der store vannkraftverk har produsert elektrisitet som transporteres gjennom kraftnettet til forbrukere. I de senere årene har det imidlertid skjedd en utvikling mot et mer sammensatt kraftsystem, med økende innslag av desentralisert og uregulerbar fornybar energi, særlig fra vind- og solkraft. Denne utviklingen medfører en endring i dynamikken i energisystemet, blant annet fordi produksjonen i større grad varierer med vær- og klimaforhold.

Utviklingen i energisystemet påvirkes av klimapolitiske mål og mål for næringsutvikling og elektrifisering av ulike sektorer. Elektrifiseringen av

transport, industri og petroleumsvirksomhet bidrar til en forventet vekst i det norske kraftforbruket i årene fremover. Dette kan stille nye krav til både produksjonskapasitet, nettutbygging og fleksibilitet i kraftsystemet.

2.1.1 Fjernvarmens betydning for etterspørsel etter elektrisitet

Norge har et kaldt klima, og en betydelig andel av energibruken går dermed til oppvarming av boliger og bygninger. I motsetning til mange andre land er oppvarming i stor grad basert på elektrisitet. Dette gir økt press på kraftforsyningen i perioder med lave temperaturer, når etterspørselen etter strøm til oppvarming øker.

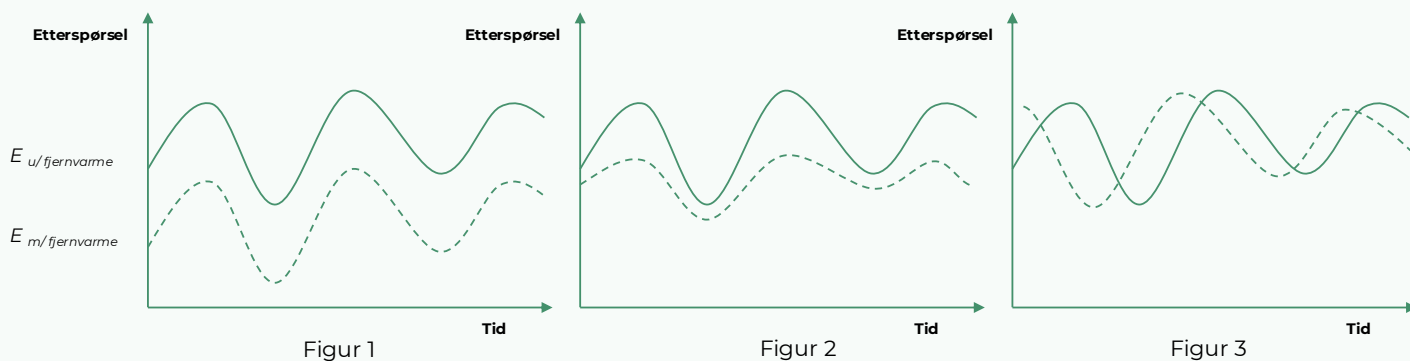
Siden deler av oppvarmingsbehovet dekkes av fjernvarme istedenfor elektrisitet avlastes kraftsystemet, spesielt i perioder med høy etterspørsel. Effekten av fjernvarme på etterspørselen etter elektrisk energi kan i hovedsak deles inn i tre effekter:

1. Redusert etterspørsel etter grunnlast
2. Redusert etterspørsel i topplastrimene/effekttoppene
3. Forskjøvet etterspørsel i tid

Effektene er illustrert i Figur 2-1. Samlet reduserer fjernvarme den dimensjonerende maksimale effekten (topplasten).

I tillegg til å redusere etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming, bidrar fjernvarme til fleksibilitet i energisystemet. Fleksibiliteten er et resultat både av at fjernvarme er fleksibel med

Figur 2-1: Endringer i etterspørsel av elektrisitet ved bruk av fjernvarme



Illustrasjon: Oslo Economics

Note: Figuren illustrerer hvordan etterspørselen etter elektrisitet kan endres med økt bruk av fjernvarme, oppdelt i tre ulike effekter (figur 1, 2 og 3). I figur 1 reduseres etterspørselen etter elektrisitet symmetrisk og illustrerer et fall i grunnlasten, i figur 2 reduseres etterspørselstoppene, mens i figur 3 forskyves etterspørselen etter elektrisitet i tid. De ulike effektene vil i realiteten opptre samtidig med økt bruk av fjernvarme – redusert grunnlast, redusert behov for balansekraft og mulighet for forskyvning av noe av el-forbruket for å unngå topplasttimer.

hensyn til varmekilde, men også at varme kan lagres over noe tid før den distribueres til kunder gjennom fjernvarmenettet. Muligheten for lagring gjør det mulig å produsere fjernvarme i forkant av forventede etterspørsels- og pristopper. Ved bruk av elektrisitet i produksjon av fjernvarme (eksempelvis el-kjel eller varmepumpe), kan dette elektrisitetsforbruket tas ut før etterspørselstoppen etter inntreffer, og redusere etterspørselen etter elektrisitet til oppvarming i topplasttimer.

Til sist er fjernvarme et alternativ til elektrisk oppvarming, som på samme måte som eksempelvis vedfyring kan sikre varmeforsyning ved strømbrudd.³ Fjernvarme er som oftest utbygd i områder hvor det i liten grad finnes andre oppvarmingsalternativer, som i byområder med bebyggelse uten ildsteder.

2.1.2 Hvordan påvirker fjernvarme nettselskapenes beslutninger?

Fjernvarmeinfrastrukturen som er utbygget og fjernvarmen som leveres til kunder i dag, reduserer behovet for nett, ved at noe av varmebehovet til tjenesteytende næring, industri og husholdninger dekkes av fjernvarme. Reduksjonen i etterspørselen etter strøm som den eksisterende fjernvarmen fører til, hensyntas i hvordan nettselskapene dimensjonerer sitt strømnett.

Effektprognoser er sentrale i nettselskapenes nettplanlegging, og prognosene skal ta høyde for sentrale utviklingstrekk som er viktig for nettbehovet, herunder fjernvarme. Utvidet bruk av fjernvarme fremover vil på denne måten redusere den fremtidige etterspørselen etter kraft, også i topplast, og reduserer slik den totale etterspørselen etter strømnettkapasitet både på nasjonalt, regionalt og lokalt nivå.

Betydningen av fjernvarme er størst i de lavere nettnivåene, regionalnett og distribusjonsnett, ved at fjernvarme reduserer behovet til den enkelte kunde, og dermed det samlede behovet i områder hvor fjernvarme er et alternativ til oppvarming med strøm. Fjernvarme virker slik generelt dempende på behovet for utbygging av strømnett. Dette gjør seg særlig gjeldene siden den uutnyttede kapasiteten i strømnettet i dag er liten.

Nettselskapene plikter å involvere relevante kommuner og fylkeskommuner i arbeidet med nettutredninger. Tilsvarende følger det av de statlige planretningslinjene for klima og energi at kommunene har et ansvar for å innhente og ta i bruk oppdatert kunnskap i sin virksomhet, herunder informasjon fra nettkonsesjonærer og

fjernvarmeaktører. Videre skal kommunene samarbeide med nettselskapene i deres utredningsprosesser, blant annet for å avdekke behov for utvidelser i kraftnettkapasitet og alternativer til dette. Fylkeskommunene og statsforvaltere har etter de samme planretningslinjene et ansvar for samarbeid på tvers av kommunegrenser og regioner om blant annet effektiv og fleksibel energibruk

Det er likevel en sentral presisering at nettselskapene har leveringsplikt til forbrukskunder innenfor området som konsesjonen gjelder for. Også forbrukskunder som er tilknyttet fjernvarme, vil ha behov for og rett til å være tilknyttet strømnettet.

Tilknytningsplikten skal oppfylles så snart som mulig. Nettselskapet har derfor en plikt til å planlegge og søke konsesjon for å investere i nye nettanlegg så raskt som mulig og uten ugrunnet opphold. Hvis det allerede finnes kunder i konsesjonsområdet til nettselskapet som ønsker å koble seg til strømnettet, og denne tilkoblingen ikke vil være mulig uten nye nettinvesteringer, må derfor nettselskapene gjøre investeringer for å møte etterspørselen.

Selv om det finnes mekanismer for koordinering mellom fjernvarmeutbygging og nettutbygging per i dag, er det imidlertid liten grad av koordinering mellom nettselskaper og fjernvarmeselskaper i den enkelte investeringsbeslutning. Det skjer derfor heller ingen reell avveining mellom hvilket alternativ (nettutbygging eller kombinasjon av nettutbygging og fjernvarme) som kan løse det konkrete behovet mest effektivt i ulike situasjoner.

Ved investeringsbeslutninger knyttet til nettutbygging må nettselskapene derfor være trygge på at strømnettet dimensjoneres for eksisterende kunder, samtidig som det kan møte etterspørselsbehovet til nye kunder i området. I nettselskapenes vurderinger av behov behandles fjernvarmeprosjekter på samme måte som andre etablerte planer i området som nettkonsesjonen gjelder for. For at nettselskapene skal kunne ta hensyn til planlagte utvidelser i fjernvarmenettet, må det være sikkerhet for at planlagte fjernvarmeutbygginger realiseres og videre at det gir en reduksjon i etterspørselen etter strøm (at kunder med tilknytningsplikt ovenfor fjernvarmeselskapene også bruker fjernvarme til oppvarming).

Usikkerhet knyttet til både fjernvarmeinvesteringer og faktisk bruk av fjernvarme gjør det vanskelig å

³ For at fjernvarme skal kunne leveres ved strømbrudd vil det være behov for aggregat hos den enkelte kunde. Dette

vil likevel være mer effektivt enn å benytte aggregater til å drive oppvarming ved elektrisitet.

hensynte planlagte fjernvarmeinvesteringer i nettselskapenes investeringsbeslutninger og dimensjonering av fremtidig forbruk. Videre, gjennom KILE-ordningen (Kostnader ved ikke levert energi) vil strømbrudd, eller andre årsaker til ikke levert energi, få økonomiske konsekvenser for nettselskapene. Det er derfor i nettselskapenes interesse å ha god leveringspålitelighet og få avbrudd.

2.2 Kostnader ved forsyning og utbygging av fjernvarme

Fjernvarmesystemer er kapitalintensive infrastruktursystemer der en stor del av kostnadene påløper i form av investeringer i produksjonsanlegg og distribusjonsnett. Samtidig varierer de løpende driftskostnadene avhengig av hvilke energikilder som benyttes i varmeproduksjonen og prisutviklingen til disse.

Som illustrert i Figur 2-2 består et fjernvarmesystem av et produksjonsanlegg som leverer varme til et distribusjonsnett. Hvis det er ledig kapasitet kan nye kunder kobles til det eksisterende nettet gjennom utvidelser av distribusjonsnettet, stikkledninger til enkeltbygg og installasjon av kundesentraler i byggene. Hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet eller produksjon, kreves investeringer i ny produksjon og utvidelse av hovednettet. Hver av disse komponentene representerer ulike kostnadselementer i fjernvarmesystemet.

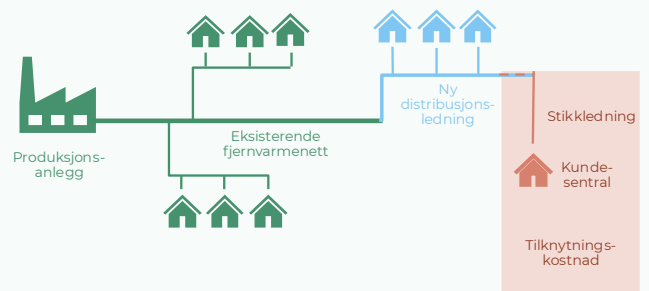
På denne måten kan kostnaden ved å koble til en ny kunde variere betydelig avhengig av om det finnes ledig kapasitet i systemet eller om tilknytningen utløser behov for nye investeringer i produksjon eller store utvidelser av nettet.

Dersom det finnes ledig kapasitet i produksjon og distribusjon vil tilknytning av én ny kunde normalt ikke utløse behov for større investeringer i infrastruktur. I slike tilfeller vil de marginale kostnadene i hovedsak bestå av:

- Tilknytningskostnader i form av etablering av stikkledning fra hovednettet til bygget og installasjon av kundesentral
- Eventuelt mindre utvidelser av eksisterende nett i form av ny distribusjonsledning
- Økte variable produksjonskostnader (brensel eller elektrisitet)

I denne situasjonen vil kostnaden ved å koble til en ny kunde være relativt lav sammenlignet med de totale investeringene i systemet. Siden de store investeringene i produksjonsanlegg og hovednett allerede er gjort, kan eksisterende infrastruktur utnyttes bedre. Økt varmeleveranse kan dermed

Figur 2-2: Fjernvarmesystem



Illustrasjon: Oslo Economics, basert på Hafslund Celsio

bidra til å redusere gjennomsnittskostnaden per leverte energienhet i systemet.

I denne sammenhengen er det også viktig å ta hensyn til hvordan etterspørselen påvirker effektbalansen i fjernvarmesystemet. Selv om det kan finnes ledig kapasitet i grunnlastproduksjonen over året, kan en ny kunde bidra til økt varmebehov i perioder med høy belastning, hvilket typisk gjelder kalde vinterdager.

I et typisk fjernvarmesystem dekkes grunnlasten av produksjonsanlegg med høye kapitalkostnader, men lave marginale kostnader, som avfallsforbrenning, varmepumper eller spillvarme. Etterspørsel utover denne kapasiteten må dekkes av spisslastanlegg, for eksempel elkjeler, gasskjeler eller biokjeler, som ofte har lavere investeringskostnader, men høyere marginalkostnader.

Dersom tilknytning av en ny kunde øker effektbehovet i topplastperioder, kan dette føre til at spisslast må aktiveres oftere eller med høyere effekt, eller at det oppstår behov for investeringer i ny spisslastkapasitet. Den marginale kostnaden ved å koble til en ny kunde vil da i større grad bestemmes av kostnaden ved denne spisslasten eller den nødvendige kapasitetsutvidelsen, snarere enn av kostnaden i grunnlastproduksjonen.

Dette innebærer at marginalkostnaden ved fjernvarme kan variere betydelig mellom perioder med lav belastning og perioder med høy belastning. I praksis vil derfor kostnaden ved å tilknytte en ekstra kunde i stor grad avhenge av hvordan kundens varmebehov sammenfaller med systemets effekttopper.

Dersom det ikke finnes tilstrekkelig kapasitet i produksjonsanlegg eller distribusjonsnett, kan tilknytning av nye kunder utløse behov for større investeringer. Dette kan blant annet innebære:

Tabell 2-1: Investerings- og energikostnader for ulike energikilder i fjernvarmeanlegg

| Kilde | Investeringer ¹ | | Typiske energipriser ² | |
|---|----------------------------|------------------|-----------------------------------|---------------|
| | Høy (2026-kr/kW) | Lav (2026-kr/kW) | Høy (Øre/kWh) | Lav (Øre/kWh) |
| Spillvarme ⁵ | 4 405 | 1 468 | - | - |
| Elektrokjeler ³ | 1 468 | 734 | 120 | 80 |
| Olje/gasskjeler | 2 936 | 1 468 | 130/94 | 108/78 |
| Pellets | 7 341 | 5 873 | 63 | 56 |
| Flisanlegg ⁴ | 11 747 | 8 810 | 42 | 30 |
| Varmepumper, SCOP4 | 11 747 | 7 341 | 40 | 19 |
| Avfall | 51 393 | 29 367 | 10 | 0 |
| Varme fra avfallsforbrenning ⁵ | | | - | - |

Kilde: investeringer: (Norsk Energi og Thema Consulting Group, 2014). Typiske energipriser: (EnergiAktuelt AS, 2026)

Merk: ¹Investeringene er inflasjonsjustert fra 2013-kroneverdi. ²Typiske energipriser er for året 2025. ³Elkjeler utnytter fornybar strøm i termisk energiproduksjon. Vi oppgir dermed prisene på ekstrasitet. ⁴Inkluderer pris for stammevedflis, heltreflis og grot. ⁵Typiske energipriser på spillvarme og varme fra avfall vil variere avhengig av leverandør.

- Oppdimensjonering eller utvidelse av distribusjonsnett og etablering av nye hovedledninger
- Investering i økt produksjonskapasitet

Tabell 2-1 viser en liste over typiske investeringskostnader og driftskostnader for ulike energikilder i fjernvarmeanlegg. For nærmere beskrivelse av de ulike teknologiene som benyttes til å produsere fjernvarme se beskrivelser i Vedlegg A.

I tilfeller hvor tilkobling av nye kunder forutsetter ny investering i hovedledninger og økt produksjonskapasitet vil den marginale kostnaden ved å koble til en ny kunde være betydelig høyere, fordi kostnaden også inkluderer deler av investeringen i ny kapasitet. Kostnaden per levert MWh vil derfor i større grad avhenge av hvor mange nye kunder som kan kobles til og dermed bidra til å utnytte den nye infrastrukturen.

Selv om tilknytning av nye kunder til fjernvarme i enkelte tilfeller kan utløse behov for investeringer i ny produksjonskapasitet eller utvidelse av distribusjonsnett, innebærer ikke dette nødvendigvis at tilknytningen er samfunnsøkonomisk ulønnsom.

Fjernvarmesystemer kjennetegnes av betydelige stordriftsfordeler og høye faste kostnader, mens de marginale kostnadene ved varmeproduksjon ofte er relativt lave når kapasiteten først er etablert.

Lønnsomheten i nye investeringer vil derfor i stor grad avhenge av om det finnes et tilstrekkelig kundegrunnlag til å utnytte kapasiteten over tid. Dersom tilknytningen av nye kunder bidrar til å etablere et tilstrekkelig volum av varmeetterspørsel, kan investeringer i ny produksjonskapasitet være samfunnsøkonomisk lønnsomme selv om de marginale kostnadene på kort sikt øker. Dette avhenger av kostnadene ved alternativet, som gjerne er bruk av strøm direkte eller indirekte.

I slike situasjoner kan virkemidler som tilknytningsplikt bidra til å redusere investeringsrisikoen for fjernvarmeselskaper ved å sikre et mer stabilt etterspørselsgrunnlag. Dette kan gjøre det mulig å realisere investeringer som ellers ikke ville blitt gjennomført, selv om de samlet sett kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Likevel omfatter ikke tilknytningsplikten en bruksplikt, og kunder som har tilknytning til fjernvarmenettet kan velge å benytte andre varmekilder.

3. Kraftmarkedsmodeller for å analysere fjernvarmens betydning for kraftsystemet

For å analysere fjernvarmens betydning for kraftsystemet benyttes SINTEF sin Samkjøringsmodell, som ofte brukes for å undersøke konsekvenser av endringer i kraftsystemet. Fjernvarme påvirker kraftsystemet i form av lavere elforbruk, dette gir lavere import og lavere strømpriser, færre perioder med rasjonering i form av ekstrempriser og lavere systemkostnader. Endringen i systemkostnader av økt kraftforbruk dekket av fjernvarme, er større enn de gjennomsnittlige kostnadene ved å forsyne den fjernvarmen.

Vi starter analysen med å undersøke hvilken betydning dagens fjernvarmesystem har for kraftsystemet. Først analyseres betydningen av eksisterende fjernvarme i et kraftsystem for 2030 ved å sammenligne en situasjon med dagens fjernvarmeproduksjon med en situasjon der fjernvarmen i praksis tas ut av systemet og erstattes av direkte elektrisk oppvarming. Resultatene viser blant annet hvordan fjernvarmen påvirker kraftpriser, kraftbalanse, overføringsbehov mellom områder og risiko for knapphet eller rasjonering.

Deretter brukes modellen til å analysere et scenario med økt fjernvarme, illustrert ved en dobling av dagens produksjonsnivå. En slik scenarionalyse gir informasjon om hvordan en endring i fjernvarmeproduksjonen påvirker kraftsystemet. Samtidig er en endring på +/- 7 TWh lite nok i forhold til den totale størrelsen på kraftmarkedet til at scenarioene også gir informasjon om inkrementelle endringer. Samlet gir disse analysene et grunnlag for å vurdere fjernvarmens betydning i et driftsperspektiv.

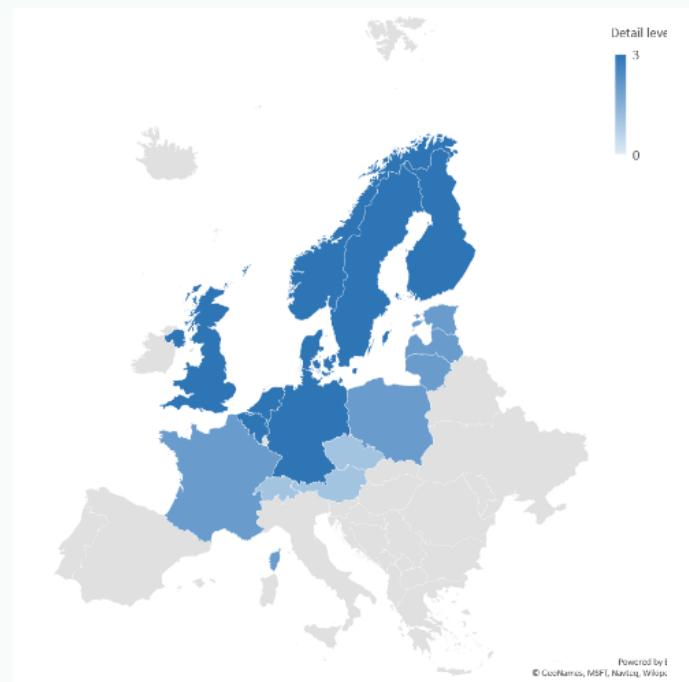
Resultatene av samkjøringsmodellen kan også brukes til å si noe om den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme i drift. Dette gjøres ved å analysere hvordan endringer i fjernvarmeproduksjonen påvirker de samlede systemkostnadene i kraftsystemet, og sammenholde disse endringene med driftskostnadene ved å produsere fjernvarmen.

Resultatene kan også brukes til å beregne verdien av en marginal økning i fjernvarmeproduksjonen.

Men Samkjøringsmodellen er en driftsmodell, ikke en investeringsmodell. Analysen beregner derfor systemvirkningene i kraftsystemet av endret fjernvarme, men ikke hvordan disse endringene kan utløse eller erstatte investeringer i kraftproduksjon, nett eller annen fleksibilitet. I tillegg vil en stor økning i fjernvarmeproduksjonen føre til store investeringsbehov for fjernvarme. Modellresultatene for caset med økt el-forbruk gir en øvre grense for konsekvensene i kraftmarkedet av redusert fjernvarmeforbruk, sett bort fra nettinvesteringer, fordi all ny produksjonskapasitet vil redusere driftskostnadene i systemet. Dette forutsetter også ingen endring i insentivstrukturer.

Verdien av investeringer i ny fjernvarme må vurderes opp mot alternativet, som kan være investeringer i kraftproduksjon, nett og annen infrastruktur. Dette behandles derfor i neste kapittel, der investeringer i fjernvarme analyseres prinsipielt i et bredere rammeverk som inkluderer alle relevante kilder til samfunnsøkonomisk verdi og kostnader. Før vi i kapittel 5 prøver å verdsette disse virkningene i noen utvalgt case.

Figur 3-1: Land inkludert i datasett



Kilde: (Schäffer, 2018). Note: Land som er inkludert i datasettet. De mørkeblå landene er modellert mest detaljert med individuelle produksjonsenheter og geografisk fordelt forbruk.

3.1 Definisjon av kraftmodellen

For å simulere konsekvenser av tenkte endringer i installert fjernvarme i Norge benyttes Samkjøringsmodellen til SINTEF. Samkjøringsmodellen (EMPS) er en kraftmarkedsmodell som brukes av de fleste aktørene i det nordiske elektrisitetmarkedet. En av modellens styrker er at den simulerte markedsbalansen oppfyller restriksjonene til det fysiske vannkraftsystemet og at den simulerte magasindisponeringen stemmer godt med den reelle driften av system. Kraftbalansen og tilhørende priser simuleres med inntil timeoppløsning for en sekvens av historiske værår. Værårene representerer variasjon og usikkerhet i tilsig til vannkraftmagasiner, vind og solkraft produksjon, samt variasjon i temperaturavhengig forbruk.

Modellen simulerer driften av system forutsatt at produksjonskapasiteter, forbruk og transmisjonsnettkapasiteter er eksogent gitt. Et viktig resultat fra modellen er simulerte priser i ulike områder. Prisene tas ut fra skyggeprisen på kraftbalanseligningen i hvert område og representerer prisen på energi, tilsvarende spotprisen i markedet.

Modellen har ulike bruksområder:

- Prisprognoser
- Konsekvensanalyser av ulik nettkapasitet, nye kabler til utlandet, endrede CO₂ priser osv.
- Magasinprognoser og analyser av leveringssikkerhet
- Andre kraftmarkedsanalyser

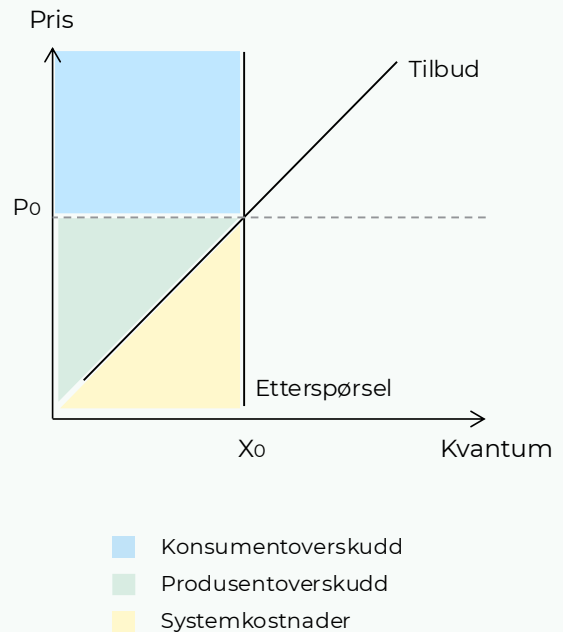
Her benyttes modellen til å analysere konsekvensene på kraftpriser og systemkostnader for strøm, som oppstår ved endringer i forutsatt mengde fjernvarmeproduksjon i Norge.

3.2 Systemkostnader, produsentoverskudd og konsumentoverskudd

I Samkjøringsmodellen kan virkninger av endringer i energisystemet beskrives ved hjelp av blant annet systemkostnader, produsentoverskudd og konsumentoverskudd. Disse størrelsene er nært beslektet, men de måler ulike sider ved den samfunnsøkonomiske virkningen av en endring i kraftsystemet, for eksempel ved økt eller redusert bruk av fjernvarme. Figur 3-2 illustrerer en grafisk fremstilling av disse økonomiske størrelsene.

Systemkostnader viser de samlede kostnadene ved å dekke etterspørselen i kraftsystemet, gitt

Figur 3-2: Samfunnsøkonomisk overskudd og systemkostnader



Illustrasjon: Oslo Economics

tilgjengelig produksjon, overføringskapasitet, brenselkostnader, magasindisponering og andre tekniske og økonomiske bindinger. I Samkjøringsmodellen vil disse bestå av termiske produksjonskostnader, kostnader ved reduksjon av prisavhengig forbruk, kostnader ved eventuell rasjonering og kostnader knyttet til eksport/import. I figuren, som ikke inkluderer prisavhengig forbruk, fremstilles systemkostnadene som arealet under tilbudskurven frem til markedslikevekten, og sier noe om kostnadene ved å tilby denne gitte mengden kraft.

Produsentoverskudd i kraftmarkedet er forskjellen mellom produsentenes inntekter og deres kostnader, definert som differansen mellom inntektene ved salg av kraft og kortsiktige marginale kostnader ved produksjon av den leverte kraften (se Figur 3-2). Et positivt produsentoverskudd reflekterer at markedsprisen i kraftsystemet i noen timer ligger over marginalkostnaden for deler av produksjonen. Dette er særlig tilfellet for produksjon av vannkraft og uregulerbar kraft, som har en veldig lav marginalkostnad.

Konsumentoverskudd i kraftmarkedet er forskjellen mellom forbrukernes betalingsvillighet for strøm og det de faktisk betaler (se Figur 3-2). I praksis finnes det ikke sikre data på priselastisiteten til el-forbruk, men Samkjøringsmodellens datasett

inneholder estimerte verdier for denne elastisiteten, samt en rasjoneringspris som gir markedsprisen når det ikke er mulig å balanse mellom forbruk og produksjon på andre måter.

Summen av endringer i produsent- og konsumentoverskudd, definert som samfunnsøkonomisk overskudd, brukes ofte som et mål på velferdsendringen i kraftmarkedet. Systemkostnaden sier noe om ressursbruken i systemet, mens produsent- og konsumentoverskudd også fanger opp priseffekter og fordeling av det samfunnsøkonomiske overskuddet mellom aktørene. En kan vise at disse endringene i disse størrelsene normalt vil være identiske, men dette gjelder ikke dersom en skifter etterspørselskurven (slik vi gjør i denne analysen) – alt annet likt, men det kan i teorien korrigeres for ved å legge til areal en skifter. Som i dette tilfellet er ca. rasjoneringsprisen på 3000 €/MWh multiplisert med endringen i forbruk 7 TWh/år, som gir 21 000 millioner €/år.

I et marked preget av perfekt konkurranse, uten andre vridninger vil lavere systemkostnader i stor grad tilsvare en velferdsgevinst, men i en markedsmodell som Samkjøringsmodellen er det ofte analytisk nyttig å skille mellom disse størrelsene: systemkostnader for å beskrive realøkonomisk ressursbruk, og produsent- og konsumentoverskudd for å beskrive markedsmessige velferds- og fordelingseffekter.

3.3 Forutsetninger og scenarier i modelleringen

I analysene benytter vi et SINTEF datasett av Nord-Europa referert til 2030, se Figur 3-1. Det vil si at alle eksogent gitte størrelser til modellen, slik som nettkapasiteter, forbruk, produksjonskapasiteter og brenselpriser representer prognoser for år 2030. I datasettet har vi oppdatert vindkraftproduksjon og forbruk i Norge og Sverige slik at balansen mellom produksjon og forbruk for disse landene tilsvare balansen i NVEs oppdaterte datasett for 2030 fra Langsiktig markedsanalyse 2025, henholdsvis ca. +5 TWh for Norge og + 30 TWh for Sverige.

Alle simuleringene er utført for værårene 1981-2015. Fordi balansen mellom produksjon og forbruk tilsvare NVEs balanse for 2030 kompenseres det for at de værårene som er tilgjengelig i vårt datasett er litt forskjellig fra hva NVE benytter. Modellen er kjørt med 3 timers tidsoppløsning.

Det oppdaterte datasettet for 2030 representerer elektrisitetssystemet med nåværende fjernvarmeproduksjon. Dette utgjør datagrunnlaget for basis-caset (Basis). I tillegg har vi utført to

Tabell 3-1: Fjernvarmeforbruk (GWh) fordelt på modellens delområder

| Delområder | GWh |
|---------------|-------------|
| OSTLAND | 3977 |
| SOROST | 208 |
| HALLINGDAL | 0 |
| TELEMARK | 21 |
| SORLAND | 400 |
| VESTSYD | 196 |
| VESTMIDT | 409 |
| NORGEMIDT | 1360 |
| HELGELAND | 183 |
| TROMS | 222 |
| FINNMARK | 25 |
| Totalt | 7000 |

Kilde: SINTEF

simuleringer hvor vi i den ene simuleringen har antatt at det ikke finnes fjernvarme og i den andre har vi doblet fjernvarmeproduksjonen.

Systemet uten fjernvarme er representert i modellen ved at el-forbruket i modellen er økt med ca. 7 TWh, hvilket tilsvarer nåværende fjernvarmeproduksjon. Forbruksøkningen er fordelt utover landet tilsvarende dagens fjernvarmeproduksjon, se Tabell 3-1. Forbruksendringen er antatt å være temperaturavhengig med sesongprofil, men konstant innenfor døgnet. Sesongprofil og temperaturavhengigheten til fjernvarmeforbruket er basert på data fra Bodø: Vi har tatt utgangspunkt i data fra Bodø fordi de inkluderte informasjon om temperaturavhengighet. Det gjør at vi kan modellere fjernvarmeforbrukets variasjon med værårene, og at vi kan tilpasse forbruket til andre deler av landet forutsatt at sammensetningen av fjernvarmekundene er tilsvarende som i Bodø. Økningen i forbruket er antatt å være prisuavhengig.

Elektrisitetssystemet med doblet fjernvarmeproduksjon er i modellen representert med en reduksjon av alminnelig el-forbruk i modellen. Reduksjonen er på 7 TWh og fordelt utover landet proporsjonalt med eksisterende fjernvarmeproduksjon.

Systemkostnadene og det gjennomsnittlige prisenivået i modellen er i betydelig grad påvirket av brenselkostnader og CO₂ priser, ettersom det i store deler av året er termiske produksjonsenheter i Europa som er den marginale produksjonsenheten som setter elektrisitetsprisen. Vi har benyttet en gasspris på 24 EURO/MWh og en CO₂ avgift på 120 EURO/t CO₂ i analysene.

3.4 Simulering

Vi utfører simuleringer med Samkjøringsmodellen for tre ulike datasett (case) som beskrevet ovenfor:

- (Basis) - Dagens fjernvarmeproduksjon
- (+7TWh-el) - Ingen fjernvarme produksjon
- (-7TWh-el) - Doblet fjernvarmeproduksjon

Størrelsen på endringene i fjernvarmeproduksjon (+/-7 TWh) er valgt store nok til at de gir signifikante konsekvenser, men ikke større enn at resultatene kan brukes til å vise konsekvensene av mindre endringer ved en enkel skalering av konsekvensen proporsjonalt med endringen i forbruk.

Endret fjernvarmeproduksjon påvirker kraftmarkedet gjennom lavere eller høyere elforbruk, primært i vinterperioden. Siden kraftproduksjonen i Norge i stor grad er væravhengig, vil endringer i forbruket i hovedsak slå ut i endret importbehov, kraftpriser og vannkraftdisponering. Økt elforbruk gir høyere knapphet og høyere vannverdier, mens redusert elforbruk trekker i motsatt retning.

Endringer i forbruk påvirker også sannsynligheten for knapphetssituasjoner med svært høye priser. Effekten er størst i de mest sårbare ukene og i værår med særlig stram kraftbalanse.

Samlet innebærer dette at økt fjernvarmeproduksjon reduserer belastningen på kraftsystemet. Etterspørselen kan da dekkes med lavere marginalkostnad, lavere importbehov og lavere sannsynlighet for knapphetssituasjoner. Økt fjernvarme bidrar dermed til lavere systemkostnader i kraftmarkedet, mens redusert fjernvarmeproduksjon gir motsatt effekt.

Systemkostnader og samfunnsøkonomisk overskudd

I Tabell 3-2 ser vi at de gjennomsnittlige systemkostnadene for Norge er negative. Dette skyldes at vi har antatt 0.0 i produksjonskostnader for vann- og vindkraftproduksjon. Dermed representerer de negative systemkostnadene verdien av eksporten.

Vi ser at sammenhengene er logiske: redusert forbruk av kraft minker de totale systemkostnadene

Tabell 3-2: Gjennomsnittlig årlige systemkostnader (mill EUR) for de tre ulike casene

| | Basis | +7TWh-el | -7TWh-el |
|--------|--------|-----------------|------------------|
| Norge | -1 403 | -798 (605) | -1 933 (-529) |
| System | 43 711 | 44 330 (560) | 43 248 (-523) |

Note: Tall i parentes viser endring fra Basis caset.

Tabell 3-3: Systemkostnader (mill EUR) for utvalgte delområder i Norge.

| Delområde | Basis | +7 TWh-el | -7TWh |
|-----------|-------|----------------|-----------------|
| Ostland | 1 989 | 2 457 (468) | 1 583 (-405) |
| Vestsyd | -254 | -246 (7) | -273 (-19) |
| Norgemidt | 149 | 296 (147) | 39 (-109) |
| Troms | 48 | 75 (26) | 29 (-19) |

Note: Tall i parentes viser endring fra Basis caset.

Kilde: SINTEF

og øker eksportinntektene til Norge. Dersom vi deler endringen i systemkostnader på endringen i forbruk får vi en gjennomsnittlig kostnad på 79.9 EUR/MWh for 7 TWh økt forbruk og en gjennomsnittlig reduksjon i systemkostnader på 74.6 EUR/MWh for det reduserte forbruket. Endringen er størst for de områdene som har fått størst endring i forbruket, dvs. Ostland og Norgemidt (Tabell 3-3).

Tabell 3-4 viser gjennomsnittlig årlig samfunnsøkonomisk overskudd for de tre casene. Når man sammenligner tallene må man huske at resultatene kun beskriver elmarkedet og at konsumentoverskuddet derfor beregnes for ulikt forbruk i de ulike casene. Konsumentoverskuddet for de samme konsumentene som var inkludert i Basis caset er redusert i '+7 TWh-el'-caset fordi prisene er høyere men fordi forbruket har økt går overskuddet opp (Tabell 3-4). Grunnen til dette er

at overskuddet inkluderer konsumenter som i Basis caset var i fjernvarmemarkedet.

Det motsatt gjør at konsumentoverskuddet reduseres i '+7 TWh-el' caset selv om prisene er lavere. I dette tilfellet rapporteres konsumentoverskuddet for færre el konsumenter fordi de i stedet bruker fjernvarme til oppvarming. Det er ikke mulig å skille ut overskuddet for «Basis» forbrukerne i modellresultatene.

Vær oppmerksom på at størrelsen på konsumentoverskuddet er veldig avhengig av forbruket og den valgte rasjoneringsprisen, som er satt lik 3000 EUR/MWh. Rasjoneringsprisen er som tidligere nevnt en modellteknisk størrelse som setter elprisen hvis det ikke er mulig å få balanse mellom produksjon og forbruk på annen måte. Det finnes ikke noen fasit på hva rasjoneringsprisen skal være, men den må være høyere enn alle andre priser for forbruk som er mulig å utkoble og prisavhengig produksjon.

Betydningen av valgt rasjoneringspris på simulerte markedspriser, systemkostnader og magasindisponering avhenger av balansen i systemet, men vil være relativt små for et typisk system. Det beregnede konsumentoverskuddet for ett enkelt case er svært avhengig av rasjoneringskostnaden, men forskjellen i konsumentoverskudd mellom to case vil være relativt robust for ulike valg av rasjoneringspris. Unntaket er dersom det er endringer i forutsatt forbruk mellom de to casene.

Produsentoverskuddet er i størst i områder med stor produksjon, som Midt-Norge (Tabell 3-5). Tilsvarende er konsumentoverskuddet stort i områder med stort konsum, som på Østlandet. Virkningene er størst i områder med størst prisendringer.

Tabell 3-4: Gjennomsnittlig årlig samfunnsøkonomisk overskudd (mill EURO) for Norge og sumsystemet

Norge

| Verdier | Basis | +7TWh-el | -7TWh-el |
|---------------------|---------|---------------------|----------------------|
| Produsent-overskudd | 12 148 | 12 730 (582) | 11 610 (-538) |
| Konsum-overskudd | 423 703 | 443 481 (19 778) | 405 090 (-18 613) |
| Flaskehals-inntekt | 531 | 611 (80) | 528 (-3) |
| Sum Norge | 436 382 | 456 822 (20 440) | 417 227 (-19 155) |

Hele systemet

| Verdier | Basis | +7TWh-el | -7TWh-el |
|---------------------|-----------|-----------------------|------------------------|
| Produsent-overskudd | 133 262 | 134 798 (1 536) | 131 664 (-1 599) |
| Konsum-overskudd | 6 703 565 | 6 722 395 (18 830) | 6 685 951 (-17 614) |
| Flaskehals-inntekt | 8 457 | 8 576 (119) | 8 509 (52) |
| Sum hele systemet | 6 845 284 | 6 865 769 (20 484) | 6 826 123 (-19 161) |

Note: Endring fra Basis case i parentes.

Tabell 3-5: Samfunnsøkonomisk overskudd (Mill EUR) for noen utvalgte delområder i Norge.

Østlandet

| Case | Basis | +7 TWh-el | -7TWh-el |
|-------------|--------------|---------------------|----------------------|
| Produsent | 1 190 | 1 251 (60) | 1134 (-57) |
| Konsum | 117 853 | 129 232 (11 379) | 107 138 (-10 715) |
| TSO | 58 | 81 (23) | 50 (-8) |
| Sum | 119 101 | 130 564 (11 463) | 108 322 (-10 780) |

Sør-Vestlandet

| Case | Basis | +7 TWh-el | -7TWh-el |
|-------------|--------------|------------------|------------------|
| Produsent | 1 355 | 1 409 (54) | 1 303 (-53) |
| Konsum | 46 965 | 47 486 (521) | 46 483 (-482) |
| TSO | 121 | 130 (9) | 123 (2) |
| Sum | 48 441 | 49 025 (584) | 47 908 (-533) |

Midt-Norge

| Case | Basis | +7 TWh-el | -7TWh-el |
|-------------|--------------|-------------------|--------------------|
| Produsent | 2 091 | 2 208 (117) | 1 988 (-103) |
| Konsum | 85 189 | 89 015 (3 826) | 81 579 (-3 611) |
| TSO | 21 | 32 (11) | 22 (1) |
| Sum | 87 301 | 91 255 (3 954) | 83 589 (-3 712) |

Troms

| Case | Basis | +7 TWh-el | -7TWh-el |
|-------------|--------------|------------------|------------------|
| Produsent | 701 | 733 (32) | 671 (-30) |
| Konsum | 30 262 | 30 864 (601) | 2 9691 (-571) |
| TSO | 22 | 27 (5) | 21 (-1) |
| Sum | 30 985 | 31 624 (639) | 30 384 (-602) |

Note: Endring fra Basis case i parentes.

Priser

Figur 3-3 viser simulerte ukemiddelpriser for de tre casene for delområdet Østlandet. Dette delområdet inkluderer blant annet Oslo-området, og har det største totalforbruket blant delområdene. Dette området også har det største fjernvarmeforbruket, og dermed får de største forbruksendringene med endret fjernvarmeforbruk (Tabell 3-5).

Den simulerte gjennomsnittsprisen over alle uker og værår for Oslo er henholdsvis 77.7, 81.9 og 74.1 EUR/MWh for de tre casene (Basis, +7TWh-el, -7TWh-al). Endringen i pris er noe større om vinteren enn om sommeren. Gjennomsnittet påvirkes av at forskjellene mellom casene er noe større i knapphetssituasjoner. Med normale magasinutfyllinger varierer prisene mindre mellom casene - med ca +/- 2.3 EUR/MWh fra Basis ved en endring på +/- 7 TWh i forbruket.

Figur 3-3 og Figur 3-4 viser en pristopp for alle casene i uke 18. Toppen er størst for caset med økt forbruk (+7TWh), og forsvinner for caset med redusert forbruk (-7TWh). Dette skyldes høye simulerte priser i ett av de simulerte værårene (1985). I det spesifikke året blir det simulert veldig høye priser i forkant av vårlommen for casene med en strammere kraftbalanse.

I Midt-Norge er gjennomsnittsprisen over alle uker henholdsvis 75.6, 80.6 og 72.0 EURO/MWh, dvs. omkring 2 EURO/MWh lavere enn for delområde Ostland (Figur 3-4). Figuren for Midt-Norge viser to pristopper, en i uke 15 og en i uke 18. Toppen i uke

Tabell 3-6: Andel av tid (%) med priser høyere enn 1000 EUR/MWh

| Case | Ostland | Norge-midt | Troms |
|-------|---------|------------|-------|
| Basis | 0.012 | 0.015 | 0.013 |
| +7TWh | 0.035 | 0.092 | 0.083 |
| -7TWh | 0.002 | 0.012 | 0.010 |

Note: 0.011 tilsvarer en time i året.

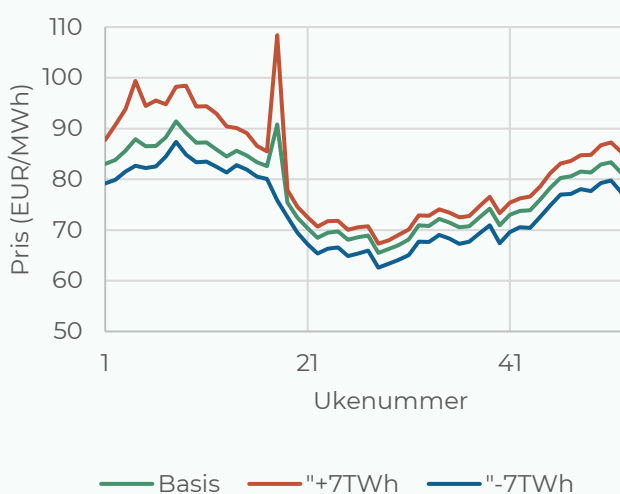
Kilde: SINTEF

18 er for det samme tilfellet som for delområde OSTLAND, dvs. værår 1985, mens den i uke 15 skyldes en stram situasjon for værår 1987.

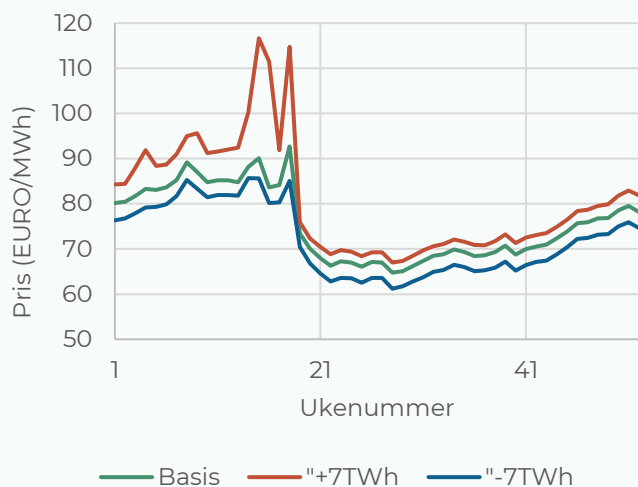
Figur 3-5 viser prisene i Østlandet med 3 timer oppløsning for uke 18, værår 1985 for de ulike casene. For noen timer når den simulerte prisen nivået til rasjoneringsprisen i modellen, som er satt til 3000 EUR/MWh. I forkant av disse pristoppene er omtrent 9 prosent av det alminnelig forbruket koblet ut via den modellerte priselastisiteten til det alminnelige forbruket.

Resultatene viser at dersom forbruket øker, alt annet likt, vil sannsynligheten for rasjonering øke. Dette vil særlig være tilfelle i et væravhengig produksjonssystem, som det norske.

Figur 3-3 Simulerte ukemiddelpriser for delområde Oslo

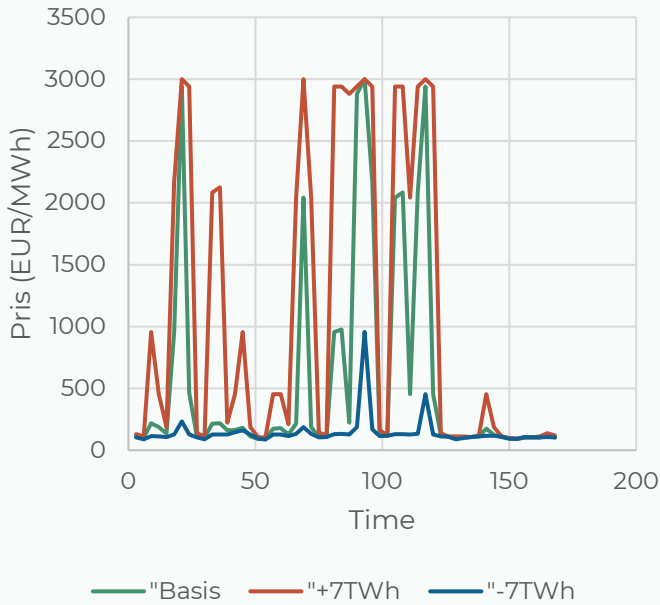


Figur 3-4 Simulerte ukemiddelpriser for delområde Midt-Norge

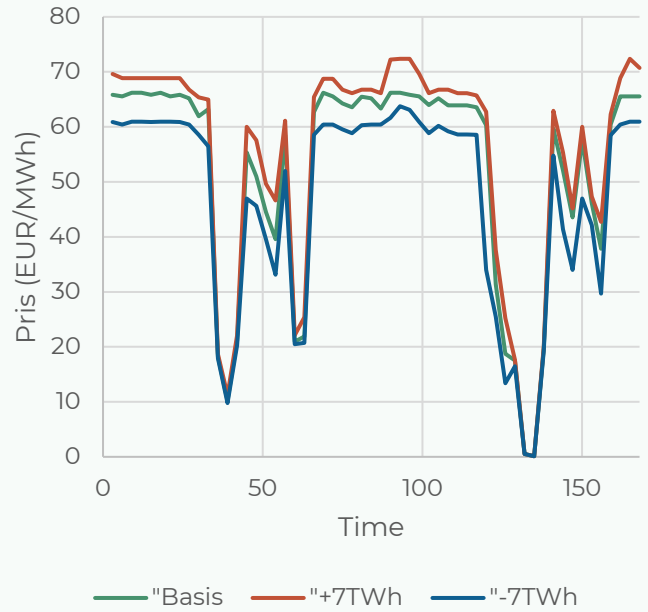


Kilde: SINTEF

Figur 3-5 Simulerte priser for uke 18 for værår 1985 i Østlandet



Figur 3-6 Priser i uke 26 for værår 2000 i Østlandet



Note: Figuren viser en uke og værår

Vi har i Tabell 3-6 valgt å vise andelen av tiden hvor prisene er over 1000 EUR/MWh som mål på endring i ekstrempriser. 0.011 svarer til en time i året. Dette viser at økningen i sannsynligheten for rasjonering øker med så mye som en faktor på 6 i Midt-Norge.

Uke 26 i værår 2000 representerer en periode med de laveste simulerte prisene (Figur 3-6). For de fleste timene i uken er det en forskjell i prisene mellom de ulike casene, men for noen tidsavsnitt innenfor uken med de laveste prisene er prisene den samme eller nesten den samme.

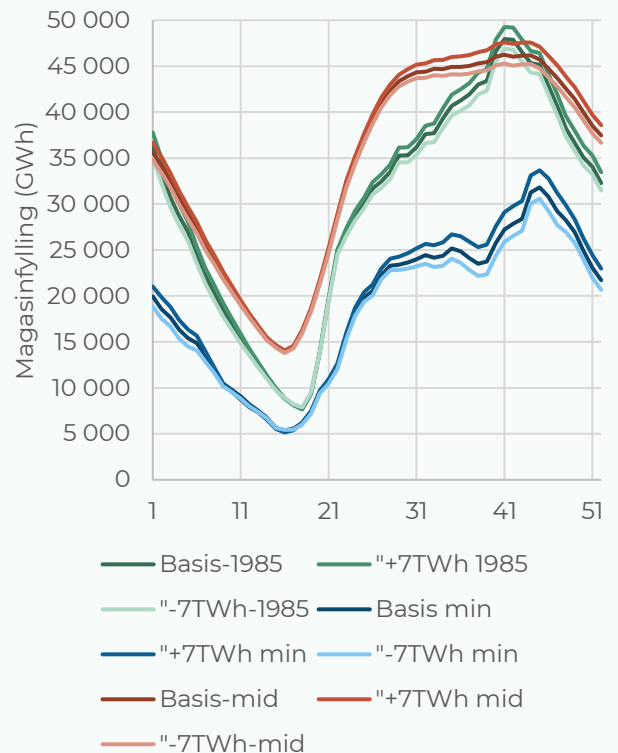
Magasinfylling

Fra Figur 3-7 ser vi at fyllingen i magasinene i 1985 er lav, spesielt i perioden rundt uke 18, som er en periode med høye simulerte priser. Figuren viser gjennomsnittlig fylling og laveste registrerte fylling i simuleringene for hvert case, samt magasinfylling fra værår 1985.

Det er derimot for uke 18 simulert en lavere sum fylling for Sør-Norge i værår 1996, men som ikke har gitt de samme ekstreme prisene som for 1985. Dette skyldes at det er mange andre faktorer som også spiller inn, slik som den individuelle fordelingen av vannet i magasinene på det gitte tidspunktet, vind og solkraftproduksjon, temperatur og magasinsituasjonen i resten av Nord-Norge og Sverige.

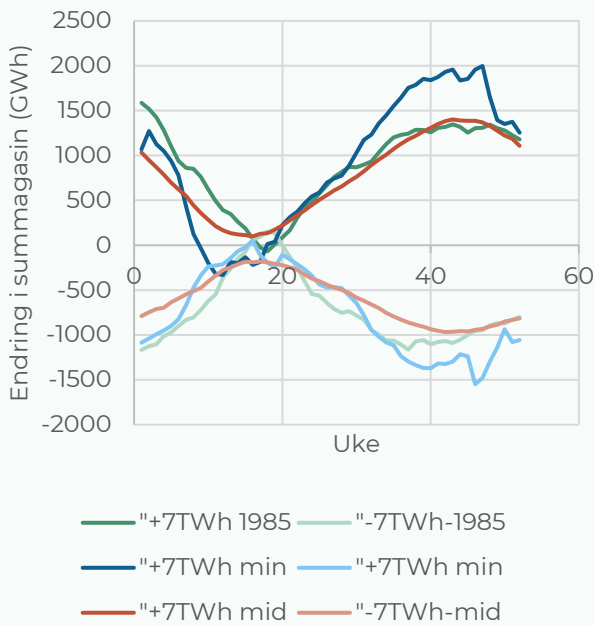
Simulert magasinfylling er marginalt lavere med økt forbruk rett før vårfloem i de ekstreme tilfellene (Figur 3-8). For resten av året er fyllingen litt høyere

Figur 3-7 Sum magasinfylling (GWh) for Sør-Norge



Kilde: SINTEF

Figur 3-8: Endring i simulert sum gjennomsnittlig magasinifylling (GWh) for Sør-Norge sammenlignet med Basis case



Kilde: SINTEF

når forbruket øker og motsatt for caset med redusert forbruk.

Resultatene er logiske. Sum vannkraftproduksjon over tid er mer eller mindre uavhengig av forbruket fordi det over tid er tilsiget som bestemmer hva som kan produseres. Skal man forsyne et høyere forbruk må importen til Norge jevnt over være høyere, noe som forutsetter høyere vannverdier.

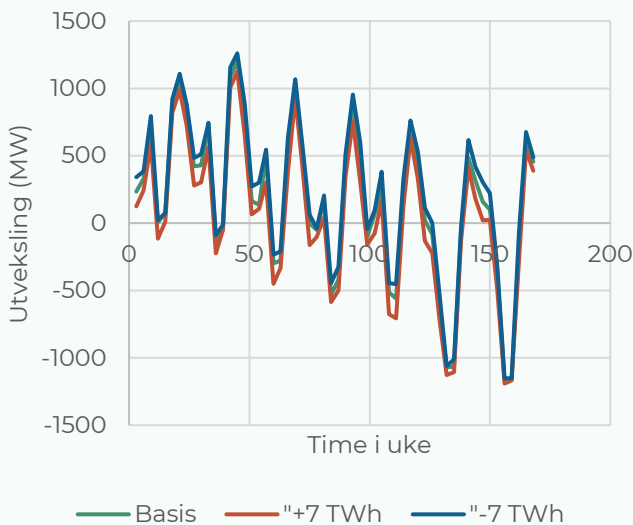
Utteksling

Figur 3-10 viser simulert gjennomsnittlig netto utveksling med Sverige. Figuren viser middel for uken og skjuler dermed variasjonen innenfor de ulike tidsavsnittene innfor uken. Maksimal import og eksport for de enkelte tidsavsnittene er betydelig større enn vist i figuren.

Figuren viser at Norge i Basis caset har nettoimport fra Sverige og at importen øker for caset med økt forbruk og reduseres for caset med redusert forbruk. Selv om det er nettoimport fra Sverige vil Norge ha nettoeksport i Basis caset via eksporten på kablene til de andre landene vi er koplet til.

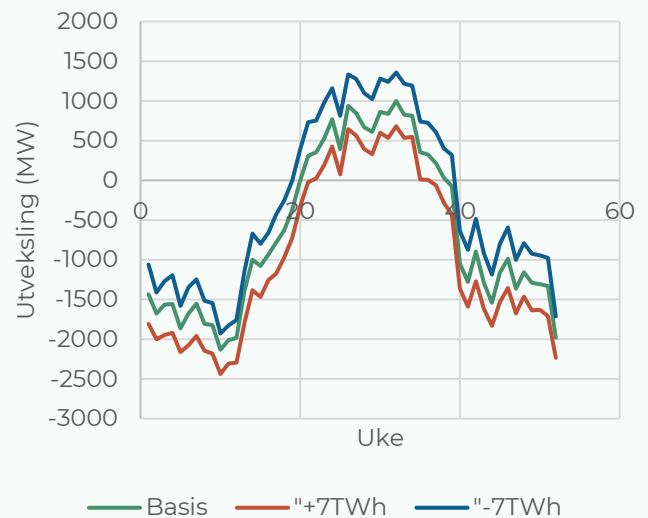
Et eksempel på flyten på kabelen til Tyskland fra delområde Sørlandet er vist i Figur 3-9. Figuren viser gjennomsnittlig utveksling time for time i uke 9. Eksporten varierer over døgnet og uken styrt av systematiske variasjoner i forbruk og solkraftproduksjon. Det er lavest eksport eller import midt på dagen når solkraftproduksjonen er størst. I sum har Norge en gjennomsnittlig nettoeksport på denne kabelen i uke 9 på henholdsvis 25,6, 9,6 og 37,9 GWh for de tre casene (Basis, +7TWh, -7TWh).

Figur 3-9 Simulert gjennomsnittlig utveksling fra sørlandet til Tyskland i uke 9 for de tre casene



Kilde: SINTEF

Figur 3-10 Simulert gjennomsnittlig utveksling med Sverige



Oppsummering

For kraftsystemet gjelder følgende generelle sammenhenger. Norsk elproduksjon, som i hovedsak produseres fra vann og vind, er over tid mer eller mindre uavhengig av totalforbruket i Norge. Produksjonen er gitt av været. Økt elforbruk i Norge, gitt samme produksjonssystem, fører derfor grov sett til en økning i nettoimporten som tilsvarer økningen i forbruket og vice versa.

For at man skal få økt import og samtidig utnytte vannkraften optimalt må vannverdiene i systemet være høyere når kraftbalansen er strammere. Høyere vannverdier gir generelt et høyere prisnivå, men endringene er størst i tørrår og vinterperioden med høyere forbruk. Økte priser reduserer konsumentoverskuddet og øker produsentoverskuddet.

Simuleringene fra Samkjøringsmodellen viser mulige fysiske og økonomiske konsekvenser for elektrisitetssystemet av endret forbruk. Det forutsettes at endringene i forbruk skyldes endringer i fjernvarmeforbruk og at man dermed kan si noe om konsekvensene av endret fjernvarmebruk. Alle rapporterte resultater viser konsekvenser av forbruksendringer i elmarkedet i forhold til en Basis. Den spesifikke koplingen til

fjernvarme er gjennom profilen til forbruksendringen over året og størrelsen på temperaturavhengigheten til forbruksendringen.

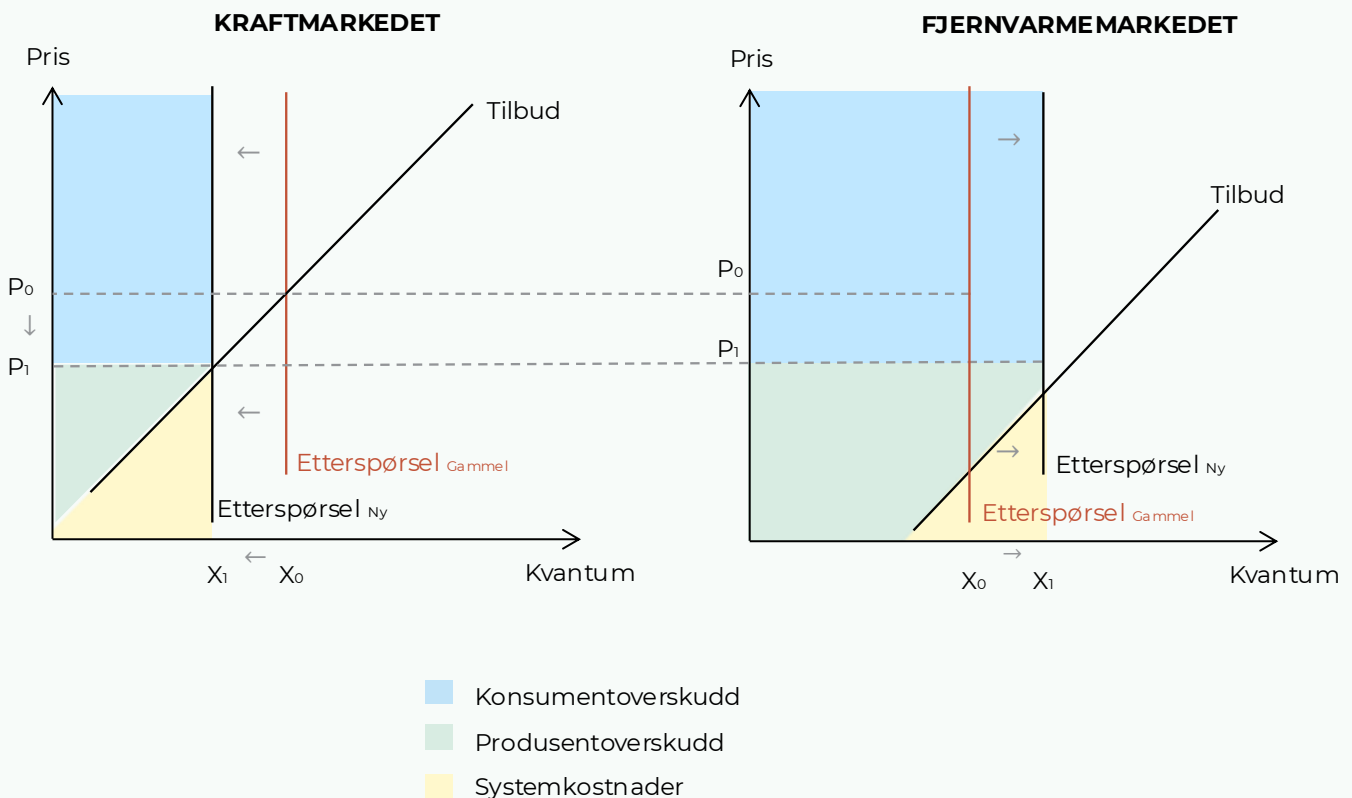
Hovedkonklusjonen fra analysen er at en strammere kraftbalanse gir betydelig økte priser, spesielt i tørrår. Med de valgte forutsetningene simulerer vi en gjennomsnittspris på 77.7 EUR/MWh for Oslo. Gjennomsnittsprisen øker med 4.2 EUR/MWh, med 7 TWh økt forbruk i Norge og reduseres med 3.6 EUR/MWh forutsatt 7 TWh redusert forbruk.

Ved en 7 TWh strammere kraftbalanse øker sannsynligheten for ekstreme kraftpriser med minst en faktor på tre, avhengig av prisområde. Dette tilsvarer at all eksisterende fjernvarmeproduksjon erstattes med oppvarming med direkte elektrisitet, uten at det kommer inn ny produksjon i systemet.

3.5 Hva er verdien av fjernvarme for kraftsystemet?

Resultatene fra kraftmarkedsmodelleringen kan brukes til å beregne samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme gitt fjernvarmesystemet vi har i dag. Det kan gjøres ved å se på endringen i samlet

Figur 3-11: Endringer i etterspørselen etter kraft og fjernvarme i energimarkedet



overskudd i energimarkedene som følge av tilstedeværelsen av fjernvarme, det vil si summen av endringer i produsent- og konsumentoverskudd i kraftmarkedet og i fjernvarmesystemet:

$$V^{varme} = \Delta PS_{el} + \Delta CS_{el} + \Delta PS_{fv} + \Delta C_{fv}$$

Der ΔPS er endring i produsentoverskudd i kraftmarkedet og fjernvarme, og ΔCS er endring i konsumentoverskudd i kraftmarkedet og fjernvarme (se Figur 3-11).

For å analysere den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme må man derfor i teorien modellere begge markedene, og dermed fange opp hvordan en overgang fra elektrisitet til fjernvarme påvirker priser, knapphet og fordelingen av gevinster ikke bare i kraftmarkedsmodellen, men også i fjernvarmemarkedet.

Fjernvarmens tilbudskurve kan brukes til å anslå kostnads- og overskuddseffekter i fjernvarmesystemet, mens Samkjøringsmodellens resultater gir et mer fullstendig mål på velferdseffekten av fjernvarmesystemet i kraftmarkedet. Samlet gir dette grunnlag for å anslå verdien av levert varme.

Dersom man forutsetter at sluttbrukeren er indifferent mellom varme levert fra fjernvarme og varme levert fra elektrisitet, og at varmeutgiften er den samme i begge tilfeller, kan endringen i konsumentoverskudd knyttet til selve varmeleveransen settes lik null. Verdien av levert fjernvarme kan da tilnærmes som forskjellen mellom reduserte systemkostnader i kraftsystemet og kostnaden ved å produsere den aktuelle varmen i fjernvarmesystemet. Samtidig er det en liten fordelingseffekt, som følger av at fjernvarmeprisen kraftprisen inngår i beregningen av den regulerte maksprisen for fjernvarme, slik at konsumentene får overført noe av det økte overskuddet i fjernvarmesystemet gjennom lavere fjernvarmepriser.

Endringen i systemkostnader er et sentralt mål på den direkte ressursbesparelsen i kraftsystemet. Figur 3-11 viser at man kan redusere totale systemkostnader ved å flytte noe av etterspørselen fra et marked med høyere marginalkostnader til et marked med lavere marginalkostnader. Det er rasjonelt å benytte fjernvarme når økningen i systemkostnader for fjernvarme er mindre enn reduksjonen i systemkostnader i kraftmarkedet, slik det er illustrert ved de gule trekantene i figuren.

Fjernvarmeproduksjon har lavere gjennomsnittlig produksjonskostnader enn reduksjonen i systemkostnadene ved endret kraftforbruk, da fjernvarmeproduksjon i stor grad er basert på varmekilder som overskuddsvarme, billig bioenergi og omgivelsesvarme.

I denne analysen legger vi til grunn at fjernvarme erstatter direkte bruk av elektrisitet. Vi kan illustrativt anta at all varmeetterspørselen som fjernvarme dekker ville bli forsynt med varmepumper og sammenlignes med bruk av elektrisitet i en varmepumpe med en SCOP (Seasonal Coefficient of Performance)⁴ på 3. Da kan vi dele forbruksendringen og endringene i systemkostnader på tre.

Da er funnene mer sensitive for virkningsgrad. Med virkningsgrad på 3 finner vi en marginalt negativ samfunnsøkonomisk nytte av fjernvarmesystemet. Dette vil imidlertid være et nedre utfallsrom for systemnyttens, som er avhengig av virkningsgraden på varmekilden, samt øvrige driftskostnader. Det er rimelig å anta en lavere virkningsgrad for varmepumper jo kaldere det er. Et anslag med SCOP på for eksempel 2,5 vil vippe den samfunnsøkonomiske nytten til en positiv verdi.

Dersom analysen skal brukes som et anslag på netto samfunnsøkonomisk verdi av ny fjernvarmekapasitet, må også investeringskostnader og øvrige driftskostnader inngå, ikke bare brenselkostnader.

Vi kan likevel bruke analysen til å si noe om verdien av en økning i fjernvarmeproduksjonen innenfor dagens system. Resultatene tyder på at både en økning og en reduksjon i fjernvarme gir en tilnærmet lineær effekt på systemkostnadene i kraftsystemet, i hvert fall innenfor det analyserte utfallsrommet. Dersom vi fordeler reduksjonen i systemkostnader på økningen i fjernvarmeproduksjon i scenariet der dagens fjernvarme doubles, tilsvarer dette om lag 830 kroner per MWh økt fjernvarmeproduksjon. Sammenlignet med gjennomsnittlige brenselkostnader, hovedsakelig basert på varmekilder med lave marginalkostnader, peker dette isolert sett mot en betydelig netto gevinst for kraftsystemet ved økt fjernvarme. Denne sammenligningen må imidlertid tolkes med varsomhet. Marginalkostnaden vil være høyere ved å øke fjernvarmeproduksjonen, ettersom man beveger seg utover på tilbudskurven i fjernvarmemarkedet, særlig i perioder med topplast.

⁴ En varmepumpes årsvarmefaktor som viser hvor effektiv den er gjennom et helt år inkludert svingninger i utetemperatur.

4. Fjernvarmens virkninger

Mens kapittel 3 belyser hvordan fjernvarmen påvirker kraftsystemet, og verdien av å opprettholde driften i det eksisterende fjernvarmesystemet, er formålet i dette kapittelet å utvikle et rammeverk for å vurdere samfunnsøkonomisk verdi ved investeringer i utvidet fjernvarmeinfrastruktur. Vi utvider analysen og inkluderer verdikomponentene som ikke blir fanget opp av kraftmarkedsanalysen. Rammeverket omfatter både verdikomponentene og kostnadene knyttet til ulike former for utbygging, og skal gi en strukturert tilnærming til å vurdere de virkningene av fjernvarme.

4.1 Rammeverk for verdien av fjernvarme

For å analysere fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi tar vi utgangspunkt i hvordan fjernvarme påvirker energisystemet som helhet. Fjernvarme konkurrerer med alternative oppvarmingsløsninger, samtidig som den påvirker kraftsystemet, kraftnettet og energisystemets robusthet. Verdien av fjernvarme oppstår derfor gjennom flere ulike mekanismer som virker i samspill.

Dette kapitlet etablerer videre et teoretisk rammeverk for å identifisere og strukturere disse verdikomponentene som opphav til flere typer samfunnsøkonomisk verdi.

I analysen deles fjernvarmens verdi opp i følgende hovedkomponenter:

$$V^{fjernvarme} = V^{varme} + V^{flex} + V^{inv} + V^{kø} + V^{FS} + V^{natur} - C^{fjernvarme}$$

Der V^{varme} er verdien av levert varme, V^{flex} er fleksibilitetsverdien, V^{inv} er verdien av reduserte eller utsatte nettinvesteringer, $V^{kø}$ er verdien av redusert nettkø, V^{FS} er verdien av økt forsyningssikkerhet og V^{natur} er verdien av reduserte naturinngrep.

Verdien av redusert kø og reduserte investeringer er to mulige gevinster av redusert belastning på strømmettet (V^{nett}):

$$V^{nett} = V^{inv} + V^{kø}$$

På kort sikt er verdien av kø mest relevant, spesielt hvis kortere ledetider for fjernvarme resulterer i kortere kø, mens på lang sikt er verdien av investeringer også relevant.

I tillegg sammenlignes verdikomponentene med de relevante kostnadskomponentene ved å bygge ut fjernvarme, uttrykt ved $C^{fjernvarme}$.

4.1.1 Begrensinger

Rammeverket gir et grunnlag for å analysere verdien av en marginal økning i fjernvarmekapasitet, hvordan verdien oppstår og hvilke forhold som påvirker den. I praksis vil fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi variere med lokale forhold, kraftsystemets tilstand, teknologi, investeringsbehov og hvilke alternativer fjernvarmen erstatter. Rammeverket skiller mellom ulike typer virkninger, slik at verdikomponentene kan analyseres på en konsistent måte og uten dobbelttelling.

Med utgangspunkt i rammeverket drøfter vi så betydningen av blant annet teknologi, kostnader og kraftsituasjon, og fjernvarmens verdi i ulike situasjoner.

4.2 Variablene i rammeverket

Verdikomponentene kan grovt deles i to kategorier. Den første er energiverdi, representert ved verdien av levert varme V^{varme} , som oppstår når fjernvarme produserer varme til lavere marginalkostnad enn alternative oppvarmingsløsninger, som enten kan være oppvarming ved bruk av direkte elektrisitet eller ved bruk av varmepumpe.

Den andre kategorien er systemverdier, som oppstår fordi fjernvarme påvirker elektrisk effektterspørsel og tidsprofilen til elektrisitetsforbruk. Når fjernvarme erstatter elektrisk oppvarming kan dette redusere nettbetlastning i perioder med høy etterspørsel, bidra til lavere systemkostnader i kraftsystemet og redusere behovet for ny nettkapasitet. Fleksibel drift av fjernvarmesystemet kan også bidra til å flytte elektrisitetsforbruk fra timer med høy belastning og høye priser til timer med lavere belastning.

Prinsipielt kan fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi forstås som forskjellen i ressursbruk mellom fjernvarmeløsningen og det relevante alternativet, som ofte vil være utbygging av strømnnett kombinert med elektrisk oppvarming. Dersom fjernvarme gjør det mulig å redusere eller utsette nettinvesteringer, vil gevinsten tilsvare ressursene som frigjøres i kraftsystemet, justert for ressursene som brukes til å etablere og drifte fjernvarmen. Eventuelle forskjeller i kvalitet, for eksempel hvor raskt varme kan leveres, kan gi ytterligere velferds- eller verdiskapingsgevinster.

4.2.1 Verdien av levert varme

Verdien av levert varme (V^{varme}) kan estimeres ved å modellere fjernvarmeforsyningen som et system av produksjonsteknologier med ulike marginalkostnader og begrenset kapasitet.

Varmebehovet i hver time dekkes av de tilgjengelige varmekildene i fjernvarmesystemet sortert i stigende rekkefølge etter marginalkostnad (merit order). Når denne kombineres med forbruksprofiler på timesbasis, kan man identifisere hvilken varmekilde som er marginal i hver time, og dermed beregne den samfunnsøkonomiske verdien av varmeleveransen ved å sammenligne volumvektet gjennomsnittlig marginalkostnad med alternativet, nemlig strøm, enten gjennom direkte bruk av strøm i panelovner eller elkjeler, eller gjennom varmepumper.

Varmepumper har ofte en COP (virkningsgrad) på 3 til 4, som gjør det til en svært effektiv varmekilde. COP (Coefficient of Performance) angir hvor effektiv en varmepumpe er ved å måle forholdet mellom avgitt varmeeffekt og tilført strøm. En COP på 3 betyr at du får 3 kW varme for hver 1 kW strøm brukt. Verdien er et øyeblikksbilde, vanligvis målt ved +7°C. COP endres med utetemperaturen, jo kaldere ute, jo lavere COP.

Driftskostnadene (reflektert i lavere andel av strømpris) er derfor lavere enn en panelovn avhengig av virkningsgraden, samtidig er investeringskostnadene betydelig høyere. I de kaldeste timene faller også virkningsgraden til (luft-til-luft) varmepumper, som ofte da må kombineres med alternative oppvarmingskilder for å få ønsket temperatur.

Alternativkostnaden ved oppvarming med strøm bestemmes også i stor grad av kraftprisen i det aktuelle prisområdet. Ettersom et fjernvarmeselskap foretar investeringer som har

lang levetid, er det den forventede spotprisen på lang sikt som vil være relevant for forventet lønnsomhet av et fjernvarmeprosjekt. I Norge varierer denne betydelig mellom områder, blant annet som følge av begrenset overføringskapasitet mellom regioner.

Dermed kan kostnaden ved elektrisk oppvarming være forskjellig mellom prisområder. Ved lik marginalkostnad i to fjernvarmsystem, ett i NO1 (Oslo) og ett i NO3 (Midt-Norge), kan fjernvarme i teorien være samfunnsøkonomisk lønnsom i NO1 (som typisk har høyere kraftpris), samtidig som den ikke er det i NO3 (som typisk har lavere kraftpris). Dette illustrer at verdien av fjernvarme er systemavhengig.

Marginalkostnaden for fjernvarme

Marginalkostnaden for å produsere fjernvarme kan illustreres ved å ta utgangspunkt i varmekildene som inngår i en fjernvarmeforsyning med tilhørende kapasiteter. Det kan inkludere:

- Avfallsforbrenning
- Varmepumper
- Bioenergi
- Elkjeler
- Ulike spisslastteknologier (fossil eller bio olje og gass)

For hver varmekilde kan det beregnes en marginalkostnad per MWh varme, som inkluderer de kostnadene som varierer med produksjonen typisk:

- Brenselskostnad
- Virkningsgrad
- Kostnader for CO₂-utslipp, dersom relevante
- Andre variable drifts- og vedlikeholdskostnader
- Eventuelle samfunnsøkonomiske relevante avgifter⁵ eller andre variable kostnader

En generell formel kan skrives som

$$MC_i = \frac{P_i}{\phi_i} + VOM_i + CO2_i$$

Der MC_i er marginalkostnad for teknologi i , P_i er pris på brensel for teknologgi i , ϕ_i er virkningsgraden, $CO2$ er utslippskostnad per MWh varme og VOM er variable drifts- og vedlikeholdskostnader.

Ulike teknologier har ulike egenskaper når det kommer til marginalkostnad:

- Avfallsforbrenning kan ha svært lav eller til og med negativ implisitt marginalkostnad, avhengig av hvordan allokering av gate fee og

⁵ Avgifter som korrigerer for eksternaliteter vil reflektere en samfunnsøkonomisk kostnad, mens fiskale avgifter vil vurderes som en fordelingseffekt.

avfallsbehandlingsinntekter mellom avfallshåndtering og fjernvarmeproduksjon behandles.

- Varmepumper får en marginalkostnad som i stor grad bestemmes av strømpris og COP (virkningsgrad).
- Elkjeler har en marginalkostnad som i praksis følger strømprisen tett.
- Biokjeler vil typisk ha positiv og mer stabil marginalkostnad, knyttet til biobrenselpris og virkningsgrad.
- Spisslastteknologier har gjerne svært høy marginalkostnad og lav brukstid.

Avfallsforbrenning dekker grunnlast, de første MW med lavest kostnad som produseres jevnt over året. Varmepumpe og biokombikjele dekker neste kapasitetsintervall, elkjeler dekker videre oppover, før den dyreste teknologien bioolje-kjele som tas i bruk i en gitt time blir marginalteknologien, samt spisslast i form av olje- og gasskjeler som brukes i beredskapssituasjoner.

Merit order-kurven (tilbudskurven) viser hvordan fjernvarmesystemets kostnad øker når varmebehovet stiger. Tilgjengelig kapasitet kan også variere i den enkelte time basert på vedlikehold, sesongvariasjon eller begrensinger i brenselstilgang,

Tilbudskurven kan så sammenlignes med timesbasert forbruksprofil for fjernvarmebehovet i et konsesjonsområde. For hver time observeres et varmebehov Q_t , og dette legges inn på meritorderkurven for å se hvilke teknologier som må brukes for å dekke etterspørselen.

Den marginale verdien av levert varme i hver time er da marginalkostnaden til den marginale teknologien som dekker fjernvarmebehovet i systemet, sammenlignet med alternativet, for eksempel prisen på strøm, eventuelt justert for virkningsgraden (COP) for bruk av varmpumpe.

Dette kan uttrykkes som:

$$MV_t^{varme} = MC_{j,t} - MC_{fjernvarme,t}$$

Der den marginale kostnaden for alternativ teknologi j er:

$$MC_{j,t} = \frac{P_{el,t}}{\theta_{j,t}} + \text{variable driftskostnader}$$

Der $P_{el,t}$ er strømpris i time t og $\theta_{j,t}$ er virkningsgrad i time t for teknologi j . For direkte bruk av elektrisitet til oppvarming antar vi en COP på 1.

I praksis vil varmeetterspørselen bli dekket av en kombinasjon av en rekke ulike teknologier, både panelovner, luft-til-luft eller andre typer varmpumper og muligens elkjeler i større bygg. Da må det hensynas hvordan varmeproduksjonen

faktisk er fordelt mellom teknologiene:

$$MC_{alt,t} = \sum_j \omega_j \cdot MC_{j,t}$$

Der $MC_{alt,t}$ er marginalkostnaden for alternativ oppvarming i time t , og ω_j er andelen av varmeproduksjon som teknologi j står for. Hvis det er en stor andel av varmpumper som utgjør alternativ varmeproduksjon vil marginalkostnaden for alternativ varmekilde være lavere.

Da står vi igjen med

$$MV_t^{varme} = MC_{alt,t} - MC_{fjernvarme,t}$$

Hvis fjernvarme er billigere enn alternativet så oppstår det en positiv samfunnsøkonomisk verdi av levert varme.

Når den marginale verdien er kjent for hver time, kan samlet verdi av levert varme over en periode beregnes som produktet av levert varme og den marginale verdien av den leverte varmen i alle timer. For å finne den volumvektede gjennomsnittlige marginalkostnaden, kan vi dele dette tallet på total produksjon Q . Dette gir et verdianslag for levert varme.

$$V^{varme} = \frac{\sum_t Q_t \cdot MV_t^{varme}}{Q}$$

I perioder med høy varmetterspørsel kan fjernvarmesystemet måtte benytte spisslastteknologier, som elkjeler eller andre reserveanlegg med høy marginalkostnad. I slike timer vil marginalkostnaden ved fjernvarmeproduksjon være betydelig høyere enn i normale driftssituasjoner, og kan være høyere enn pris på alternative varmekilder, som strøm. Ved lavere temperaturer brukes ofte grunnlast eller mellomlast med lavere marginale kostnader. Dette innebærer at den samfunnsøkonomiske verdien av levert varme kan variere betydelig gjennom året, og at særlig kalde timer kan være avgjørende for den samlede verdien av fjernvarmesystemet.

4.2.2 Verdien av sparte nettinvesteringer

Fjernvarme kan bidra til å redusere effektbelastning i strømmettet i perioder med høyt varmebehov, siden kapasiteten i nettet blir dimensjonert for topplasttimer, som faller på de kaldeste dagene.

Den samfunnsøkonomiske verdien av dette er i prinsippet hvor mye elektrisk effekt fjernvarme erstatter i dimensjonerende timer i kraftsystemet, og multiplisert med et anslag på gjennomsnittlig marginalkostnad for økt nettkapasitet. Nettoverdien fremkommer deretter ved å sammenligne denne gevinsten med kostnaden ved å etablere nødvendig fjernvarmekapasitet.

I forenklet form kan dette uttrykkes som

$$V^{nett} = \Delta E^{fjernvarme} \cdot c_{nett}$$

Der $\Delta E^{fjernvarme}$ er reduksjonen i topplast som følge av fjernvarme og c_{nett} er anslått marginal investeringskostnad per MW økt nettkapasitet.

Nettoverdien (NV) av fjernvarme knyttet til sparte nettinvestering kan da skrive som:

$$NV^{nett} = V^{nett} - C_{fjernvarme}$$

Der $C_{fjernvarme}$ er kostnaden ved nødvendig investering i fjernvarmesystemet.

Samtidig er det viktig å understreke at fjernvarmeutbygging og nettutbygging i liten grad lar seg sammenligne direkte på prosjektbasis jf. 2.1.2. Et konkret fjernvarmeprosjekt kan sjelden kobles entydig til ett bestemt nettprosjekt som ikke realiseres eller skaleres ned. Det er derfor mer hensiktsmessig å analysere fjernvarmens verdi indirekte, ved hvordan fjernvarme påvirker effektterspørselen i kraftsystemet og dermed dimensjoneringen av nettet over tid.

Første steg i analysen er å beregne hvor mye elektrisk effekt fjernvarme erstatter i perioder med høy belastning i kraftsystemet. Dersom denne varmen ellers ville blitt dekket av elektrisk oppvarming, kan dette omregnes til spart elektrisk effekt.

Den elektriske effekten som erstattes av fjernvarme kan beregnes som:

$$\Delta E^{fjernvarme} = Q_{fjernvarme} \cdot \emptyset$$

Der $Q_{fjernvarme}$ er levert fjernvarme i topplasttimen, og \emptyset er en omregningsfaktor fra varme til elektrisk effekt.

Verdien av \emptyset avhenger av hva som antas å være alternativ oppvarming:

- Ved direkte elektrisk oppvarming er $\emptyset \approx 1$
- Ved varmepumpe vil $\emptyset \approx \frac{1}{COP}$ der COP er varmepumpens virkningsgrad.

Verdien av \emptyset avhenger da av fordelingen mellom direkte elektrisk oppvarming og oppvarming med bruk av varmepumpe.

I de kaldeste timene faller imidlertid virkningsgraden til den vanligste varmepumpeteknologien, dvs. luft-luft varmepumper kraftig, og det kreves ofte alternative oppvarmingskilder for å holde temperaturen på ønsket nivå.

Når spart elektrisk topplast er estimert, må denne verdsettes ved hjelp av et anslag på kostnaden ved å øke nettkapasiteten.

Investeringer i kraftnettet skjer på flere nivåer:

- Distribusjonsnett
- Regionalnett
- Transmisjonsnett

Den marginale kostnaden ved økt nettkapasitet kan anslås ved å bruke informasjon om faktiske nettprosjekter eller gjennomsnittlig investeringskostnad per MW kapasitetsøkning.

En forenklet tilnærming er å beregne en gjennomsnittlig investeringskostnad per MW ved å dele investeringskostnadene, enten i konkrete prosjekter eller basert på historiske kostnader for å utvide nettet, per MW kapasitetsøkning investeringene har gitt/gir.

For transmisjonsnettet kan det være mulig å bruke Statnetts metode for å tallfeste langsiktig kapasitetskostnad (LKK). Denne viser hvor mye MW produksjon som mates maksimalt inn på transmisjonsnettet, og hvor mye MW forbruk som henter effekten sin fra transmisjonsnettet, inkludert kapasitet mot utland. Denne kapasiteten deles på bokført verdi av kraftnettet (se Tabell 4-1). Elvia har gjort tilsvarende øvelse for distribusjonsnettet, se Tabell 4-2.

Tabell 4-1: Langsiktig kapasitetskostnad (LKK)

| | | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|---------------------|-------------------|------------|------------|------------|------------|
| Bokført verdi | Mrd kr | 79 | 141 | 182 | 238 |
| Max INN* | GW | 39 | 44 | 48 | 51 |
| Max UT* | GW | 32 | 36 | 38 | 41 |
| Sum INN + UT | GW | 72 | 80 | 86 | 92 |
| LKK | Mill kr/MW | 1,1 | 1,8 | 2,1 | 2,6 |

Kilde/Note: * inkl. Kilde/Note: Statnett, * inkl. kapasitet mot utland (8 840 MW)

Tabell 4-2: Langsiktig kapasitetskostnad for distribusjonsnettet

| | | 2026 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-----|------------|--------|-------|-------|-------|
| LKK | Mill kr/MW | 2, 669 | 3,419 | 4,292 | 5,175 |

Kilde: Elvia, 2026

Ifølge rapporten Fjernvarmens rolle i energisystemet (Thema, 2014), har fjernvarme begrenset direkte påvirkning for dimensjoneringen ved utbyggingsbeslutninger i regionalnett og distribusjonsnett. Kostnadene ved å bygge nett er i begrenset grad knyttet til kapasiteten på selve linjen. Kostnader ved utbygging av nettstasjoner (trafostasjoner) reduseres imidlertid i områder med fjernvarme, da nettstasjoner dimensjoneres direkte etter forbruket. Dette taler også for at analysen bør ta utgangspunkt i hvordan fjernvarme reduserer effektbelastningen i dimensjonerende timer, fremfor å forsøke å etablere en direkte en-til-en-kobling mellom fjernvarmeprosjekter og konkrete nettprosjekter.

Thema har gjort et anslag på sparte nettinvesteringer for å se på systemverdien av fjernvarme for kraftnettet (THEMA, 2024). Metodisk har de da estimert investeringskostnader per MW økt traføyttelse i distribusjonsnett, regionalnett og transmisjonsnett, og omgjort disse til årlige kapital- og driftskostnader, som tolkes som systemverdien av redusert dimensjonerende effektbehov. På dette grunnlaget anslår THEMA en årlig verdi på om lag 890 kroner per kW fjernvarmekapasitet i topplast. Denne effektverdien omregnes videre til øre per kWh levert fjernvarme ved hjelp av brukstid, noe som gir et anslag på om lag 25 til 35 øre per kWh ved brukstider mellom 2500 og 3500 timer, som er et anslag på typisk brukstid på ny og eksisterende fjernvarme i Oslo.

Hvis dette anslaget brukes på hele fjernvarmeforbruket på Østlandet, gir dette en samfunnsøkonomisk verdi av utsatte nettinvesteringer på 994 millioner til 1,4 milliarder i sparte nettinvesteringer i året.

I praksis vil fjernvarme ofte ikke føre til at nettinvesteringer bortfaller helt, men snarere at de kan utsettes i tid. Verdien av fjernvarme er derfor ofte knyttet til lavere eller senere kapitalkostnader i nettet, heller enn til at en hel investering unngås. Denne tilnærmingen kan gi et mer realistisk anslag enn å anta at hele investeringen bortfaller. Den er også mer i tråd med hvordan fjernvarme faktisk virker i kraftsystemet. Ikke nødvendigvis ved å eliminere behovet for nettutbygging, men ved å dempe forbruksvekst og topplast slik at nettet kan dimensjoneres annerledes eller forsterkes senere enn det som ellers ville vært nødvendig.

For å beregne netto samfunnsøkonomisk verdi må også kostnadene ved å etablere nødvendig fjernvarmekapasitet inkluderes. Utbyggingskostnader for fjernvarmenett og produksjon kan uttrykkes som investeringskostnad per levert energienhet, for eksempel kroner per kWh levert varme.

Dersom investeringskostnaden er $c_{fjernvarme}$ kroner per kWh og fjernvarmeanlegget har h brukstimer per år, kan investeringskostnaden per MW installert kapasitet tilnærmes som:

$$C_{fjernvarme} = c_{fjernvarme} \cdot 1000 \cdot h$$

Dette gir et grovt anslag på kapitalkostnad per MW fjernvarmekapasitet. Jf. 2.2 så avhenger kostnaden ved fjernvarmeutbygging av om det er snakk om nettutvidelse, ny produksjon, reservekapasitet eller tilknytning til områder med ulik kundetetthet og eksisterende infrastruktur.

4.2.3 Verdien av redusert nettkø

I områder med begrenset nettkapasitet kan nye kunder måtte vente på tilknytning til kraftnettet. Dette gjelder særlig i regioner med høy etterspørsel etter effekt, der eksisterende nettkapasitet allerede er utnyttet eller reservert til andre prosjekter. Ventetid på nettilknytning kan innebære samfunnsøkonomiske kostnader, dersom investeringer eller aktiviteter utsettes som følge av manglende tilgang til nettkapasitet.

Ved å frigjøre kapasitet i en dimensjonerende flaskehals i nettet kan det i noen tilfeller gjøre det mulig å tilknytte nye kunder tidligere enn ellers. Den samfunnsøkonomiske verdien av redusert nettkø kan dermed forstås som verdien av kortere ventetid for prosjekter som ellers måtte ha ventet på nettkapasitet.

Samtidig er det viktig å skille denne virkningen fra verdien av unngåtte eller utsatte nettinvesteringer. Begge virkningene er relatert til den samme underliggende mekanismen, at fjernvarme reduserer effektuttaket i nettet, og den samme kapasitetsfrigjøringen kan derfor ikke verdsettes fullt ut i begge analyser. Hvis det frigis kapasitet i nettet, kan denne kapasiteten enten brukes til korte ned ventetiden i nettkøen eller redusere eller utsette investeringer i nettet. Samme MW kan ikke brukes to ganger.

For at redusert effektbelastning faktisk skal gi redusert nettkø, må det finnes prosjekter som venter på tilknytning til nettet bak den samme kapasitetsbegrensningen.

Det relevante volumet kapasitet som kan bidra til redusert kø kan derfor uttrykkes som

$$\Delta E^{kø} = \min(\Delta E^{fjernvarme}, E^{kø})$$

Der $E^{kø}$ er samlet effektbehov for modne prosjekter som står i kø bak den aktuelle flaskehalsen. Det vil si bare den delen av frigjort kapasitet som faktisk kan brukes av prosjekter i kø.

For å unngå dobbeltelling må frigjort nettkapasitet først allokeres til å redusere nettkø. Eventuell gjenværende kapasitet kan deretter inngå i analysen av sparte eller utsatte nettinvesteringer.

Dette kan uttrykkes som:

$$\Delta E^{inv} = \Delta E^{fjernvarme} - \Delta E^{kø}$$

Der ΔE^{inv} er kapasitet som kan bidra til å redusere investeringsbehovet i nettet. Verdien av fjernvarme knyttet til nettkapasitet kan dermed skrives som

$$V_{nett} = V_{kø} + V_{inv}$$

der V_{inv} er verdien av utsatte eller unngåtte nettinvesteringer og $V_{kø}$ er verdien av redusert nettkø. Denne fremgangsmåten sikrer at den samme kapasitetsfrigjøringen ikke verdsettes to ganger.

Verdien av redusert nettkø kan beregnes som verdien av tidligere tilknytning for prosjekter som ellers måtte ventet på nettkapasitet.

Dette kan uttrykkes som

$$V^{kø} = \Delta E^{kø} \cdot \lambda \cdot \Delta t$$

Der λ er et anslag på samfunnsøkonomisk verdi per MW per år tidligere tilknytning og Δt er reduksjon i ventetid. Verdien på λ kan anslås ved at det benyttes spesifikke verdier dersom det er kjent hvilke typer prosjekter som står i kø, for eksempel industri, datasentre eller eiendomsutvikling.

Effekten bør i praksis regnes ut for én av virkningene, uten å ta stilling til hvor mye som realiseres i form av redusert kø og hvor mye som reduseres gjennom reduserte nettinvesteringer. Siden det veldig krevende å regne på effektene av redusert kø, anbefaler vi å regne på reduserte nettinvesteringer.

I en økonomi med høy sysselsetting vil arbeidskraft, kapital og andre innsatsfaktorer normalt ha alternative anvendelser (fortrengningseffekter). Den samfunnsøkonomiske gevinsten av raskere tilknytning vil derfor i hovedsak være knyttet til prosjekter som har høyere produktivitet enn gjennomsnittet i økonomien. Det er vanskelig å estimere disse verdiene i samfunnsøkonomiske analyser, både fordi man har begrenset informasjon om forventet lønnsomhet i prosjektene som tilknyttes, og enda mindre informasjon om hvilken aktivitet de fortrenger.

På kort sikt vil effekten av redusert nettkø også avhenge av hvor lang tid det tar å bygge ut fjernvarmenettet eller gjennomføre konvertering til fjernvarme. Fjernvarme kan bare fremskynde tilknytningen av prosjekter dersom kapasiteten frigjøres tidligere enn alternativet, som ofte vil være

nettutbygging. Den relevante tidsgevinsten vil dermed være forskjellen mellom tiden det tar å bygge ut nettet og tiden det tar å etablere fjernvarmeløsningen.

På lang sikt vil kraftnettet normalt bygges ut slik at etterspørselen etter nettilknytning kan dekkes, forutsatt at investeringene er samfunnsøkonomisk lønnsomme og konsesjon gis. Nettkø kan derfor ofte betraktes som et midlertidig fenomen. Effekten av fjernvarme på nettkø vil dermed i mange tilfeller bestå i å fremskynde tilknytning av prosjekter eller utsette nettinvesteringer i tid, snarere enn å eliminere behovet for nettutbygging permanent.

Samtidig kan fjernvarme i enkelte situasjoner bidra til å redusere dimensjoneringen av fremtidig nett eller avlaste områder der nettutbygging er særlig krevende.

Nettkø kan også fungere som en rasjoneringsmekanisme for nettilknytning. Siden det er kostnader og usikkerhet knyttet til å stå i kø, vil lang ventetid kunne føre til at enkelte prosjekter ikke realiseres. Redusert nettkø kan derfor ikke bare fremskynde prosjekter som uansett ville blitt gjennomført, men også føre til at flere prosjekter faktisk blir realisert.

4.2.4 Verdien av fleksibilitet og reduserte systemkostnader i kraftnettet

Fjernvarmesystemer kan bidra til fleksibilitet i kraftsystemet ved at deler av varmeproduksjonen kan baseres på elektrisitet i perioder med lav kraftpris og reduseres i perioder med høy pris eller høy belastning i kraftsystemet. Særlig elkjeler og elektriske varmepumper kan gi slik fleksibilitet dersom de kan brukes i perioder med lav etterspørsel etter elektrisitet og erstattes av andre energikilder eller lagret varme i perioder med høy etterspørsel.

Fleksibiliteten innebærer at elektrisitetsforbruket i fjernvarmesystemet kan flyttes mellom timer. Dette kan redusere systemkostnader i kraftsystemet ved å:

- Redusere forbruk i timer med høy kraftpris og høy belastning
- øke forbruk i timer med lav kraftpris og overskudd av kraft

Metodisk kan fleksibilitet derfor estimeres som verdien av å flytte elektrisitetsforbruk fra timer med høy kraftpris til timer med lavere kraftpris.

Første steg i analysen er å estimere hvor stort elektrisitetsforbruk i fjernvarmesystemet som kan flyttes i tid. Dette avhenger av blant annet:

- installert kapasitet i el-kjeler og elektriske varmepumper
- varmeetterspørselen i systemet
- tilgjengelig alternativ produksjon
- eventuell lagringskapasitet i fjernvarmesystemet

Det er hensiktsmessig å skille mellom teknisk fleksibilitetsvolum og operasjonelt fleksibilitetsvolum. Det tekniske volumet reflekterer installert kapasitet i elkjeler og andre elektriske varmekilder. Den operasjonelle fleksibiliteten vil imidlertid normalt være lavere, fordi varmeproduksjonen må tilpasses varmeetterspørselen, tilgjengelig alternativ produksjon og lagringskapasiteten i systemet. I tillegg vil det være noe varmetap i forbindelse med flyttingen. I praksis innebærer dette at bare en del av den installerte kapasiteten kan benyttes til fleksibilitet i kraftsystemet i de timene der fleksibiliteten har størst verdi.

Energiverdien av levert varme

En fjernvarmeaktør vil bare bruke kraft i timer med lave priser dersom den elektriske varmeproduksjonen er billigere enn alternativt brensel eller annen alternativ varmeproduksjon.

$$\frac{P_t}{COP_t} < MC_t^{alt}$$

Dersom aktøren har mulighet til å lagre varme og anvende alternative brenslar, vil den bare kjøpe kraft for å flytte produksjon i tid dersom kostnaden ved å produsere og lagre varme i lavpristimer er lavere enn kostnaden ved den teknologien som ellers måtte vært brukt i senere timer.

Det vil si at lagring er lønnsomt hvis:

$$\frac{P_{lav}}{COP_{lav}} + c^{lagring} < \min\left(\frac{P_{høy}}{COP_{høy}}, MC_{høy}^{alt}\right)$$

Så dersom aktøren har alternativt brensel tilgjengelig, vil den bare kjøpe strøm for å flytte varme dersom den forventer at alternativet senere er dyrere.

Verdien av fleksibiliteten kan beregnes som forskjellen mellom kraftprisen i timer der elektrisitetsforbruket reduseres og kraftprisen i timer der forbruket økes.

En enkel tilnærming er å beregne fleksibilitetsverdien som:

$$V^{flex} = Q^{flex} \cdot (P^{peak} - P^{offpeak})$$

Der Q^{flex} er flyttbart elektrisitetsforbruk (operasjonell fleksibilitet), P^{peak} er gjennomsnittlig

kraftpris i timer der forbruket reduseres, og $P^{offpeak}$ er gjennomsnittlig kraftpris i timer der forbruket økes.

En mer presis tilnærming vil være å bruke timevise priser og beregne verdien av fleksibiliteten for hver time der forbruket flyttes:

$$V^{flex} = \sum_t q_t^{down} P_t - \sum_t q_t^{up} P_t$$

Der q_t^{down} er redusert forbruk i timer med høy pris og q_t^{up} er økt forbruk i timer med lavere pris. P_t er kraftprisen i time t.

Det er viktig å skille fleksibilitetsverdien fra andre verdikomponenter i analysen av fjernvarme.

Verdien av levert varme måler forskjellen i marginale produksjonskostnader mellom fjernvarme og alternativ oppvarming, og representerer en energiverdi. Flexibilitetsverdien representerer derimot den ekstra verdien som oppstår fordi elektrisitetsforbruket kan flyttes i tid.

Flexibilitetsverdien bør derfor bare inkludere gevinsten ved tidsforskyvning i elektrisitetsforbruk, ikke verdien av selve varmeleveransen. Hvis verdien av varmeleveransen beregnes basert på timespriser, vil denne fleksibilitetsverdien allerede være inkludert i verdien av levert varme.

Systemverdien av fleksibilitet

Videre kan fleksibilitet også bidra til redusert belastning i kraftnettet i topplasttimer. Dersom fleksibiliteten reduserer elektrisk effektuttak i dimensjonerende timer, kan dette gi en ytterligere verdi gjennom reduserte nettinvesteringer eller redusert nettkø. Disse effektene behandles separat i analysen av nettvirkninger.

Verdien av fleksibilitet avhenger i stor grad av variasjonen i kraftpriser og av hvor mye elektrisitetsforbruk som faktisk kan flyttes i tid. I perioder med store prisforskjeller mellom timer kan fleksibiliteten ha betydelig verdi, mens verdien vil være lavere i perioder med mer stabile kraftpriser.

Samtidig vil fleksibiliteten ofte være mest verdifull i timer der kraftsystemet er mest belastet. Dette innebærer at fleksibiliteten i fjernvarmesystemet kan ha en særlig viktig rolle i perioder med høy etterspørsel etter elektrisitet, for eksempel i kalde vinterperioder. Så sant ikke behovet for å bruke elektrisitet til å dekke fjernvarmeetterspørselen sammenfaller med høy etterspørsel etter elektrisitet.

Hvis Q_t er fleksibelt elkjeleforbruk og $E^{elkjeler}$ er total elkjelekapasitet, så kan redusert forbruk i kritiske timer skrives som

$$\Delta E_t^{flex} = \min(Q_t, E^{elkjeler})$$

Dette representerer hvor mye elektrisk last som kan fjernes fra systemet i disse timene.

Fleksibilitet reduserer systemkostnader ved å flytte elektrisitetsforbruk til timer med lavere produksjonskostnad

Verdien beregnes da som:

$$V^{flex} = \sum_{t \in T^{peak}} \Delta E_t^{flex} \cdot (P_t - P_{alt})$$

T^{peak} er de antall timene med høyest elektrisk last. Der P_t er kraftpris i kritisk time og P_{alt} er kraftpris i timer der forbruket flyttes til. Dette er fleksibilitetens markedsverdi.

Det viktige er at fleksibiliteten nå også reduserer effekt i de samme timene som dimensjonerer nettet.

Dermed kan fleksibiliteten bidra til at

$$\Delta E^{nett} = \Delta E^{fjernvarme} + \Delta E^{flex}$$

Dette gir et samlet bidrag til redusert nettbelastning. Denne effekten vil reflekteres i redusert behov for nett eller redusert nettkø, og kan verdsettes som en del av beregningen av fjernvarmes bidrag til redusert belastning på nettet i topplast

Systemverdien av fjernvarmens fleksibilitet kan da beregnes som:

$$V^{sys} = \sum_{t \in T^{peak}} \Delta E_t^{flex} \cdot MC_t^{sys}$$

Der MC_t^{sys} er marginal systemkostnad. Denne størrelsen er imidlertid vanskelig å observere direkte. I praksis benyttes derfor kraftprisen som en tilnærming, ettersom kraftprisen reflekterer kostnaden ved marginal kraftproduksjon eller import i den aktuelle timen.

4.2.5 Verdien av forsyningssikkerhet

Fjernvarme kan bidra til økt forsyningssikkerhet i energisystemet ved å redusere avhengigheten av elektrisitet til oppvarming. Dette kan ha verdi både på systemnivå i kraftsystemet og lokalt i varmforsyningen til bygg. I analysen kan forsyningssikkerhet derfor vurderes langs to dimensjoner:

1. redusert risiko for energiknapphet eller rasjonering i kraftsystemet, og
2. økt robusthet i varmforsyningen ved lokale strømavbrudd.

Verdien av forsyningssikkerhet kan prinsipielt beregnes som verdien av redusert forventet ikke-levert energi (Expected Energy Not Served, EENS).

Fjernvarme reduserer elektrisitetsforbruket til oppvarming og kan dermed bidra til å redusere belastningen på kraftsystemet i perioder med høy etterspørsel. I situasjoner der kraftsystemet er presset, kan dette redusere sannsynligheten for rasjonering eller andre knapphetsutfall.

Denne effekten kan analyseres ved hjelp av kraftmarkedsmodellen (EMPS). Ved å sammenligne et scenario med og uten fjernvarme kan man estimere forskjellen i forventet ikke-levert energi i kraftsystemet.

$$\Delta EENS = EENS^{ref} - EENS^{fjernvarme}$$

Der $EENS^{ref}$ er forventet ikke-levert energi i referansescenarioet og $EENS^{fjernvarme}$ er forventet ikke-levert energi i scenarioet med økt fjernvarme.

Verdien av redusert energiknapphet kan deretter beregnes som

$$V^{FS} = \Delta EENS \cdot VoLL$$

Der VoLL er verdien av ikke-levert energi. Denne tilnærmingen fanger opp den samfunnsøkonomiske kostnaden ved energimangel i kraftsystemet, som normalt er betydelig høyere enn den ordinære kraftprisen.

For å beregne VoLL kan man benytte seg av KILE-kostnader («Kvalitetsjustert inntektsramme ved ikke levert energi»). Disse utgjør et beløp på over 800 millioner kroner totalt årlig.

KILE-kostnader er en økonomisk straff der nettselskaper får redusert sin inntektsramme ved strømbrudd basert på avbruddets varighet, tidspunkt og berørte kundegrupper. Når det beregnes KILE-beløp legges til grunn ulike kostnadsfunksjoner for avbrudd som oppstår på et spesifikt tidspunkt for de ulike kundegruppene, der hver kundegruppe har et eget referansetidspunkt.

I tillegg til effekten på kraftsystemet kan fjernvarme også bidra til økt robusthet i varmforsyningen til bygg. Elektrisk oppvarming er direkte avhengig av strømforsyningen i distribusjonsnettet, mens fjernvarme i enkelte tilfeller kan opprettholde varmeleveranser i en periode selv ved strømbrudd, for eksempel gjennom termisk lagring eller tregthet i systemet.

Verdien av økt robusthet kan i prinsippet beregnes som

$$V^{FS, lokal} = \sum_t p_t^{avbrudd} \cdot Q_t^{krit} \cdot (\rho^{fjernvarme} - \rho^{alt}) \cdot VoLL$$

Der $p_t^{avbrudd}$ er sannsynligheten for strømavbrudd, Q_t^{krit} er kritisk varmebehov, $\rho^{fjernvarme}$ er andelen av varmebehovet som fortsatt kan leveres med

fjernvarme og p^{alt} er andelen som kan leveres med alternativ oppvarming.

I praksis vil denne effekten ofte være begrenset, fordi også fjernvarmesystemer er avhengig av elektrisitet til pumper og styringssystemer. Samtidig kan termisk lagring og tregghet i fjernvarmenettet bidra til at varmeleveransen opprettholdes lenger enn ved direkte elektrisk oppvarming.

Selv om situasjoner med energiknapphet eller rasjonering oppstår svært sjelden, kan den samfunnsøkonomiske verdien av redusert risiko for slike hendelser være betydelig. Dette skyldes at kostnaden ved ikke-levert energi er svært høy sammenlignet med normale kraftpriser. Fjernvarme kan bidra til å redusere denne risikoen der kraftsystemet er mest presset. Dette kan være ved å redusere etterspørsel i vintertopper, redusere risiko for energiknapphet i tørre år, og redusere sannsynlighet for rasjonering.

Samfunnsøkonomisk verdi av et mer robust og diversifisert energisystem bør ikke bare vurderes ut fra forventede avbruddskostnader i normalsituasjoner, men også i lys av risikoen for ekstreme scenarier med potensielt svært store konsekvenser. Når sannsynligheten for katastrofale utfall er lav og usikker, og ikke kan fastslås å være neglisjerbar, kan standard nytte-kostnadsanalyse undervurdere verdien av sikkerhetstiltak (NOU 2012:16). I slike tilfeller kan det være aktuelt å anvende et føre-var-prinsipp, eller fastsette sikre minimumsstandarder/robuste sikkerhetsnivåer som reduserer det maksimale tapet dersom katastrofen skulle inntreffe. Samtidig må kostnadene ved slike tiltak ikke være urimelig stor for samfunnet. En mulig tilnærming er da å bruke samfunnsøkonomiske analyser til å synliggjøre hvor store ressurser som implisitt eller eksplisitt brukes til risikoreduksjon i ulike sektorer, og om ressursbruken i den aktuelle sektoren står i forhold til det (NOU 2012:16).

I denne konteksten kan investeringer i fjernvarme bidra til å redusere konsekvensene av et omfattende og langvarig strømbrydd som følge av naturkatastrofer, ekstremvær eller krig og terroraksjoner. Det forutsetter at fjernvarmen faktisk vil fungere i en slik situasjon, og kan levere varme i situasjoner der dette er kritisk som følge av utfall i strømmettet.

4.2.6 Verdien av sparte naturinngrep

Sparte naturinngrep er en egen kategori av samfunnsøkonomisk verdi som oppstår fordi fjernvarme kan redusere behovet for ny energiinfrastruktur. Dette kan være gjennom redusert behov for nettutbygging som kan

redusere naturinngrep knyttet til nye kraftledninger, nye transformatorstasjoner eller utvidelse av nettinfrastruktur. Dette gjelder særlig i regional og transmisjonsnettet.

Fjernvarme påvirker i mange tilfeller først og fremst belastningen i det lokale distribusjonsnettet og kapasiteten i transformatorstasjoner, snarere enn behovet for nye kraftlinjer i regional- eller transmisjonsnettet. Siden naturinngrepene i kraftsystemet ofte er størst knyttet til bygging av nye linjetraséer, kan dette innebære at fjernvarmens direkte naturgevinst gjennom redusert nettutbygging er begrenset. Samtidig kan redusert elektrisk effektetterspørsel i byområder bidra til å utsette eller redusere behovet for nettførsterkninger, og dermed gi relevante naturgevinster.

Naturvirkningene av fjernvarme kan også oppstå gjennom redusert behov for kraftproduksjon. Ved å erstatte elektrisk oppvarming kan fjernvarme redusere etterspørselen etter elektrisitet, og dermed på marginen redusere behovet for ny kraftproduksjon. Siden kraftproduksjon ofte innebærer større areal- og naturinngrep enn lokal nettinfrastruktur, kan naturgevinsten av redusert kraftproduksjon i enkelte tilfeller være større enn naturgevinsten av redusert nettutbygging

Samtidig oppstår denne effekten bare dersom fjernvarme faktisk reduserer behovet for ny infrastruktur. Dersom frigjort nettkapasitet i stedet tas i bruk av andre kunder i kø, vil naturinngrep normalt ikke reduseres. Verdien av sparte naturinngrep må derfor vurderes i sammenheng med analysen av utsatte eller unngåtte nettinvesteringer.

$$\Delta E^{fjernvarme} = \Delta E^{inv} + \Delta E^{kø}$$

Analysen av sparte naturinngrep starter altså ved å beregne hvor mange MW ny kapasitet som ikke må bygges ΔE^{inv} og deretter koble dette til naturinngrep per MW utbygging (N):

$$N = \Delta E^{inv} \cdot \eta$$

Der η er naturinngrep per MW ny kapasitet.

Dette sier ikke noe om verdien i kroner og øre, men viser at fjernvarme har en naturgevinst gjennom mindre behov for utbygging. For å verdsette verdien av sparte naturinngrep, kan det deretter legges på et anslag per MW ikke utbygd kapasitet

$$V^{natur} = \Delta E^{inv} \cdot v$$

der v er en skyggeverdi for naturinngrep per MW nettutbygging. For å beregne denne kan det

benyttes scenarioer i form av lav, middels eller høy naturverdi.

I analysen må det også tas hensyn til naturinngrepet som følger av selve fjernvarmeutbyggingen. I mange byområder vil naturkostnaden ved fjernvarmeutbygging være relativt begrenset i eksisterende gategrunn eller allerede utbygde områder. I andre tilfeller der fjernvarme krever ny infrastruktur over lengre strekninger eller etablering av nye produksjonsanlegg, kan naturkostnaden være større og nettoeffekten noe mindre tydelig.

Verdsettingen kan dermed tolkes som en sammenligning mellom to alternative situasjoner: én der energibehovet dekkes gjennom strømnnettutbygging, og én der det i større grad dekkes med fjernvarme. Siden fjernvarme vanligvis medfører mindre naturinngrep, vil differansen i arealbruk og miljøpåvirkning mellom disse situasjonene representere nyttevirkingen av sparte naturinngrep. Verdien av denne nytten kan uttrykkes som forskjellen mellom arealets verdi når det påvirkes av strømnnettutbygging og arealets verdi i en situasjon med mindre inngrep, som ved fjernvarme.

Det er stort sett grunnlag for å prissette en del av disse areal- og miljøvirkningene. For eksempel kan man bruke tomtepriser som tilnærming på arealverdiene og verdsette nærføringseffekter via påvirkning på boligpriser i området⁶. Nærføringseffekter omfatter alle ulemper beboere og de som oppholder seg nær strømlinningen opplever, inkludert visuelle virkninger, støy og bekymring for negative helseeffekter av kraftledning.

Det vil imidlertid også kunne oppstå miljøvirkninger utover nærføringseffektene.⁷ En rekke av disse miljøvirkningene har ikke markedspriser som kan brukes direkte, da slike goder normalt ikke omsettes i markedet. Disse vurderes dermed som ikke-prissatte virkninger, og kan vurderes i henhold til verdimatrisemetoden, jf. veilederen for samfunnsøkonomiske analyser.

⁶ Miljøvirkninger av et infrastrukturtiltak i tettbygde områder er tett knyttet til såkalte nærføringseffekter. Slike virkninger sammenfaller ofte med areal- og miljøvirkninger, men inkluderer ytterligere virkninger, som opplevd risiko for potensielle helseeffekter av å bo eller oppholde seg i nærheten av strømnnett.

⁷ Relevante miljøvirkningen kan være avledet fra de økosystemtjenestene som påvirkes av infrastrukturutbyggingen. Økosystemtjenester er bidrag

4.3 Ulike behov for langsiktige investeringer

Behovet for langsiktige investeringer i fjernvarmesystemet har stor betydning for den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Dette gjelder både investeringer i produksjonskapasitet og nett, og hvordan disse investeringene utvikler seg over tid i forhold til alternativet – elektrisk oppvarming og tilhørende netttutbygging.

Langsiktige investeringer påvirker kostnadskomponenten $C^{fjernvarme}$, men også flere av verdikomponentene i ligningen:

$$V^{fjernvarme} = V^{varme} + V^{flex} + V^{inv} + V^{kø} + V^{FS} + V^{natur} - C^{fjernvarme}$$

Der $C^{fjernvarme}$ kan deles opp i:

$$C^{fjernvarme} = C^{prod} + C^{nett} + C^{tilknytning} + C^{naturinngrep}$$

Der C^{prod} er investeringer i varmeproduksjon, C^{nett} er investeringer i fjernvarmenett og $C^{tilknytning}$ er tilknytning/konvertering hos kundene

Produksjonskostnaden avhenger av nødvendig kapasitet og valgt teknologi. En enkel tilnærming er å skrive:

$$C^{prod} = c_K(\theta) \cdot E^{peak}$$

Der $c_K(\theta)$ er investeringskostnad per MW for teknologi θ , og E^{peak} dimensjonerende effektbehov. Produksjonskostnaden per levert varmenhet vil da avhenge av brukstiden i systemet. Dersom årlig levert varme er Q , og brukstiden er:

$$h = \frac{Q}{E^{peak}}$$

kan produksjonskostnaden per levert varme uttrykkes som

$$\frac{C^{prod}}{Q} = \frac{c_K(\theta)}{h}$$

Dette innebærer at kapitalintensive teknologier er lettere å forsvare når kapasiteten brukes mange timer i året.

Kostnadene i fjernvarmenettet avhenger særlig av nettlengde og varmegrunnlag. Dersom L er

fra økosystemene til mennesker, og er en tilnærming som ofte brukes for å identifisere miljøvirkninger. Det omfatter blant annet direkte virkninger for natur og miljø i området, herunder virkninger for biologisk mangfold, kulturarv, friluftsliv og rekreasjon, klimaregulering og andre regulerende tjenester fra naturen.

nødvendig nettlengde og c_L er kostnad per meter nett, kan nettkostnaden skrives som:

$$C^{nett} = c_L \cdot L$$

Kostnaden per levert varme avhenger av varmetettheten (konsentrasjonen av varmeetterspørsel) i området. Hvis varmetettheten defineres som

$$\delta = \frac{Q}{L}$$

Kan nettkostnaden per levert varme uttrykkes som

$$\frac{C^{nett}}{Q} = \frac{c_L}{\delta}$$

Dette viser at enhetskostnaden i fjernvarmenettet faller når varmeleveransen per meter nett øker, altså når kundegrnlaget er tett og varmeetterspørselen høy.

Samlet kan enhetskostnaden ved fjernvarme uttrykkes som:

$$AC^{Fjernvarme} = \frac{c_K(\theta)}{h} + \frac{c_L}{\delta} + \frac{C^{tilknytning}}{Q} + c_v(\theta)$$

Der $c_v(\theta)$ er variabel kostnad per levert varmeeinheit. Ligningen viser at kostnaden ved fjernvarmeutbygging reduseres når brukstiden er høy, varmetettheten er høy og tilknyttet volum er stort. Samtidig påvirkes kostnadsnivået av teknologivalg gjennom ulike kombinasjoner av kapitalkostnad og marginalkostnad.

Samfunnsøkonomisk innebærer dette at fjernvarme typisk er mest attraktivt i områder med høy kundetetthet, stabil og betydelig varmeetterspørsel og tilgang på teknologier eller varmekilder som kan levere varme med lave samlede kostnader. Dette er forhold som oftest er oppfylt i byområder.

Forskjellen mellom ledig og ny kapasitet og nett handler altså om størrelsen på C^{prod} og C^{nett} . Dette kan gi store utslag i den samlede samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme (som vil illustrere i caseanalysen i kapittel 5).

Dersom fjernvarmesystemet allerede har ledig kapasitet i produksjon og nett, kan økt bruk av fjernvarme leveres uten større investeringer. I slike tilfeller vil marginalkostnaden ved økt fjernvarmeproduksjon i stor grad være knyttet til tilknytning og marginal varmeproduksjon. Dette innebærer at $C^{prod} \approx 0$ og $C^{fjernvarme}$ er relativt lav og da blir den relevante kostnaden:

$$C^{fjernvarme} \approx C^{tilknyt} + MC^{varme}$$

I denne situasjonen trenger ikke fjernvarme å bære kostnaden ved ny produksjon eller store oppgradering av nettet, og samlet verdi bestemmes i større grad av verdikomponentene. Dette er situasjonen der fjernvarme er mest attraktivt samfunnsøkonomisk, særlig hvis man samtidig kan koble på nye kunder i eksisterende nett eller fortette i områder med allerede utbygd infrastruktur.

Når økt bruk av fjernvarme forutsetter betydelige nye investeringer i produksjon og infrastruktur, endres den samfunnsøkonomiske vurderingen fundamentalt. Da øker C^{nett} og C^{prod} og dermed også $C^{fjernvarme}$. Fjernvarme må ikke bare være bedre enn alternativ elektrisk oppvarming på marginen, men også gi store nok gevinster til å forsvare et nytt investeringsløft. I slike situasjoner er det ikke lenger tilstrekkelig å analysere marginal varmeproduksjon isolert – man må i stedet vurdere hele systemutbyggingen som et investeringsprosjekt.

En enkel lønnsomhetsbetingelse blir da:

$$C^{prod} + C^{nett} + C^{tilknytning} + C^{naturinngrep} < V^{varme} + V^{flex} + V^{inv} + V^{kø} + V^{FS} + V^{natur}$$

Dette er en typisk situasjon når:

- Nytt område skal bygges ut
- Eksisterende grunnlast er fullt utnyttet
- Nye kunder krever større vinterkapasitet
- Det må bygges ny bio-, avfalls-, varmepumper- eller spisslastkapasitet.

Fjernvarmeinvesteringer er langsiktige, irreversible og kapitalkrevende. Kostnadene kommer ofte tidlig, mens gevinstene realiseres over lang tid. Dette gjør analysen følsom for diskonteringsrente og framtidige forutsetninger om varmeetterspørsel, energipriser og teknologiutvikling.

Fjernvarme har klare stordriftsfordeler, enhetskostnadene går ned når tilknyttet volum går opp. Det vil si at i områder med lav tilknytning vil kostnaden per kunde være høy og lønnsomheten være svak. Varmeetterspørselen vil også være lav, og fjernvarme er avhengig av stor og stabil varmeetterspørsel. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan da kreve mange samtidige tilknytninger, koordinert utbygging og tilgang på rimelig varme relativt nær forbruket, for eksempel avfall, spillvarme, sjøvann eller bioenergi med lav marginalkostnad. Typiske områder der dette er oppfylt er i byområder og i større bygg.

Valg av energisystem i dag påvirker også fremtidige muligheter. Siden fjernvarme innebærer langsiktige og delvis irreversible investeringer, bør en

forutsetning være at fjernvarmeutbygging skjer i områder der alternativet er forbundet med relativt høye kostnader, altså der det er et høyt investeringsbehov i kraftsystemet.

Dette har også betydning for teknologivalg. Teknologier som avfallsforbrenning, store varmepumper og større bioanlegg har høy kapitalintensitet og er lettere å forsvare når kundegrunnlaget er stort, produksjonen kan brukes mange timer i året, og eksisterende kapasitet kan utnyttes godt. Elkjeler og enkelte bio- og spisslastløsninger har lavere investeringskostnad og kan derfor være mer hensiktsmessige når det er behov for ny kapasitet, men man ønsker å unngå store investeringsløft.

I situasjonen med ledig produksjonskapasitet, men ikke ledig kapasitet i fjernvarmenettet, så blir den relevante kostnaden

$$C_{fjernvarme} = C_{nett} + C_{tilknytning} + C_{naturinngrep} + MC^{varme}$$

Der ny produksjonsinvestering C^{prod} ikke er nødvendig.

Da avhenger lønnsomheten i stor grad av kundetetthet og avstand. Hvis nye kunder kan kobles med korte strekk og høy varmetetthet, kan prosjektet være lønnsomt. Hvis nettet må bygges langt for få kunder, trekker dette raskt nettoverdien ned. Slik investeringer er ofte lønnsomme i tette byområder, men mer krevende i mer spredte bygde områder.

Hvis det er ledig kapasitet i fjernvarmenettet, men ikke ledig produksjonskapasitet, vil det si at det finnes kapasitet til å ta imot flere kunder eller levere mer varme i deler av nettet, men den eksisterende produksjon er fullt utnyttet i de timene som er dimensjonerende for systemet.

Kostnadsleddet kan da skrives som:

$$C_{fjernvarme} \approx C^{prod} + C_{tilknytning}$$

Siden behovet for investeringer i rørsystemet er lavt, er dette mindre kapitalkrevende enn full nyutbygging. Lønnsomheten avhenger i stor grad av hvilken type produksjonskapasitet som må bygges, hvor mange timer den vil brukes, og om behovet hovedsakelig gjelder topplast eller mer varig last. Dersom ny kapasitet bare trengs i korte perioder, vil en mindre kapitalintensiv spisslastløsning ofte være samfunnsøkonomisk mer hensiktsmessig enn en stor grunnlastinvestering. Dersom varmeetterspørselen øker varig, kan det derimot være riktig å investere i en mer kapitalintensiv teknologi med lavere driftskostnader.

Dette betyr at vurderingen i stor grad avhenger av:

- Teknologiens kapitalkostnad per MW
- Marginalkostnaden i drift
- Hvor mange timer den nye kapasiteten vil brukes
- Om kapasiteten bygges for grunnlast, mellomlast eller spisslast.

Tabell 4-3: Ulike behov for langsiktige investeringer

| Situasjon | Relevant ekstra kostnad | Hva driver lønnsomheten? | Samfunnsøkonomisk vurdering |
|---|---|---|--|
| Ledig produksjonskapasitet og ledig fjernvarmenettkapasitet | $C_{fjernvarme} \approx C_{tilknyt} + MC^{varme}$ | Energiverdier og systemgevinster, siden investeringer allerede er tatt | Mest gunstig situasjon; ofte høy sannsynlighet for positiv nettoverdi |
| Ledig produksjonskapasitet, men ikke ledig fjernvarmenettkapasitet | $C_{fjernvarme} = C_{nett} + C_{tilknytning} + MC^{varme}$ | Kundetetthet, avstand og kostnad ved nettutvidelse | Ofte lønnsomt i tette byområder, mer krevende i spredte områder |
| Ledig kapasitet i fjernvarmenett, men ikke ledig produksjonskapasitet | $C_{fjernvarme} \approx C^{prod} + C_{tilknytning}$ | Produksjonsteknologi, kapitalkostnad, brukstid og om behovet gjelder topp- eller grunnlast | Følsomt for teknologivalg |
| Verken ledig produksjonskapasitet eller ledig fjernvarme kapasitet | $C_{fjernvarme} = C^{prod} + C_{nett} + C_{tilknytning} + C_{naturinngrep}$ | Om samlet energiverdi og systemgevinster er store nok til å forsvare et nytt investeringsløft | Krever stort kundegrunnlag, stabil og stor varmeetterspørsel og betydelige gevinster |

Kilde/Note: Oslo Economics

5. Caseanalyse – Samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i ulike situasjoner

Vi analyserer fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi i ulike situasjoner, representert ved seks case. Analysen indikerer at det er potensial for samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i fjernvarme, men at nytten varierer med forutsetninger om varmekilder, investeringsbehov, strømpris, tilstanden i strømnettet og varmeetterspørsel. I fire av seks case er de prissatte virkningene samlet sett klart positive, mens fjernvarme i alle case vurderes å ha positiv verdi for beredskap og reduserte naturinngrep.

Når vi i denne rapporten omtaler fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi sikter vi til den samlede nettoverdier den kan skape i energisystemet. Denne verdien kan forstås på to måter.

I kapittel 3 drøfter vi verdien av fjernvarme som en ressurs i et allerede utbygd energisystem. I dette perspektivet er spørsmålet hvilken verdi den løpende fjernvarmeleveranse har, gitt at infrastrukturen og produksjonskapasiteten allerede eksisterer. Da er det særlig relevant å vurdere hvordan bruk av dagens fjernvarme påvirker kraftsystemet gjennom redusert elektrisk oppvarming, lavere effekttopper, økt fleksibilitet og eventuelt bedre forsyningssikkerhet. I en slik analyse er det ofte den marginale verdien for systemkostnadene i kraftsystemet av fjernvarme som sammenlignes opp mot kostnaden å produsere den varmen.

I kapittel 4 drøfter vi verdien av fjernvarme i et investeringsperspektiv. Da er spørsmålet om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut ny fjernvarmeproduksjon og infrastruktur som alternativ eller supplement til elektrisk oppvarming og videre utbygging av kraftsystemet. I dette perspektivet må gevinster av fjernvarme for kraftsystemet og for varmebrukerne veies opp mot kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett, produksjonskapasitet og tilknytning hos kundene.

Det er da naturlig å forstå fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi som summen av flere verdikomponenter, fratrukket kostnadene ved produksjon, nett og tilknytning. Analysen i de

foregående delkapitlene viser samtidig at størrelsen på denne verdien varierer betydelig med lokale forhold, teknologivalg og kraftsystemets tilstand. Fjernvarmens verdi er derfor ikke gitt på forhånd, men situasjonsavhengig.

I dette kapitlet belyser vi derfor hvordan verdien konkret varierer mellom ulike typer situasjoner gjennom et sett av case-analyser.

Som grunnlag for analysen etablerer vi seks case, basert på utvalgte konsesjonsområder med ulike forutsetninger for fjernvarme (Tabell 5-1). Casene er ikke ment å representere konkrete investeringsbeslutninger, men å illustrere hvordan den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme kan påvirkes av variasjoner i produksjonsmik, investeringsbehov, kundegrunnlag og lokale forhold i kraftsystemet.

I beregningene sammenlignes fjernvarme med to alternative oppvarmingsløsninger: direkte elektrisk oppvarming og varmepumpe med virkningsgrad på 2,5. Sammenligningen gjør det mulig å belyse et relevant utfallsrom for de samfunnsøkonomiske kostnadene ved varmforsyning. Analysen tar utgangspunkt i kostnaden ved å forsyne et gitt varmebehov, uttrykt per levert MWh, og viser hvordan resultatene varierer mellom case og mellom alternative teknologivalg.

For de prissatte virkningene beregner vi samlet samfunnsøkonomisk kostnad i hvert alternativ som summen av fem komponenter:

- kostnad ved levert varme,
- investeringskostnader i ny produksjonskapasitet,
- investeringskostnader i nett og annen infrastruktur,
- tilknytningskostnader,
- verdi av system- og balansetjenester, som her brukes som en tilnærming til fjernvarmens fleksibilitetsverdi.

I tillegg vurderes beredskap og reduserte naturinngrep som ikke-prissatte virkninger. Disse behandles kvalitativt ved bruk av verdimatrisemetoden.

De prissatte beregningene bygger, så langt datagrunnlaget tillater, på timevise produksjonsdata, brenselkostnader og variable driftskostnader for fjernvarme og elektriske alternativer. Videre benyttes sjablongmessige anslag for produksjonskostnader, kostnader ved

nettutbygging og kostnader ved utbygging av fjernvarmenett. For fjernvarmenett tar vi utgangspunkt i observerte kostnader fra Oslo, justert for forskjeller i varmetetthet mellom konsesjonsområdene. Verdien av fleksibilitet anslås med utgangspunkt i markedspriser i balansemarkedene.

Caseanalysene bygger på et usikkert datagrunnlag, og resultatene må derfor tolkes som indikasjoner på størrelsesorden og relative forskjeller mellom casene, ikke som presise estimater. Usikkerheten er særlig knyttet til brenselpriser, at kostnadsanslagene for ny produksjonskapasitet i flere tilfeller bygger på eldre kostnadstall, at kostnadene for fjernvarmenett er beregnet sjablongmessig med utgangspunkt i forholdet mellom varmeetterspørsel og konsesjonsområde, og at vurderingene av kraftnettsituasjonen bygger på forenklete antagelser. Resultatene bør derfor leses som illustrative beregninger av hvordan fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi kan variere under ulike forutsetninger.

I de ulike casene vurderer vi også forskjellige investeringsbehov i fjernvarmesystemet, herunder om økt varmeleveranse forutsetter investeringer i grunnlast-, mellomlast- eller spisslastkapasitet. Disse representerer ikke reelle behov, men er brukt for å illustrere hvordan samfunnsøkonomisk verdi påvirkes av varierende behov for investeringer i produksjonskapasitet. Dette er viktig, fordi den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme ikke bare avhenger av eksisterende produksjonsmik, men også av hvilken type kapasitet som må bygges ut for å dekke et økt varmebehov.

Formålet med caseanalysen er dermed ikke å fastsette én generell samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme, men å synliggjøre hvilke forhold som trekker verdien opp eller ned, og i hvilke situasjoner fjernvarme fremstår som et mer eller mindre samfunnsøkonomisk attraktivt alternativ til elektrisk oppvarming.

Tabell 5-1: Utvalgte case for utregning av samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme

| Case | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 | Case 5 | Case 6 |
|--|---|---|---|---|---|--|
| Konsesjonsområde | Oslo | Bergen | Trondheim | Bodø | Lillehammer og Gjøvik (Innlandet) | Kristiansand |
| Primær varmekilde | Miks | avfall | avfall | Bio (returvirke) | bio | avfall |
| Prissone | NO1 | NO5 | NO3 | NO4 | NO1 | NO2 |
| Produksjon (GWh) | 1800 | 322 | 670 | 71 | 124 | 133 |
| Produksjonsmik | 58 % avfallsforbrenning, 2 % fossil gass, 17 % el, 11 % bio, 12 % omgivelsesvarme | 91 % avfallsforbrenning, 6 % el, 2 % bio | 71 % avfallsforbrenning, 20 % el, 2 % fossil olje, 5 % fossil gass, 2 % bio, 0,2 % omgivelsesvarme | 81 % bio, 19 % el, 0,3 % fossil gass, 0,2 % omgivelsesvarme | 97 % bio (flis/brikett), 1,4 % bioolje, 1,6 % fossil olje/gass | 75 % avfallsforbrenning, 21 % overskuddsvarme, 4 % bio, 0,3 % fossil olje |
| Areal konsesjonsområde (km²) | 90 | 38 | 45 | 15 | 26 | 30 |
| Behov for nettinvesteringer | Transmisjon, regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Regional og distribusjon |
| Investering i produksjonskapasitet | Varmepumpe | Varmepumpe | Avfallskjele og varmpumpe | Elkjele | Spisslast | Spisslast |
| Kommentar til utvelgelse av case | Storby med godt kundegrunnlag, høy varmetetthet, variert produksjonsmik og høyere strømpriser | By med mer spredt kundegrunnlag, men basert på avfallsforbrenning. Lite kapasitet i grunnlast | Velutviklet og moden infrastruktur. Variert produksjonsmik, men behov for reinvestering i infrastruktur. Lavere strømpriser | Lave priser på innsatsfaktorer, men også lave priser på alternativ. Mindre press på lokalt nett | To utvalgte konsesjonsområder innenfor en større region med primært bio som innsatsfaktor. Stort etterslep på kraftnettutbygging. | Primært billige varmekilder, svært lav spisslast andel, men lavere varmetetthet. God kapasitet i transmissjonsnettet |

Illustrasjon: Oslo Economics

5.1 Metode for beregning av prissatte virkninger

De prissatte virkningene beregnes som forskjellen i kostnad mellom fjernvarme og alternative oppvarmingsløsninger. Først beregnes kostnadene ved å dekke én MWh med fjernvarme, deretter kostnadene ved å dekke det samme behovet med henholdsvis direkte elektrisk oppvarming og varmepumpe. Den prissatte samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme fremkommer som differansen mellom kostnadene i alternativene og kostnadene i fjernvarmesystemet.

Beregningene omfatter fem hovedkomponenter:

- Netto verdi av levert varme, forstått som verdien av frigjort kraft minus kostnadene ved varmeproduksjon i fjernvarmesystemet.
- Investeringskostnader forbundet med ny varmeproduksjon i de tilfeller der økt varmeleveranse utløser behov for ny kapasitet
- Investeringskostnader i infrastruktur, herunder fjernvarmenett og kraftnett.
- Investeringskostnader i tilknytning, det vil si tilknytning til fjernvarmenettet eller alternativet som er å investere i en varmepumpe og elkjel/panelovn
- System og balansetjenester, som er den ekstra fleksibilitetsverdien som ikke reflekteres i beregning av levert varme og investering i infrastruktur

5.1.1 Nettoverdien av levert varme

Netto verdi av levert varme er den sentrale driftsrelaterte verdikomponenten i analysen. Denne beregnes som verdien av den kraften som frigjøres når et gitt varmebehov dekkes med fjernvarme i stedet for elektrisitet, fratrukket kostnadene ved å produsere varmen i fjernvarmesystemet. Verdien av frigjort kraft tilsvarer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å dekke varmebehovet med elektrisitet. I noen tilfeller er alternativet direkte oppvarming, og da vil dette i utgangspunktet tilsvare prisen på kraft per levert MWh varme. I andre tilfeller vil alternativet være varmepumpe, og da justeres kraftbehovet for varmepumpens virkningsgrad, slik at kostnaden per levert MWh varme blir lavere enn ved direkte elektrisitet, men med høyere ikke-brenselsrelaterte variable driftskostnader knyttet til varmeproduksjonen⁸.

I analysen vurderes to tilnærminger til å anslå verdien av frigjort kraft. Den første er å bruke

⁸ For varmepumper kan driftskostnader være høyere enn standardiserte og teoretiske anslag tilsier. Multiconsults kartlegging for NVE viser at reelle driftskostnader ved energisentraler med varmepumpe er betydelig høyere enn teorien tilsier, og at reell varmekostnad også er betydelig

langsiktige markedspriser for strøm. Disse prisene vil over tid reflektere både investerings- og driftskostnader i kraftproduksjonen, og kan derfor brukes som et uttrykk for den langsiktige alternative kostnaden ved kraftbruk til oppvarming.

Den andre tilnærmingen ville vært å ta utgangspunkt i endringen i systemkostnader i Samkjøringsmodellen og fordele denne på endringen i forbruk. Denne metoden gir at mer direkte mål på hvordan endret elektrisk oppvarming påvirker kostnadene i kraftsystemet, og er særlig relevant dersom formålet er å belyse marginale systemvirkninger. Samtidig er ikke modellen framoverskuende, og tar ikke inn over seg forventet utvikling slik en investor vil gjøre på investeringstidspunktet.

Kostnaden ved varmeproduksjon i fjernvarmesystemet beregnes som gjennomsnittlig marginalkostnad. Denne omfatter brenselskostnader og andre variable driftskostnader knyttet til varmeproduksjonen. For teknologier som bruker strøm som innsatsfaktor, som elkjeler og varmepumper i fjernvarmesystemet, inngår strømprisen i produksjonskostnaden. For å anslå denne kostnaden brukes to ulike metoder, avhengig av hvor mye data vi har tilgang på.

Den første og enkle metoden tar utgangspunkt i offentlig tilgjengelig årlig produksjonsmiksbil fra Fjernkontrollen.no (Norsk Fjernvarme, 2026), observerte brenselspriser og årlig volumvektet gjennomsnittlig strømpris. Denne tilnærmingen gir et gjennomsnittlig kostnadsanslag for varmeproduksjonen over året og er enkel å operasjonalisere, men fanger i begrenset grad opp verdien av fleksibel drift.

Den andre metoden bygger på timevis produksjonsmiksbil og timevis strømpriser, basert på reelle forbruks og produksjonsprofiler for fjernvarme. Denne tilnærmingen gir et mer presist bilde av hvilke teknologier som faktisk er marginale i ulike timer, og fanger i større grad opp verdien av at fjernvarmesystemet kan tilpasse produksjonen til variasjoner i kraftpris og etterspørsel.

5.1.2 Investeringskostnader i ny produksjonskapasitet

Investeringskostnader i ny varmeproduksjon inngår i analysen i de tilfellene der økt varmeleveranse ikke kan dekkes innenfor eksisterende produksjonskapasitet. Ved økt varmeleveranse vil

høyere enn teoretisk beregnet (Multiconsult, 2023). Det pekes på manglende produksjonsdata, lite fokus på oppfølging av anleggets effektivitet og lite innsikt i totale driftskostnader og reelt tidsforbruk.

Tabell 5-2: Kostnader produksjonsteknologi

| Teknologi | Investeringskostnad (kr/kW) | Brukstid (timer) |
|----------------------------------|-----------------------------|------------------|
| Avfallskjele | 40 000 | 6700 |
| Varmepumpe (væske til vann 70°C) | 17 900 | 4000 |
| Elkjele | 1 000 | 2000 |
| Biooljekjele | 2000 | 2000 |

Kilde/Note: (NVE, 2017)/Oslo Economics

det kunne være behov for investeringer i ny grunnlast-, mellomlast eller spisslastkapasitet. I enkelte case vil også investeringer i ny produksjonskapasitet (for eksempel i form av utvidelse av grunnlast) føre til lavere driftskostnad forbundet med varmeproduksjonen. I Tabell 5-2 har vi sammenstilt investeringskostnader og brukstid for teknologiene som er brukt i denne analysen.

Investeringskostnadene annualiseres med utgangspunkt i investeringsbeløp, levetid og kalkulasjonsrente (som vi antar er 4,5 prosent i tråd med RMEs referanserate for nettutbygging), og omregnes deretter til kostnad per levert MWh ved antatt brukstid for den aktuelle teknologien. Dette gjør det mulig å sammenligne teknologier med ulike investeringsnivå og ulik driftstid.

Som datagrunnlag vurderes to tilnærminger. Den første er å bruke reelle kostnadsdata fra fjernvarmeselskapene for investeringer i ny produksjonskapasitet. Dette vil gi mest mulig oppdaterte og case-spesifikke anslag, men kan samtidig være følsomt for lokale forhold og kan være utfordret av begrenset datatilgang. Den andre tilnærmingen er å bruke inflasjonsjusterte enhetskostnader fra NVEs kostnadsrapport fra 2017 (NVE, 2017) kombinert med standardiserte antagelser om læringseffekter i kostnadsutviklingen. Denne metoden gir et mer ensartet sammenligningsgrunnlag på tvers av case, men baserer seg på gamle kostnadstall.

Hvilke teknologier som legges til grunn vil variere mellom casene. I et case kan det være aktuelt å legge til grunn investeringer i varmpumpe som ny grunnlast eller mellomlast, mens i et annet ser vi på behov for biokjel, elkjele eller annen teknologi i spisslast. I enkelte case kan også reinvesteringer i eksisterende grunnlastkapasitet være relevant.

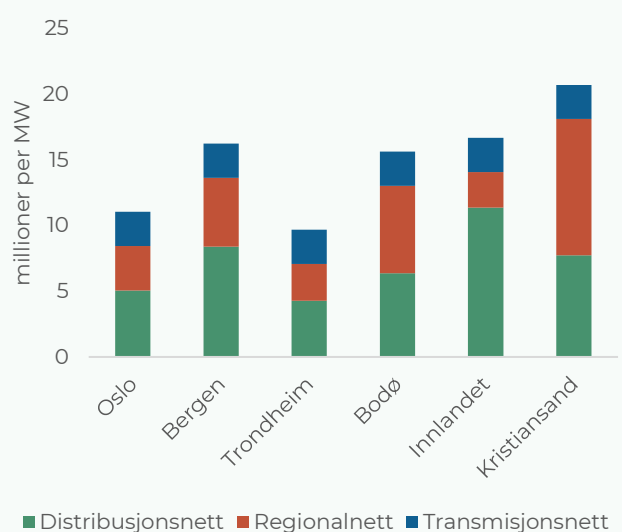
5.1.3 Investeringskostnader infrastruktur

Økt fjernvarmeleveranse kan utløse behov for investering i fjernvarmenett. Samtidig må dette sammenlignes med alternativet som er å investere i mer kraftnett. Siden nettet dimensjoneres for topplast-timer, som sammenfaller med de kaldeste timene, differensierer vi ikke mellom varmpumpe og direkte elektrisitet, da virkningsgraden til varmpumpe faller når det er kaldest. Verdien av unngåtte nettinvesteringer uttrykkes dermed som differansen mellom de unngåtte investeringene i kraftnett og investeringskostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett.

For å beregne verdien av redusert behov for investeringer i kraftnettet benyttes som utgangspunkt en sjablongverdi for hva det koster å bygge strømnett som kan forsyne 1 MW effekt. Det tas utgangspunkt i et anslag på 12 millioner kroner per MW, basert på Thema sine beregninger på landsbasis. (THEMA, 2024). Anslaget baserer seg på investerings- og reinvesteringer, inkludert anleggsbidrag fra ERapp fra 2013 til 2023. Dette sammenlignes med økningen i traføyttelse i MW fra samme kilde for å se på investeringskostnader per MW. Omregnet til energienhet tilsvarer dette om lag 25 til 40 øre per kWh, avhengig av forutsetninger om brukstid.

Dette anslaget reflekterer et nasjonalt snitt, men kostnadene justeres for lokale forskjeller i utbyggingskostnad basert på de samme tallene fra

Figur 5-1 Investeringskostnad per nettnivå 2014 til 2024



Kilde/Note: (NVE, 2025)

Tabell 5-3: Energitetthet per case

| Sted | Pris- område | Areal (km ²) | Volum (GWh) | Energitetthet (GWh/km ²) |
|------------------------|-----------------|-----------------------------|----------------|---|
| Oslo | NO 1 | 90 | 1885 | 21 |
| Bergen | NO5 | 38 | 384 | 10 |
| Trondheim | NO3 | 45 | 549 | 12 |
| Kristiansand | NO2 | 30 | 273 | 9 |
| Bodø | NO4 | 20 | 71 | 4 |
| Lillehammer /Gjøvik | NO 1 | 26 | 124 | 5 |

Kilde/Note: Fjernkontrollen.no/NVE/Hafslund

ERapp for 2014 til 2024 (Figur 5-1). I områder med høye nettutbyggingskostnader eller særlige kapasitetsutfordringer kan verdien av unngåtte investeringer være høyere enn sjablonganslaget tilsier, mens i den i andre områder kan være lavere.

Et sentralt metodisk spørsmål er også hvordan bruk av elkjele i fjernvarmesystemet skal hensyntas. Et en-til-en-forhold mellom økt fjernvarmeforsyning og redusert behov for strømmett forutsetter at fjernvarmesystemet ikke benytter elkjel eller varmepumpe i toppplast. I analysen må det derfor vurderes eksplisitt i hvilken grad elkjel inngår i toppplastproduksjonen i det enkelte case, og hvordan dette påvirker netto verdi av unngåtte nettinvesteringer.

Investeringskostnadene i fjernvarmenettet beregnes med utgangspunkt i to alternative tilnærminger. Utgangspunktet vil være å bruke observerte kostnader for nettutbygging fra Hafslund i Oslo som referanse, og deretter justere disse kostnadene basert på varmeetterspørsel relativt til størrelsen på konsesjonsområdet (Tabell 5-3 Denne tilnærmingen er ment å gi et sjablongmessig, men konsistent anslag for hvordan kostnadene ved nettutbygging varierer med varmeetterspørsel og geografiske forhold. Hvis tilgjengelig vil vi imidlertid bruke selskapsspesifikke kostnader for caset, noe som vil gi et mer treffsikkert anslag.

Det bør bemerkes at der det er brukt selskapsspesifikke kostnader vil beregningene ikke vises i tabellene som følge av bedriftssensitiv informasjon.

Kostnadene annualiseres og omregnes til kostnad per levert MWh. Verdien av fjernvarmenett

fremkommer som differansen mellom gevinst i kraftnettet og kostnader i fjernvarmenettet.

5.1.4 Tilknytnings- og kundespesifikke investeringskostnader

Kundespesifikke investeringskostnader omfatter investeringer som må gjøres hos sluttbruker for å ta i bruk den aktuelle oppvarmingsløsningen. For fjernvarme omfatter dette kundesentral og stikkledning. For varmepumpe omfatter dette selve investeringen i varmepumpe, og for direkte elektrisk oppvarming investering i elkjel eller panelovn. Disse kostnadene beregnes særskilt for hvert alternativ, annualiseres med utgangspunkt i levetid og kalkulasjonsrente, og omregnes deretter til kostnad per MWh.

Basert på anslag fra Multiconsult legger vi til grunn en investeringskostnad på om lag 500 kroner per MWh for varmepumpe og basert på NVEs anslag fra 2017 legger vi til grunn 30 kroner per MWh for elkjele (Multiconsult, 2024).

Vi legger til grunn at kostnadene ved tilknytning av nye kunder er proporsjonalt med varmetetthet i området. Lavere varmetetthet gjør at det koster mer å bygge stikkledninger for å knytte til seg nye kunder pga. lengre avstander.

5.1.5 System og balansetjenester

Fjernvarmesystemet har en egen verdi som fleksibel ressurs i energisystemet, særlig dersom det har mulighet til å bytte mellom energikilder og benytte varmelagring. Denne fleksibiliteten kan i noen tilfeller gi grunnlag for leveranse av system- og balansetjenester til kraftsystemet. I analysen behandles denne verdien som en egen prissatt komponent.

Fleksibilitetsverdien av å kunne redusere belastningen i høylasttimer og dermed dempe effekttopper i kraftsystemet inngår allerede gjennom verdsetting av unngåtte eller utsatte nettinvesteringer. Tilsvarende vil besparelser knyttet til å flytte strømforbruk bort fra høye spotpriser allerede være fanget opp i beregningen av nettoverdi av levert varme, dersom denne bygger på en reell forbruksprofil og timevise priser.

Komponenten for system- og balansetjenester skal derfor bare omfatte tilleggseffekter utover det som allerede er inkludert i øvrige deler av beregningen. Dette innebærer at det kun er den særskilte markedsverdien av å stille fleksibilitet til disposisjon for systemdrift og balanseformål som inngår her. En slik avgrensning er nødvendig for å unngå dobbelttelling av fleksibilitetsverdier.

Verdien av system- og balansetjenester anslås med utgangspunkt i markedspriser for tilgjengelighet og eventuelle aktiveringer i relevante markeder,

herunder FCR-N, aFRR og mFRR. Verdien kan forstås som en teoretisk opsjonsverdi, der fjernvarmeaktøren i teorien kan utnytte denne muligheten når det er lønnsomt.

Hvor stor denne verdien faktisk er vil avhenge av om fjernvarmesystemet teknisk og kommersielt kan delta i disse markedene, og i hvilken grad tilgjengelig kapasitet faktisk stilles til disposisjon.

Potensiell inntekt ved å delta i reservemarkedene fordeles på total produksjon for å finne verdi per MWh.

5.2 Metode for vurdering av ikke-prissatte virkninger

I en samfunnsøkonomisk analyse vurderes positive og negative virkninger opp mot et nullalternativ, i tråd med samfunnsøkonomisk teori og veiledere. Virkningene tallfestes og verdsettes i kroner så langt det er mulig og hensiktsmessig. Samtidig er det viktig å vurdere, på et faglig grunnlag, i hvilken grad virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner – såkalte ikke-prissatte virkninger – påvirker tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet. Dette gjelder for eksempel virkninger knyttet til naturinngrep og beredskap. Som i den øvrige analysen, vurderes de ikke-prissatte virkningene ved bruken av fjernvarme opp mot et nullalternativ, som her er alternativet som ellers ville måtte være etablert for å dekke samme varmebehov. Den samfunnsøkonomiske verdien er dermed den netto forskjellen mellom fjernvarmealternativet og referansealternativet.

Det er mange forhold som påvirker hvilke virkninger som oppstår og hvor store disse blir ved bruken av fjernvarme. DFØ-veilederen anbefaler å vurdere ikke-prissatte virkninger etter verdimatrixemetoden. Denne tilnærmingen er et hjelpemiddel for å gjøre mer systematiske og dokumenterbare vurderinger av de ikke-prissatte virkningene som kan oppstå ved fjernvarme sammenlignet med relevante alternativer. Denne tilnærmingen legger til grunn følgende tre komponenter, som sammenstilles for å si noe om den samfunnsøkonomiske verdien av tiltaket, som her er bruken av fjernvarme (se Figur 5-2):

1. Hvor mange blir berørt av tiltaket?
2. Hvor mye/i hvilket omfang påvirkes hver enkelt berørt av tiltaket?
3. Hvordan påvirker virkningen befolkningens velferd?

Figur 5-2 viser at de tre komponentene multipliseres for å gi den samfunnsøkonomiske verdien av en virkning. For at en virkning skal oppstå, må derfor ingen av disse tre komponentene være lik null.

Veilederen anbefaler at de to første komponentene samlet representerer kvantum, og skal vurderes langs en syv-delt skala, fra *stort positiv* til *stort negativt*. Veilederen gir imidlertid ingen spesifikke føringer for sammenstilling av *antall berørte* og *påvirkning per berørt* til et felles kvantum. Mens antall berørte som regel er enklere å kvantifisere, er ofte vurderingen av påvirkning per berørt mer krevende og usikker.

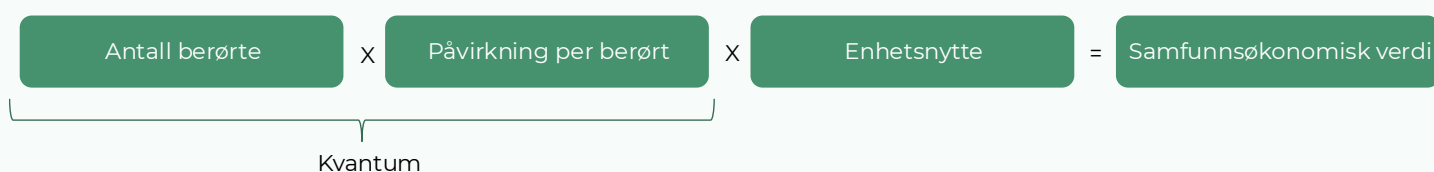
I tidligere oppdrag har Oslo Economics derfor anbefalt at disse komponentene bør vurderes som to separate vurderinger, og deretter sammenstilles til felles kvantum. På denne måten får man i større grad belyst usikkerheten i vurderingene, og det er større transparens om hvor denne kommer fra. Kvantum kan dermed sammenstilles ved å bruke en matrise av skalaene for *antall berørte* og *påvirkning per berørt* (se Figur 5-4).

Videre brukes anbefalingene i DFØs veileder til å vurdere kvantum og enhetsnytte i en matrise, slik at skalaene for kvantum og enhetsverdi kan sammenstilles til samfunnsøkonomisk verdi (se Figur 5-2).

Antall berørte

Selv om det kan være noe usikkerhet om hvor mange som berøres av et tiltak, her økt bruk av fjernvarme sett opp mot alternativet for å dekke samme varmebehov, er det ofte mulig å vurdere om det vil berøre få, middels eller mange mennesker. Ofte vurderer man om det er den lokale, regionale eller nasjonale befolkningen som berøres, og hvor mange innbyggere dette gjelder. Figur 5-4 viser hvordan antall berørte kan plasseres i en skala fra få – middels – til mange berørte.

Figur 5-2: Tre komponenter for å vurdere samfunnsøkonomisk verdi



Figur 5-3: Samlet vurdering av kvantum etter verdimatrisemetoden

| | | | | | | | | |
|----------------|---------|-----------------------|-----------------|---------------|--------------|---------------|-----------------|--------------|
| Antall berørte | Mange | Stor negativ | | | | | | Stor positiv |
| | Middels | | Middels negativ | | | | Middels positiv | |
| | Få | | | Liten negativ | Neglisjerbar | Liten positiv | | |
| | | Stor negativ | Middels negativ | Liten negativ | Neglisjerbar | Liten positiv | Middels positiv | Stor positiv |
| | | Påvirkning per berørt | | | | | | |

Illustrasjon: Oslo Economics

Påvirkning per berørt

Vurderingen av påvirkning per berørt bør fange hvordan tiltaket endrer velferdsvirkningen av det aktuelle godet eller tjenesten, for den gruppen som er berørt. Dette innebærer at man beskriver omfanget av endringen for det aktuelle godet eller tjenesten, både i kvalitet og kvantitet, opp mot nullalternativet. Mens antall berørte som regel vil være mulig å tallfeste, ender ikke nødvendigvis vurderingen av *påvirkning per berørt* ut i en kvantifiserbar størrelse som det er mulig å multiplisere med andre størrelser.

Enhetsnytte

Med enhetsnytte menes hvordan en gitt virkning påvirker befolkningens velferd. Enhetsnytte skal ta utgangspunkt i betalingsvillighetsprinsippet, som spesielt gjør seg gjeldende der man ønsker å prissette eller i stor grad kvantifisere virkninger. For goder som ikke omsettes i markeder, og følgelig ikke har markedspriser, legger DFØs veileder frem en prioritert rekkefølge av metoder som kan brukes for å verdsette virkninger.

Det er tett sammenheng mellom vurderingen av enhetsnytte og vurderingen av samlet kvantum. Enhetsverdien av en virkning bør derfor ikke sees isolert fra anbefalingene om hvordan *antall berørte* og *påvirkningen per berørt* vurderes.

I tidligere utredninger har Oslo Economics anbefalt at enhetsnyttene for virkninger bør vurderes i to trinn:

1. En generell vurdering av enhetsnytte for en virkning/økosystemtjeneste
2. Spesifikk vurdering av området/tiltaket for å justere den generelle vurderingen

Det første trinnet innebærer en generell vurdering som baseres på en samlet analyse av ekspertvurderinger og betalingsvillighetsstudier. Vi

anbefaler at denne utgangsverdien ikke defineres i monetære størrelser, men i kvalitative størrelser koblet opp mot skalaen liten – middels- stor enhetsnytte. Med utgangspunkt i denne vurderingen vil man kunne definere noen utgangsstørrelser for relevante virkninger, som kan oppdateres etter hvert som ny informasjon og studier blir gjort tilgjengelig for de aktuelle godene. Goder som omtales som viktige av ekspertvurderinger, og verdsettes relativt høyt i verdsettingsstudier, plasseres høyere på skalaen sammenlignet med goder som antar lavere verdier.

I tillegg til denne generelle vurderingen bør man i tillegg gjøre en individuell vurdering i hver enkelt case som grunnlag for å justere den generelle vurderingen av enhetsnytte. Dette gjør det mulig å justere opp eller ned den generelle verdien av enhetsnytte avhengig av i hvilken grad et gitt område leverer denne typen gode eller økosystemtjeneste av høy kvalitet. Her kan også en vurdering av knapphet av et gode i det aktuelle området også inngå.

Figur 5-4: Vurdering av antall berørte

| | | |
|---------|--|----------------------|
| Mange | Nasjonal befolkning og befolkning i store regioner | > 500 000 innbyggere |
| Middels | Befolkning i små regioner/store kommuner | > 100 000 innbyggere |
| Få | Befolkning i middels store og små kommuner | < 100 000 innbyggere |

Illustrasjon: Oslo Economics

5.2.1 Verdien av reduserte naturinngrep

Fjernvarme kan dempe behovet for investeringer i kraftsystemet. En viktig komponent i analysen er derfor å vurdere om utbygging av fjernvarme i de utvalgte casene samlet sett gir mindre eller større belastning på natur og arealer enn alternativet som ellers måtte blitt brukt for å dekke samme varmebehov, typisk gjennom utbygging eller forsterkning av distribusjonsnett, regionalnett eller annen energiinfrastruktur, som for eksempel kraftproduksjon.

Den samfunnsøkonomiske vurderingen av reduserte naturinngrep ved utbygging av fjernvarme avhenger av hvilke investeringer i kraftsystemet som faktisk antas unngått eller utsatt. Det kan være store forskjeller i disse investeringene på tvers av tiltak. For eksempel vil en oppgradering kunne innebære utbygging av en ny transformatorstasjon, men det kan også omfatte spenningsoppgraderinger og nye linjestrekk eller mer omfattende nettutbygging. Disse ulike investeringene vil ha forskjellige naturinngrep.

Det vil også være variasjon i hvor mye areal som vil medgå til utbyggingen og hva slags type areal dette er. Det kan for eksempel omfatte både grå arealer og urørt natur, eller områder der boliger må eksproprieres. Noen investeringer kan helt unngå inngrep i natur.

Utbygging av fjernvarme og strømnett vil generelt sett innebære noe ulike naturinngrep, der de viktigste forskjellene mellom alternativene etter vår vurdering knytter seg til tre forhold:

For det første innebærer forskjellene i infrastruktur, ved at fjernvarme i hovedsak bygges under bakken

og strømnett over bakken (utenom distribusjonsnettet)⁹, at fjernvarme gir midlertidige inngrep i anleggsfasen og har begrensede miljøvirkninger i driftsfasen ettersom arealene i stor grad tilbakeføres etter utbygging. Strømnett medfører imidlertid mer varige arealbeslag, siden det i større grad krever varige traséer, ryddebredder og sikkerhetssoner, som legger beslag på areal også i driftsfasen.

Videre har strømnett gjennomgående lengre transportavstander enn fjernvarme. Fjernvarme produseres og distribueres lokalt, ofte innenfor samme by- eller tettstedsområde, mens strøm overføres over større geografiske avstander fra produksjon til forbruk. Lengre avstander gir et større samlet arealbeslag og øker samtidig sannsynligheten for å berøre urørt natur.

Strømnett går i større grad gjennom lite utbygde eller urørte områder, fordi produksjonsanlegg ofte ligger utenfor byene. Dette kan medføre inngrep i verdifull urørt natur. Fjernvarme etableres derimot i hovedsak i allerede utbygde områder, der inngrepene i større grad skjer i arealer som allerede er påvirket av menneskelig aktivitet.

Siden vi ikke har grunnlag for å vite hva det reelle alternativet til fjernvarme er i de ulike casene, og følgelig hvilke investeringer som må gjøres og hvilke områder som blir påvirket, gjør vi en gjennomsnittsbetraktning av hvilke naturinngrep som kan oppstå ved fjernvarme relativt til alternativet som skal forsyne varme med lik effekt, og forskjellen i påvirkning mellom disse alternativene.

Figur 5-5: Vurdering av kvantum og enhetsverdi til samfunnsøkonomisk verdi

| | | Enhetsverdi | | |
|---------|--------------------------------|------------------|------------------|--------------------|
| | | Liten | Middels | Stor |
| Kvantum | Stort negativt | Middels negativ | Stor negativ | Meget stor negativ |
| | Middels negativt | Liten negativ | Middels negativ | Stor negativ |
| | Lite negativt | Ubetydelig/ingen | Liten negativ | Middels negativ |
| | Verken positivt eller negativt | Ubetydelig/ingen | Ubetydelig/ingen | Ubetydelig/ingen |
| | Lite positivt | Ubetydelig/ingen | Liten positiv | Middels positiv |
| | Middels positivt | Liten positiv | Middels positiv | Stor positiv |
| | Stort positivt | Middels positiv | Stor positiv | Meget stor positiv |

Kilde: DFØ, 2023

⁹ Utbygging av distribusjonsnettet antas å ha mange fellestrekk som fjernvarme, ved at kabler ofte legges under

bakken. Påvirkningen på naturinngrep vil dermed være tilnærmet lik som ved utbygging av fjernvarme.

På sikt er det dermed stor grunn til å tro at naturinngrepene av fjernvarme, sammenlignet med alternativet er mindre betydelige.

Vi definerer naturinngrep til å være en samlebetegnelse som omfatter flere miljøvirkninger. Vi definerer miljøvirkningene som er relevante og gjør seg gjeldende i denne utredningen, inn i følgende kategorier:

- Naturmangfold
- Friluftsliv og rekreasjon, inkludert visuelle virkninger
- Kulturarv
- Bekymring for helseeffekter
- Regulerende tjenester
- Opsjonsverdi

Disse virkningene vil i ulik grad påvirkes i de to alternativene. Virkningene er beskrevet ytterligere i forhold til begge alternativene i neste delkapitler.

Naturmangfold

Verdien av naturmangfold handler om ivaretagelse av et representativt utvalg av norsk natur for fremtiden, og å beskytte naturverdier som er viktige for økosystemenes funksjon, og dermed også samfunnet. Naturmangfold er livsgrunnet på jorden, og alle arter har en bestemt funksjon, og bidrar på sin måte til at balansen opprettholdes slik at økosystemet kan fungere. Dersom en art dør ut eller blir større/mindre enn det den bør være, kan hele økosystemet kollapse.

Naturmangfold er en bred kategori som vi avgrenser til å dekke ikke-bruksverdien av naturen og den indirekte bruksverdien. Dette omfatter verdier som ikke inneholder noe form for bruk av naturen, men som reflekterer ønsket om å bevare den. Dette inkluderer arveverdi (at fremtidige generasjoner har tilgang til natur), altruistisk verdi (at andre mennesker har tilgang til økosystemene) og eksistensverdi (at naturen eksisterer).

Utbygging av fjernvarmenett vil ha marginal påvirkning på naturmangfoldet. I anleggsfasen vil det være noe påvirkning av å grave ned rør, men påvirkningen vil være begrenset dersom området tilbakeføres i driftsfasen. Til sammenligning kan nettutbygging påføre økt belastning på økosystemene ved å beslaglegge mer areal, bidra til fragmentering av naturområder og utgjøre kollisjonsfare for fugl mm.

Friluftsliv og rekreasjon

Rekreasjon og friluftsliv dekker en del av opplevels- og kunnskapstjenestene fra økosystemene, og omfatter naturopplevelser og aktivitet i natur og nærmiljø, høsting av naturressurser (for eksempel sopp og bærplukking) og opplevelser av kulturminner. Virkninger handler

dermed om hvorvidt alternativene påvirker befolkningens mulighet for å få slike opplevelser. Mennesker velger ofte hvor de vil drive med friluftsliv og rekreasjon basert på karakteristika ved naturen og kulturlandskapet. Visuelle virkninger kan også påvirke valget om hvor mennesker velger å drive med slike aktiviteter, og vil også påvirke rekreasjonsverdien til et friluftsområde.

Denne virkningen vil kun være relevant dersom infrastrukturbyggingen skjer i friluftsliv- og rekreasjonsområder. Fjernvarmenett vil på sikt ha svært liten eller neglisjerbar betydning for denne miljøvirkningen, ettersom den ikke hindrer mennesker fra å kunne bruke et område til friluftsliv og rekreasjon. Alternativet vil ofte også ha relativt begrenset effekt på mulighetene for rekreasjon og friluftsliv, men økt synlighet til strømmettet kan redusere kvalitet og forringe opplevelsen av områdene.

Kulturarv

Kulturarv handler om omfanget av kulturminner og kulturmiljøer, som er områder som knytter seg til historiske hendelser, tro eller tradisjon. Ved to eller flere kulturminner kan området defineres som et kulturmiljø. Enkelte kulturminner fredes automatisk, mens andre fredes gjennom vedtak. Kulturminner har juridisk vern. Verdien av kulturminner er knyttet til ikke-bruksverdien (herunder arveverdi, altruistisk verdi og eksistensverdi) for befolkningen. Bruksverdien knyttet til kulturarv dekkes under friluftsliv og rekreasjon.

Denne virkningen vil være relevant i de tilfeller infrastrukturbyggingen beslaglegger kulturminner eller -kulturmiljø og/eller forringer den visuelle verdien på dem. Også for denne virkningen antar vi at fjernvarmeutbygging generelt vil ha mindre påvirkning enn utbygginger i kraftsystemet.

Bekymring for helseeffekter

Mange opplever bekymring for mulig helserisiko og strålingseffekter av å oppholde seg nær kraftledningen og bli utsatt for høy spenning over lengre tid. Denne bekymringen kan oppleves som en byrde for befolkningen som bor eller oppholder seg nær strømmettet. Bekymringen henger gjerne sammen med synlighet av strømmettet, uavhengig av den faktiske helserisikoen og strålingseffekt. Enkelte vil muligens oppleve bekymring knyttet til helserisiko av fjernvarmerør under bakken, men trolig er dette svært begrenset. Vi antar det er en sammenheng mellom bekymring for helseeffekter og synlighet til strømmettet, slik at det er en positiv effekt av å ha fjernvarmerør under bakken sammenlignet med strømmett over bakken.

Regulerende tjenester

Regulerende tjenester handler om økosystemtjenestenes påvirkning på klimaregulering og skade- og sykdomsregulering. For eksempel er noen økosystemtjenester viktige kilder til karbonopptak og -lagring. Skade- og sykdomsregulering handler blant annet om vannstrømsregulering, sykdomsregulering og biologisk kontroll og pollinering. Slike tjenester vil hovedsakelig ha en indirekte bruksverdi for befolkningen.

Denne virkningen vil være relevant i områder der det antas å være vesentlige verdier knyttet til regulerende tjenester. Dette vil særlig gjelde i områder som er lite utbygget. Siden strømnettet trolig beslaglegger større områder som har urørt natur, mens fjernvarmerør etableres derimot i hovedsak i allerede utbygde områder, er påvirkningen sannsynligvis mer betydelig for utbygging av strømnnett.

Opsjonsverdi

Opsjonsverdi omfatter verdien av å ha mulighet til å bruke kjente og ukjente økosystemtjenester på et senere tidspunkt, selv om denne ikke nødvendigvis er kjent i dag. Siden infrastrukturen til fjernvarme beslaglegger mindre areal sammenlignet med alternativet, er det trolig en høyere opsjonsverdi av fjernvarme. Det er imidlertid vanskelig å kvantifisere opsjonsverdier, ettersom dette er informasjon som ikke enda er kjent. Opsjonsverdien er dermed usikker. I tillegg skal virkninger som kommer frem i tid vektles lavere i en samfunnsøkonomisk analyse enn virkninger som kommer nært i tid. For prissatte virkninger gjøres dette ved at fremtidige kontantstrømmer neddiskonteres til nåverdi, men samme prinsippet gjelder for ikke-prissatte virkninger. Siden opsjonsverdier kommer langt frem i tid, vil dette begrense størrelsen på virkningen.

Samfunnsøkonomisk vurdering av sparte naturinngrep

Vi tar utgangspunkt i verdimatrisemetoden for ikke-prissatte virkninger, jf. 5.2 for å identifisere hva som er viktig for å vurdere verdien av reduserte naturinngrep i hvert enkelt case.

Fjernvarme kan i prinsippet bidra til reduserte naturinngrep både gjennom lavere behov for nettutbygging og gjennom redusert behov for ny kraftproduksjon. Virkningen på kraftproduksjon er imidlertid usikker. Det er vanskelig å fastslå om redusert krafttettersspørsmål faktisk vil føre til mindre utbygging, hvor en eventuell utbygging ellers ville funnet sted, og om den ville skjedd i Norge eller i utlandet. I tillegg legger NVE til grunn et kraftoverskudd frem mot 2050, noe som gjør det

mindre åpenbart at økt bruk av fjernvarme direkte erstatter ny kraftproduksjon i Norge.

Virkningen på nettutbygging er mer relevant å vurdere konkret. Dersom fjernvarme reduserer effektuttaket i perioder med høy belastning, kan det redusere eller utsette behovet for nettinvesteringer. Slike virkninger kan i prinsippet oppstå på flere nettnivåer, men vil være særlig relevante i og inn mot de aktuelle byområdene i casene. I vurderingen av reduserte naturinngrep vektlegges derfor primært mulige besparelser knyttet til redusert behov for nettutbygging, samtidig som det anerkjennes at det også kan finnes mer indirekte og usikre virkninger knyttet til redusert behov for kraftproduksjon.

Antall berørte

Verdien av sparte naturinngrep av utbygging av fjernvarmenett sammenlignet med alternativet, avhenger av hvor mange som berøres av tiltaket. Dette vil variere mellom casene. I tett befolkede områder, som Oslo, vil antall berørte være mange, mens det i mindre befolkede områder typisk vil være lavt til middels. Antall berørte vil derfor måtte vurderes for de ulike casene.

Påvirkning per berørt

Påvirkning per berørt vurderes som gjennomgående noe lavere for fjernvarme, ettersom strømnnett i større grad medfører varige og arealkrevende inngrep, som i større grad har en negativ påvirkning for de ulike miljøvirkningene. Samtidig er kunnskapen om effekten på de urørte naturområdene i de ulike skisserte casene begrenset. Det legges derfor til grunn en vurdering om **liten positiv påvirkning per berørt** av økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med strømnnett. Dersom alternativet til fjernvarme er utbygging av distribusjonsnett (som går under bakken), vil påvirkningen være tilnærmet lik ved begge alternativene, kanskje marginalt mindre inngripende med utbygging av fjernvarme. I et slik tilfelle vil påvirkningen per berørt være **neglisjerbar/liten positiv**.

Påvirkningen per berørt vil i praksis variere fra utgangsverdiene vi skisserer, avhengig av omfanget av tiltakets påvirkning. Ved nærmere utredning i spesifikke case, vil vurderingen måtte utredes nærmere.

Enhetsnytte

Den generelle vurderingen av enhetsnyttene for de ulike økosystemtjenestene, som beskrevet i 5.2, bør suppleres med en spesifikk vurdering av det spesifikke området, som brukes for å justere opp eller ned utgangsverdien (eller referansetilstanden) i den generelle vurderingen.

På tvers av økosystemtjenestene vil utgangsverdien for enhetsnytte variere, der noen har høy verdi, noen middels og noen liten verdi. For å sikre en konsistent tilnærming legges det derfor til grunn en standard utgangsverdi for sparte naturinngrep på **middels** verdi. Denne verdien bør imidlertid suppleres med steds spesifikk informasjon om miljøverdiene i de berørte områdene. Dette inkluderer vurdering av naturens sårbarhet, forekomst av særlig verdifulle naturtyper og graden av knapphet på naturområder som de berørte kan benytte seg av. Basert på disse faktorene kan verdien på enhetsnytte justeres opp eller ned.

Dersom området kjennetegnes av høy sårbarhet, knapphet på naturområder eller forekomst av særlig verdifulle naturtyper, kan det være grunn for å justere opp enhetsnytt. Nedjustering av enhetsnytt vil kun være aktuelt i tilfeller der naturverdiene vurderes som gjennomgående lave, noe som normalt vil forekomme sjeldent.

5.2.2 Verdien av beredskap

Beredskap vurderes som en ikke-prissatt virkning, og er knyttet til energisystemets evne til å opprettholde varmforsyning i ekstraordinære situasjoner, som langvarig strømbrudd, naturhendelser, sabotasje eller andre kriser. Vurderingen tar utgangspunkt i at fjernvarme kan bidra til robusthet og redundans i energiforsyningen, særlig dersom systemet har alternative energikilder eller reserveløsninger som gjør det mulig å opprettholde leveranser helt eller delvis ved bortfall av kraft.

Fjernvarme har også en verdi i form av hvordan den påvirker knappheten i kraftsystemet, og denne effekten kvitteres ut i analysen av hvordan fjernvarme påvirker kraftsystemet (jf. Kapittel 3). Ved å sammenligne basisscenarioet med scenarioet uten fjernvarme, kan dette belyse hvordan fjernvarme påvirker sannsynligheten for rasjonering, eller omfanget av situasjoner der kraftsystemet ikke klarer å dekke etterspørselen uten ekstraordinære tiltak. Kostnaden ved dette reflekteres i økningen i systemkostnadene som følge av reduksjon i fjernvarmeproduksjonen. En slik analyse indikerer hvordan fjernvarme bidrar til å redusere risikoen for rasjonering i anstrengte situasjoner.

Beredskapsperspektivet retter seg mot hendelser med lav sannsynlighet, men potensielt svært store og også katastrofale konsekvenser. Når sannsynligheten for slike hendelser er usikker og ikke kan fastslås å være neglisjerbare, kan en ordinær nytte-kostnadsanalyse undervurdere verdien av sikkerhetstiltak. Det kan derfor være relevant å legge et føre-var perspektiv til grunn, eller å vurdere tiltakets bidrag til å sikre et

minimumsnivå for varmforsyning i krisesituasjoner.

Antall berørte

Antall berørte for denne virkningen omfatter mange sluttbrukere og samfunnsfunksjoner som påvirkes i en krisesituasjon der strømforsyningen faller bort over lengre tid. Fjernvarme kan redusere antall berørte dersom systemet er i stand til å levere varme uavhengig av kraftsystemet, eller med begrenset behov for elektrisitet. Samtidig bør det vurderes i hvilken grad sluttbrukerne har egne beredskapsløsninger, som vedfyring eller nødaggregat, som kan redusere hvor mange som reelt sett mister varmforsyningen.

Påvirkning per berørt

Denne komponenten omfatter hvordan den enkelte bruker blir berørt ved bortfall av varme i en krisesituasjon. Konsekvensene vil typisk øke med varigheten av hendelsen, og kan være betydelig store ved langvarige strømbrudd i kaldt klima.

Alle boliger i dag skal bygges med mulighet for to oppvarmingsmetoder, strøm og fjernvarme, egenprodusert vannbåren varme eller punktoppvarming med biomasse. Det er også at alle nye småhus skal bygges med pipe, med unntak av passivhus og hus med vannbåren varme. Vi antar at de berørte i stor grad ikke har alternativ oppvarmingsløsning til strøm.

Fjernvarme er dermed viktig for å redusere konsekvensene dersom systemet er robust i en krisesituasjon, blant annet at produksjon, distribusjon og styringssystemer fungerer ved bortfall av strøm, for eksempel ved bruk av reservekraft eller ikke-elektriske energikilder. Det er også nødvendig med nødstrøm for mottaker for å drive fjernvarmesystemene hos kundene. Dersom fjernvarmesystemet selv er avhengig av strøm uten tilstrekkelig beredskap, vil effekten være begrenset.

Enhetsnytte

Enhetsnytt reflekterer verdien av å opprettholde varmforsyningen for den enkelte i en krisesituasjon. Denne verdien vil være særlig høy i scenarioer med store konsekvenser, for eksempel der bortfall av varme kan føre til helseskader, materielle skader eller bortfall av kritiske samfunnsfunksjoner. Siden beredskap retter seg mot sjeldne, men alvorlige hendelser, er det ikke noen markedspriser for virkningen.

Vi vurderer at enhetsnytt til beredskap som utgangsverdi bør være på middels. Bortfall av varme i krisesituasjoner kan ha alvorlige konsekvenser for liv og helse, materielle verdier og opprettholdelse av kritiske samfunnsfunksjoner. I beredskapsvurderinger legges det ofte til grunn at

samfunnet har relativt høy betalingsvillighet for å redusere risikoen for alvorlige hendelser. Denne betalingsvilligheten øker trolig med mer katastrofale følger av klimaendringer og krig og uro i verden. Konsekvensene øker spesielt ved langvarige hendelser og i situasjoner der alternative oppvarmingsløsninger er begrensede. Dette understøtter at enhetsnyttene av beredskap i dette perspektivet bør anses som minst **middels**, og i enkelte tilfeller bør justeres opp til stor.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi av beredskap

I tilfeller der fjernvarme bidrar til økt beredskap, gjennom lavere sårbarhet, økt redundans og bedre evne til å opprettholde varmforsyning i krisesituasjoner, vil dette trekke vurderingen i positiv retning. Dersom fjernvarmesystemet i liten grad gir slik robusthet, eller selv er sårbart, vil bidraget være mindre. Virkningen vurderes kvalitativt i hvert case.

Verdien av beredskap vil ikke vurderes som en kompensasjon for negativ nettoverdi basert på de andre verdikomponentene, men vurderes som et tiltak for å sikre et minimumsnivå for varmforsyning i krisesituasjoner.

5.3 Casevise beregninger

Vi har valgt ut seks ulike case som representerer ulike geografiske lokasjoner, produksjonsmikser, hvor konsentrert varmeetterspørselen er i konsesjonsområdet og kraftprissene for å velge et utvalgt representativt case. Casene er presentert i Tabell 5-1

Casene er valgt for å illustrere hvordan den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme kan variere mellom ulike typer fjernvarmesystemer i Norge. Beregningene tar utgangspunkt i sentrale kjennetegn ved utvalgte områder, herunder produksjonsmikser, størrelse, kundegrunnlag, varmetetthet og kraft- og nettsituasjon. I tillegg gjør vi egne antagelser om investeringsbehov i fjernvarmenett og produksjonskapasitet. Disse reflekterer ikke faktiske behov, men er inkludert for å illustrere hvordan ulike investeringsbehov påvirker resultatene i casene.

Casene er dermed ment å belyse hvordan slike systemforskjeller påvirker kostnader og samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme sammenlignet med alternative oppvarmingsløsninger.

Casene er samtidig ikke ment å representere faktiske kostnader og verdier i de aktuelle konsesjonsområdene fullt ut. Selv om flere av forutsetningene er hentet fra konkrete områder og

selskaper, blant annet knyttet til produksjonsmikser, areal på konsesjonsområde og eksisterende systemstruktur (både kraftsystem og fjernvarmesystem), bygger en del av tallgrunnlaget på nasjonale størrelser, sjablongberegninger og gjennomsnittsbetraktninger. Dette gjelder særlig flere av kostnadsforutsetningene for ny produksjonskapasitet, utbygging av fjernvarme og investeringer i strømnnett. Case 1 bygger for eksempel på viktige egenskaper ved Oslo, som produksjonsmikser, størrelse og nettsituasjon, men flere av kostnadsforutsetningene er ikke basert på faktiske forhold i Oslo alene. De casevise beregningene bør derfor forstås som stiliserte analyser som illustrerer hvordan kontekst og sentrale systemforskjeller påvirker samfunnsøkonomisk verdi, heller enn som anslag på faktiske kostnader og verdier i hvert enkelt fjernvarmeområde.

Formålet er dermed ikke å gjengi de faktiske casene i detalj, men å etablere et sammenlignbart analysegrunnlag som synliggjør hvilke forhold som trekker den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme opp eller ned i ulike situasjoner.

5.3.1 Case 1 – «Storby med høy varmetetthet, variert produksjonsmikser og presset kraftsystem»

Case 1 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en **storby** med et stort og modent bysystem med et omfattende og stabilt varmebehov. Caset tar utgangspunkt i et stort og tett konsentrert kundegrunnlag, høy varmeetterspørsel og en variert produksjonsmikser. Dette gir gode forutsetninger for effektiv utnyttelse av både produksjonsanlegg og fjernvarmenett, og relativt lave nettkostnader per levert MWh sammenlignet med systemer som dekker mer spredt varmeetterspørsel.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemet i Oslo, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmikser. Vi har også tatt utgangspunkt i reelle historiske utbyggingskostnader for fjernvarmenett og tilknytning fra Hafslund.

Kraftsituasjonen i caset er preget av relativt høye strømpriser i NO1 (sammenlignet med NO3 og NO4) og stor belastning på nettet, særlig i perioder med høyt effektuttak. Dette gjør caset særlig relevant for å illustrere en situasjon der fjernvarme kan ha høy verdi gjennom å avlaste kraftsystemet og redusere eller utsette behovet for investeringer i kraftnettet.

Case 1 brukes dermed som et illustrativt utgangspunkt for å analysere samspillet mellom

stort og stabilt kundegrunnlag, høy alternativ varmekostnad, relativt gunstige forutsetninger ved å bygge ut nett og gode forutsetninger for å levere fleksibilitet til nettet.

I dette caset legges det til grunn at økt varmeleveranse utløser investering i ny varmepumpekapasitet i grunnlast.

Kostnader levert varme

Kostnaden ved forsyning med direkte elektrisitet beregnes som totale kostnader ved å dekke varmebehovet time for time med direkte elektrisitet, basert på timesvise kraftpriser for NO1 fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. For varmepumpe beregnes kostnaden som variable produksjonskostnader basert på strømpris og virkningsgrad.

For fjernvarme legges det til grunn en variert produksjonsmiks. En stor del av varmebehovet dekkes av grunnlastkilder med lave kostnader, herunder avfallsforbrenning og omgivelsesvarme. I tillegg benyttes fleksibel elektrisitet til mellomlast og spisslast, sammen med bio og gass. Kostnaden ved fjernvarmeforsyning beregnes med utgangspunkt i en marginalkostnad på 10 øre per kWh for avfallsforbrenning, timesvise kraftpriser for NO1 i 2025, inklusive nettleie, samt brenselspriser for 2025 (EnergiAktuelt AS, 2026).

Sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming er nettoverdien av fjernvarme ved levert varme klart positiv. Sammenlignet med varmepumpe er resultatet mer følsomt for forutsetningene, særlig knyttet til varmepumpens virkningsgrad.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

For direkte elektrisk oppvarming og varmepumpe legges det til grunn at kostnaden ved ny kraftproduksjon i utgangspunktet reflekteres i de langsiktige kraftprisanslagene. For fjernvarmealternativet legges det til grunn investering i ny væske-til-vann-varmepumpe som ny produksjonskapasitet. Investeringskostnadene beregnes på grunnlag av inflasjonsjusterte kostnader, en faktor for teknologiforbedring på 0,90 og antagelser om brukstid på 4000 timer, basert på NVEs kostnadsrapport fra 2017 (NVE, 2017). På dette grunnlaget beregnes investeringskostnadene på **360 kroner per levert MWh**.

Investeringskostnader infrastruktur

Basert på historiske investeringsdata for perioden 2014–2024 anslås kostnaden ved å bygge ut kraftnett i Case 1s konsesjonsområde til 11,3 millioner kroner per MW. Gitt de forutsetningene som er lagt til grunn, tilsvarer dette **340 kroner per MWh**.

Samtidig anslår vi at produksjonen behøver rundt 17 prosent elektrisitet for å dekke etterspørselen i de dimensjonerende topplast timene for kraftnettet, så verdien av utsatte eller unngåtte nettinvesteringer som følge av fjernvarme beregnes til **282 kroner per MWh**.

Kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett i caset ligger under dette, noe som gir en positiv nettoverdi av fjernvarmenett sammenlignet med kraftnett.

Tilknytningskostnader og kundespesifikke investeringer

En stor del av kostnadene ved å bygge ut fjernvarme er knyttet til kundespesifikke investeringer, særlig stikkledning og kundesentral. Disse sammenlignes med investeringer i elkjele og varmepumpe i de alternative løsningene. I dette caset er investeringen i fjernvarmetilknytning høyere enn investering i elkjele, men lavere enn investering i varmepumpe.

System- og balansetjenester

Case 1 har også gode forutsetninger for å levere fleksibilitet til kraftsystemet, blant annet gjennom en variert produksjonsmiks som gjør det enkelt å bytte mellom varmekilder. For NO1 var gjennomsnittsprisen for tilgjengelighet i FCR-N-markedet 235 kroner per MW per time det siste året. Med en elkjele-kapasitet på 300 MW, gir det en verdi på **15,5 kroner per MWh**.

Dette inkluderer ikke kompensasjon for aktivert energi, som kommer i tillegg. Denne komponenten vurderes som en opsjonsverdi knyttet til fjernvarmesystemets fleksibilitet.

Areal- og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en storby i NO1, og vi vurderer dermed at dette er **mange** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med alternativet, som her innebærer utbygging av alle nettnivå jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. I dette caset er området en storby, med knapphet på tilgjengelige inngrepsfrie naturområder. Dette tilsier at den gjenværende naturen og tilhørende økosystemtjenester har høy verdi for befolkningen. Det er også store områder med verdsatte naturtyper som er kartlagt i utkanten av byen og også et fåtall vernede områder. På bakgrunn av dette vurderer vi at

enhetsnyttens justeres opp fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **stor positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 1.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en storby med mange innbyggere. Vi vurderer derfor at det er **mange** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon, gitt at fjernvarme kan opprettholdes ved bruk av nødvendig reservekraft for å opprettholde fjernvarmeproduksjon, vil fjernvarme ha en stor effekt på dette. Dette gjelder spesielt for Case 1 ettersom caset har en variert produksjonsmik og tilgang på lagring og flere varmesentraler, som gjør store deler av produksjonen uavhengig av elektrisitet. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området en storby med potensielt svært kaldt klima om vinteren. Dette gjør at enhetsverdien justeres til **stor verdi**.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **stor positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 1.

Samlet vurdering

Samlet sett tilsier de prissatte virkningene at case 1 har en klart positiv samfunnsøkonomisk nettoverdi, både sammenlignet med varmepumpe og med direkte elektrisk oppvarming. Resultatet drives primært av lavere kostnader ved levert varme, samt at kostnadene ved å bygge ut fjernvarmeinfrastruktur er lave relativt til kostnadene ved å bygge ut strømmnett i et storbyområde med høy varmetetthet og stor belastning på kraftsystemet.

For de ikke-prissatte virkninger vurderes det at fjernvarme gir stor positiv verdi av sparte naturinngrep og stor positiv verdi for beredskap.

Tabell 5-4: Caseberegning: Case 1

| Virkninger (kr/MWh) | Forsyning direkte elektrisitet | Forsyning varmepumpe | Forsyning fjernvarme | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmepumpe) |
|--|--------------------------------|----------------------|--|--|
| Kostnader levert varme | 760 | 303 | | Positiv (negativ) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | 0* | 0* | Skjult som følge av bedriftssensitiv informasjon | Negativ |
| Investeringskostnader infrastruktur | 282 | 282 | | Positiv (positiv) |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmepumpe | 30 | 500 | | Positiv |
| System- og balansetjenester | 0 | 0 | | Positiv |
| Sum prissatte virkninger | 1061 | 1101 | 838 | 226 (276) |
| Areal- og naturinngrep | - | - | - | Stor positiv verdi |
| Beredskap | - | - | - | Stor positiv verdi |

Illustrasjon: Oslo Economics

Note: Beregning av kostnader til «forsyning fjernvarme» er ikke vist her som følge av bedriftssensitiv informasjon

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

5.3.2 Case 2 - «Mellomstor by med lavere varmetetthet og lite kapasitet i grunnlast»

Case 2 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en mellomstor by med lavere varmetetthet og lite kapasitet i grunnlast.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemet i Bergen, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmiks.

I systemet i case 2 utgjør avfallsforbrenning den sentrale grunnlasten, men der muligheten for økt utnyttelse av eksisterende avfallsvarme varierer med temperaturforholdene. Caset er kjennetegnet av lave marginalkostnader i eksisterende grunnlast, men begrenset ledig kapasitet. Økt varmeleveranse i perioder med lavere temperaturer vil derfor utløse behov for varmeproduksjon fra elkjele eller bioolje, mens økt forbruk i mildere perioder i større grad kan dekkes gjennom økt utnyttelse av tilgjengelig avfallsvarme.

Varmeetterspørselen er samtidig mer spredt enn i de mest kompakte konsesjonsområdene, noe som trekker opp kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenettet. Samtidig ligger caset i en region som er et underskuddsområde, med høyt forbruk både fra alminnelig forbruk og petroleumsrettet industri. Dette innebærer at alternativ elektrisk oppvarming også kan utløse betydelige investeringer i kraftnettet.

Kostnader levert varme

I case 2 brukes det i hovedsak overskuddsvarme fra avfallsforbrenning, men også en del direkte elektrisitet og bioolje. Vi har tilgang på data for fjernvarmeproduksjon per time som brukes til å regne ut gjennomsnittlig marginalkostnad.

Basert på timevis kraftprisforutsetninger fra NVEs LMA 2025 for NO5, gir dette en gjennomsnittlig marginalkostnad for levert fjernvarme på **170 kroner per MWh**. Den gjennomsnittlige kostnaden i eksisterende system gir imidlertid ikke et dekkende bilde av kostnaden ved å forsyne en ny kunde.

Siden det er liten ledig kapasitet i grunnlasten, så antar vi at alt nytt forbruk i timer med temperatur lavere enn +5 °C må dekkes av spisslast.

Marginalkostnaden for en ny kunde blir derfor vesentlig høyere enn for eksisterende kunder, og beregnes til **342 kroner per MWh**. Dette er fremdeles vesentlig lavere enn kostnaden ved å levere varme med direkte elektrisitet.

Sammenlignet med varmepumpe er resultatet mer følsomt for antagelser om virkningsgrad og øvrige variable driftskostnader.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

I dette caset er det naturlig å analysere investering i ny grunnlastkapasitet, her representert ved en varmepumpe med virkningsgrad på 3.

Investeringskostnaden per MWh antas å være den samme som i case 1. Ved investering i 30 MW ny grunnlast reduseres kostnaden ved å levere varme til en ny kunde og til eksisterende kunder til **140 kroner per MWh**. Caset illustrerer dermed at investering i ny grunnlast kan redusere marginalkostnaden for nytt forbruk betydelig sammenlignet med en situasjon der økt forbruk må dekkes av spisslast i kalde perioder.

Kostnaden for å forsyne en ny kunde ved å investere i ny produksjonskapasitet inkludert investeringskostnader, er imidlertid høyere enn kostnadene ved å forsyne en ny kunde innenfor eksisterende produksjonskapasitet

Investeringskostnader infrastruktur

Case 2 antas å ligge i et område med lavere varmetetthet enn case 1. Alt annet likt medfører dette **høyere** investeringskostnader ved utbygging av fjernvarmenett. I beregningen legges det til grunn at kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett er over dobbelt så høye som i case 1.

Samtidig er investeringskostnadene for utbygging av kraftnett også høyere i dette konsesjonsområdet. Det er stort press på nettet i området, og det legges derfor til grunn at økt fjernvarmeforbruk reduserer behovet for investeringer i alle nettnivåer. De samlede investeringskostnadene ved å bygge ut kraftnett anslås til 16,2 millioner kroner per MW, tilsvarende **503 kroner per MWh**.

Denne verdien må imidlertid justeres for at elkjelen også brukes i kalde perioder. Økt fjernvarmeforbruk gir derfor ikke en en-til-en reduksjon i belastningen på kraftnettet. Når temperaturen er på det laveste om morgenen, antar vi at elkjelen dekker omlag 25 prosent av forbruket. Dette innebærer at hver MW økt fjernvarmeforsyning bare gir om lag 75 prosent reduksjon i behovet for kraftnettkapasitet. Den beregnede bruttoverdien av unngåtte nettinvesteringer blir dermed **367 kroner per MWh**. Dette er fortsatt klart høyere enn investeringskostnaden ved å bygge ut fjernvarmenett.

Investeringskostnader fjernvarmetilknytning

Investeringskostnader i fjernvarmetilknytning følger samme logikk som i case 1, men justeres opp som følge av lavere varmetetthet og høyere utbyggingskostnader. Selv med denne oppjusteringen ligger kostnaden fortsatt klart under investeringen i varmepumpe, men over investeringen i elkjele. Dette innebærer at fjernvarme kommer svakere ut enn direkte

elektrisitet på denne komponenten, men bedre ut enn varmpumpe.

System- og balansetjenester

I case 2 brukes det elkjele, noe som gir en viss fleksibilitet i driften. Flexibiliteten er likevel mindre enn i case 1, som har en mer variert produksjonsmik. Det legges derfor til grunn en lavere, men fortsatt positiv opsjonsverdi knyttet til mulig deltakelse i reservemarkedene.

Som beregningsforutsetning benyttes en pris på 235 kroner per MW per time. Dersom det legges til grunn en konservativ antagelse om fem timers daglig deltakelse i oppvarmings sesongen, og at 10 MW av 30 MW elkjele kan stilles til disposisjon, gir dette en systemverdi på **8 kroner per MWh**. Denne verdien bør tolkes som en opsjonsverdi, og bare inkluderes i den grad den ikke allerede er fanget opp gjennom timevis optimalisering eller gjennom verdien av reduserte nettinvesteringer.

Areal- og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en stor by i NO5, vi vurderer at dette er **mange** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av

fjernvarme sammenlignet med alternativet som her inkluderer alle nettnivå jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. Området som det planlegges å øke utbyggingen av fjernvarme eller alternativet til fjernvarme, er en større by. Denne byen har også i stor grad utbygd og har knapphet på inngrepsfrie naturområder. Det er samtidig et naturvern område i sentrum, som tilsier at det er natur av stor verdi som man forsøker å ivareta. Med utgangspunkt i dette har den gjenværende naturen og tilhørende økosystemtjenester høy verdi for befolkningen, og vi vurderer at enhetsnyten justeres opp fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **stor positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 2.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en storby med mange innbyggere. Vi vurderer derfor at det er **middels** berørte.

Tabell 5-5: Caseberegning: Case 2

| Virkninger (kr/MWh) | Forsyning direkte elektrisitet | Forsyning varmpumpe | Forsyning fjernvarme av ny kunde | | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmpumpe) | |
|---|--------------------------------|---------------------|----------------------------------|-----|---|-----------|
| Kostnader levert varme | 744 | 297 | 342 | 140 | 402 (-45) | 604 (157) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | 0* | 0* | 0 | 360 | 0 | -360 |
| Investeringskostnader infrastruktur | 367 | 367 | | | | |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmpumpe | 30 | 500 | 265 | | 132 (602) | |
| System- og balansetjenester | 0 | 0 | -8 | | 8 | |
| Sum prissatte virkninger | 1141 | 1164 | 659 | 752 | 482 (505) | 389 (412) |
| Areal- og naturinngrep | - | - | - | | Stor positiv verdi | |
| Beredskap | - | - | - | | Middels positiv verdi | |

Illustrasjon: Oslo Economics

Note: Under forsyning fjernvarme av ny kunde, beregner vi kostnaden ved to alternativer: innenfor eksisterende kapasitet (venstre kolonne) og ved utvidelse av grunnlast i form av investering i varmpumpe.

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon, gitt at fjernvarme kan opprettholdes ved bruk av reservekraft nødvendig for å opprettholde fjernvarmeproduksjon, vil fjernvarme ha en stor effekt på dette. Spesielt siden forbruket i stor grad dekkes av avfallsforbrenning, har tilgang på lagring og biooljekapasitet i spisslast, som gjør store deler av produksjonen uavhengig av elektrisitet. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området en storby med relativt mildt klima om vinteren i norsk målestokk. Dette gjør at enhetsverdien vurderes til middelsverdi

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 2.

Samlet vurdering

Den samlede vurderingen er at de prissatte virkningene gir en klart positiv samfunnsøkonomisk nettoverdi i case 2, både sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming og med varmepumpe. Resultatet drives primært av lavere kostnader ved levert varme enn ved direkte elektrisk oppvarming, samt en positiv nettoverdi av fjernvarmenett i et område der også alternativet med elektrisk oppvarming utløser høye investeringer i kraftnettet.

I case 2 vurderes to alternativer for forsyning av ny kunde i en situasjon med begrenset ledig grunnlast: enten forsyning basert på eksisterende produksjonskapasitet, eller forsyning som utløser investering i ny produksjonskapasitet. Begge alternativene gir positiv nytte, men verdien er høyest når ny kunde kan forsynes innenfor eksisterende kapasitet. Denne forskjellen vil imidlertid kunne reduseres etter hvert som forbruket øker og den ledige grunnlastkapasiteten blir mindre.

I Case 2 antar vi samtidig høyere kostnader knyttet til utbygging av fjernvarmenett og tilknytning. Disse må imidlertid ses opp mot at også elektriske alternativer utløser høye investeringer i kraftnettet i et område med stor belastning på nettet. Dette gir en tydelig positiv verdi av fjernvarmenett. Elkjelen i systemet gir i tillegg en viss opsjonsverdi knyttet til system- og balansetjenester, men denne verdien er begrenset.

For de ikke-prissatte virkningene vurderes sparte naturinngrep til stor positiv og beredskap til middels positiv.

5.3.3 Case 3 – «Mellomstor by med modent system»

Case 3 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en mellomstor by med et etablert system med moden infrastruktur og mulig behov for reinvestering i grunnlastkapasitet. Caset skiller seg fra de øvrige ved å se på hvordan videreføring og fornyelse av et eksisterende fjernvarmesystem har implikasjoner for den samfunnsøkonomiske verdien.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemet i Trondheim, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmiksen.

I dette caset ser vi på to alternativer for investering i grunnlast:

3. Reinvestering i avfallsforbrenning som grunnlast
4. Investere i vann-til-vann varmepumpe for å utvide grunnlastkapasiteten

I området har det historisk vært lavere kostnader forbundet med å bygge ut strømmnett, og, sammenlignet med case 1, er det lavere varmetetthet og dermed antar vi høyere kostnader ved å bygge ut fjernvarmenett. Kraftprisene i området (NO₃) er også relativt lave, kombinert med en variert produksjonsmiksen og relativt mye bruk av elektrisitet og annen spisslastproduksjon i fjernvarmesystemet.

Kostnader levert varme

Kostnaden ved levert varme beregnes i dette caset med utgangspunkt i månedlige produksjonstall og månedlige kraftpriser fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse. Dagens system har en variert produksjonsmiksen med flere varmekilder, der avfallsforbrenning utgjør hoveddelen av produksjonen, mens elektrisitet og andre spisslastkilder dekker deler av restbehovet.

Den gjennomsnittlige marginalkostnaden ved å levere fjernvarme i case 3 beregnes til 364 kroner per MWh. Dette er klart lavere enn kostnaden ved å dekke tilsvarende varmebehov med direkte elektrisitet, beregnet til **688 kroner per MWh**. Sammenlignet med varmepumpe, med en beregnet kostnad på **275 kroner per MWh**, er nettoverdien av levert varme derimot negativ.

Resultatene er sensitive for variasjoner i strømpris. Dersom prisnivået for 2025 legges til grunn, reduseres kostnaden ved å levere fjernvarme til 260 kroner per MWh, sammenlignet med 296 kroner per MWh for direkte elektrisk oppvarming.

Et viktig forbehold er at beregningen bygger på månedsdata. Dette innebærer at

fleksibilitetsverdien ved timevis driftstilpasning ikke fanges fullt ut i anslagene.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

I dette caset analyseres to mulige alternativer for investering i grunnlast: i form av reinvestering i avfallskjele og i form av investering i sjøvannvarmepumpe (vann-til-vann).

For **avfallskjele-alternativet** legges det til grunn en investering på 40 000 kroner per kW, årlige driftskostnader på 1,5 prosent av investeringen, brukstid på 6 700 timer, levetid på 20 år og diskonteringsrente på 4,5 prosent. Med disse forutsetningene beregnes investeringskostnaden til om lag **550 kroner per MWh**.

Antagelsene om brukstid og levetid er basert på NVEs Kostnadsrapport fra 2017 (NVE, 2017). Kapitalintensive investeringer er følsomme for antagelser om brukstid og levetid. Med en brukstid på 8000 timer faller kostnaden per MWh til **384 kroner per MWh**.

For **varmepumpe** legges det til grunn samme forutsetninger som i case 1, en investeringskostnad på om lag **360 kroner per MWh**.

Vi antar da at det investeres i 40 MW varmepumpe som skal dekke ny grunnlast. Vi antar at dette erstatter dyrere spisslastproduksjon i oppvarmingssesongen (oktober til april). Ved investering i ny grunnlast faller dermed kostnaden ved levert fjernvarme til **218 kroner per MWh**.

Investeringskostnader infrastruktur

Sammenlignet med case 1 representerer case 3 et konsesjonsområde med lavere varmetetthet. Investeringskostnadene ved utbygging av fjernvarmenett anslås derfor å være høyere enn i case 1.

Samtidig er de historiske kostnadene ved å bygge ut kraftnett i området lavere enn i flere andre case. Vi antar at økt fjernvarme reduserer nettinvestering på alle nettnivå.

Basert på historiske investeringstall fra eRapp anslås investeringskostnaden i kraftnett til 9,7 millioner kroner per MW, tilsvarende 297 kroner per MWh. Denne verdien må imidlertid justeres for at elkjele inngår i produksjonsmiksen og dermed reduserer graden av faktisk nettavlastning.

Siden beregningen bygger på månedlig produksjonsmikse, er kunnskapen om bruk av elkjele i topplast begrenset. Dersom det legges til grunn at elkjeleandelen i måneden med høyest forbruk er representativ for belastede perioder, tilsvarer dette en elkjeleandel på 29 prosent. Med denne forutsetningen beregnes nettoverdien av unngåtte nettinvesteringer til **210 kroner per MWh**.

Dette er fortsatt høyere enn kostnaden ved å bygge ut fjernvarmenett, men resultatet er usikkert og følsomt for antagelser om faktisk bruk av elkjele i topplast. Det kan være rimelig å anta at elkjelen i praksis brukes mer fleksibelt enn månedsdataene tilsier, og at den reelle nettverdien er noe høyere.

Hvis vi antar et mer konservativt anslag på rundt 15 prosent, så øker verdien av unngåtte nettinvesteringer til **252 kroner per MWh**.

Investeringskostnader fjernvarmetilknytning

Investeringskostnadene i fjernvarmetilknytning anslås til å være høyere enn i case 1, i tråd med forutsetningen om lavere varmetetthet og høyere kostnader ved utbygging av fjernvarmenett. Selv med denne oppjusteringen ligger tilknytningskostnadene fortsatt klart under kostnaden ved investering i varmepumpe. Sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming er fjernvarme dyrere på denne komponenten, særlig når tilknytningskostnader og investeringskostnader i fjernvarmenett ses i sammenheng.

System- og balansetjenester

I case 3 antar vi 30 MW elkjele gjøres tilgjengelig reservemarkedene. Basert på 12 timers daglig deltakelse gir dette en inntekt i oppvarmingssesongen på **30 kroner per MWh**.

Areal- og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en by i NO3, og vi vurderer dermed at dette er **mange** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med alternativet som her er alle nettnivå, jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. Området som det planlegges å øke utbyggingen av fjernvarme eller alternativet til fjernvarme, er en større by. Denne byen er også i stor grad utbygd og har knapphet på inngrepsfrie naturområder. Det er samtidig flere små naturvernrområder i byen, som tilsier at det er natur av stor verdi som man forsøker å ivareta. Med utgangspunkt i dette har den gjenværende naturen og tilhørende økosystemtjenester stor verdi for befolkningen, og vi vurderer at enhetsnyttene justeres opp fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **stor positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 1.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en storby med mange innbyggere. Fjernvarmeforbruket dekker i overkant av 30 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i case 3. Vi vurderer derfor at det er **middels antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon. I case 3 har konsesjonseier installert nødstrøm som kan slå inn ved utfall av strømforsyning. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området en storby med kaldt klima om vinteren i

norsk målestokk. Dette gjør at enhetsverdien justeres opp til stor verdi

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **stor positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 3.

Samlet vurdering

Den samlede vurderingen er at de prissatte virkningene varierer fra positiv til negativ i case 3, avhengig av antagelser om hvilken grunnlastkapasitet det investeres i, og om hvor mye elektrisitet som brukes i topplast. Dette er illustrert med kolonner for høy og lav kostnad og høy og lav nytte (se Tabell 5-6).

Verdien av levert varme er svakere enn i flere av de andre casene, som følge av relativt høy bruk av elektrisitet og annen spisslast i produksjonsmiksen, samt relativt lave kostnader ved forsyning med direkte el og varmepumpe

Samtidig ser vi i case 3 at en videreføring av systemet krever en kapitalintensiv investering i ny grunnlast, enten varmepumpe eller avfallskjele.

Tabell 5-6: Caseberegning: Case 3

| Virkninger (kr/MWh) | Forsyning direkte elektrisitet | | Forsyning varmepumpe | | Forsyning fjernvarme | | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmepumpe) | |
|--|--------------------------------|------------|----------------------|------------|----------------------|------------|--|------------------------|
| | Høy | Lav | Høy | Lav | Høy | Lav | Høy | Lav |
| Kostnader levert varme | | 688 | | 275 | 364 | 218 | 450 (57) | 324 (-89) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | | 0* | | 0* | 550 | 360 | -360 | -550 |
| Investeringskostnader infrastruktur | 252 | 210 | 252 | 210 | | | | |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmepumpe | | 30 | | 500 | | 271 | 11 (481) | -31 (439) |
| System- og balansetjenester | | 0 | | 0 | | -30 | | 30 |
| Sum prissatte virkninger | 970 | 928 | 1027 | 985 | 1155 | 819 | 131 (208) | -227 (-170) |
| Areal- og naturinngrep | | - | | - | | - | Stor positiv verdi | |
| Beredskap | | - | | - | | - | Stor positiv verdi | |

Illustrasjon: Oslo Economics

Note: I hver alternative varmforsyning ser vi på et utfallsrom med høy og lav kostnad. Dette sammenstilles til høy og lav nytte vs. strøm og varmepumpe i kolonnen helt til høyre.

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

Begge alternativene er relativt dyre og dette trekker den samlede nettoverdier ned. Kostnadene per levert MWh for avfallskjele er også sensitive for brukstid. Vi anslår et utfallsrom på 550 til 360 kroner per MWh med ulike antagelser om brukstid og teknologi, for investering i ny produksjonskapasitet i case 3.

I tillegg tilsier varmetettheten i området høyere kostnader ved utbygging av fjernvarmenett, samtidig som kostnadene ved utbygging av kraftnett er lavere enn i flere av de andre casene. Den relativt høye el-andelen i fjernvarmesystemet innebærer også at avlastningen på kraftnettet i topplast blir mindre. Dette reduserer nettoverdier av fjernvarmenett. Vi ser på et utfallsrom for bruk av el i topplast på 15 til 29 prosent, som gir et utfallsrom 40 kroner per MWh i verdi av utsatt nettinvesteringer.

Elkjelen kan samtidig gi en viss positiv tilleggsverdi gjennom system- og balansetjenester, men denne verdien er usikker og relativt liten.

For sparte naturinngrep, vurderes fjernvarme å ha stor positiv verdi i case 3. Det kan da vurderes at dette kompenserer for den negative netto nytte av de prissatte virkningene. Det vurderes også som at fjernvarme i form av beredskap har stor positiv verdi for å sikre varmforsyningen i case 3, noe som gjør at fjernvarme kan vurderes som kritisk samfunnsinfrastruktur for å hindre store negative konsekvenser i en krisesituasjon.

Det bør også påpekes at hvis man hadde forutsatt at det ikke var behov for reinvestering i grunnlast, så ville verdien av de prissatte virkningene være positiv.

5.3.4 Case 4 – «Mindre by med mindre press på lokalt kraftsystem»

Case 4 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en mindre by med potensielt mindre press på lokalt kraftsystem.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemet i Bodø, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmik.

Case 4 har et system der relativt billig bio i form av returvirke utgjør en sentral del av produksjonsgrunnlaget. Sammenlignet med de største byene legges det til grunn et mindre kundegrunnlag, lavere strømpriser i NO4 og mindre press på det lokale nettet.

I området er situasjonen i regionalnettet stram, og det er ikke rom for nytt større forbruk utover det som er planlagt. Situasjonen i de lokale nettstasjonene er imidlertid vesentlig bedre, med betydelig restkapasitet i de fleste stasjonene, som

åpner for vekst i alminnelig forsyning (NVE, 2025). Fjernvarmen baserer seg også relativt sett på mye fleksibel elektrisitet. Vi antar derfor at nettsituasjonen er mindre prekær enn andre deler av landet. Vi ser likevel på to alternativer; ett der vi antar at fjernvarme kun påvirker investeringer i distribusjonsnettet og ett der vi også antar at fjernvarme påvirker investeringer i regionalnettet.

Dette gjør vi for å illustrere hvordan verdien av å avlaste kraftsystemet og redusere behovet for kraftnettinvesteringer påvirker samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme, i et område med lavere strømpriser og lavere varmetetthet (som impliserer høyere kostnader ved utbygging av fjernvarmenett).

I dette caset analyseres en situasjon der eksisterende grunnlast i stor grad er basert på returvirke, mens ny og fleksibel kapasitet representeres ved elkjele. Case 4 illustrerer dermed hvordan ulike antagelser om behov for investeringer i strømnett påvirker den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme i et fjernvarmesystem med mindre kundegrunnlag, lavere kraftpriser, og tilgang på billig grunnlast.

Kostnader levert varme

Fjernvarmeforsyningen i case 4 er basert på en relativt rimelig varmekilde i form av returvirke. Det legges til grunn at marginalkostnaden for returvirke er tilnærmet null. I tillegg produseres en del varme med fleksibel elektrisitet. Caset er lokalisert i et overskuddsområde, slik at krafttilgangen er relativt god og strømprisene gjennomgående lavere enn i flere av de øvrige casene. Dette innebærer også at kostnadene ved å dekke varmebehovet med elektrisitet er relativt lave sammenlignet med mer pressede områder.

Basert på timesvise produksjonsprofiler og timesvise kraftpriser beregnes den gjennomsnittlige marginalkostnaden ved å produsere fjernvarme til 152 kroner per MWh når prisbanen for 2030 i NO4 fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse legges til grunn (NVE, 2025). Med observerte strømpriser for 2025 blir den gjennomsnittlige marginalkostnaden beregnet til 38 kroner per MWh. Dette er lavere enn kostnaden ved forsyning med direkte elektrisitet i begge tilfeller, henholdsvis 677 og 153 kroner per MWh. Også sammenlignet med varmepumpe er nettoverdier av levert varme positiv, gitt de forutsetningene som er lagt til grunn.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

I dette caset analyseres investering i ny elkjele som fleksibel produksjonskapasitet. I et overskuddsområde med relativt lave kraftpriser kan elkjele være en kostnadseffektiv løsning for å dekke

marginalt eller fleksibelt varmebehov. Samtidig kan elkjelen bidra til økt operasjonell fleksibilitet i systemet og gi grunnlag for inntekter fra deltakelse i balansemarkedene.

Det legges til grunn en investeringskostnad på 1 000 kroner per kW, brukstid på 2 500 timer, levetid på 20 år og en diskonteringsrente på 4,5 prosent. Med disse forutsetningene beregnes investeringskostnaden til om lag 31 kroner per MWh. Dette innebærer at ny elkjelekapasitet i dette caset har relativt lave kapitalkostnader sammenlignet med flere andre investeringsalternativer.

Investeringskostnader infrastruktur

Gitt at caset forutsetter økt fjernvarmeforbruk i et område med lavere press på lokalt nett enn i de andre caseene, ser vi her på to alternativer for nettbehov. Det antas samtidig at økt fjernvarmeforbruk ikke gir en en-til-en reduksjon i belastningen på kraftnettet, fordi en del av varmeproduksjonen dekkes av elkjele i topplast.

I det første alternativet legges det til grunn at utbygging av fjernvarme i hovedsak påvirker investeringsbehovet i distribusjonsnettet.

Investeringskostnadene i distribusjonsnettet anslås til 6,36 millioner kroner per MW, tilsvarende 160 kroner per MWh. Siden elkjelen dekker om lag 15 prosent av forbruket i topplast, legges det til grunn at fjernvarme avlaster 85 prosent av kraftnettbehovet. Den beregnede verdien av unngåtte nettinvesteringer blir dermed **136 kroner per MWh**. Selv om case 4 har relativt lav varmetetthet i konsesjonsområdet, er denne verdien marginalt høyere enn kostnaden ved å bygge ut fjernvarmenett.

I det andre alternativet antar vi at utbygging av fjernvarme også påvirker investeringsbehovet i regionalnettet. Antar man at fjernvarme også reduserer investering i regionalnett, stiger verdien av unngåtte nettinvesteringer til **264 kroner per MWh**.

Investeringskostnader fjernvarmetilknytning

Tilknytningskostnadene for fjernvarme anslås til å være vesentlig høyere enn i case 1, ettersom varmetettheten i området er relativt lav og stikkledninger utgjør en viktig kostnadsdriver ved tilknytning av nytt forbruk. Dette trekker den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme ned sammenlignet med systemer med mer konsentrert etterspørsel.

Samtidig ligger tilknytningskostnadene fortsatt klart under kostnaden ved å investere i varmepumpe. Sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming kommer fjernvarme svakere ut på

denne komponenten, særlig når tilknytningskostnader og investeringskostnader i fjernvarmenett vurderes samlet.

System- og balansetjenester

Case 4 har relativt stor fleksibilitet i systemet, blant annet som følge av ledig kapasitet i grunnlast, muligheter for spisslast og lagringsmuligheter med maksimal utladingseffekt på 5 MW. Dette gir gode forutsetninger for deltakelse i reservemarkedene. Med investering i ny kapasitet legges det til grunn at 15 MW elkjelekapasitet kan være tilgjengelig for deltakelse i balansemarkedene.

Verdien av denne fleksibiliteten vurderes som en opsjonsverdi. Dersom det legges til grunn at elkjelen kan delta i reservemarkedene i 12 timer daglig gjennom deler av oppvarmingsperioden, kan dette gi en årlig inntekt av en viss størrelse, avhengig av hvor mange måneder kapasiteten faktisk er tilgjengelig. Basert på de forutsetningene som er lagt til grunn i analysen, tilsvarer dette om lag 47 kroner per MWh levert fjernvarme. Denne verdien bør imidlertid behandles med varsomhet, både fordi den avhenger av faktisk markedsdeltakelse.

Areal- og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en noe mindre by i NO4. Vi vurderer at dette er **middels** antall berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med alternativet som her kun er distribusjonsnett, jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **neglisjerbar til liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. I dette caset er området en relativt mindre by, men som også i stor grad er utbygd. Det er en nasjonalpark ikke langt unna byen, som tilsier at naturen og tilhørende økosystemtjenester i utkanten av byen har stor verdi for befolkningen. Vi vurderer at enhetsnyttens bør juster opp utgangsverdien fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **liten positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 4.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en by med middels antall innbyggere. Vi anslår at fjernvarmeforbruket

dekker i overkant av 10 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i Case 4. Vi vurderer derfor at det er **få antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området en by med svært kaldt klima om vinteren i norsk målestokk. Dette gjør at enhetsverdien justeres opp til **stor** verdi.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 4.

Samlet vurdering

Den samlede vurderingen er at de prissatte virkningene i case 4 har negativ samfunnsøkonomisk verdi, både sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming og med

varmepumpe, hvis man antar at fjernvarme kun reduserer investeringene i distribusjonsnett.

Resultatet drives primært av at fjernvarmesystemet er lokalisert i et område med relativt lav varmetetthet, noe som gir høyere kostnader ved utbygging av fjernvarmenett og tilknytning enn mange av de andre casene. Samtidig er presset på regional- og transmisjonsnett begrenset, noe som innebærer at verdien av unngåtte nettinvesteringer som følge av fjernvarmeutbygging er relativt lav. Selv om kostnaden ved levert varme i fjernvarmesystemet er lav, er dette ikke tilstrekkelig til å oppveie de høyere kostnadene i utbyggingen av fjernvarmenett og tilhørende infrastruktur.

Hvis man antar at verdien av unngåtte nettinvesteringer også inkluderte **regionalnett**, så blir summen av de prissatte virkningene positiv.

Det er imidlertid verdt å nevne at den beregnede verdien av system- og balansetjenester i case 4 i hovedsak bør tolkes som en opsjonsverdi. Den relativt høye elkjelkapasiteten gir fjernvarmesystemet fleksibilitet til å tilpasse

Tabell 5-7: Caseberegning: Case 4

| Virkninger | Forsyning direkte elektrisitet | | Forsyning varmepumpe | | Forsyning fjernvarme | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmepumpe) | |
|--|--------------------------------|------------|----------------------|------------|----------------------|--|-----------------------|
| | R-nett | D-nett | R-nett | D-nett | | R-nett | D-nett |
| Kostnader levert varme | | 677 | | 271 | 152 | | 525 (119) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | | 0* | | 0* | 31 | | -31 |
| Investeringskostnader infrastruktur | 264 | 136 | 264 | 136 | | | |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmepumpe | | 30 | | 500 | 815 | | -515 (-51) (-179) |
| System- og balansetjenester | | 0 | | 0 | -47 | | 47 |
| Sum prissatte virkninger | 971 | 843 | 1001 | 873 | 951 | 20 (50) | -108 (-78) |
| Areal- og naturinngrep | | - | | - | - | | Liten positiv verdi |
| Beredskap | | - | | - | - | | Middels positiv verdi |

Illustrasjon: Oslo Economics

Note: Vi sammenligner to alternativer for investeringskostnader i strømnnett – et med kun kostnader for distribusjonsnett og et som også inkluderer investering i regionalnett.

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

kraftforbruket etter behov i kraftsystemet, men verdien er ikke nødvendigvis uttrykk for en direkte realisert inntekt fra reservemarkeder.

Samtidig er det en liten positiv samfunnsøkonomisk verdi av sparte naturinngrep i case 4. Dette må vurderes opp mot den mindre netto negative verdien av de prissatte virkningene av fjernvarme opp mot alternativet.

Verdien av beredskap vurderes til middels positiv samfunnsøkonomisk verdi. Dette er en mellomstor by i norsk målestokk i et kaldt klima. Verdien må imidlertid vurderes opp mot de store konsekvensene bortfall av varme vil ha for brukerne som er dekket av fjernvarme.

5.3.5 Case 5 - «Biobasert system i to mindre byer innenfor et større område med press på kraftsystemet»

Case 5 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en portefølje av lokale fjernvarmesystemer der bioenergi utgjør en stor del av produksjonsgrunnlaget. Caset tar utgangspunkt i et selskap med flere anlegg fordelt på et tosifret antall byer, og representerer dermed ikke ett samlet, sammenhengende bysystem, men flere lokale systemer med ulike størrelser og forutsetninger.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemene i Lillehammer og Gjøvik, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmiksen.

Konsesjonsområdene er relativt tett befolket, og caset brukes for å illustrere at fjernvarme ikke nødvendigvis har høye utbyggingskostnader utenfor de største byene. Selv om kundegrunnlaget er fordelt på flere byer, legges det til grunn at kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett i dette caset er relativt lave. Caset fungerer dermed som et motstykke til antakelsen om at mindre og mellomstore systemer alltid har svakere samfunnsøkonomiske forutsetninger enn de største byene.

Kraftsituasjonen i området er samtidig særpreget. Området er et overskuddsområde for kraftproduksjon, men har likevel begrensninger i strømmettet som hemmer ny industrietablering. Dagens forbruk tilsvarer om lag 1 800 MW, mens installert produksjon er om lag 2 900 MW. Tilgjengelig vintereffekt er imidlertid i underkant av 1 400 MW. I tillegg mangler området et overordnet nett på 420 kV-nivå. Caset illustrerer dermed at høy kraftproduksjon i seg selv ikke er tilstrekkelig for å sikre god forsyningssituasjon dersom nettkapasiteten er begrenset og tilgjengelig effekt i anstrengte perioder er lavere enn den installerte

produksjonen isolert skulle tilsi. Caset er også preget av relativt høyere kraftpriser i NO1.

Disse forholdene gjør caset særlig relevant for å analysere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i et område der lokal fjernvarme både kan gi billigere varmforsyning enn elektriske alternativer og samtidig avlaste et kraftsystem med kapasitetsmessige begrensninger. Siden elektrisitet i liten grad inngår i produksjonsmiksen i de utvalgte systemene, gir økt fjernvarmeforbruk i dette caset i praksis en direkte reduksjon i belastningen på kraftsystemet i toppplastimer.

Kostnader levert varme

I de to fjernvarmesystemene som analyseres i dette caset, brukes det i hovedsak bioenergi i form av briketter og flis, supplert med fossil og biobasert spisslast. Brenselskostnaden er derfor tett knyttet til prisen på særlig flis, som utgjør nesten 90 prosent av produksjonen.

Sammenlignet med å dekke det samme varmeforbruket med direkte elektrisitet, beregnet til om lag **780 kroner per MWh**, er fjernvarme klart billigere. Sammenlignet med varmepumpe er resultatet derimot mer følsomt for antagelser om virkningsgrad og øvrige driftskostnader. Caset illustrerer dermed en situasjon der bioenergi gir en tydelig kostnadsfordel mot direkte elektrisk oppvarming, mens forskjellen mot varmepumpe er mindre robust.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

Siden de utvalgte konsesjonsområdene er relativt modne, analyseres det i dette caset en investering i spisslastkapasitet i form av biooljekjel. Dette er en teknologi med relativt lav investeringskostnad per installert effekt, men også lavere brukstid og høyere brenselskostnad enn grunnlastproduksjon.

Det legges til grunn en investeringskostnad på 2 000 per kW, brukstid på om lag 2 000 timer, levetid på 20 år og diskonteringsrente på 4,5 prosent. Med disse forutsetningene beregnes investeringskostnaden til om lag **77 kroner per MWh**. Caset illustrerer dermed at utbygging i modne biosystemer i større grad kan være knyttet til rimelig spisslastkapasitet enn til store investeringer i ny grunnlast.

Investeringskostnader infrastruktur

Basert på varmetettheten i de aktuelle konsesjonsområdene bør kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett være høyere enn i case 1. Samtidig viser tilgjengelige kostnadsdata fra konsesjonseier at de faktiske kostnadene ligger på et nivå som fortsatt er relativt gunstig sammenlignet med mange andre områder.

Samtidig er det betydelig press på kraftnettet i regionen. Dette tilsier høy verdi av utsatte eller unngåtte nettinvesteringer dersom varmebehov dekkes med fjernvarme fremfor elektrisitet. Basert på historiske investeringstall fra perioden 2013 til 2024 (NVE, 2025) anslås kostnaden ved trafooppgradering til rundt 16 millioner kroner per MW, tilsvarende om lag **530 kroner per MWh**.

Siden elektrisitet ikke inngår i produksjonsmiksen i dette caset, legges det til grunn et tilnærmet en-til-en-forhold mellom økt fjernvarmeforsyning og redusert belastning i topplasttimer. Nettverdien av fjernvarme blir dermed høy. Kostnaden ved å bygge ut fjernvarmenett ligger klart under dette nivået, noe som gir en klart positiv nettoverdi av fjernvarmenett.

Investeringskostnader fjernvarmetilknytning

Kostnadene ved å knytte nye kunder til fjernvarmenettet anslås til å ligge på et nivå tilsvarende case 1. Dette innebærer at fjernvarmetilknytning samlet sett kommer relativt godt ut, særlig sammenlignet med et alternativ der økt elektrisk oppvarming også utløser investeringer i kraftnett og kundespesifikke løsninger som varmpumpe eller elkjele.

System- og balansetjenester

Siden elektrisitet ikke inngår i produksjonsmiksen i dette caset, legges det til grunn at fjernvarmesystemet ikke tilfører fleksibilitet til kraftsystemet. System- og balansetjenester tilordnes derfor ingen verdi i dette caset.

Areal og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en mindre by i NO1. Vi vurderer at dette er **middels antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med alternativet som her er alle nettnivå, jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. Området som det planlegges å øke utbyggingen av fjernvarme eller alternativet til fjernvarme, er mindre by. Denne byen har også i stor grad utbygd og har knapphet på inngrepsfrie naturområder. Det er samtidig enkelte større naturvernrområder i byen, som tilsier at det er natur av stor verdi som man forsøker å ivareta. Med utgangspunkt i dette har den gjenværende

Tabell 5-8: Caseberegning: Case 5

| Virkninger (kr/MWh) | Forsyning direkte elektrisitet | Forsyning varmpumpe | Forsyning fjernvarme | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmpumpe) |
|---|--------------------------------|---------------------|--|---|
| Kostnader levert varme | 780 | 312 | | Positiv (negativ) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | 0* | 0* | Skjult som følge av bedriftssensitiv informasjon | Negativ |
| Investeringskostnader infrastruktur | 530 | 530 | | Klar positiv |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmpumpe | 30 | 500 | | |
| System- og balansetjenester | 0 | 0 | | 0 |
| Sum prissatte virkninger | 1340 | 1342 | 649 | 691 (693) |
| Areal- og naturinngrep | - | - | - | Middels positiv verdi |
| Beredskap | - | - | - | Middels positiv verdi |

Illustrasjon: Oslo Economics

Note: Beregning av «forsyning fjernvarme» er ikke vist her som følge av bedriftssensitiv informasjon

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

naturen og tilhørende økosystemtjenester stor verdi for befolkningen, og vi vurderer at enhetsnyttens justeres opp fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 5.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en by med middels antall innbyggere. Vi anslår at fjernvarmeforbruket dekker i overkant av 20 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i Case 5. Vi vurderer derfor at det er **få antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon.

Produksjonsmiksen er helt uten elektrisitet, og produksjonen baserer seg i stor grad på billig bioressurser i grunnlast. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området to byer med svært kaldt innenlandsklima om vinteren i norsk målestokk. Dette gjør at enhetsverdien justeres opp til **stor** verdi.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 5.

Samlet vurdering

Den samlede vurderingen er at de prissatte virkningene gir en klart positiv samfunnsøkonomisk nettoverdi i case 5, både sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming og med varmpumpe. Resultatet drives primært av lave kostnader ved levert varme, som følge av høy bioandel i produksjonsmiksen. I tillegg er verdien av fjernvarmenett positiv, fordi kostnadene ved å bygge ut fjernvarmenett i de aktuelle tettstedene er relativt lave sammenlignet med kostnadene ved å bygge ut kraftnett i et område med betydelig press på alle nettnivåer.

Verdien av sparte naturinngrep og verdien av beredskap gis en middels positiv samfunnsøkonomisk verdi.

5.3.6 Case 6 – «Mindre by med tilgang på billige varmeressurser og god kapasitet i grunnlast»

Case 6 er valgt for å illustrere samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme i en mindre by med tilgang på billige varmeressurser og god kapasitet i grunnlast.

Enkelte av antakelsene som ligger til grunn for caset er hentet fra fjernvarmesystemet i Kristiansand, primært lokalisering og egenskaper ved konsesjonsområdet og produksjonsmiksen.

Case 6 har et system med svært gode produksjonsmessige forutsetninger. Caset tar utgangspunkt i et fjernvarmesystem som har tilgang på betydelige mengder overskuddsvarme fra industri, i tillegg til billige bioenergikilder. Dette gir lave løpende produksjonskostnader og gjør caset særlig relevant for å analysere fjernvarme i en situasjon der det er lave produksjonskostnader i et område der kraftprisene er relativt høye (NO2).

Systemet er videre kjennetegnet av en svært lav spisslastandel. Det innebærer at en stor del av varmebehovet kan dekkes med relativt rimelig grunnlast og mellomlast, og at behovet for kostbar marginal produksjon i høylastperioder er begrenset. Caset illustrerer dermed en situasjon der den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme i stor grad drives av gunstig produksjonsmiksen og lav andel kostbar topplast.

Nettsituasjonen i kraftsystemet antas ikke å være like presset som i de mest anstrengte storbyområdene, men samtidig er det relativt store kostnader forbundet både med å bygge ut strømmnett og fjernvarmenett, og utbyggingen fortsatt ha verdi gjennom å redusere lokal effektbelastning og behovet for nettførsterkninger. Caset illustrerer dermed samspillet mellom god tilgang på billige varmeressurser i grunnlast, lav spisslastandel, og en kraftsituasjon der nettverdien er til stede, men ikke nødvendigvis er hoveddriveren i den samfunnsøkonomiske verdien.

Kostnader levert varme

I case 6 er fjernvarmeproduksjonen basert på varmekilder med svært lave produksjonskostnader, i hovedsak avfallsforbrenning og overskuddsvarme fra industri. Spisslastandelen i form av bio er også lav, om lag 4 prosent. Samlet gjør dette fjernvarmeproduksjonen svært kostnadseffektiv.

Med forutsetning om en marginalkostnad på 10 øre per kWh for avfallsforbrenning, null for spillvarme og en brenselpris for bioolje på 170 ør per kWh, beregnes den gjennomsnittlige marginalkostnaden ved levert fjernvarme til **142 kroner per MWh**.

Case 6 ligger samtidig i et område med høy kraftpris, noe som gjør kostnaden ved å dekke det samme varmebehovet med direkte elektrisitet vesentlig høyere. Basert på årlig kraftpris fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse (NVE, 2025) beregnes kostnaden ved direkte elektrisk oppvarming til 770 kroner per MWh. Nettoverdien av levert varme er dermed klart positiv sammenlignet med direkte elektrisitet. Også sammenlignet med varmepumpe er nettoverdien positiv, gitt de forutsetningene som er lagt til grunn.

Investeringskostnader ny produksjonskapasitet

Case 6 har svært lav spisslastandel og høye kraftpriser i området. Det legges derfor til grunn at ny kapasitet i dette caset investeres som biooljekjel for spisslast. Dette representerer en teknologi med relativt lav investeringskostnad per installert effekt, men som først og fremst er relevant som reserve- og topplastkapasitet.

Det legges til grunn en investeringskostnad på 1 000 kroner per kW. Med brukstid på 2 000 timer, levetid på 20 år og diskonteringsrente på 4,5 prosent beregnes investeringskostnaden til **38,4 kroner per MWh**. Dette innebærer at kapitalkostnaden ved ny spisslastkapasitet er relativt lav, selv om den samlede økonomien også vil avhenge av brenselkostnader når kapasiteten faktisk brukes.

Investeringskostnader infrastruktur

Kraftnettet i området case 6 ligger i antas å ha god kapasitet i transmisjonsnettet, mens regionalnettsituasjonen er strammere og krever tiltak for å sikre kraftforsyningen ved forventet forbruksvekst. Basert på historiske investeringstall for perioden 2014 til 2024 (NVE, 2025) anslås de samlede investeringskostnadene i regional- og distribusjonsnettet til 18 millioner kroner per MW, tilsvarende **555 kroner per MWh**.

Varmetettheten i konsesjonsområdet tilsier samtidig høyere kostnader ved utbygging av fjernvarmenett enn i case 1. Selv med denne oppjusteringen ligger kostnaden ved å bygge ut fjernvarmenett fortsatt klart under kostnaden ved å bygge ut kraftnett. Dette tilsier en positiv verdi av fjernvarmenett i caset.

Investeringskostnader fjernvarmetilknytning

Varmetettheten i konsesjonsområdet tilsier også høyere kostnader ved fjernvarmetilknytning av nye kunder. Dette trekker isolert sett den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme ned. Samlet sett er det likevel mer kostbart å bygge ut kraftnett og dekke varmebehovet med elektrisitet enn å bygge ut fjernvarmenett og tilknytte nye kunder til fjernvarmesystemet.

System- og balansetjenester

Det brukes ikke elektrisitet som ordinær del av produksjonsmiksen i dette caset. Det legges derfor til grunn at fjernvarmesystemet i ingen grad tilfører fleksibilitet til kraftsystemet gjennom reservemarkedene. System- og balansetjenester tilordnes derfor ingen verdi i dette caset.

Areal og naturinngrep

Antall berørte: Sparte naturinngrep som følge av økt utbygging av fjernvarme, sammenlignet med alternativet, vil berøre bebyggelsen i området. I dette caset skjer utbyggingen i en mindre by i NO2. Vi vurderer at dette er **middels antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at påvirkning per berørt av sparte naturinngrep ved økt utbygging av fjernvarme sammenlignet med alternativet som her er regional- og distribusjonsnett, jf. beskrivelsen i 5.2.1, er **liten positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for sparte naturinngrep er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.1. Området som det planlegges å øke utbyggingen av fjernvarme eller alternativet til fjernvarme, er mindre by. Denne byen har også i stor grad utbygd og har knapphet på inngrepsfrie naturområder. Det er også kartlagt flere områder med natur av særlig stor verdi og enkelte områder som er vernet. Med utgangspunkt i dette har den gjenværende naturen og tilhørende økosystemtjenester stor verdi for befolkningen, og vi vurderer at enhetsnyttene justeres opp fra middels til **stor** enhetsnytte.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for sparte naturinngrep i case 6.

Beredskap

Antall berørte: Økt beredskap som følge av fjernvarme vil berøre de som er tilknyttet fjernvarme i området. I dette caset er fjernvarmeinfrastrukturen i en by med middels antall innbyggere. Vi anslår at fjernvarmeforbruket dekker i overkant av 10 prosent av det totale oppvarmingsbehovet i Case 6. Vi vurderer derfor at det er **få antall** berørte.

Påvirkning per berørt: Vi vurderer at den enkelte bruker av fjernvarme blir i stor grad påvirket ved bortfall av varme i en krisesituasjon. Produksjonsmiksen er helt uten elektrisitet, og produksjonen baserer seg i stor grad på overskuddsvarme i grunnlast. Avfallsforbrenningsanlegget kan fortsette å levere varme med bortfall av strøm. Vi anslår påvirkning per berørt av økt beredskap ved økt utbygging av fjernvarme som **stor positiv**.

Enhetsnytte: Utgangsverdien for beredskap er satt til middels verdi, jf. beskrivelsen i 5.2.2. I dette caset er området en by med relativt mildt klima om vinteren i norsk målestokk. Dette gjør at enhetsverdien holdes til **middels** verdi.

Samlet samfunnsøkonomisk verdi: samlet gir dette en **middels positiv** samfunnsøkonomisk verdi for beredskap i case 6.

Samlet vurdering

Samlet sett tilsier de prissatte virkningene at case 6 har en klart positiv samfunnsøkonomisk nettoverdi, både sammenlignet med direkte elektrisk oppvarming og med varmepumpe. Dette skyldes særlig svært lave kostnader ved levert varme og en positiv nettoverdi av fjernvarmenett, selv i et område med lavere varmetetthet og mindre presset kraftnett enn i de mest anstrengte casene. Siden systemet har god kapasitet i grunnlast, begrenser investeringsbehovet seg til relativt lite kapitalintensiv spisslastkapasitet. Samlet gir dette den høyeste nettoverdien blant de analyserte casene.

Samfunnsøkonomisk verdi av sparte naturinngrep og beredskap vurderes begge til middels positiv verdi.

5.4 Samlede resultater på tvers av case

Caseanalysen er en nyttig øvelse for å synliggjøre hvilke forhold som særlig påvirker den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Resultatene viser at verdien av fjernvarme varierer betydelig mellom ulike typer systemer, og at variasjonen i stor grad kan forklares av forskjeller i produksjonskostnader, nettforhold, kundegrunnlag og investeringsbehov.

Det understrekes imidlertid at caseanalysene bygger på et usikkert datagrunnlag, og resultatene må derfor tolkes som indikasjoner på størrelsesorden og relative forskjeller mellom casene, ikke som presise estimater.

Det er potensiale for samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i fjernvarme

I caseanalysen finner vi at investering i økt varmforsyning fra fjernvarme, gitt forutsetningene som er lagt til grunn i de seks illustrative casene, er samfunnsøkonomisk lønnsomt i de fleste tilfellene. De prissatte virkningene er samlet sett klart positive i fire av seks case, og i de to øvrige casene er resultatene mer varierende og hvorvidt de er samfunnsøkonomisk lønnsomme er avhengig av antagelser om blant annet investeringsbehov i strømmettet, bruk av elektrisitet i topplast og valg

Tabell 5-9: Caseberegning: Case 6

| Virkninger (kr/MWh) | Forsyning direkte elektrisitet | Forsyning varmepumpe | Forsyning fjernvarme | Nettonytte fjernvarme vs. strøm (varmepumpe) |
|--|--------------------------------|----------------------|----------------------|--|
| Kostnader levert varme | 770 | 308 | 145 | 625 (162) |
| Investeringskostnader ny produksjonskapasitet | 0* | 0* | 38 | -38 |
| Investeringskostnader infrastruktur | 555 | 555 | | |
| Investeringskostnader fjernvarmetilknytning/varmepumpe | 30 | 500 | 407 | 178 (648) |
| System- og balansetjenester | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Sum prissatte virkninger | 1355 | 1363 | 590 | 765 (773) |
| Areal- og naturinngrep | - | - | - | Middels positiv verdi |
| Beredskap | - | - | - | Middels positiv verdi |

Illustrasjon: Oslo Economics

*Det antas at investeringer i produksjonskapasitet reflekteres gjennom langsiktige kraftprisanslag. Dette vil imidlertid undervurdere verdien dersom en del av ny produksjonskapasitet er bygget med subsidier.

av ny produksjonskapasitet. Når de ikke-prissatte virkningene i form av beredskap og reduserte naturinngrep også tas i betraktning, trekker analysen samlet i retning av at investeringer i fjernvarme ofte og i mange ulike situasjoner fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Lave kostnader ved levert varme er en grunnleggende forutsetning

Analysen viser at kostnaden ved levert varme er en av de viktigste enkeltfaktorene for den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Fjernvarme kommer best ut i case med tilgang på rimelige grunnlastressurser som overskuddsvarme (enten fra avfallsforbrenning eller industri) eller billig bioenergi. Dette er tydelig i case 6, der lave produksjonskostnader gir en klart positiv nettoverdi av levert varme. Det samme gjelder i case 5, der bioenergi gir et kostnadsnivå som er klart lavere enn direkte elektrisk oppvarming. I motsatt retning peker case 3, der høyere bruk av elektrisitet og annen spisslast trekker opp kostnaden ved levert varme og svekker den samlede nettoverdien. Samme gjelder i case 2 hvis det ikke investeres i ny grunnlast.

Resultatene er sensitive for antagelser om kraftpris og virkningsgrad

Analysen viser at kostnaden ved å levere varme med enten kraft eller varmepumpe er en viktig faktor for den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Fremtidig kraftpris er dermed svært utslagsgivende for samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme. I prisområder med høyere kraftpris vil naturligvis prisen på alternativet være høyere, samtidig vil kraftpriser svinge over tid og i enkelte år kan den være både høyere og lavere enn antatt i denne analysen. I case 3 er det antatt relativt lavere kraftpriser som reduserer verdien av levert varme, men i 2026 har kraftprisene i området i perioder vært blant de høyeste i Europa, og disse ville kanskje ført til et annet resultat for beregningene. Kostnaden ved å levere varme med varmepumpe er også sensitive for antagelser om virkningsgrad og driftskostnader.

Fjernvarme har størst verdi i områder der verdien av unngåtte nettinvesteringer er stor

Analysen viser at verdien av unngåtte eller utsatte nettinvesteringer er en viktig komponent, og i enkelte case avgjørende for samlet resultat. Samfunnsøkonomisk verdi er høyest i tilfeller der kraftsystemet er under press, utbygging av fjernvarme påvirker flere nettnivåer og kostnadene ved nettførsterkning er høye. Dette er særlig tydelig i case 1, case 2 og case 5. I case 1 bidrar høy varmetetthet og høye kostnader ved kraftnettutbygging i et presset storbyssystem til en høy verdi av fjernvarmenett. I case 2 og case 5 er

nettverdien også stor, fordi i begge tilfeller antas det betydelige begrensninger i kraftnettet. I case 4 er denne verdien svakere, nettopp fordi regional- og transmisjonsnettet antas å være mindre presset.

Varmetetthet og utbyggingskostnader i fjernvarmenettet påvirker resultatene betydelig

Casene viser at varmetetthet og kostnader ved utbygging av fjernvarmenett og tilknytning har stor betydning. Høy varmetetthet trekker gjennomgående verdien opp ved å redusere kostnadene ved nettutbygging og tilknytning av nye kunder, noe som er tydelig i case 1. Samtidig viser case 5 at mindre og mellomstore tettsteder også kan ha relativt gunstige forutsetninger for fjernvarme dersom lokale forhold ligger til rette for kostnadseffektiv utbygging. I case 4 trekker derimot lavere varmetetthet og høyere kostnader ved nett og tilknytning den samlede nettoverdien ned.

Typen ny kapasitet som må bygges ut er viktig for samfunnsøkonomisk verdi

Hvilken type ny kapasitet som må bygges ut er en sentral forklaringsfaktor. Case der nytt forbruk kan dekkes innenfor eksisterende kapasitet, eller med relativt lite kapitalintensiv spisslast, kommer klart bedre ut enn case der videreføring eller vekst forutsetter kapitalintensive investeringer i ny grunnlast. Dette er særlig tydelig i case 2, der nettoverdien er høyere når ny kunde kan forsynes innenfor eksisterende kapasitet enn når økt forbruk utløser investering i ny kapasitet. Både case 2 og case 3 viser imidlertid at investering i ny grunnlast kan øke verdien av levert varme i fjernvarmesystemet.

I case 3 illustrerer vi også hvordan et potensielt behov for reinvestering i grunnlast i form av avfallsforbrenning er så kostnadskrevende at den samlede nettoverdien blir negativ. I case 6 er bildet motsatt, og det er en klar positiv verdi siden systemet har svært god kapasitet i grunnlast og bare krever begrenset investering i spisslast.

El i fjernvarmeproduksjonen gir både fleksibilitet og lavere nettavlastning

Analysen viser at bruk av elektrisitet i fjernvarmesystemets egen produksjon både kan styrke og svekke den samfunnsøkonomiske verdien. Elkjele kan gi fleksibilitet og bidra til effektiv drift i enkelte timer.. Samtidig reduserer elkjelen fjernvarmens avlastning av nettet dersom den brukes i perioder der kraftsystemet allerede er anstrengt. I case 2 og case 3 bidrar dette til å trekke ned nettoverdien av unngåtte nettinvesteringer. I case 5 og case 6, der elektrisitet ikke inngår i produksjonsmiksen, blir nettavlastningen mer direkte og tydeligere.

System- og balansetjenester er et positivt tillegg, men ikke en hoveddriver

Verdien av system- og balansetjenester er gjennomgående av sekundær betydning sammenlignet med verdien av levert varme og verdien av unngåtte nettinvesteringer. Denne komponenten vurderes som en opsjonsverdi knyttet til fjernvarmesystemets fleksibilitet.

Denne komponenten kan gi et positivt tillegg i case med elkjele og operasjonell fleksibilitet, slik som i case 1, case 2 og case 4, men fremstår ikke som en hoveddriver for de samlede resultatene. I case 5 og case 6 er denne verdien i praksis fraværende eller svært begrenset.

Verdien av sparte naturinngrep er avhengig av om fjernvarme påvirker investering i regionalnett og transmisjonsnett

Siden vi ikke kjenner de konkrete alternativene til fjernvarme i de ulike casene, og dermed heller ikke hvilke investeringer som kreves eller hvilke områder som blir påvirket, legger vi til grunn en gjennomsnittsbetraktning. Vi vurderer hvilke naturinngrep fjernvarme medfører sammenlignet med alternative løsninger som leverer tilsvarende varmeeffekt, samt forskjellene i påvirkning mellom disse.

Analysen indikerer at den samfunnsøkonomiske verdien er lavere når alternativet til fjernvarme innebærer utbygging av distribusjonsnett, slik som i case 4. Dette skyldes at begge løsninger medfører lignende naturinngrep, ettersom infrastrukturen i hovedsak legges under bakken. I de øvrige casene er påvirkningen per berørt større, fordi utbygging av regional- og transmisjonsnett og tilhørende infrastruktur skjer over bakken, og dermed gir mer omfattende naturinngrep enn fjernvarme. For fjernvarme vil områdene i stor grad kunne tilbakeføres etter anleggsperioden. Videre viser analysen at et høyere antall berørte, som i case 1, 2 og 3, gir høyere samfunnsøkonomisk verdi. Dette skyldes at flere vil dra nytte av de reduserte naturinngrepene ved fjernvarme sammenlignet med alternativene.

Fjernvarme kan også bidra til reduserte naturinngrep dersom redusert kraftteterspørsel gir lavere behov for ny kraftproduksjon. Virkningen på kraftproduksjon er imidlertid usikker, blant annet fordi det er vanskelig å fastslå hvor eventuell utbygging ellers ville funnet sted, om den ville skjedd i Norge eller i utlandet, og om fjernvarme faktisk ville påvirket investeringsbeslutningen. Dette er særlig relevant ettersom NVE legger til grunn kraftoverskudd for Norge som helhet frem mot 2050.

Fjernvarme spiller en viktig rolle i en beredskapssituasjon

Fjernvarme kan spille en viktig rolle i en beredskapssituasjon ved å bidra til å opprettholde et minimum av varmemforsyning ved langvarig bortfall av strøm. Dersom det investeres i tiltak som gjør det mulig å opprettholde produksjon og distribusjon i slike situasjoner, kan fjernvarme ha en middels til stor verdi som beredskapstiltak.

I så måte er samfunnsøkonomisk lønnsomhet av fjernvarme veldig avhengig av verdsettelsen av beredskapsverdien. Denne kan være høy dersom man anser at et langvarig strømbrudd i det aktuelle området vil ha uakseptable konsekvenser, og fjernvarme kan beskytte mot de mest alvorlige konsekvensene.

Denne verdien bør imidlertid ikke forstås som en ordinær samfunnsøkonomisk gevinst. Ved hendelser med liten sannsynlighet, men stor konsekvens, vil en standard kost-nytte-analyse mest sannsynlig undervurdere verdien av beredskap.

Den må heller ses som et føre-var-hensyn knyttet til behovet for å sikre et robust minimumsnivå av varmemforsyning i situasjoner med alvorlige og langvarige strømbrudd eller strømrasjonering.

Med det perspektivet kan det være samfunnsøkonomisk effektivt å prioritere begrenset strøm til fjernvarmeproduksjon og til funksjoner som er nødvendige for å holde fjernvarmesystemet i drift, fordi dette kan bidra til å opprettholde varmemforsyning.

Det kan tale for å investere i fjernvarme, også i tilfellene der summen av de prissatte og andre ikke-prissatte virkningene er negative.

Fjernvarme har størst verdi når flere gunstige forhold opptrer samtidig

Samlet viser caseene at fjernvarme har størst samfunnsøkonomisk verdi når lave produksjonskostnader sammenfaller med store kostnader ved å bygge ut kraftnett og moderate kostnader ved utbygging av fjernvarmesystemet. Dette er særlig tydelig i case 1, case 5 og case 6. Der én eller flere av disse forutsetningene ikke er oppfylt, blir verdien svakere, og i enkelte tilfeller negativ. Case 3 og case 4 illustrerer dette fra hver sin side: i case 3 er det både høye reinvesteringskostnader, lav nettverdi og svakere varmeøkonomi som trekker resultatet ned, mens det i case 4 i større grad er kombinasjonen av lav nettverdi og høyere infrastrukturkostnader som forklarer den negative nettoverdien.

Analysen understreker dermed at samfunnsøkonomisk verdi av fjernvarme er kontekstavhengig og at forskjeller mellom

systemer, kundegrunnlag og kraftsituasjon har stor betydning for resultatene.

Tabell 5-10: Samlede caseberegninger fjernvarme mot oppvarming med el og varmepumpe (parantes)

| Case | Case 1 | Case 2 | Case 3 | Case 4 | Case 5 | Case 6 |
|--|--|---|---|---|---|---|
| Konsesjonsområde | Oslo | Bergen | Trondheim | Bodø | Lillehammer og Gjøvik (Innlandet) | Kristiansand |
| Primær varmekilde | Miks | avfall | avfall | Bio (returvirke) | bio | avfall |
| Prissone | NO1 | NO5 | NO3 | NO4 | NO1 | NO2 |
| Produksjon (GWh) | 1800 | 322 | 670 | 71 | 124 | 133 |
| Produksjonsmiks | 58 % avfallsforbrenning, 2 % fossil gass, 17 % el, 11 % bio, 12 % omgivelsesvarme | 91 % avfallsforbrenning, 6 % el, 2 % bio | 71 % avfallsforbrenning, 20 % el, 2 % fossil olje, 5 % fossil gass, 2 % bio, 0,2 % omgivelsesvarme | 81 % bio, 19 % el, 0,3 % fossil gass, 0,2 % omgivelsesvarme | 97 % bio (flis/brikett), 1,4 % bioolje, 1,6 % fossil olje/gass | 75 % avfallsforbrenning, 21 % overskuddsvarme, 4 % bio, 0,3 % fossil olje |
| Areal konsesjonsområde (km²) | 90 | 38 | 45 | 15 | 26 | 30 |
| Behov for nettinvesteringer | Transmisjon, regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Regional og distribusjon | Transmisjon, regional og distribusjon | Regional og distribusjon |
| Investering i produksjonskapasitet | Varmepumpe | Varmepumpe | Avfallskjele | Elkjele | Spisslast | Spisslast |
| Kommentar til utvelgelse av case | Storby med godt kundegrunnlag, høy varmetetthet, variert produksjonsmiks og høyere strømpriser | By med mer spredt kundegrunnlag, men basert på avfallsforbrenning. Lite kapasitet i grunnlast | Velutviklet og moden infratstruktur. Variert produksjonsmiks, men behov for reinvestering i infrastruktur. Lavere strømpriser | Lave priser på innsatsfaktorer, men også lave priser på alternativ. Mindre press på lokalt nett | To utvalgte konsesjonsområder innenfor en større region med primært bio som innsatsfaktor. Stort etterslep på kraftnettutbygging. | Primært billige varmekilder, svært lav spisslast andel, men lavere varmetetthet. God kapasitet i transmisjonsnett |

6. Realiseres fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt?

Fjernvarme etableres når det er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Reguleringen som knytter prisen på fjernvarme til kostnaden ved å bruke strøm til oppvarming, gir i utgangspunktet gode insentiver til å utvikle fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi finner imidlertid at upresise prissignaler for bruk av elektrisitet kan føre til avvik mellom den bedrifts- og samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å tilby fjernvarme. Vi finner videre at forbrukerne mangler insentiver til å etterspørre fjernvarme – fordi de ikke nødvendigvis oppnår gevinster i form av lavere kostnader. Når prissignalene er noe upresise vil manglende koordinering av investeringer mellom nett- og fjernvarme kunne lede til samfunnsøkonomisk ineffektive løsninger.

I dette kapitlet vurderes det hvorvidt gjeldende organisering og regulering av markedet legger til rette for at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å etablere fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det fokuseres på prissignalene som gis gjennom fjernvarmeprisene og om disse reflekterer verdien av å utnytte og utvikle fjernvarmesystemet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi drøfter imidlertid også kort hvordan andre forhold og virkemidler bidrar med prissignaler og insentiver til bruk og utvikling av fjernvarme.

6.1 Utgangspunkter for den videre analysen

Utvidelser av fjernvarme kan skje i form av store og små prosjekter. Førstnevnte kan i prinsippet innebære å etablere fjernvarme i et nytt område – herunder full utbygging med anlegg for produksjon av varme og rør for distribusjon. Sistnevnte kan innebære å etablere en stikkledning for å knytte en ny kunde til et etablert system, eller etablering av et

lokalt varmenett til et mer begrenset område (typisk nye bolig- eller næringsområder).

Uavhengig av om det er snakk om et stort eller lite prosjekt, oppstår det både samfunnsøkonomiske kostnader og gevinster. For at det skal realiseres må summen av gevinster overstige summen av kostnader. Videre må kostnader og gevinster fordeles på en slik måte at både kunder og fjernvarmeselskap i forventning kommer minst like godt ut som om det aktuelle prosjektet ikke realiseres.

Dette kapitlet undersøker derfor følgende spørsmål: I hvilken grad reflekterer prissignalene som aktørene står overfor den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme? Gis kundene privatøkonomiske insentiver til å ta i bruk fjernvarme når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt? Gis fjernvarmeselskap bedriftsøkonomiske insentiver til å gjennomføre prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme?¹⁰

6.1.1 Relevante gevinster og kostnader

Den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme er i kapittel 4 vurdert som besparelsene som kan oppnås i kraftsystemet, fratrukket kostnadene ved å dekke en tilsvarende varmeetterspørsel i fjernvarmesystemet. De ulike nytteverdiene er beskrevet der, og gjentas derfor bare kort her:

Når en kunde knyttes til fjernvarme, frigjøres elektrisiteten kunden ellers ville benyttet til oppvarming. Verdien av dette er prisen på elektrisiteten som frigjøres (pluss nettapet ved overføring).

Dersom det er knapphet på kapasitet i strømmettet, vil også denne ha en skyggepris – eller alternativverdi. Verdien av dette vil være den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til å etablere kapasiteten. Selv om nettkapasiteten bygges ut trinnvis, er det naturlig å legge til grunn at nettet over tid tilpasses forbruket og at det derfor ikke på lang sikt er «ledig» kapasitet.

Hvis kunden skal bruke fjernvarme, vil den måtte foreta noen investeringer i eget bygg for å utnytte fjernvarmen, samt ta kostnadene for tilknytning til fjernvarmenettet. Kunden kan samtidig unngå

¹⁰ For å forenkle og generalisere analysen, er det hensiktsmessig å foreta analysen på kundenivå. Altså vurderes om de forventede gevinstene ved å tilknytte en

representativ kunde oversiger forventede fullfordelte gjennomsnittskostnader.

enkelte investeringer i bygget som hadde vært nødvendig for å bruke elektrisitet til oppvarming.

Hvis kunden skal bruke fjernvarme, vil også leverandøren av fjernvarme påføres kostnader. Det vil være behov for brensel for å produsere varme til den aktuelle kunden, og behov for investeringer i kapasitet, eksempelvis i rørnett eller produksjonsanlegget. Vi legger til grunn at kapasiteten på lang sikt tilpasses bruken, slik at en representativ kunde må bidra til å dekke sin andel av de relevante investeringskostnadene.

Gitt at kostnadene over representerer de faktiske kostnadene for de to alternativene, er det samfunnsøkonomisk lønnsomt å betjene kunden med fjernvarme, hvis følgende uttrykk holder, representert ved nåverdier:

$$MC_{fv} \cdot Q_{fv}(v) + C^{prod} + C^{nett} + C^{tilknytning} + C^{naturinngrep} < MC_{alt} \cdot Q_{alt}(v) + \Delta E^{fjernvarme} \cdot c_{nett} + I^{alt}$$

Der fotskrift *alt* er alternativ oppvarmingsteknologi (enten el eller varmepumpe) og *fv* er fjernvarme. *Q* er konsumet i enheter gitt teknologi *i = e, fv* for å oppnå varmetjenesten *v* som kan tenkes på som forbrukerens ønskede temperatur. Vi legger til grunn at kunden ønsker samme mengde varme, uavhengig av valg av varmeteknologi.

MC_i er enhetskostnaden for å produsere en konsumenhet med teknologi *i*. MC_i er en funksjon av virkningsgrad, så høyere virkningsgrad gir lavere enhetskostnad og motsatt.

Investeringene som eventuelt må gjøres av fjernvarmeselskapet representeres av C^j , der *j = tilknytning, prod, nett* mens kostnaden ved kapasitet i strømnett representeres av $\Delta E^{fjernvarme} \cdot c_{nett}$. Der $\Delta E^{fjernvarme}$ er fjernvarmens effekt i topplast, og c_{nett} er nettkostnad per effektenhet.

Investeringene som eventuelt må foretas, og relevante driftskostnader hos kundene, er representert I_i og kan variere mellom teknologier.

Likningen illustrerer at det kan variere mellom kunder (prosjekter) hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt at de betjenes med fjernvarme. Hvis både fjernvarmeselskapet og kunden må investere lite, f.eks. fordi det ligger rør forbi bygningen og er ledig kapasitet i produksjonen, er det mer sannsynlig at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å betjene kunden med fjernvarme enn hvis det er behov for store investeringer. Tapet av kraft og varme kan også variere, avhengig av hvor kunden befinner seg.

¹¹ I praksis inkluderer maksimalprisen en omregningsfaktor for å justere for hvor mange kWh det ville vært nødvendig å bruke for å få en sammenliknbar varmeeffekt. Innsiktene

6.2 Reflekterer prissignalene samfunnsøkonomisk verdi av å ta i bruk fjernvarme?

I det følgende drøfter vi hvordan reguleringene i markedet påvirker prissignalene og etterspørselen etter fjernvarme, og avveiningen mellom prissignaler som gir effektive insentiver til utnyttelse og utvikling av fjernvarmesystemet.

6.2.1 Maksimalprisen reflekterer kundens maksimale betalingsvilje

Fjernvarme fra konsesjonspliktige anlegg er underlagt en maksimalprisregulering, der prisen ikke skal overstige kostnaden ved elektrisk oppvarming i det aktuelle forsyningsområdet. Vanligvis vil et pristak redusere den bedriftsøkonomiske lønnsomheten og dermed i sin tur tilbudet av et gode.

Maksimalprisen er imidlertid satt for å tilsvare de kostnadene kunden ville hatt, dersom den hadde anvendt panelovner til oppvarming. Maksimalprisen per enhet fjernvarme, kan uttrykkes som:

$$\bar{P}_f = p_s + \varepsilon_N + N + \mu + m$$

Det første leddet er spotprisen på elektrisitet.¹¹ Det andre og det tredje leddet er de relevante delene av nettleien – henholdsvis energileddet og eventuell reduksjon i kundens effektledd som følge av at den bruker fjernvarme til oppvarming (representert per kWh). De to siste leddene er avgifter (forbruks- og energifondavgift) representert ved μ og et påslag på spotprisen m for å ta høyde for at forbrukeren ellers ville blitt belastet et påslag fra sin strømlleverandør.

Reguleringen reflekterer i utgangspunktet bare den faktiske konkurranseflaten mellom fjernvarme og elektrisitet. Ingen kunder ville frivillig tilknyttet seg fjernvarme, dersom de hadde forventet at de løpende kostnadene for oppvarming ville vært lavere ved elektrisitet. På lang sikt vil heller ikke kunder fortsette å anvende fjernvarme dersom prisen er høyere enn å bruke elektrisitet til oppvarming.

6.2.2 Reguleringen reduserer transaksjonskostnader

Reguleringen er derfor (trolig) motivert av byttekostnader på kundenes hånd. For å bytte fra fjernvarme til oppvarming med elektrisitet, må kunden foreta investeringer. Disse byttekostnadene

er ikke sensitive for at vi har forenklet ved å ekskludere omregningsfaktoren.

innebærer at når først kunden er tilknyttet fjernvarme, vil den ikke bytte dersom prisen på fjernvarme settes (litt) høyere enn det som ville vært den løpende kostnaden ved bruk av elektrisitet. Dette gir i utgangspunktet leverandører av fjernvarme en viss markedsrett over kunder som allerede er tilknyttet fjernvarme – eller er underlagt tilknytningsplikt.

Det er velkjent i økonomisk teori at relasjonsspesifikke investeringer gir rom for å utnytte den som har investert. Dette betegnes gjerne som «hold-up» problematikk. Det generelle resultatet er at hold-up problematikk isolert sett leder til underinvesteringer. Den som foretar investeringene tar hensyn til at nytten/avkastningen kan bli lavere enn forventet, fordi den forutser at motparten vil ha insentiver til å utnytte sin posisjon.

I markedet for fjernvarme, kan dette innebære at kunder som ikke er underlagt tilknytningsplikt avstår fra å tilknytte seg fjernvarmenettet, spesielt hvis de forventer at fjernvarmeselskapet vil utnytte avhengigheten til å kreve en høy pris i fremtiden. Det er også mulig å tenke seg at fjernvarmeselskap vil være tilbakeholdene med å investere dersom de forventer at kunder vil bruke fjernvarme i liten grad – eksempelvis kun i timer der prisen på strøm er høy.¹²

Dersom partene skal ha insentiver til å investere når det er samfunnsøkonomisk effektivt, må dermed risikoen for hold-up avhjelpes på forhånd. Prisreguleringen setter et tak på hvilken pris fjernvarmeselskapet kan ta. Dette gir kunden en sikkerhet for at fjernvarmeselskapet ikke kan utnytte situasjonen til å kreve en høy pris etter at kunden har foretatt investeringer for å knytte seg til og bruke fjernvarme. Prisreguleringen er dermed sannsynligvis i begge parter interesse:

I fravær av en prisregulering ville det vært behov for å inngå private kontrakter for å løse den mulige hold-up problematikken. Dette kan til en viss grad løses gjennom kontraktsmessige forpliktelser. I praksis kan det imidlertid være vanskelig å eliminere risikoen, og avhjelpe ineffektiviteten, grunnet behov for komplekse kontrakter og usikkerhet rundt tolkning og håndhevelse av disse. Dette kunne også ledes til betydelige transaksjonskostnader.

Fjernvarmeselskapet kunne heller ikke forventet en høyere pris i et uregulert marked. Dette fordi reguleringen er basert på kundenes maksimale

betalingsvilje. Kunder ville derfor ikke inngått noen kontrakt der de risikerte å betale mer enn besparelsen som følge av redusert elektrisitetsforbruk.

Reguleringen fremstår dermed i utgangspunktet som en effektiv løsning på utfordringen relatert til behovet for relasjonsspesifikke investeringer hos kunden.

6.2.3 Aweining mellom riktige prissignaler på kort og lang sikt

Fjernvarmesystemet – og spesielt fjernvarmenettet er, i likhet med andre infrastrukturektorer, preget av høye faste kostnader ved investeringer og relativt lave marginale kostnader ved bruk av infrastrukturen. Dette skyldes blant annet stordriftsfordeler som gjør at det er lønnsomt å gjøre større utvidelser av kapasiteten når det først gjøres investeringer, som så gradvis kan tas i bruk gjennom tilknytning av nye kunder. Så lenge det er ledig kapasitet, har det lav kostnad at en ny kunde knytter seg til, mens kostnaden ved kapasitetsutvidelser blir høye.

I markeder som har slike karakteristika er det krevende å bruke kun ett virkemiddel – tariff/priser – til å gi både kortsiktige insentiver til effektiv bruk av infrastrukturen, og samtidig langsiktige investeringsinsentiver.¹³ Mens førstnevnte hensyn innebærer at kunden bør betale en pris som ligger nær marginalkostnad, vil dette gi svake investeringsinsentiver for selskapene, som er avhengig av å få dekket sine faste kostnader.

Slik maksprisreguleringen er utformet kan fjernvarmeselskapene i dag fastsette en pris som dekker de variable kostnadene, og også (deler av) de faste kostnadene.¹⁴ Dette følger av at produksjonskostnadene for fjernvarme i gjennomsnitt er lavere enn strømprisen, slik at øvrige komponenter i den tillatte prisen kan benyttes til å dekke en del av de faste kostnadene knyttet til å investere i fjernvarmesystemet. Selv om flere fjernvarmeselskap tilbyr en rabatt på den regulerte prisen, legger vi til grunn at den tilbudte fjernvarmeprisen som regel inkluderer et påslag på de løpende produksjonskostnadene og andre driftskostnader, slik at enhetsprisen er høyere enn de samfunnsøkonomiske kostnadene av at kunden øker sitt varmeforbruk.

¹² Denne utfordringen skyldes i stor grad manglende timesavregning for fjernvarme. Med timesavregning ville denne utfordringen vært betydelig mindre.

¹³ Også i strømmettet – der nettkostnadene er noe av det som kan inngå i fjernvarmeprisene, er det en aweining

mellom å fastsette tariff som gir en effektiv utnyttelse (nær marginalkostnad) og tariff som gir en effektiv utvikling (dekke faste kostnader) i nettet.

¹⁴ Deler av de faste kostnadene dekkes også gjennom investeringsstøtte fra Enova

Tilknytningsplikt resulterer i høyere pris enn hva et uregulert marked ville realisert

Det er også sannsynlig at den regulerte prisen på fjernvarme er høyere enn den som ville blitt realisert i et uregulert marked – uten tilknytningsplikt. I valg av løsning for oppvarming vil en rasjonell kunde sammenlikne forventede kostnader for de aktuelle løsningene over tid. De relevante kostnadene vil være både drifts- og investeringskostnader. For noen kunder kan både investerings- og/eller driftskostnadene være lavere for elektrisitet enn for fjernvarme.

For eksempel kan investeringskostnadene for en løsning med varmepumpe være lavere enn kostnadene ved å forberede et bygg for fjernvarme og knytte det til fjernvarmesystemet. Dette siden bygget uansett må tilknyttes strømmnett. Varmepumper er også mer energieffektive enn panelovner. Siden maksimalprisen for fjernvarme er basert på oppvarming med panelovner, vil da de løpende kostnadene for kunden potensielt være lavere med varmepumpe enn med fjernvarme.¹⁵

Dersom fjernvarmeselskapet hadde krevd maksimalprisen i et marked uten tilknytningsplikt ville ingen kunder valgt fjernvarme i situasjoner der investeringskostnaden er høyere for fjernvarme enn for alternativer basert på elektrisitet. For å tilknytte disse kundene ville fjernvarmeselskapet ha måttet kompensere dem for merkostnadene. Dette kunne fjernvarmeselskapet gjort gjennom å ta en lavere pris på forbruk eller å gi kunden et «anleggsbidrag» som dekket merkostnaden. I dag tilbyr Enova en kompensasjon for merkostnader ved forkonvertering av bygg, mens det er tilknytningsplikten som gir markedsgrunnlag for tilknytning av nye bygg.

Store merkostnader eller effektive alternativer for elektrisk oppvarming kan dermed forklare at en del kunder (også i områder med tilknytningsplikt) blir tilbudt lavere priser for fjernvarmen enn maksimalprisen. Byttekostnadene tenkt bort ville dermed ikke fjernvarmeselskapene kunne tatt en høyere pris enn den regulerte maksimalprisen. Kun dersom investeringskostnaden for fjernvarme er lavere enn investeringskostnadene for det relevante alternativet basert på elektrisitet, ville fjernvarmeselskapet kunne oppnådd maksimalprisen i et uregulert marked.

Dagens fjernvarmepriser kan gi lavere etterspørsel etter fjernvarme enn samfunnsøkonomisk optimalt

Når prisen på fjernvarme ligger over produksjonskostnaden (marginale kostnader ved bruk), oppstår et dødvectstap ved at fjernvarmesystemet ikke utnyttes optimalt. I en slik situasjon vil verdien av å øke bruken være høyere enn de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til dette.

Det kan altså oppstå situasjoner der kunden lar være å øke sitt forbruk av fjernvarme, selv om nytten av økt forbruk er høyere enn den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke produksjonen. Gjeldende priser for fjernvarme kan også føre til at kunden benytter dyrere ressurser i kraftsystemet, fremfor fjernvarme med en lav variabel produksjonskostnad. Et eksempel på ineffektivt forbruk er hvis kunder velger å bruke elektriske alternativer når strømmen er billig – men fortsatt dyrere enn de variable kostnadene ved å produsere fjernvarme – og bruke fjernvarme kun når strømmen er dyr. Dette er en reell utfordring siden prisen på fjernvarme ikke reflekterer kostnadene med fjernvarme, men heller strømpris.

Utfordringen over forsterkes av at kunder kan ha tilgang til mer effektive elektriske alternativer enn panelovner som reguleringen baseres på. Den forsterkes også av at det ikke er timesavregning for fjernvarme. Det er dermed gjennomsnittsprisen for elektrisitet over en måned som betales for fjernvarme. På tidspunkter med høy strømpris blir da fjernvarme relativt billig, og motsatt på tidspunkter med lav strømpris, uten at dette nødvendigvis reflekterer tilsvarende forskjeller i produksjonskostnader for de to alternativene.

Lavere priser vil gi mer effektiv etterspørsel og bedre utnyttelse av energisystemet, men økt behov for støtte til investeringer

En lavere pris på fjernvarme – nærmere den reelle produksjonskostnaden, kunne bidratt til mer effektiv utnyttelse av fjernvarmesystemet og økt den samfunnsøkonomiske verdien av fjernvarme. Det kunne også økt etterspørselen etter tilknytning til fjernvarmesystemet, i tilfeller der det er en rimeligere varmekilde enn elektrisk strøm.

Lavere priser og lavere lønnsomhet for fjernvarmeselskapene, ville samtidig redusert insentiver til å investere i fjernvarme. Dette kunne ført til en mindre effektiv utvikling av fjernvarmesystemet, der investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke

¹⁵ Dette avhenger også av driftskostnadene for varmepumpen sammenliknet med energisentralen tilknyttet fjernvarmenettet

gjennomføres. I dag er det allerede behov for finansiering utover inntektene fra de løpende fjernvarmeprisene for å skape bedriftsøkonomisk lønnsomhet i investeringer. Lavere priser ville dermed gi et økt behov for støtte til å dekke faste kostnader, som i dag i praksis skjer via Enova.

6.3 Bedriftsøkonomisk insentiv til å tilby fjernvarme

Fjernvarme tilbys av kommersielle aktører og vil derfor tilbys når dette i forventninger er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å tilby fjernvarme til en forbruker dersom følgende uttrykk, representert som nåverdi, holder:

$$p_f * (1 + t_f) * C_f(v) + K_f < P_f C_f(v) \text{ gitt at } P_f \leq \bar{P}_f$$

På venstre side av ulikhetstegnet er kostnadene for fjernvarmeaktøren av å tilby tjenesten, som består av variable kostnader til brensel og eventuelle kostnader ved å utvide kapasiteten. På høyre side av ulikhetstegnet er inntektene fra den representative kunden, representert ved forbruket multiplisert med prisen tilbyderen tar. Det er altså lønnsomt å tilby fjernvarme hvis den forventede gjennomsnittlige prisen overstiger den gjennomsnittlige totalkostnaden per enhet:

$$\frac{p_f * (1 + t_f) * C_f(v) + K_f}{C_f(v)} < P_f$$

Som drøftet under punkt 6.2, representerer maksimalprisen kundens langsiktige maksimale betalingsvilje – gitt at de enten er tilknyttet eller må tilknytte seg fjernvarme. Ved å sette inn for den regulerte maksimalprisen (som tilsvarer maksimal pris i et regulert marked), får vi da at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å investere i fjernvarme dersom følgende uttrykk holder:

$$p_f * (1 + t_f) + \frac{K_f}{C_f(v)} < p_s + \varepsilon_N + N + \mu + m$$

Uttrykket illustrer at den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å tilby fjernvarme bestemmes av prissignalene kundene står overfor ved bruk av elektrisitet.

Det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å tilby fjernvarme dersom summen av spotpris, nettleie (per kWh) og påslag på elektrisitet er høyere enn de forventede kostnadene til brensel (for å produsere varme tilsvarende en kWh) og et nødvendig gjennomsnittlig bidrag til å dekke kapitalkostnader.

Dette innebærer også at dersom prissignalene for bruk av elektrisitet perfekt reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å bruke

elektrisitet, vil fjernvarmeselskap ha insentiver til å tilby fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Hvis derimot prissignalene for bruk av elektrisitet ikke reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene, vil den bedriftsøkonomiske lønnsomheten avvike fra samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette kan gi ineffektiv utbredelse av fjernvarme.

6.3.1 Prisene reflekterer ikke presist de samfunnsøkonomiske kostnadene for forsyning via kraftsystemet

Ettersom den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av fjernvarme er uløselig knyttet til prissignalene for bruk av elektrisitet, drøfter vi i dette delkapittelet i hvilken grad prissignalene som gis gjennom kraftmarkedet og nettarriffene, synes å reflektere samfunnsøkonomiske kostnader ved forsyning med elektrisitet, og dermed godt reflekterer alternativverdien til fjernvarme.

Vi deler inn prissignalene i tre kategorier; i) pris på kraft, ii) påslag fra strømleverandør og avgifter, og iii) pris for overføring av kraft og diskusjonen er strukturert etter dette.

Spotprisen kan være for lav til å gi riktige investeringsinsentiver i fjernvarme

Spotprisen gir signal om verdien av kraft i den aktuelle timen og denne varierer med variasjoner i tilbud (marginalkostnader) og etterspørsel. Den løpende verdien av at fjernvarme frigjør kraft, får fjernvarmeselskapene betalt for i form av at prisen på fjernvarme varierer med spotprisen. En høy pris på kraft gir dermed en høy inntekt for fjernvarmeselskap når kundene bruker fjernvarme i stedet for kraft.

Ettersom et fjernvarmeselskap foretar investeringer som har lang levetid, er det den langsiktige forventede spotprisen som vil være relevant for lønnsomheten av et fjernvarmeprosjekt. Den forventede spotprisen gir dermed et riktig signal om den samfunnsøkonomiske verdien av at fjernvarme frigjør kraft. Det samme vil være tilfellet for en produsent av kraft.

Ordningen med elsertifikater var en form for subsidie av grønn energi. Dette resulterte i en betydelig mengde nye produksjonsprosjekter på 2010-tallet – og sannsynligvis mer ny kraft enn det kraftprisene isolert sett ville gi et insentiv til å etablere. Etter 2021 har imidlertid ikke nye anlegg fått støtte fra elsertifikater. Samtidig har man sett en betydelig reduksjon i nye produksjonsprosjekter. Dette kan indikere at kapasiteten i kraftproduksjon resulterer i forventede spotpriser som ikke gir

tilstrekkelig lønnsomhet for mange mulige produksjonsprosjekter.¹⁶

Det er imidlertid en politisk målsetning å øke kraftproduksjonen. Dette er delvis årsaken til at myndighetene subsidierer etablering av havvind. Å frigjøre kraft gjennom utbygging av fjernvarme som bruker annet brensel enn elektrisitet, vil imidlertid ha samme virkning som å etablere ny kraft. Dette siden mer kraft blir tilgjengelig når fjernvarme bygges ut, for en gitt kraftproduksjon.

Gitt den politiske målsetningen om økt kraftproduksjon og tilhørende kostnader forbundet med produksjonsprosjekter som er mulige å realisere, gir sannsynligvis spotprisen isolert sett et for svakt signal om å investere i fjernvarme.

Avgifter på bruk av elektrisitet gir insentiver til overinvestering i fjernvarme

Fra 2012 har også strømlleverandørene vært pålagt å kjøpe elsertifikater. Dette har de dekket inn gjennom et påslag på kraftprisen, per kWh. Reguleringen kan dermed betraktes som en avgift som øker prisen på å bruke elektrisitet og økt lønnsomheten av å etablere produksjon av ny kraft. Denne har også en periode vært forholdvis høy. I 2012 var prisen omtrent 20 øre per kWh, og i 2015 omtrent 14 øre. Etter 2016 har prisen imidlertid blitt tilnærmet neglisjerbar.

Avgifter på bruk av elektrisitet har dermed bidratt til å øke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å tilby fjernvarme. Dette har isolert sett gitt insentiver til overinvestering i fjernvarme. I dag er imidlertid avgiftene relativt lave, slik at de i mindre grad kan ventes å føre til vridninger i retning av overinvesteringer i fjernvarmesystemet. Hyppige endringer i elavgiften de seneste årene har også økt usikkerheten knyttet til denne delen av inntekten til fjernvarmeselskapene, noe som øker avkastningskrav eller reduserer forventet inntekt fra denne komponenten. De lave avgiftene reduserer imidlertid lønnsomheten av å tilby fjernvarme.

Det regulerte påslaget som kan tas i tillegg til kraftprisen, er satt til 3,5 øre per kWh og har dermed en forholdvis begrenset betydning for den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å tilby fjernvarme (NVE, 2025).

Nettleien gir ikke riktige prissignaler om verdien av å avlaste strømmettet

Ved optimal utforming på nettleien, skal forbrukerne dekke kostnadene deres adferd påfører strømmettet – både på kort og lang sikt.

På kort sikt, der kapasiteten ligger fast og det er ledig kapasitet, er kostnaden ved å belaste nettet tapet av kraft ved overføringen. Dette marginaltapet øker med belastningen på nettet.¹⁷ På sikt må imidlertid nettet dimensjoneres til forbruket. Dersom en kunde øker sitt forbruk, må det dermed investeres i et nett med høyere kapasitet.

Hvis nettleien er optimalt utformet, vil en kundes kostnader til nettleie reduseres tilsvarende kostnadsreduksjonen i nettet dersom kunden går over til fjernvarme. Dersom prisen på fjernvarme kan settes slik at fjernvarmeselskapet kaprer gevinsten som i første omgang tilfaller kunden, vil fjernvarmeselskapet få betalt for hele gevinsten av at kunden i mindre grad belaster strømmettet.

Gitt at de to vilkårene over holder, vil fjernvarmeselskapet ha insentiver til å internalisere virkningen på strømmettet perfekt. Generelt er imidlertid ikke nettleien utformet optimalt.¹⁸ Det er også usikkert om fjernvarmeselskap gjennom sin prising kan få hele gevinsten for kunden.

Reguleringen av nettselskap setter en inntektsramme og noen overordnede prinsipper for utforming av tariffene som brukes til å hente inn de tillatte inntektene. Inntektsrammen er bla. basert på kapital som bindes av historiske investeringer. De historiske kostnadene for kapasitet kan imidlertid avvike fra fremtidige kostnader ved å forsterke nettet.

Videre har tariffene – med ett energiledd og ett fastledd – historisk ikke reflektert hvordan kundenes adferd driver kostnader i nettet. Energileddet skal optimalt sett tilsvare marginaltapet. For de fleste nettselskap har energileddet vært betydelig høyere enn marginaltapet. For mange nettselskap har mer enn 50 prosent av inntektene blitt hentet gjennom energiledd. Inntektene fra energileddet har dermed bidratt til å finansiere både drift og investeringer i nett.

Fastleddet har dekket øvrige kostnader til investeringer i strømmettet. Historisk har fastleddet

¹⁶ En del prosjekter kan ha tilstrekkelig lønnsomhet, men begrenses av andre forhold, eksempelvis motstand mot vindkraft på land.

¹⁷ Dersom det ikke er ledig kapasitet, er kostnaden på kort sikt skyggeprisen på ny overføringskapasitet i nettet. Grunnet statiske begrensninger i overføringskapasitet i Norge delt inn i fem prisområder. Spotprisen i hvert område vil imidlertid reflektere disse flaskehalsene. I

områder med lite produksjon i forhold til etterspørsel vil spotprisen bli høy, mens den vil bli lav i områder med mye produksjon i forhold til etterspørsel.

¹⁸ Dette er blant annet knyttet til samme utfordring som i fjernvarmesystemet – der tariffen skal gi kostnadsdekning for nettselskapene, men samtidig bør gi insentiver til effektiv utnyttelse av nettet.

for husholdningskunder vært (relativt) uavhengig av effektbruk¹⁹ og kunder som har fjernvarme har ofte dekket en like stor del av investeringene i strømmnett som andre kunder gjennom fastleddet. Siden kundene ikke har fått gevinsten av redusert belastning på strømmettet, har dermed heller ikke fjernvarmeselskapene kunnet ta betalt for avlastningen.²⁰

Ettersom energileddet har vært høyere enn optimalt – og dette inngår i prisen fjernvarmeselskap kan ta – kan det ikke uten videre legges til grunn at fjernvarmeselskapene har fått for lite betalt for avlastning av strømmettet. Dermed er det heller ikke mulig å si om fjernvarmeselskap har hatt bedriftsøkonomiske insentiver som har vært sterkere eller svakere enn optimalt.

Reguleringen av nettleie ble endret fra 2022 på to måter. For det første fikk nettselskapene plikt til å anvende en tariff basert på anvendt kapasitet, også for ordinære forbrukskunder. For det andre ble det satt et tak på at maksimalt 50 prosent av nettselskapets inntekter kunne komme fra energiledd. Kundene fikk dermed et mer riktig prissignal om hvordan deres effektbruk påvirker behovet for kapasitet i nettet.

I sum er det naturlig å legge til grunn at endringene ledet til riktige tariffer i samfunnsøkonomisk forstand. De fleste nettselskap har imidlertid innført et trinnbasert kapasitetsledd som ikke fullt ut reflekterer hvordan kundens adferd bidrar til dimensjonerende kostnader i timer med knapphet.²¹ Kunder som bytter til fjernvarme får dermed fortsatt ikke hele gevinsten av at deres effektforbruk reduseres og strømmettet avlastes. Som følge av lavere energiledd får kundene også en mindre gevinst gjennom at fjernvarme reduserer forbruket av elektrisitet.

Effektbasert kapasitetsledd gir isolert sett fjernvarmeselskapene riktige investeringsinsentiver – gitt at bruk av fjernvarme gir kunden lavere kapasitetsledd og at fjernvarmeselskapet kan ta betalt for gevinsten. Samtidig vil lavere energiledd svekke fjernvarmeselskapenes insentiver til å investere. Det er derfor ikke gitt at fjernvarmeselskapene har fått riktige insentiver til å investere som følge av endringen i nettleie etter 2022.

Samfunnsøkonomiske gevinster uten prissignal

Dersom det er kostnader knyttet til å bruke elektrisitet som ikke er priset inn i signalene som forbrukeren står overfor, vil heller ikke fjernvarmeselskapene ha insentiver til å internalisere kostnadene. Dette følger direkte fra at fjernvarmeselskapenes lønnsomhet bestemmes av prissignalene knyttet til å bruke elektrisitet.

Eksempelvis medfører både produksjon og distribusjon av kraft naturinngrep, som diskutert i kapittel 4.2. Selv om det er usikkert hvor store naturinngrepene er, er kostnaden ved dem neppe fullt ut reflektert av prisen på kraft og nettleie. Eksistensen av slike kostnader vil dermed isolert sett bidra til å gi fjernvarmeselskap for svake insentiver til å investere.²²

En tilsvarende problemstilling gjelder verdien av beredskap. Fjernvarme kan ha en samfunnsøkonomisk verdi ved å bidra til å opprettholde varmforsyning ved alvorlige hendelser og feilsituasjoner som ved krig, sabotasje, terror eller omfattende naturkatastrofer. Verdien av slik beredskap reflekteres ikke i kraftpriser, nettleie eller fjernvarmeselskapenes øvrige inntektsgrunnlag, og kan dermed representere en positiv eksternalitet som markedet ikke gir tilstrekkelige investeringsinsentiver til å realisere.

Utbygging av infrastruktur til fjernvarme kan også ha enkelte negative eksternaliteter. Når det gjelder naturinngrep og arealbeslag er det forskjellen mellom påvirkningen fra utbygginger i kraftsystemet og tilsvarende i fjernvarmesystemet som er relevant, og som ikke er reflektert i prisene.

6.4 Andre forhold som påvirker investeringsinsentiver

Selv om prissignalene for å bruke elektrisitet er avgjørende for den forventede bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å investere i fjernvarme, vil også andre forhold kunne ha betydning for om fjernvarme realiseres når det er samfunnsøkonomisk rasjonelt. I dette delkapittelet drøftes betydningen av risiko og koordinering av investeringer med nettselskap.

¹⁹ Fastleddet har gjerne vært differensiert på sikringsstørrelse, slik at store endringer i kapasitetsbehov i kan ha bidratt til redusert fastledd.

²⁰ Kundene har ikke hatt betalingsvilje siden de ikke har fått redusert nettleie – og reguleringen av maksimalpris reflekterer dette.

²¹ For en utfyllende diskusjon, se (Oslo Economics, 2025)

²² Det kan også være naturinngrep knyttet til fjernvarme som mangler prissignal. Det er derfor nettodifferansen i inngrep som i praksis er relevant.

6.4.1 Konkurransesfalten mot elektrisitet gir høy risiko i fjernvarmeinvesteringer

Kostnadene til anlegg og infrastruktur utgjør en betydelig del av de samlede kostnadene for fjernvarme. Dette gjelder særlig for teknologier som baserer seg på brensel med lave samfunnsøkonomiske variable kostnader – slik som f.eks. overskuddsvarme.

Investeringer i anlegg og infrastruktur har lang levetid og er irreversible. Lønnsomheten av investeringene blir dermed sensitive for inntekter langt frem i tid. Dette gir i seg selv betydelig risiko knyttet til investeringer i fjernvarme. Inntektene avgjøres i sin tur hovedsakelig av kostnadene ved å bruke elektrisitet. Med andre ord, avgjøres de av utviklingen i et annet marked. Dette bidrar til å øke risikoen som følger av kostnadsstrukturen.

Kostnadene ved å bruke elektrisitet påvirkes av politiske målsetninger og reguleringer. Eksempelvis vil kraftprisene bli lave dersom myndighetene gjennom å gripe inn i markedet lykkes i å opprettholde et kraftoverskudd i Norge. Tilsvarende påvirkes lønnsomheten for fjernvarmeaktørene av hvilke avgifter myndighetene legger på bruk av kraft, for eksempel elavgift, som har variert over tid og spesielt de siste årene. Konkurransesfalten mot elektrisitet bidrar dermed til en form for politisk risiko for investeringer i fjernvarme.

Investorer må kompenseres for risiko. I markeder med høy risiko vil dermed prosjekter måtte ha høy forventet lønnsomhet for å realiseres. Risikoen i fjernvarme vil dermed redusere omfanget av prosjekter som realiseres. Hadde risikoen vært lavere, ville i forventning flere prosjekter blitt realisert og utbredelsen av fjernvarme ville vært høyere.

Risiko knyttet til kostnadsstruktur og konkurransesfalter er grunnleggende for all næringsvirksomhet. I markeder med høy risiko er det fornuftig at det stilles høye krav for å utnytte ressursene, nettopp siden det er usikkert om det er den beste anvendelsen av ressursene. Det kan dermed ikke betraktes som markedssvikt at investorer krever et risikopåslag som i forventning begrenser utbredelsen av fjernvarme.

Den politiske risikoen er imidlertid ikke strukturell, men et resultat av at politiske vedtak rettet mot et annet marked har direkte konsekvenser for lønnsomheten i fjernvarme. Risikopåslaget kan dermed bli høyere enn hva strukturelle forhold isolert sett skulle tilsi. Den politiske risikoen kan

dermed resultere i underinvesteringer i fjernvarme og dermed en for lav utbredelse.

I likhet med at lønnsomheten i fjernvarme vil være sensitiv for reguleringer i markedet for elektrisitet, vil den være sensitiv for utviklingen i nettleie. Samtidig vil det kunne være utfordrende for fjernvarmeaktører å predikere hvordan nettleien vil utvikle seg, siden nettleien vil avhenge både av hvor store investeringer nettselskapene gjør og hvordan de innretter tariffene.

For nettselskapene vil det som følge av reguleringen over tid være balanse mellom inntekter og kostnader.²³ Kostnadene nettselskapene pådrar seg, eksempelvis knyttet til å bygge nett, vil dermed over tid hentes inn gjennom nettleien. Et fjernvarmeselskap kan følgelig legge til grunn at dersom nettleien på et tidspunkt er for lav, vil den på et annet tidspunkt bli for høy.

Investeringer i fjernvarme har lang levetid. Det er dermed grunn til å tro at kundene, sett under ett, belastes for kostnadene i strømmnett som oppstår over fjernvarmeinfrastrukturens levetid. Dette er imidlertid ikke tilstrekkelig for å eliminere risikoen som er forbundet med usikkerheten rundt fremtidig nettleie.

For det første vil et fjernvarmeselskap ha begrenset innsikt i hvilke investeringer et nettselskap vil foreta gjennom fjernvarmeinvesteringens levetid og dermed hvilken nettleie som vil realiseres. For det andre gjelder nettselskaps tariffen normalt i hele nettselskapets område, på tross av at de relevante kostnadene med å betjene kunder kan variere innad i området.

Det er dermed fullt mulig at kunder i en del av nettselskapets område belastes en nettleie som er lavere enn de relevante kostnadene. Slik «krysssubsidiering» av kunder innenfor et nettområde vil i prinsippet kunne gjøre samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av fjernvarme bedriftsøkonomisk ulønnsom. Dette siden fjernvarmeselskapet ikke får høyere inntekt dersom det bygges ut der det er høyest kostnader ved å betjene kunder med elektrisitet.

6.4.2 Manglende koordinering av investeringer i strømmnett og fjernvarme

I den grad fjernvarme avlaster strømmnett, vil investeringer i henholdsvis fjernvarme og strømmnett være substitutter. Økte investeringer i fjernvarme reduserer behovet for investeringer i strømmnett og

og avkastning for sine investeringer. Nettselskapet er imidlertid beskyttet fra avkastning under null.

²³ Nettselskapene får inntektene sine delvis på grunnlag av egne kostnader og delvis på grunnlag av en kostnadsnorm i bransjen, og kan slik risikere å ikke få full kostnadsdekning

visa versa. Dette tilsier i utgangspunktet at investeringene bør koordineres.

Verken nett- eller fjernvarmeselskap har imidlertid insentiver (eller fullt ut mulighet) til å internalisere virkningene på den «andre» teknologien. Dette i motsetning til det som ville vært tilfellet dersom samme aktør kontrollerte både strømnnett og fjernvarme. Da ville i utgangspunktet aktøren etablert fjernvarme dersom dette gav en mer effektiv samlet distribusjon av effekt enn investeringer i strømnnett.²⁴

For å se utfordringen forbundet med manglende insentiv til internalisering, anta nå at det foretas stegvise investeringer i strømnnett. Etter en investering vil da kapasiteten i strømnettet i en periode være høyere enn etterspørselen. Anta videre at strømnettet har en belastning som tilsier at det må investeres, men at behovet for investeringer faller bort dersom det investeres i fjernvarme.

Grunnet høy belastning vil de historiske investeringene i eksemplet over utnyttets effektivt. Dette kan i prinsippet tenkes å resultere i forholdsvis lav nettleie. Siden den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av fjernvarme avhenger av nettleien, kan det hende at fjernvarme da ikke bygges ut, selv om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Anta nå at nettselskapet har gjennomført investeringer i nettet som har medført en (midlertidig) overkapasitet. Sammenliknet med før utbyggingen har nettselskapet en høyere kostnadsbase som spres utover volumet og kundene, noe som resulterer i høyere nettleie. Den høyere nettleien (som er et resultat av overkapasitet) vil øke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å bygge ut fjernvarme. Resultatet kan dermed være at det bygges ut fjernvarme, selv om det nå ikke er behov for å avlaste strømnettet og dermed heller ikke samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Dersom fjernvarmeselskapet i den skisserte situasjonen hadde investert først, og med det skapt en situasjon der behovet for å investere i nett hadde falt bort, ville nettleien fortsatt å være lav grunnet effektiv utnyttelse av kapitalen i strømnettet. Dette eksempelet illustrerer at dersom prissignalene for bruk av strømnnett ikke reflekterer fremtidige kostnader i nettet, vil det kunne oppstå situasjoner med både under- og overinvestering i fjernvarme.

Nettselskapet har også begrensede muligheter og insentiver til å bruke ressurser på å utløse investeringer i fjernvarme for å redusere behovet for investeringer i strømnnett. Nettselskapenes tilknytningsplikt innebærer også at nettselskapene er forpliktet til å foreta investeringer uten ugrunnet opphold dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte en kunde. Nettselskapet har ikke mulighet til å instruere et fjernvarmeselskap til å gjennomføre nødvendige investeringer, og vil ikke kunne hente inn inntektsramme på andre kostnader enn investeringer enn strømnnett. Reduserte investeringer i strømnnett reduserer også avkastningsgrunnlaget til nettselskapet. Nettselskapet kan dermed foretrekke å foreta investeringer selv, for å kunne høste avkastning av dem.²⁵

6.4.3 Enova-støtte kan avhjelpe upresise prissignaler og gi investeringsinsentiver

Enova kan gi finansiell støtte til investeringsprosjekter i fjernvarmeanlegg og infrastruktur for overføring og distribusjon, og til konvertering av bygg fra elektrisk oppvarming til vannbåren varme basert på fjernvarme.

Tilgangen på støtte fra Enova innebærer at prosjekter kan realiseres selv om prissignalene alene ikke sikret at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter også er bedriftsøkonomisk eller privatøkonomisk lønnsomme (før støtte). Følgelig reduserer Enova-støtten utfordringen med at nettleien gir upresise prissignaler, og at fjernvarmeselskapene sannsynligvis ikke får fullt ut kompensert for verdien av å avlaste strømnettet i de løpende fjernvarmeprisene. Det reduserer også investeringskostnadene kundene må påta seg for å konvertere til vannbårne varmesystemer

Ved investeringer i fjernvarmeanlegg og infrastruktur kan Enova gi støtte på inntil 50 prosent av investeringskostnadene, og støtten beregnes slik at fjernvarmeselskapet i forventning oppnår en definert normalavkastning. Støttetaket er sjelden bindende, slik at de fleste prosjekter får tildelt støtte som i forventning skal sikre lønnsomhet. Enova-støtten er dermed svært fleksibel og kan kompensere for inntekter som i forventning ikke kan hentes inn gjennom de løpende fjernvarmeprisene. Ettersom Enova-støtten gis på investeringstidspunktet vil den imidlertid ikke kompensere for uforutsette endringer i inntektsstrømmen i anleggenes levetid, som ikke er hensyntatt i avkastningskravet. Virkemiddelet er

²⁴ Dette under forutsetning av at reguleringen hindret strategiske underinvesteringer i strømnnett for å øke lønnsomhet i aktørens satsning på fjernvarme.

²⁵ Med eksisterende regulering er det også usikkert om nettselskap faktisk tillates å bruke ressurser på å

understøtte investeringer av andre. Poenget gjelder imidlertid også om reguleringen åpner for dette, så lenge kostnader og investeringer behandles ulikt.

dermed mindre egnet til å kompensere for regulatorisk risiko og endringer i avgifter og rammevilkår som har direkte betydning for fjernvarmeprisene over anleggenes levetid.

6.5 Samlet vurdering

Verdien av fjernvarme vil variere mellom områder og over tid. Dette skyldes at verdien bestemmes av differansen mellom de samfunnsøkonomiske kostnadene ved henholdsvis elektrisitet og fjernvarme som kilde til oppvarming. Det er derfor ønskelig at aktørene har insentiver til å etablere fjernvarme når forholdene tilsier at dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt – samt avstår fra å etablere når det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Tilbydere av fjernvarme står overfor upresise prissignaler om verdi av varmen

Den prinsipielle analysen tilsier at dersom både strømprisen og nettleien gir riktige langsiktige signaler for kostnadene ved å bruke strøm til oppvarming, har tilbydere av fjernvarme insentiver til å tilby fjernvarme når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vi vurderer imidlertid at kundene ikke står overfor presise langsiktige prissignaler. Med eksisterende kraftpriser er det begrenset lønnsomhet i nye produksjonsprosjekter, og det benyttes ulike former for subsidier for å utløse ny kraftproduksjon, som ikke er internalisert i kraftprisene (og dermed heller ikke i fjernvarmeprisen). På den andre siden er elavgiften en fiskal avgift som ikke reflekterer en samfunnsøkonomisk kostnad ved strømforbruket.

De to virkningene trekker i ulike retninger. Hvis kraftprisene er kunstig lave, vil ikke fjernvarmeaktører få tilstrekkelig kompensert for å frigjøre kraft, men fiskale avgifter trekker i retning av overkompensasjon. Gitt at det er en målsetning å øke kraftoverskuddet og avgiftene i dag er lave (og usikre), er det mulig at fjernvarmeselskapene ikke får tilstrekkelig kompensert for kraft som frigjøres.

Videre er neppe de langsiktige kostnadene knyttet til nettutbygging fullt ut reflektert i den eksisterende nettleien som fjernvarmeselskapene kan ta betalt for. Dette skyldes delvis at nettleien ikke perfekt reflekterer hvordan kunder driver kostnader i nett – slik at kunden ikke får hele gevinsten av redusert belastning. Da vil heller ikke fjernvarmeselskapet kunne ta betalt for hele gevinsten. Videre reflekterer nettleien historiske kostnader – og ikke forventede fremtidige nettkostnader. For det tredje prises ikke alle samfunnsøkonomiske kostnader inn i nettleien – eksempelvis kostnadene ved naturinngrep.

Det er også et koordineringsproblem som kan resultere i at prissignalene kommer til feil tid. Investeringer i fjernvarme som avlaster nettet, bidrar til å redusere kostnader og nettleie. Siden fjernvarmeselskapene kun kan ta betalt for nettleien som faktisk realiseres, får de imidlertid ikke fullt ut betalt for verdien av avlastningen. Motsatt kan investeringsinsentivene i fjernvarme bli høye etter at nettselskap har gjort investeringer, og det er mindre behov for avlastning av nettet.

Fjernvarme krever også betydelige irreversible investeringer. Lønnsomheten for fjernvarme er uløselig knyttet til kostnadene ved å bruke elektrisitet til oppvarming, som er kundenes alternativ. Kostnadene for å bruke strøm til oppvarming påvirkes på sin side av reguleringer og myndighetsinitierte tiltak. Konkurransesfalten til elektrisitet skaper dermed politisk risiko for utbygging av fjernvarme. Dette må ventes å resultere i et ekstra risikopåslag i avkastningskravet, og kan lede til at investeringer som er samfunnsøkonomisk lønnsomme ikke realiseres

Svake privatøkonomiske insentiver til å etterspørre fjernvarme

For at fjernvarme skal realiseres, må også kunder ha insentiver til å knytte seg til og ta i bruk fjernvarme. Dette har kundene dersom investerings- og driftskostnadene knyttet til fjernvarme er lavere enn de samme kostnadene ved å benytte elektrisitet som varmetjeneste.

Hvis fjernvarme prises opp mot den regulerte maksprisen får ikke kundene noen kostnadsbesparelse ved å bruke fjernvarme sammenliknet med å bruke elektrisitet til oppvarming. For kunder som har tilgang til mer effektive løsninger enn panelovner kan kostnaden ved å bruke fjernvarme være høyere enn den ville vært med elektrisitet. Dette selv om marginalkostnadene for fjernvarme i gjennomsnitt er lavere enn for elektrisitet.

I tillegg til at utsiktene til lavere oppvarmingskostnader er begrensede, må kunder foreta investeringer for å ta i bruk fjernvarme. Manglende gevinster gir dermed kundene svake insentiv for å etterspørre fjernvarme, også i situasjoner der fjernvarme er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette kan både redusere etterspørsel etter tilknytning og bruk av fjernvarme etter tilknytning, og resultere i økt forbruk av strøm selv om dette har høyere produksjonskostnader enn fjernvarme.

Tilknytningsplikt til fjernvarme og krav om energifleksible varmesystemer pålegger imidlertid kunder å foreta investeringer som tilrettelegger for bruk av fjernvarme. Dette innebærer i praksis at en overføring fra kunder til fjernvarmeselskap, fordi

fjernvarmeselskapet ellers ville måttet kompensere kunden for merkostnadene ved å gå over til fjernvarme (for å gi kunden insentiver til å tilknytte seg), for eksempel gjennom lavere fjernvarmpriser.

Tilknytningsplikten bidrar slik til at prisene på fjernvarme overstiger det som kunne vært tatt i et uregulert marked, og øker investeringsinsentivene for fjernvarmeselskapene. Prisen på fjernvarme er uansett oppad begrenset til prisen på elektrisk oppvarming, både som følge av prisreguleringen og fordi kunden har dette alternativet tilgjengelig. Hvis denne prisen ikke tar innover seg alle kostnader ved kraftforbruket, vil det også påvirke investeringsinsentivene i fjernvarme.

Fjernvarmeprisen virker sammen med andre investeringsinsentiver

Ettersom fjernvarmeprisen er knyttet til prisen på elektrisk oppvarming, får både fjernvarmeselskaper og kunder signaler om fjernvarmens relevante alternativkostnad, og dermed samfunnsøkonomiske verdi. Samtidig er det altså flere årsaker til at fjernvarmeprisene alene ikke gir kunder og selskaper helt riktige insentiver til å ta i bruk fjernvarme og realisere prosjekter når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

En prisregulering som gir mulighet til å ta strømpriser for et produkt med lavere marginalkostnad demper etterspørsel etter tilknytning og kan også gi underutnyttelse av fjernvarme når kunden først er tilknyttet. På den

annen side bidrar det til investeringsinsentiver for fjernvarmeselskapene, som er avhengig av å få dekket sine faste kostnader for at investeringer skal realiseres.

Fjernvarmeprisene gir likevel ikke helt riktige langsiktige prissignaler og investeringsinsentiver – fordi disse ikke presist reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved forbruk av strøm. Sannsynligvis gir fjernvarmeprisene noe svake investeringssignaler, blant annet fordi de ikke fullt ut reflekterer besparelsene knyttet til å avlaste strømmettet og redusere behovet for investeringer i kraftsystemet.

Det er imidlertid flere virkemidler som bidrar til investeringsinsentiver for fjernvarme.

Tilknytningsplikt og krav om energifleksible bygg pålegger kunder å foreta investeringer, og øker slik både etterspørselen etter fjernvarme og fjernvarmeprisene relativt til i et uregulert marked. Støtte fra Enova bidrar også til risikoavlastning og dekning av faste kostnader for fjernvarmeselskapene og for kunder som velger konvertering til fjernvarme, og kan sikre privat- og/eller bedriftsøkonomisk lønnsomhet i samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer. Dette flytter imidlertid deler av beslutningen om hvilke prosjekter som realiseres fra markedsaktørene, til myndigheter og virkemiddelaktører.

7. Referanser

Direktoratet for byggkvalitet, 2026b. *Byggteknisk forskrift (Tek17) med veiledning*. [Internett]

Available at: <https://www.dibk.no/regelverk/byggteknisk-forskrift-tek17/14/14-4#panel1b>

Direktoratet for forvaltning og økonomistyring, 2026. *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*, s.l.: s.n.

ECON Analyse, 2003. *Samfunnsøkonomi i fjernvarme og aktørenes incentiver*, s.l.: Olje- og energidepartementet.

EnergiAktuelt AS, 2026. Elektrisitetspriser til husholdninger. *Energirapporten*.

EnergiAktuelt AS, 2026. *Energirapporten*. *Energirapporten*, 23(10).

Energidepartementet, 2024. *Inspill til NVEs forslag til ny prisregulering for fjernvarme*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/innspill-til-nves-forslag-til-ny-prisregulering-for-fjernvarme/id3047175/?expand=horingsssvar&lastvisited=undefined>

Energidepartementet, 2026. *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m (Energiloven)*. [Internett]
Available at: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/KAPITTEL_5#%C2%A75-5

Energifakta Norge, 2026. *Energifakta Norge*. [Internett]
Available at: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftnett/>

Enova, 2025. *Fjernvarme*. [Internett]
Available at: <https://www.enova.no/nb/bedrift/energisystem/stot-tetilbud-innen-energisystem/fjernvarme-og-fjernkjoling>

Fortum, 2026. *Strømpriser*. [Internett]
Available at: <https://www.fortum.com/no/strom/strompriser/oslo>

Gøteborg Energi, 2023. *Vår älskade fjärrvärme*. [Internett]
Available at: <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/var-alskade-fjarrvarme?>
[Funnet Februar 2026].

Hafslund, 2024. *Kan du velge fjernvarme, bør du..* [Internett]

Available at: <https://www.hafslund.no/no/produkter-og-tjenester/fjernvarme/kan-du-velge-fjernvarme>
[Funnet Februar 2026].

HOFOR, 2025. *Her leverer HOFOR fjernvarme*. [Internett]
Available at: <https://www.hofor.dk/privat/fjernvarme/bliv-klog-paa-fjernvarme/leverer-hofor-fjernvarme/>
[Funnet Februar 2026].

Kauko, H. et al., 2018. Dynamic modeling of local district heating grids with prosumers: A case study for Norway. *Energy*.

Kauko, H. L. P., Manrique Delgado, B., Sartori, I. & Backe, S., 2023. *Energy efficiency and district heating to reduce future power shortage. Potential scenarios for Norwegian building mass towards 2050*, Oslo: SINTEF akademisk forlag.

Menon Economics, 2025. *Studie av samfunnsøkonomiske kostnader av at kunder ikke får tilknytning til strømmettet ved behov*, s.l.: RME.

Multiconsult, 2023. *Hva er kostnaden for varme fra energisentral med varmepumpe? (PowerPoint)*, s.l.: NVE.

Multiconsult, 2024. *Vurderinger av kostnader og nyttevirksomheter ved individuell måling av varme*, s.l.: s.n.

Norsk Energi og Thema Consulting Group, 2014. *Fjernvarens rolle i energisystemet*, s.l.: Norges vassdrags- og energidirektorat.

Norsk Fjernvarme, 2026. *Fjernkontrollen*. [Internett]
Available at: <https://www.fjernkontrollen.no/>
[Funnet Mai 2026].

Norsk fjernvarme, u.d. *Fakta om fjernvarme*, s.l.: s.n.

Norsk Fjernvarme, u.d. *Fjernvarme - Energikilder 2024*, s.l.: s.n.

Norsk varme, 2025. *Tøffe tider for varmepumpebransjen*. [Internett]
Available at: <https://norskvarme.org/toffe-tider-for-varmepumpebransjen/>

NOU 2012:16, 2012. *Samfunnsøkonomiske analyser*, s.l.: Finansdepartementet.

NOU 2022: 6, 2022. *Nett i tide*, s.l.: Olje- og energidepartementet.

NVE RME, 2025b. *Anleggsbidrag*. [Internett]
Available at:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/anleggsbidrag/>

NVE, 2017. *Tall fra Kostnadsrapporten 2015*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/tall-fra-kostnadsrapporten-2015/>
[Funnet April 2026].

NVE, 2021. *Anbefaling om ny prisregulering for fjernvarme*. [Internett]

Available at: <https://www.regjeringen.no/contentassets/f4a5acb9aced446081de6b6388febac0/nves-anbefaling-om-ny-prisregulering-for-fjernvarme.pdf>

NVE, 2024. *Dette er leveringsplikten*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-leveringsplikten/>
[Funnet 2026].

NVE, 2024. *Dette er tilknytningsplikten*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-tilknytningsplikten/>
[Funnet 2026].

NVE, 2024. *Lover og regler*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-fjernvarme/lover-og-regler/>
[Funnet 2026].

NVE, 2025. *Foreløpig tilpasning til nye regler om nettleiestruktur*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/fjernvarme/klagerett-paa-fjernvarmepris/foreloepig-tilpasning-til-nye-regler-om-nettleiestruktur/>

NVE, 2025. *Hvordan skal fjernvarmeprisen reguleres?*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/fjernvarme/hvordan-skal-fjernvarmeprisen-reguleres/>

NVE, 2025. *Klagerett på fjernvarmepris*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/fjernvarme/klagerett-paa-fjernvarmepris/>
[Funnet mai 2026].

NVE, 2025. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025*, s.l.: NVE.

NVE, 2025. *Områdestudie - Bodø*, s.l.: NVE.

NVE, 2025. *Økonomisk og teknisk rapportering (eRapp)*. [Internett]

Available at: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/rapportering-av-data/oekonomisk-og-teknisk-rapportering-erapp/>
[Funnet April 2026].

Oslo Economics, 2025. *Evaluering av effekttariffer i distribusjonsnett*, s.l.: RME.

Rosvold, K. A., 2021. *Fjernvarme*, s.l.: Store norske leksikon.

Sandberg, E., 2019. *Nordic district heating and energy system flexibility – Challenges and opportunities*, s.l.: NMBU.

Schäffer, L. a. I. G., 2018. *HydroCen Reference Scenario. Documentation of Assumptions*, s.l.: SINTEF Energy Research.

SSB, 2025. *Energibruk i husholdningene*, s.l.: s.n.

SSB, 2025. *Fjernvarmestatistikk 2024*, s.l.: s.n.

SSB, 2025. *Vi bruker mindre energi*, s.l.: s.n.

SSB, 2026. *Få igangsettingstillatelser til nye boliger*. [Internett]

Available at: <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/bygg-og-anlegg/statistikk/byggeareal/artikler/fa-igangsettingstillatelser-til-nye-boliger>
[Funnet 2026].

SSB, 2026. *Nedgang i bygge- og anleggsaktiviteten i 4. kvartal 2025*. [Internett]

Available at: <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/bygg-og-anlegg/statistikk/produksjonsindeks-for-bygge-og-anleggsvirksomhet/artikler/aktivitet-i-bygge-og-anleggsnaringen#:~:text=Nedgang%20i%20bygge%2D%20og%20anleggsaktiviteten%20i%204.%20kvartal%202025%20E2%80%9>
[Funnet 2026].

Statnett, 2026. *Når nettselskaper og direktekunder skal knytte seg til strømmettet*. [Internett]

Available at: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nettkapasitet-til-produksjon-og-forbruk/hvordan-fa-okt-nettkapasitet/>
[Funnet 10 03 2026].

Stortinget, 2025. *Skriftlige spørsmål fra Sofie Marhaug (R) til energiministeren, Dokument nr. 15:746*. [Internett]

Available at: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qnid=99969>

THEMA Consulting Group, 2024. *Fjernvarme og områdekjøling - barrierer og virkemidler*, s.l.: Hafslund Celsio.

THEMA Consulting Group, 2024. *Fjernvarme og områdekjøling – barrierer og virkemidler*, s.l.: Hafslund Celsio.

Thema, 2014. *Fjernvarmens rolle i energisystemet*, s.l.: NVE.

THEMA, 2024. *Systemverdien av fjernvarme for kraftnettet*, s.l.: Hafslund.

Vista Analyse, 2022. *Varme til riktig pris*, s.l.: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE).

Vedlegg A

A.1 Ulike teknologier i fjernvarmen

Fjernvarmens samfunnsøkonomiske verdi avhenger ikke bare av kraftsystemets tilstand, men også av hvilke teknologier som brukes i fjernvarmeproduksjonen. Ulike teknologier har forskjellig marginalkostnad, fleksibilitet og samspill med kraftsystemet.

De ulike teknologiene påvirker både kostnadssiden ($C^{fjernvarme}$) og flere av verdikomponentene i modellrammeverket. Nedenfor drøftes hvordan ulike teknologier i fjernvarmesystemet kan påvirke samspillet med kraftsystemet, og hvilke samfunnsøkonomiske gevinster eller kostnader dette kan innebære.

Fjernvarme fra avfallsforbrenning

Avfallsforbrenning har typisk relativt lav marginalkostnad og produserer varme kontinuerlig gjennom året. Teknologien fungerer derfor ofte godt som grunnlast i fjernvarmesystemet. En grunnleggende begrensning er imidlertid at energikilden er bundet til tilgjengelige avfallsmengder.

Avfallsbasert varme kan derfor ikke skaleres fritt dersom varmeetterspørselen øker. På lengre sikt kan avfall også bli en knappere ressurs som følge av økt materialgjenvinning og sterkere konkurranse om restavfallet, noe som kan øke alternativkostnaden ved forbrenning.

Avfall inneholder også fossile materialer, særlig plast, som medfører CO₂-utslipp per energienhet. I en samfunnsøkonomisk analyse bør disse utslippene prises, slik at varmeproduksjonen reflekterer de reelle klimakostnadene.

Avfallsforbrenningsavgiften kan begrunnes som en korleksjon for denne eksternaliteten. Dette øker prisen på innsatsfaktoren til fjernvarme, men da reflekteres også den negative eksternaliteten knyttet til forbrenningen.

Bioenergi

Bioenergi brukes ofte som grunnlast, mellomlast eller sesonglast i fjernvarmesystemer, avhengig av hvilke andre teknologier som inngår i produksjonen. Marginalkostnaden varierer med typen biobrensel, men er normalt høyere enn for avfallsbasert varme. Returfliis, pellets og briketter har relativt lave marginalkostnader, og benyttes som grunn- eller mellomlast. Bio-olje og -gass har derimot svært høye marginalkostnader, og brukes

kun som spisslast som erstatning for fossil olje og gass.

En biokjele er mer regulerbar enn et avfallsforbrenningsanlegg, og produksjonen kan derfor i større grad tilpasses sesongvariasjoner i varmebehovet. Biokjeler er typisk mindre fleksibel enn elkjeler. Bioenergi basert varmeproduksjon kan likevel indirekte øke fleksibiliteten i fjernvarmesystemet. Når bioenergi dekker en stabil del av varmebehovet, kan elektriske teknologier brukes mer selektivt i perioder med lave kraftpriser. Biokjeler og varmepumper ligger på omtrent samme nivå i merit-order-kurven, og brukes som mellom eller grunnlast.

Så lenge marginalkostnaden ved bioenergi er lavere enn marginalkostnaden ved elektrisk oppvarming, vil verdien av levert varme V^{varme} være positiv. Bioenergi kan også redusere effekttopper i kraftsystemet ved å erstatte elektrisk oppvarming i perioder med høyt varmebehov. Teknologien kan dermed bidra både til stabil varmeproduksjon og til økt robusthet i energisystemet gjennom en mer diversifisert energiforsyning.

En ytterligere fordel er at bioenergi kan utnytte restressurser fra skogbruk og treindustri, og dermed gi verdiskaping fra ressurser som ellers ville hatt lav verdi. Samtidig har biomasse alternative anvendelser, blant annet i biodrivstoff, materialproduksjon og industriell energi. Dette innebærer en alternativkostnad.

Bioenergianlegg basert på pellets eller flis er dessuten normalt mindre kapitalintensive per MW enn avfallsforbrenningsanlegg. Dette gir større fleksibilitet i utbygging og gjør teknologien bedre egnet til å tilpasses variasjoner i varmebehovet. Til gjengjeld er brenselkostnaden ofte høyere, noe som gjør bioenergi mindre attraktiv som permanent grunnlast dersom det finnes billigere varmekilder i systemet.

Varmepumper og elkjeler

Elektriske teknologier som varmepumper og elkjeler brukes i økende grad i fjernvarmesystemer. Disse teknologiene kobler fjernvarmesystemet direkte til kraftmarkedet og gjør det mulig å tilpasse varmeproduksjonen til kraftpriser og systembelastning. I perioder med lave kraftpriser kan elektrisk varmeproduksjon økes, mens den kan reduseres i perioder med høy pris. Dette kan bidra til lavere pristopper og mer effektiv utnyttelse av kraftsystemet, og gir opphav til fleksibilitetsverdien V^{flex} i modellrammeverket.

Samtidig kan elektriske varmekilder også øke etterspørselen etter elektrisitet i perioder med høy belastning. Dersom produksjonen skjer i timer med høy kraftpris eller høy lokal nettbelastning, kan dette bidra til økt press både i kraftsystemet og i distribusjonsnettet. Verdien av slike teknologier avhenger derfor i stor grad av hvordan de styres, og av om fjernvarmesystemet har tilgang til annen fleksibel produksjon, termisk lagring eller andre muligheter til å flytte produksjonen i tid.

Store varmepumper er svært effektive og kan ha en COP opp mot 4, noe som innebærer at 1 MWh elektrisitet kan gi om lag 4 MWh varme. Dersom varmepumper i fjernvarme erstatter direkte elektrisk oppvarming eller andre mindre effektive oppvarmingsløsninger, kan dette gi en positiv verdi av levert varme V^{varme} .

Varmepumper muliggjør utnyttelse av lavtemperatur varmekilder som omgivelsesvarme i form av sjøvann, avløpsvann, luft eller jordvarme, eller lavtemperert overskuddsvarme fra for eksempel datasentre. Dette øker ressursutnyttelsen i energisystemet. Sjøvann, avløpsvann og overskuddsvarme er stabile varmekilder som gir jevn og høy COP, spesielt avløpsvann og overskuddsvarme med høyere temperaturnivå sammenliknet med sjøvann.

Mens varmepumper kjennetegnes av høye investeringskostnader og lave driftskostnader, har elkjeler har på sin side relativt lave investeringskostnader og kan derfor fungere godt som spisslast, mellomlast eller reservekapasitet. De kan starte raskt og bidra til økt redundans i fjernvarmesystemet dersom andre produksjonsenheter faller ut. Elkjeler har imidlertid høye driftskostnader når strømprisen er høy, og er derfor vanligvis mindre egnet som varig grunnlast. Samlet innebærer dette at varmepumper og elkjeler kan gi betydelige samfunnsøkonomiske gevinster, men at verdien avhenger av styring, lagring, kraftprisforløp og hvordan teknologiene samspiller med resten av fjernvarmesystemet.

Overskuddsvarme

Overskuddsvarme fra industri, datasentre, større næringsbygg eller kjølelagre med store kjølebehov kan inngå i fjernvarmesystemer. Denne typen varme har ofte svært lav marginalkostnad, og kan derfor fungere som en billig grunnlast i fjernvarmesystemet. Ved å utnytte varme som ellers ville gått tapt, kan fjernvarme bidra til bedre ressursutnyttelse i energisystemet. Dersom overskuddsvarmen erstatter elektrisk oppvarming, kan den også bidra til lavere effekttopper og redusert belastning i strømmettet.

Avhengig av kilden er tilgjengeligheten av overskuddsvarme er ofte relativt stabil, men lite regulerbar. Overskuddsvarme egner seg derfor vanligvis best som grunnlast og må som regel kombineres med andre teknologier for å dekke topper i varmeetterspørselen. Dette kan være bioenergi, elkjeler, varmepumper eller andre spisslastkilder.

En viktig begrensning er at overskuddsvarmen oppstår der industrien eller datasentrene ligger, mens varmebehovet ofte er lokalisert et annet sted. Utnyttelse av overskuddsvarme kan derfor kreve betydelige investeringer i fjernvarmenett. I tillegg har overskuddsvarme ofte relativt lav temperatur, slik at det kan være nødvendig med varmepumper eller annen temperaturheving for å gjøre varmen brukbar i fjernvarmesystemet, noe som øker investeringskostnadene ytterligere. Uheldig lokasjon og/eller lavt temperaturnivå fører ofte til at overskuddsvarme ikke blir utnyttet.

Overskuddsvarme er også ofte knyttet til aktiviteten i en annen produksjonsprosess. Dersom denne prosessen reduseres, flyttes eller avvikles, kan varmegrunnlaget for fjernvarmesystemet falle bort. Dette innebærer en særskilt risiko for fjernvarmesystemet. Etter hvert som flere sektorer forsøker å utnytte overskuddsvarme, kan det også oppstå konkurranse mellom ulike anvendelser, for eksempel industriformål, lokal oppvarming eller fjernvarme. I slike tilfeller får overskuddsvarmen en alternativkostnad som bør inngå i den samfunnsøkonomiske vurderingen.

Fossile spisslaster

Fossile kjeler basert på LNG eller olje brukes vanligvis i perioder med svært høy varmeetterspørsel eller når andre produksjonsenheter ikke er tilgjengelige. Fossile kjeler har normalt lav investeringskostnad per MW installert kapasitet. De kan starte raskt og reguleres fleksibelt, og gjør det mulig å bygge kapasitet som bare brukes i ekstreme perioder uten å måtte investere i mer kapitalintensive teknologier. t.

De fleste store fjernvarmesystem har faset ut bruken av fossile kjeler som bruken av spisslast, og erstattet bruken av olje med bioolje. Fossile kjeler spiller likevel fremdeles en viktig rolle i form av reservekapasitet dersom andre energikilder ikke er tilgjengelige, og kan dermed bidra til økt robusthet i systemet.

Fra et kraftsystemperspektiv kan fossile spisslastkilder sammen med bioenergi ha en indirekte fordel ved at de reduserer behovet for elektrisk oppvarming i de kaldeste periodene. I slike timer kan de derfor bidra positivt til både verdien av

levert varme (V^{heat}) og verdien av redusert nettbelastning (V^{nett}).

Den største ulempen ved fossile spisslastkilder er klimagassutslippene. Selv om anleggene brukes relativt få timer i året, vil de fortsatt gi utslipp av CO_2 når de er i drift. I en samfunnsøkonomisk analyse bør derfor karbonkostnader inkluderes.

Samfunnsøkonomisk kan fossile spisslastkilder likevel være rasjonelle dersom de brukes svært få timer i året og alternativet er å investere i betydelig dyrere kapasitet som i praksis nesten aldri tas i bruk. Dersom brukstiden øker, vil imidlertid både klimakostnadene og de variable kostnadene gjøre slike løsninger mindre attraktive.

oslo**economics**

www.osloeconomics.no

E-post og telefon:
post@osloeconomics.no
+47 21 99 28 00

Besøksadresse:
Klingenberggata 7A
0161 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo