
RAPPORT

Vurdering av rammer for prisregulering av fjernvarme

OPPDRAKSGIVER

Norges vassdrags- og energidirektorat

EMNE

Alternativkostnad - varmepumper til bygningsoppvarming

DATO / REVISJON: 20. desember 2023 / 01

DOKUMENTKODE: 10254360-TVF-RAP-001



Multiconsult

RAPPORT

OPPDRAG	Vurdering av rammer for prisregulering av fjernvarme	DOKUMENTKODE	10254360-TVF-RAP-001
EMNE	Alternativkostnad - varmepumper til bygningsoppvarming	TILGJENGELIGHET	Åpen
OPPDRAGSGIVER	Norges vassdrags- og energidirektorat	OPPDRAGSLEDER	Henriette Skaret Kjos-Hanssen
KONTAKTPERSON	Birger Bergesen	UTARBEIDET AV	Henriette Skaret Kjos-Hanssen, Stig Jarstein
		ANSVARLIG ENHET	10102053 Termisk energi

SAMMENDRAG

Multiconsult er engasjert av NVE for å gi faglig innspill til et alternativ for ny prisregulering av fjernvarme. Alternativet er en maksprisregulering basert på en alternativ varmeteknologi, bestemt til å være en bergvarmepumpe og elkjel som spisslast. Det faglige innspillet inkluderer et estimat av investeringskostnader og drift og vedlikeholdskostnader for en energisentral, inkludert alle komponentene i varmeproduksjonen, samt en vurdering av systemvirkningsgrad (SCOP) til energisentralen i sin helhet.

Vi har samlet inn erfaringsdata fra ulike aktører i flere runder med datainnsamling der de har oppgitt driftserfaringer, energi- og kostnadsdata knyttet til sine anlegg som de enten har bygget, driftet eller eier. Det har vært ulik kvalitet på dataen samlet inn, bl.a. på grunn av manglende måleinfrastruktur i energisentralene og manglende dokumentasjon av relevant driftsdata, men ettersom databasen er bred og omfatter flere pålitelige kilder konkluderer vi at resultatene er tilstrekkelig representative. Det er flere variabler bak en alternativkostnad som vil utvikle seg over tid, og vi har i dette notatet beskrevet en mulig indeksjustering, men anbefaler at NVE gjør en statusvurdering om noen år for å sikre at alternativprisen er godt beskrevet i reguleringen. I den sammenheng er det fordelaktig at NVE også bidrar til at det skaffes historiske data for eksisterende varmeanlegg med tilsvarende løsninger.

Fra erfaringsdataen har vi kommet frem til at investeringsnivået til en energisentral medfører at en spesifikk kapitalkostnad ligger på 44 øre/kWh. Videre er drift- og vedlikeholdskostnadene satt til 4 % av relevante investeringskostnader, som tilsvarer en spesifikk kostnad på 23 øre/kWh. Basert på innsamlet erfaringsdata er systemvirkningsgraden til energisentralen satt til å være 2,4. Denne bestemmer hvor mye strømprisen, nettleien og avgifter påvirker alternativprisen.

REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV
01	20.12.2023	Revisjon etter tilbakemeldingsmøte	HESK	HEBA	HEBA
00	05.12.2023	Ramme for prisregulering av fjernvarme	HESK, STJ	HEBA	HEBA

INNHALDSFORTEGNELSE

1	Innledning	5
1.1	Oppbygging av alternativprisen	6
1.2	Valgt systemløsning	7
2	Datagrunnlag	7
2.1	Årsvirkningsgrad for energisentralen	8
2.2	Investeringsnivå	9
2.3	Drift- og vedlikeholdskostnader	10
3	Resultat	10
3.1	Forutsetning for beregning av alternativpris	11
3.1.1	Tekniske forutsetninger	11
3.1.2	Økonomiske forutsetninger	11
3.2	Kostnadsramme for alternativprisen til fjernvarme	12
3.3	Alternativkostnadene i reelle bygninger	13
3.4	Følsomhetsanalyser	17
3.5	Diskusjon	18
3.5.1	Prisbunn	18
3.5.2	Pristak ved spesielt høye strømpriser	19
4	Oppdatering av alternativkostnader	19
4.1	Kapitalkostnader	19
4.2	Drift- og vedlikeholdskostnader	20

1 Innledning

Fjernvarmeprisen i Norge blir i dag regulert av den maksimale prisen knyttet til en alternativ energiløsning. Da denne lovet ble innført i 1986 var den alternative løsningen for fjernvarme direkte elektrisk energi, og derfor følger dagens regulering strømprisen. Grunnet endrede krav i byggeteknisk forskrift og endringer i varmemarkedet, vurderes direkte elektrisk oppvarmede bygg ikke som like relevant. Dermed har NVE startet prosessen ved å vurdere dagens løsning opp mot nye alternativer.

Målet med denne vurderingen er å se hvilken prisregulering som vil opprettholde hensikten med å ha en regulering. Hensikten med regulering er å beskytte fjernvarmekundene mot urimelig høye energipriser, slik at kundene ikke skal betale mer enn ved en annen oppvarmingsteknologi. Samtidig skal den sikre inntekter til fjernvarmeselskapene ved lav strømpris, for å opprettholde incentiv om effektiv drift av fjernvarmesentralene.

Vista Analyse har tidligere blitt engasjert av NVE for å vurdere hvilke alternative reguleringer som kan oppnå hensikten. I en rapport¹ i 2022 la de frem fire alternative forslag til reguleringsstrategi for NVE. Multiconsult ble engasjert av NVE for å komme med faglig innspill til ett av disse alternativene; maksimalpris, som er tilsvarende dagens regulering, men med varmepumpe som alternativ energikilde. Innspillet til Multiconsult er knyttet til grunnlaget for beregningene av en ny alternativkostnad, og er presentert i denne rapporten.

Det er flere alternativ til bruk av fjernvarme. Dette kan være fast, flytende eller gassformig bioenergi, elkjeler eller varmepumper. Hva som er det billigste alternativet og kostnadsnivået på dette er i stor grad avhengig av lokale forhold. En bygningsspesifikk bestemt prisregulering basert på alternativkostnaden vil være svært krevende og ikke nødvendigvis mer treffsikker. For å etablere en oversiktlig og håndterbar regulering og klagehåndtering må alternativene snevres inn. Der ikke hvor ikke fjernvarme blir valgt som varmekilde er det en stor andel elkjeler og/eller varmepumper, og av den grunn ble varmepumpe valgt som alternativ energiforsyning.

I rapporten til Vista Analyse presenterer de et forslag til hvordan maksprisreguleringen vil fungere i praksis. Denne løsningen er vist i Formel 1. I formelen er prisgulvet definert som påslag for å reflektere sparte investerings- og driftskostnader. Videre skal en referansepris på strøm reflektere den samfunnsøkonomiske verdien av redusert strømbruk, multiplisert med 1 over faktor E, som representerer den gjennomsnittlige effektfaktoren til energisentralen med varmepumpe og elkjel. Taket vil være summet av dette.

$$P_T = \left(\frac{1}{E}\right) P_E + a \left[\frac{\text{øre}}{\text{kWh}}\right] \quad \text{Formel 1}$$

- P_T – Pristaket for fjernvarme
- P_E – Referanseprisen på elektrisk energi
- E – Gjennomsnittlig årsvirkningsgrad (SCOP)
- a – Påslag for å reflektere sparte investeringskostnader [øre/kWh]

I denne rapporten presenterer vi vårt faglige innspill til hva kostnadene og årsvirkningsgraden (SCOP) til en energisentral med varmepumpeløsning vil være. For at denne reguleringen skal være rettferdig, må varmepumpen som ligger til grunn for kostnadene tilsvare en nasjonal varmepumpe som kan være et godt alternativ til fjernvarme, uavhengig av geografisk lokasjon. Det er viktig å presisere at det er betydelig variasjon i systemeffektiviteten til varmepumpeanlegg i norske bygg. Derfor er det i dette

¹ Vista Analyse – «VA rapport 2022/37 - Varme til riktig pris»

arbeidet lagt til grunn erfaringer fra eksisterende anlegg, og et kostnadsnivå og effektivitet som gjenspeiler faktiske gode anlegg i drift.

I denne rapporten er energisentralen definert som alle komponenter i varmeproduksjonen, inkludert varmepumpen, energibrønnene, elkjel, tappevannsoppvarming og andre tekniske komponenter. SCOP er definert som årsvirkningsgrad til energisentralen i sin helhet, inkludert spisslast, elektrisitet til varmepumpe og de andre tekniske komponentene i energisentralen. Denne er også omtalt som E i $P_T = \left(\frac{1}{E}\right) P_E + a \left[\frac{\text{øre}}{\text{kWh}}\right]$

Formel 1.

Det er to typer varmepumper som ofte blir brukt som alternativ løsning for varmeproduksjon; bergvarmepumpe, som er en væske-vann varmepumpe som henter energi fra en brønnpark, og luft-vann varmepumpe. Bergvarmepumpe er den løsningen som er mest effektivt og ofte vurdert som mer lønnsom enn luft-vann-varmepumpe ettersom den kan dekke en større del av varmebehovet. Det er blant annet fordi luft-vann varmepumpe har en synkende virkningsgrad ved temperaturer fra 0 grader celsius og lavere, og de fleste typer kan ikke bidra ved lavere utetemperaturer enn -10 grader celsius. I tillegg har luft-vann varmepumpe en lavere levetid, og hyppigere nedetid ved lave utetemperaturer grunnet avriming etc.

Basert på dette er det valgt å legge til grunn en bergvarmepumpe grunnlast (ca. 50 % av effektbehovet) i kombinasjon med en elkjel som dekker spiss- og reservelast, dvs. at den er dimensjonert for 100 % av effektbehovet.

Ved vurdering av investeringskostnader til varmepumpen er det viktig at de omfatter alle komponenter innenfor grensesnittet, med andre ord alt som en fjernvarmesentral vil erstatte. Det er her medtatt alt innenfor varmeproduksjonen; Varmepumpe, rørføringer, brønnpark, elkjel, tappevannsoppvarming og andre tekniske komponenter.

For referanseprisen på strøm legges det til grunn at prisreguleringen forholder seg til nivået på spotprisen, og ikke til hvilke driftsbetingelser som gjelder når ulike spotpriser forekommer. Systemeffektiviteten settes i beregningene til et nivå som representerer et gjennomsnitt for hele året, altså en årsvirkningsgrad.

1.1 Oppbygging av alternativprisen

Å se på kostnadene til en varmepumpesentral som alternativprisen til fjernvarme er sammensatt, ettersom det er flere komponenter å ta hensyn til. De forskjellige komponentene lagt til grunn er listet opp her:

- i. Strømprisen
- ii. Investering i lokal energisentral (kapitalkostnader)
Denne posten inkluderer kun varmeproduksjonen, og ikke distribusjonen internt i bygget.
- iii. Drift- og vedlikeholdskostnader
Denne posten inkluderer kun varmeproduksjonen, og ikke distribusjonen internt i bygget.
- iv. Nettleie
- v. El-avgift
- vi. Avgift til den statlige støtteordningen ENOVA
- vii. MVA

Det er kun komponentene investeringskostnad og drift- og vedlikeholdskostnad (ii. og iii.), samt årsvirkningsgraden til energisentralen, som påvirker strømkostnaden som legges til grunn i alternativkostnadsberegningen som vurderes i denne rapporten.

1.2 Valgt systemløsning

Alternativ systemløsning skal gjelde for hele landet. Dette er utfordrende da det er mange variabler som spiller inn. Den valgte løsningen med varmepumpe og elkjel er imidlertid mindre avhengig av klimasoner og geografisk avhengige markedspriser for ulike brensler enn andre kombinasjoner.

Varmepumpen som er valgt er en bergvarmepumpe og propan som kjølemedium. Begrunnelsen for å velge propan som kjølemedium er utvikling i lovverket EU, som på relativt kort sikt vil forby syntetiske kjølemedier med høyt globalt oppvarmingspotensial (GWP) og per- og polyfluoreerte alkylstoffer (PFAS-er). Propan er et naturlig kjølemedium med lavt GWP og gode tekniske egenskaper som allerede har fått et godt fotfeste i det norske varmepumpemarkedet. Erfaringene med propan som kjølemedium er tilstrekkelig for å kunne si noe om kostnadsnivåer og ytelser. For syntetiske kjølemedier ville det vært større usikkerhet knyttet til service-, drift- og vedlikeholdskostnader og økonomisk levetid eksempelvis som resultat av mulig redusert tilgang og pris på kjølemedium.

Hva som er den mest lønnsomme effektdekningsgraden for varmepumpen er avhengig av bl.a. behovsprofilen, som igjen er avhengig av bruken, bygget og klima. Den kan gjerne variere mellom 30-60 %. Vi har i denne sammenhengen lagt til grunn at 50 % effektdekning oftest blir installert.

For at forsyningsikkerhet for varme skal være sammenlignbar legges det til grunn at elkjelen dekker totalt effektbehov.

2 Datagrunnlag

Dataen lagt til grunn er satt sammen på aggregerte nivåer fra ulike kilder. Multiconsult har tidligere gjennomført flere datainnsamlinger knyttet til kostnader og effektivitet av energisentraler med varmepumpe, samt at vi har lang fartstid med å prosjektere energisentraler for ulike byggeprosjekt. Det ble gjennomført en ny datainnsamling knyttet til denne kartleggingen, men på grunn av begrenset tid for kartleggingsarbeid ble dette en mindre omfattende innsamling. Aktørene som har bidratt til de ulike datainnsamlingen er entreprenører som bygger og drifter anlegg, kommuner og nærvarmesentraler som eier og drifter egne anlegg, samt privateide energisentraler i sameier/borettslag.

Som nevnt er datagrunnlaget noe begrenset da det er flere identifiserte anlegg som ikke har tilstrekkelig infrastruktur for å måle energidataen, samt mulighet for å lagre den over lengre tid. I datainnsamlingen er det samlet inn data fra over 50 anlegg, noe som utgjør en svarprosent på over 50 % av etterspurte anlegg. I datainnsamlingen kommer det frem at det er kun 66 % av anleggene som har målere for å registrere hvor mye energi som produseres totalt i energisentralen sin, og kun 56% av anleggene har målere for å registrere hvor mye elektrisitet til varmepumpe og spisslast som går inn i anleggene sine.

Med dagens utgangspunkt, der de eksisterende byggenes anlegg i begrenset grad sikrer gode data, eller ikke engang har infrastrukturen på plass for å registrere nødvendig data, vurderes det å forbedre datagrunnlaget bak en alternativkostnad (investeringsnivå, drift- og vedlikehold samt systemeffektivitet) å kreve betydelig innsats og tid. Selv om datagrunnlaget er begrenset og datakvaliteten spriker mellom de ulike kildene, anses datagrunnlaget å kunne gi en rimelig indikasjon knyttet til investeringsnivå, drift- og vedlikeholdskostnader og anleggenes effektivitet. Dette er fordi

flere av kildene er anerkjente aktører, og som har verdier som stemmer overens med erfaringstallene vi innehar fra tilsvarende anlegg.

2.1 Årsvirkningsgrad for energisentralen

For et varmeanlegg med bergvarmepumpe og elkjel bestemmes systemvirkningsgraden av levert energi til varmeformål delt på totalt brukt elektrisitet til å produsere denne energien. De to viktige faktorene er varmepumpens energidekningsgrad og energisentralens årsvirkningsgrad (SCOP). SCOP er definert som systemvirkningsgraden til energisentralen som et gjennomsnitt over året, som inkluderer total varme ut av energisentralen, delt på strøm brukt til varmepumpen, strøm til de tekniske komponentene og energi brukt som spisslast.

Et årsgjennomsnitt innebærer at en tar hensyn til at varmepumpen opererer under noe varierende forhold gjennom året, men for en varmepumpe som henter varme fra en relativt stabil kilde og leverer til et moderat temperaturnivå gjennom året er det noe begrenset variasjon. Geografisk plassering påvirker SCOP gjennom ulike grunnforhold og gjennomsnittlig bergvarmetemperatur som er avhengig av gjennomsnittlig utelufttemperatur.

Energidekningsgraden påvirkes av flere forhold. Effektdkningsgraden til varmepumpen spiller en stor rolle, men varmepumpens faktiske tilgjengelighet og oppetid viser seg å være minst like viktig. Selv profesjonelle byggeiere med egen driftsorganisasjon opplever at varmepumper blir stående i mange dager, og at varmeproduksjonen i disse periodene dekkes av reservelastenheten som ofte er en elkjel som automatisk kobles inn. Dersom driftsproblemer oppstår i perioder med høyt varmebehov vil energidekningsgraden raskt bli lidende uten rask responstid fra drift- eller servicepersonell.

For boligblokker vil energidekningsgraden variere betydelig avhengig av valgt systemløsningen for oppvarming av varmt tappevann. Vi har her lagt til grunn forvarming av tappevann fra varmepumpen med elektrisitet som tar det siste løftet. Det er en rekke andre muligheter som øker eller reduserer investeringsbehovet og øker eller reduserer systemvirkningsgraden.

Det registreres til dels betydelig forskjell i systemeffektiviteten registrert i eksisterende anlegg og det som kommuniseres til byggeiere. Rådgivere, leverandører og entreprenører kan opplyse om SCOP for varmepumpen på opptil 5, og energidekningsgrad på tett oppunder 100 %. Det finnes også mer nøkterne innsalg, men hovedinntrykket er forventinger om dekningsgrader rundt 90 % og SCOP på godt over 3.

Erfaringer innhentet fra anlegg i drift antyder varmepumpens energidekningsgrad i underkant av 80 %, og en systemeffektivitet for energisentralen på ca. 2,2, altså en litt mer enn halvering av kjøpt energi til varmeformål. Som beskrevet ovenfor kan det være mange ulike årsaker til dette avviket mellom forventet og opplevd systemeffektivitet i eksisterende anlegg.

Selv om erfaringer fra faktiske anlegg peker mot en moderat systemeffektivitet (og betydelig lavere enn hva som kommuniseres ved innsalg), viser det seg at godt designede anlegg bygd med kvalitetsprodukter av kompetente fagfolk, og der en profesjonell byggeier har høyt fokus på drift og vedlikehold, vil resultere i en høyere systemeffektivitet. Siden datagrunnlaget er begrenset skal en være forsiktig med å bruke statistiske begreper, men der vi ser et gjennomsnitt i systemeffektivitet i størrelsesorden 2,1 - 2,2 er det også gode indikasjoner fra datasettet på at profesjonelle bevisste byggeiere oppnår systemeffektivitet i størrelsesorden 2,4. Dersom en legger til grunn at kvaliteten på anleggene, og ikke minst driften av disse vil forbedres over det som vi finner som et gjennomsnitt i tilgjengelige data, mener vi at en kan legge til grunn en systemeffektivitet på 2,4 i en regulering som gjenspeiler anleggene effektive anlegg basert på varmepumpe som grunnlast og elkjel som spisslast. Når det er sagt, er det fullt mulig å bygge anlegg med høyere systemeffektivitet, og eksempler på dette

finnes. Dette krever kvalitet i alle ledd, fra tydelig bestilling, god systemdesign tilpasset behovet og driftsorganisasjonen, bruk av kvalitetsprodukter, kompetente montører og god igangkjøring og innkjøring, til god drift og godt vedlikehold. Med dette på plass kan vedvarende systemeffektivitet rundt 3 være oppnåelig.

Disse resultatene samsvarer med et tidligere notat² Multiconsult har skrevet for NVE knyttet til beregningsmetode av ulike energibærere i energimerkeordningen. I *kapittel 3.2 Vektingsfaktor for fjernvarme* legges det frem vektingsfaktorer basert tre forskjellige varmepumpeløsninger;

- a) Ca. 0,40 for væske/vann-varmepumpe med 95 % energidekning ~ SCOP=2,5
- b) Ca. 0,44 for væske/vann-varmepumpe med 90 % energidekning ~ SCOP=2,3
- c) Ca. 0,50 for luft/vann-varmepumpe med 85 % energidekning ~ SCOP=2,0

Det ble der foreslått en vektingsfaktor på 0,45 ~ SCOP=2,2. Resultatene baserer seg på energiberegninger gjort i betaversjon av SIMIEN 7 som regnet iht. SN-NSPEK 3031:2020. Verdiene er litt høyere enn erfaringstallene funnet i denne rapporten, men ettersom disse er teoretisk utregnet vil det være litt avvik når det sammenlignes med reelle erfaringstall, og det konkluderes derfor med at rapportene er samstemte.

2.2 Investeringsnivå

For å lande på et riktig investeringsnivå er det viktig at alle komponenter innenfor grensesnittet skal være inkludert, vi har lagt oss på at dette skal inkludere alt i energisentralen. Dette inkluderer varmepumpen, brønnenparken, tappevannsoppvarming, rør og annet teknisk utstyr inkludert i varmeproduksjon frem til distribusjon internt i bygget. Det er også nødvendig å inkludere prosjekterings- og installasjonskostnader.

I sammenligningen av fjernvarme med varmepumpe, bør det også ses på differansen i arealbruk, ettersom en fjernvarme kundesentral er betydelig mindre plasskrevende enn en energisentral med varmepumpe med energibrønner og elkjel. Med bakgrunn i dette burde også kostnadene knyttet til arealbruk være inkludert i investeringskostnadene. Målet for denne kartleggingen er å finne et kostnadsnivå som skal være et gjennomsnitt for en energisentral for hele landet. Ettersom kostnadene for areal i teknisk rom rundt om i landet kan variere mellom 0-120 000 kr/m², blir det en for stor usikkerhet å ta med i investeringskostnadene.

Nøkkeltall for investeringskostnader i dette arbeidet er basert på erfaringsdata samlet inn fra de ulike aktørene kontaktet, samt egne erfaringstall samlet inn via prosjekter Multiconsult har gjennomført. I datainnsamlingen oppga respondentene investeringskostnadene som et totalbeløp for hele energisentralen. Dette fører til en usikkerhet i disse beregningene ettersom vi ikke har forklaring på hva kostnadene innebærer, ei hellervektingen mellom de ulike komponentene. De innsamlede totalkostnadene er så kalkulert om til spesifikk kostnad per totalt effektbehov kr/kW. Disse kostnadene har vi sett opp mot erfaringstall vi har på enkeltkostnader på de ulike komponentene som skal være inkludert.

I den erfaringsbaserte dataen vi innhentet lå investeringskostnaden på et spenn mellom 10 000 – 16 000 kr/kW totalt installert effekt. Anleggene med investeringskostnader nede i 10 000 kr/kW var av betydelig størrelse, > 1 MW, og vil ikke være representative for de fleste fjernvarmekunder. Det var også investeringskostnader som lå over 16 000 kr/kW, hvor flere av disse anleggene var overdimensjonert for sitt effektbehov. Noen av dem produserte også kjøling i energisentralen, slik at det ikke var sammenlignbart grunnlag. Dette utelukker ikke at investeringskostnadene for

² «10251409-01-REV01 Beregningsmetode i energimerkeordningen»

energisentraler kan overgå 16 000 kr/kW, og basert på usikkerhetene på detaljnivå i kostnadsdataen som er samlet inn er det sannsynlighet for at investeringsnivået kan være høyere.

Basert på dette og evaluering av innsamlet data, samt teoretisk data har vi valgt å etablere nøkkeltallet for den spesifikke investeringskostnaden for en energisentral med varmepumpe, brønnpark, elkjel, og inkludert tappevannsoppvarming til 13 000 kr/kW totalt installert effekt. 13 000 kr/kW er valgt fordi dette tallet har gått igjen blant flere av anleggene vi har fått kostnader fra, i tillegg ser vi det hensiktsmessig å se på verdier over 13 000 kr/kW ettersom dette det er flere anlegg som ligger i en høyere prisklasse, og som nevnt er det usikkerhet rundt innholdet i investeringskostnadene som kan føre til at de er høyere enn som er oppgitt. Vi har dermed gjort en følsomhetsanalyse med en investeringskostnad på 16 000 kr/kW.

For å kunne bruke denne kostnaden videre i analysen har vi delt den opp i tre kategorier for forskjellig levetid, og utregning av årlig kapitalkostnad, prosjektering og installasjon er inkludert i kategoriene. Kategori A inkluderer selve varmepumpen, pumper og annen automatikk med levetid på 15 år, og omfatter ca. 35 % av totalkostnadene. Kategori B inkluderer elkjel og resten av teknisk utstyr knyttet til drift og sikkerhet med levetid på 20 år, og omfatter ca. 15 % av kostnadene. Kategori C inkluderer brønnpark og rørføringer i energisentralen, som har en levetid på 50 år, og står for ca. 50 % av totalkostnadene.

2.3 Drift- og vedlikeholdskostnader

For å opprettholde god systemvirkningsgrad for energisentralen, som er avgjørende for de totale årlige energikostnadene samt og sikre lang levetid på anlegget, er godt drift- og vedlikehold essensielt. Ikke bare er kvaliteten på driften svært viktig, men også responstiden ved feil. Kvalitet på drift- og vedlikeholdstjenestene og rask responstid kommer med en kostnad. En stor del av respondentene i tidligere undersøkelser oppgir lave eller ikke eksisterende drift- og vedlikeholdskostnader. Dette tyder på at det er behov for økt fokus på faktiske kostnader til drift og vedlikehold, og økt kompetanse på drift av tekniske anlegg blant driftspersonale. Kostnader til drift og vedlikehold av tekniske anlegg blir ofte undervurdert i planleggingsfasen. Dette skyldes blant annet mangel på kompetanse og kommunikasjon fra leverandører, entreprenører og rådgivere til kunder om omfanget som trengs for å opprettholde en god varmepumpeinstallasjon. Det er likevel valgt å legge mest vekt på de anleggene vi vet driftes av profesjonelle organisasjoner. Vi legger videre vekt på data knyttet til anlegg med en viss historikk og anlegg der det er delt mer detaljert informasjon om hvordan drift- og vedlikeholdskostnadene fordeler seg mellom ulike kostnadsposter.

I dette arbeidet har vi valgt å etablere nøkkeltall for drift og vedlikehold basert på kostnad som prosent av investering. Inkludert i drift- og vedlikeholdskostnadene for valgt løsning, basert på faktiske erfaringer fra profesjonelt drevne anlegg, er en fast vedlikeholdsavtale (1,5-2,5%), reinvesteringer (1 %), andre faste kostnader og uforutsette kostnader (1,2-2,3 %). Dette gir en samlet årlig drift- og vedlikeholdskostnad i størrelsesorden 4- 4,5 % av investering. Andre estimater og innspill knyttet til eksisterende anlegg indikerer drift- og vedlikeholdskostnader på 1 % av investering i brønnpark og 6 % av investering i energisentral. Dette gir totale årlige drift- og vedlikeholdskostnader på 4 % av totalinvestering basert på fordeling av investeringer i kostnadsestimater. Dette kostnadsnivået rettfærdiggjør også en systemvirkningsgrad som ligger over det erfaringsbaserte nivået på 2,2 som kommer frem dersom kun gjennomsnitt av mottatt data gjennom våre undersøkelser (se 2.1).

3 Resultat

I dette kapittelet vil vi presentere de økonomiske forutsetningene vi har gjort for beregning, samt resultatene vi har kommet frem til knyttet til alternativkostnaden til fjernvarme. Denne oppgis som

en kostnadsramme gitt i øre/kWh for å dermed kunne sammenlignes med strømprisen. Alle kostnader og resultater oppgis ekskl. mva.

3.1 Forutsetning for beregning av alternativpris

For å komme frem til en spesifikk kapitalkostnad i øre/kWh var vi nødt til å legge til grunn noen forutsetninger for et generelt bygg, samt en rekke økonomiske forutsetninger.

3.1.1 Tekniske forutsetninger

De fleste type bygningskategorier kan benytte fjernvarme som energikilde gitt at det finnes infrastruktur for dette i området. Ettersom det er relativt vanlig å benytte dette som energikilde i nærings- og boligbygg ble det derfor valgt å ta et generelt bygg på 2 500 m² som underlag for beregningene. Det spesifikke effektbehovet ble bestemt ut fra at de fleste byggene i Norge er bygd med en standard fra før TEK 97, og selv om mange av byggene er rehabilitert vil gjennomsnittsbygningen fortsatt ha et høyt spesifikt effektbehov. Dette resulterte i en kalkulert installert effekt på 175 kW, som da også tilsvarer effekten til elkjel. Bergvarmepumpen skal ha 50 % av effektdekningen, og vil da ha en installert effekt på rundt 88 kW. En bergvarmepumpe med 88 kW kapasitet vil ha behov for effektbehov fra energibrønner på rundt 67 kW. Med konvensjonelle energibrønner på rundt 300 m per brønn og en effekt per lengdemeter på 30 w/m vil dette tilsvare ca. 8 energibrønner.

Det er valgt en brukstid på installert effekt i energisentralen på 2 300 timer i året, som resulterer i et energibehov for bygget på 402 500 kWh/år, og et spesifikt årlig energibehov på 161 kWh/m². For et kontorbygg tilsvarer dette et spesifikt årlig energibehov nivå mellom TEK 97 og TEK 17 standard, og for boligbygg tilsvarer det et spesifikt årlige energibehov nivå mellom BF 69 og TEK 97.

Forholdet mellom effekt og energi vil påvirkes av klimaet, men ikke undersøkt nærmere her. Bortsett fra Innlandet er det hovedsakelig kystbyer som har fjernvarme, dermed er det forventet at brukstiden er representativ.

3.1.2 Økonomiske forutsetninger

Vi har brukt en dummyverdi for kostnader knyttet til nettleie og avgifter tilsvarende 36 øre/kWh ved sammenligningen av kostnaden for varmepumpe mot strømpris i Figur 3-1. Dette er en kostnadspost som NVE vil gjøre egne analyser for å fastsette.

Den årlige kapitalkostnaden er det her lagt til grunn en rente på 6 %, og som nevnt i kapittel 2.2 deles kostnadene opp i tre kategorier. Her presenteres nøkkeltall for hver av kategoriene.

- Kategori A – Varmepumper, pumper og automasjon
 - Levetid 15 år
 - Kostnadsandel – 35 %
 - Annuitetsfaktor – 10,3 %
- Kategori B – Tekniske komponenter
 - Levetid 20 år
 - Kostnadsandel – 15 %
 - Annuitetsfaktor – 8,7 %
- Kategori C – Brønnpark og rørføringer i sentralen

- Levetid 50 år
- Kostnadsandel – 50 %
- Annuitetsfaktor – 6,3 %

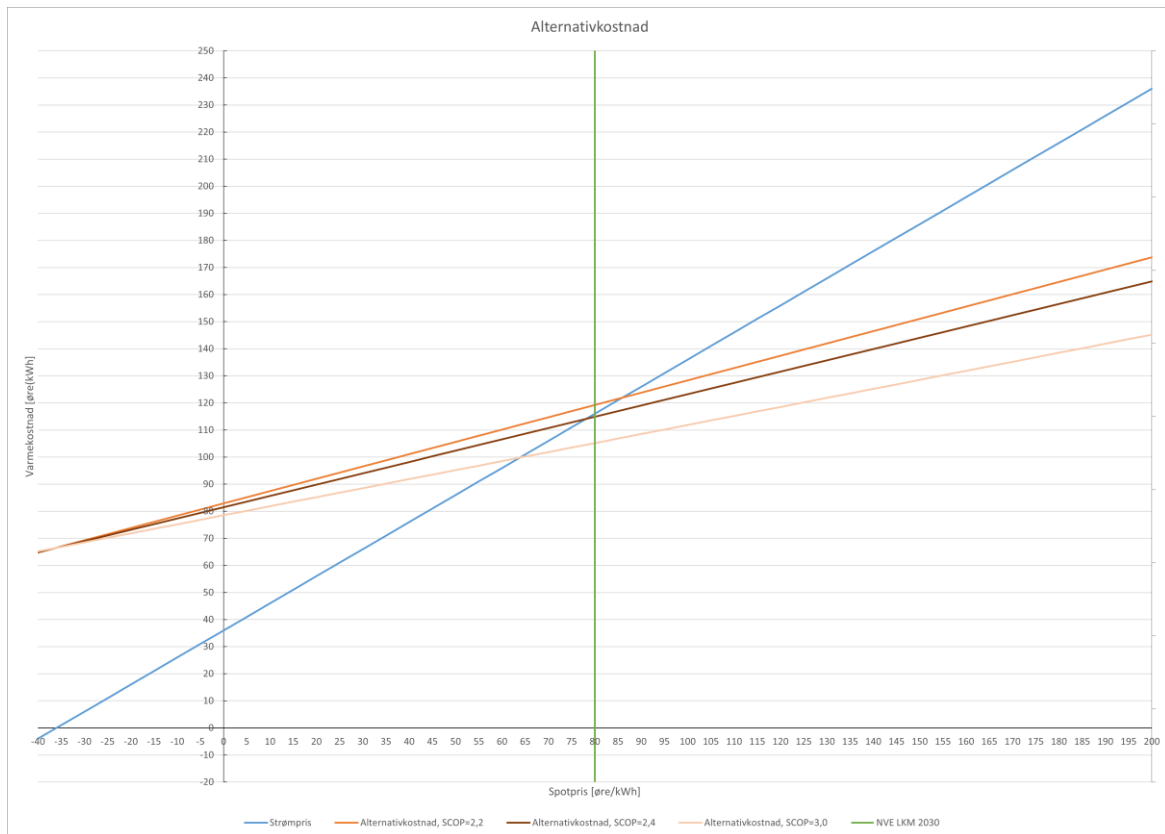
3.2 Kostnadsramme for alternativprisen til fjernvarme

Med en spesifikk investeringskostnad på 13 000 kr og forutsetningene presentert i 3.1, kommer vi frem til en kapitalkostnad på ca. 180 000 kr/år. Den årlige kapitalkostnaden blir delt på det årlige energiforbruket og resulterer i en spesifikk kapitalkost på 44 øre/kWh. Som nevnt i kapittel 2.3 er den spesifikke drift og vedlikeholdskostnaden en prosentandel av investeringskostnaden. Vi har valgt å sette denne til 4 %, som resulterer i en spesifikk kostnad på 23 øre/kWh.

Dette resulterer i «a» i *Formel 1*, regnes til å ligge på 67 øre/kWh. Systemeffektiviteten til en energisentral med varmepumpe anbefalte vi i kapittel 2.1 til å være 2,4 i denne prisreguleringen. *Formel 2* viser de anbefalte verdiene for «a» og «E» satt inn i *Formel 1*.

$$P_T = 67 + \left(\frac{1}{2,4}\right) P_E \left[\frac{\text{øre}}{\text{kWh}}\right] \quad \text{Formel 2}$$

Vi kommer med en anbefaling for en systemvirkningsgrad på 2,4 til alternativkostnadene, men i Figur 3-1 har vi også visualisert alternativkostnaden med de to andre systemvirkningsgrader nevnt i kapittel 2.1 på 2,2 og 3,0. Dette er gjort for å vise variasjonen mellom den gjennomsnittlige SCOP funnet i datainnsamlingene, med en SCOP vi anbefaler ettersom vi tenker det er oppnåelig for godt drevne anlegg, og en SCOP som er relativt høy, men som kan oppnås ved spesielt veldrevne anlegg. P_E i formelen over er alle faktorer som påvirkes av systemvirkningsgraden, altså strømprisen, nettleie og avgifter. Fremstilt i grafen sammen med alternativkostnaden, er den variable strømprisen basert på spotprisen og en valgt kostnad for nettleie og avgifter på 36 øre/kWh, det er også lagt inn en vertikal linje som representerer NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyses vurdering av spotpris i 2030 for sammenligning av alternativkostnad mot strømprisen.



Figur 3-1 Alternativkostnaden til fjernvarme visualisert med tre forskjellige systemeffektiviteter; 2,2, 2,4 og 3,0 mot strømprisen inkludert nettleie og avgifter, og NVE LMK 2030.

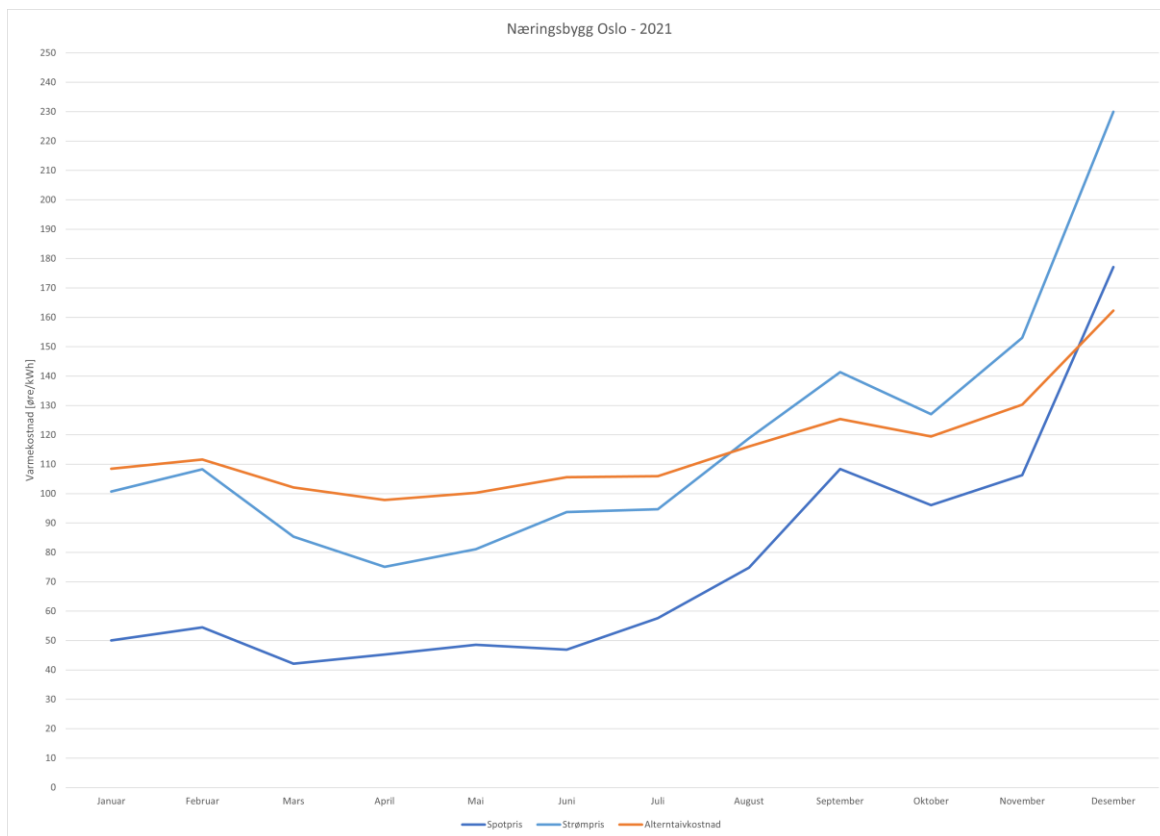
Figur 3-1 viser krysningspunktet mellom alternativkostnaden og strømprisen for de tre forskjellige systemvirkningsgradene, med et satt avgifts- og nettleienivå på 36 øre/kWh. For en varmepumpeentral med en SCOP på 2,2 blir varmepumpeløsningen billigere enn strøm når den gjennomsnittlige spotprisen er over 90 øre/kWh. For en varmepumpeentral med en SCOP på 2,4 blir varmepumpeløsningen billigere en strøm når spotprisen er over 80 øre/kWh. For en varmepumpeentral med en SCOP på 3,0 blir varmepumpeløsningen billigere en strøm når spotprisen er over 65 øre/kWh.

Det skal presiseres at dette er krysningspunkter ved en satt avgifts- og nettleienivå på 36 øre/kWh, dersom avgiftene økes med 1 øre/kWh for strømprisen, vil den bare øke $\frac{1}{SCOP} = \frac{1}{2,4} = 42$ øre/kWh. Som vil si at desto høyere disse avgiftene er, vil et varmepumpeanlegg bli relativt billigere en direkte elektrisk oppvarming.

3.3 Alternativkostnadene i reelle bygninger

NVE har bidratt med reelle driftsdata fra noen nærings- og boligbygg i Oslo, som inkluderer energi-, effektbehov og strømkostnader fra 2021 eller 2022. Ved beregning av alternativkostnadene er det brukt den gjeldene strømpris, inkludert nettleie og avgifter for det aktuelle prisområde og året for P_E . Ettersom vi anbefaler en systemvirkningsgrad på 2,4 er det denne vi har brukt her.

Figur 3-2, Figur 3-3, Figur 3-4 og Figur 3-5 viser en grafisk sammenligning av alternativkostnaden mot strøm og spotprisene for 2021. For 2022 er effekten av strømstøtten også inkludert.

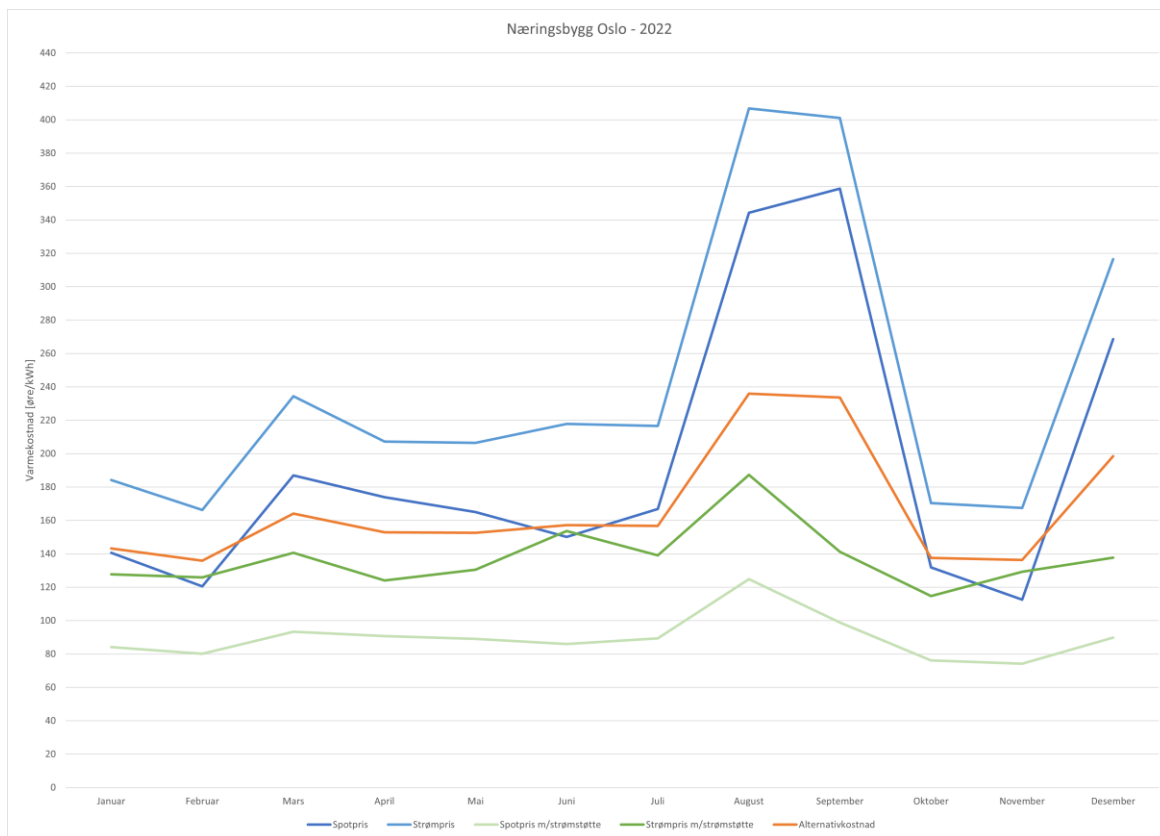


Figur 3-2 Fremstilling av spotpris, strømpris og alternativkostnad for et næringsbygg i Oslo i 2021

Figur 3-2 viser energikostnadene for et næringsbygg i Oslo i 2021. Strømstøtten hadde ikke blitt inkludert for næringsbygg i 2021. Gjennomsnittlig månedspris for strøm i dette tilfellet var 130,3 øre/kWh, og gjennomsnittlig månedspris for alternativkostnaden ville vært 120,8 øre/kWh. Dette vil tilsa en gjennomsnittlig reduksjon i varmekostnader på 7,3 %.

Figur 3-3 viser energikostnadene for næringsbygg i Oslo i 2022. NVE hadde ikke oppgitt verdier for 2022, og det ble derfor benyttet tilsvarende energi og effektbehov som oppgitt i 2021. Spotprisen med og uten strømstøtte var oppgitt for et boligbygg, og nettleie og kostnader ble funnet på Elvia sine nettsider³. Strømstøtte for næring kom ikke før høsten 2022, men er visualisert for hele året i denne grafen. Fjernvarmepris er ikke inkludert her. Gjennomsnittlig månedspris for strøm for et næringsbygg i 2022 var 219,7 øre/kWh uten strømstøtte, 131,0 øre/kWh med strømstøtte, en kostnadsreduksjon på 40 %. Gjennomsnittlig månedspris for alternativkostnaden ville vært 158,1 øre/kWh, som tilsvarer en gjennomsnittlig reduksjon i varmekostnader på rundt 30 %.

³ <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleie/historiske-priser-innenfor-elvias-nettomrade/>

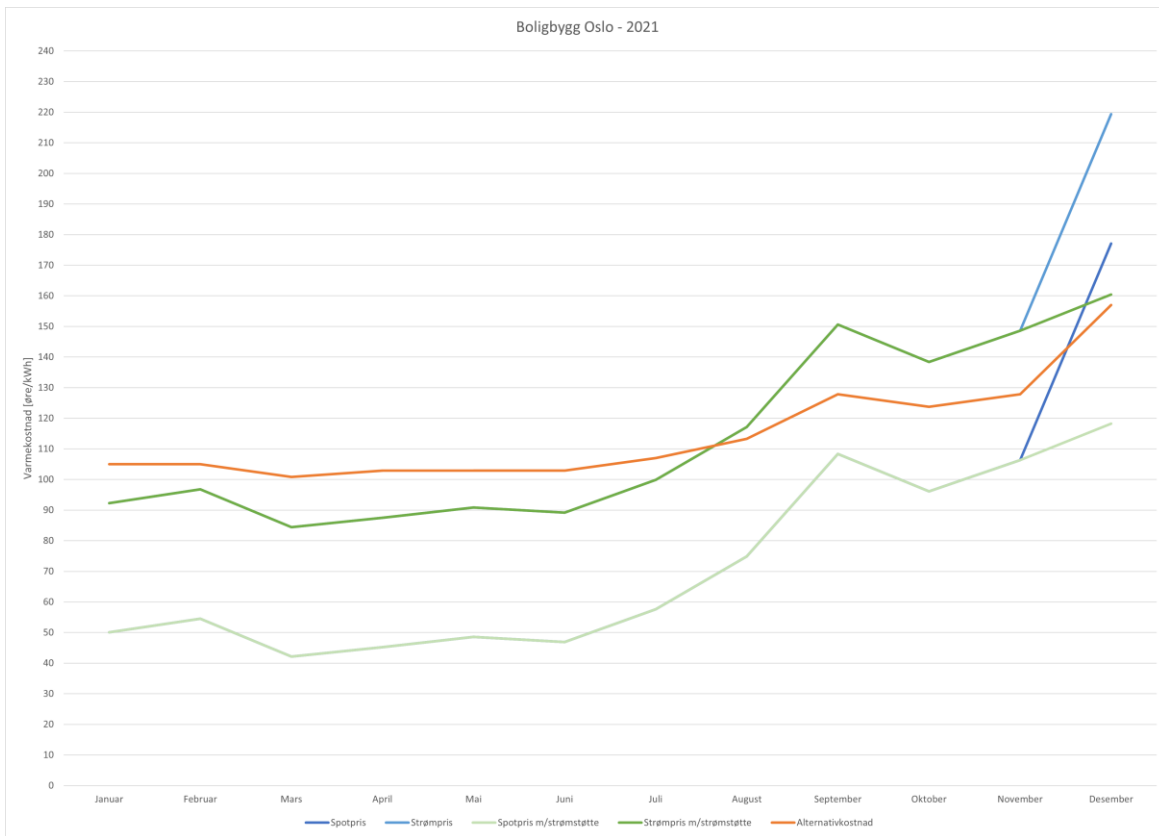


Figur 3-3 Fremstilling av spotpris, strømpris, spotpris m/strømstøtte, strømpris med strømstøtte, og alternativkostnad for næringsbygg i Oslo i 2022.

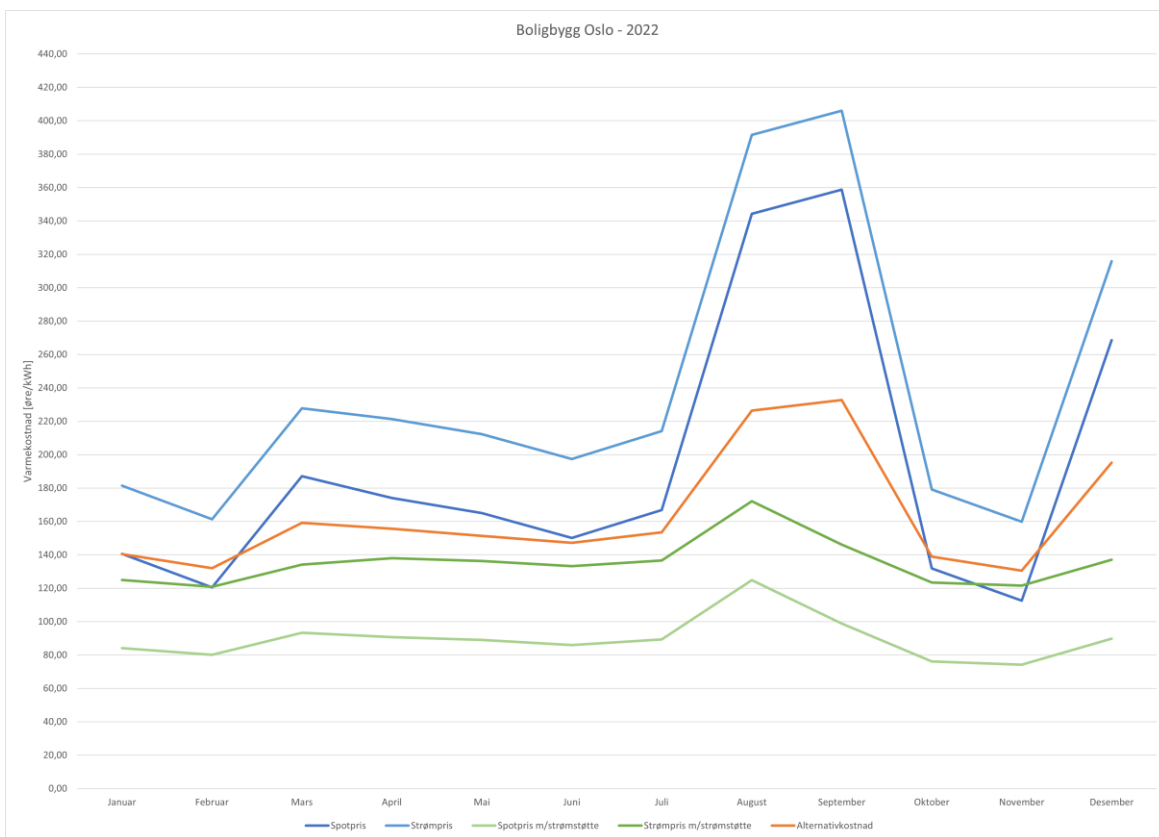
Figur 3-4 viser energikostnadene for boligbygg i Oslo i 2021. Strømstøtten ble introdusert i desember 2021, som vist i grafen. Gjennomsnittlig månedspris for strøm for boligbygg i 2022 var 125,7 øre/kWh uten strømstøtte, og 116,1 øre/kWh med strømstøtte, dvs. en kostnadsreduksjon på 8 %. Gjennomsnittlig månedspris for alternativkostnaden ville vært 118 øre/kWh, som tilsier en gjennomsnittlig reduksjon i varmekostnader på rundt 6 %.

Figur 3-5 viser energikostnadene for boligbygg i Oslo i 2022, hvor NVE har oppgitt verdier. Strømstøtte for bolig var inkludert hele året 2022. Gjennomsnittlig månedspris for strøm for et boligbygg i 2022 var 227,4 øre/kWh uten strømstøtte, og 131,8 øre/kWh med strømstøtte, som tilsvarer en kostnadsreduksjon på rundt 42 %. Gjennomsnittlig månedspris for alternativkostnaden ville vært 158,8 øre/kWh, som vil tilsa en gjennomsnittlig reduksjon i varmekostnader på rundt 30 %.

Alternativkostnad - varmepumper til bygningsoppvarming



Figur 3-4 Fremstilling av spotpris, strømpris, spotpris m/strømsøtte, strømpris med strømsøtte og alternativkostnad for boligbygg i Oslo i 2021.



Figur 3-5 Fremstilling av spotpris, strømpris, spotpris m/strømsøtte, strømpris med strømsøtte og alternativkostnad for boligbygg i Oslo i 2022.

3.4 Følsomhetsanalyser

Figur 3-1 presenterer en graf som viser påvirkningen systemeffektiviteten har på alternativkostnadene, og effekten av dette er vist ved tre forskjellige nivå av SCOP. Denne følsomhetsanalysen viser påvirkningen systemeffektiviteten har på helningen til kurven, og ved hvilken spotpris som et anlegg med varmepumpe blir billigere enn strøm. Kapittel 3.2 forklarer også påvirkningen som avgifts- og nettleie-nivået har på kryssningspunktet.

For å vise påvirkningen systemvirkningsgraden har på alternativkostnaden, viser Tabell 3-1 variasjonen i gjennomsnittlig månedspris for 2021 og 2022 med forskjellig de tre forskjellige SCOP-verdier, med reelle strømpriser for 2021 og 2022 for næringsbygget presentert i kapittel 3.3. Her vises det tydelig at desto bedre årsvirkningsgrad er, desto lavere vil gjennomsnittskostnaden for året være. Endringen fra strømpris reflekterer også endring i total kostnad for året.

Tabell 3-1 Alternativkostnadens påvirkning av SCOP.

Alternativkostnad Årsvirkningsgrad (SCOP)	Gjennomsnittlig månedspris for 2021 [øre/kWh]	Endring fra strømpris	Gjennomsnittlig månedspris 2022 [øre/kWh]	Endring fra strømpris
Strømpris	130,3	0,0 %	219,7	0,0 %
2,2	126,2	-3,1 %	166,9	-24,0 %
2,4	121,3	-6,9 %	158,5	-27,8 %
3,0	110,4	-15,3 %	140,2	-36,2 %

I kapittel 2.2 er det lagt frem spranget i investeringskostnader som kom frem i datainnsamlingen, dette vil tilsvare en spesifikk kostnad mellom 34 – 54 øre/kWh. En endring i prisgulvet «a», vil ha en direkte 1 til 1 påvirkning på alternativkostnaden. Dersom prisgulvet økes med 10 øre, vil det føre til at hele kurven økes og den gjennomsnittlige månedsprisen for alternativet øker med 10 øre.

Resultatene ved en investeringskostnad på 13 000 kr/kW gitt tidligere i kapittelet, gir en spesifikk kapital kostnad på 44 øre/kWh og en spesifikk drift- & vedlikeholdskostnad på 23 øre/kWh. I Figur 3-1 ble det vist at med avgifts- og nettleie på 36 øre/kWh, og en SCOP på 2,4 ble alternativkostnaden billigere enn strømpris inkludert samme avgift og nettleie, når spotprisen > 80 øre/kWh.

En investeringskostnad på 16 000 kr/kW gir en spesifikk kapital kostnad på 54 øre/kWh og en spesifikk drift- & vedlikeholdskostnad på 28 øre/kWh. For å sammenligne, regnes det at med avgifts- og nettleie på 36 øre/kWh, og en SCOP på 2,4 ble alternativkostnaden med investeringskostnad på 16 000 kr/kW billigere enn strømpris inkludert samme avgift og nettleie, når spotprisen > 105 øre/kWh.

Tabell 3-2 viser utregning av gjennomsnittlig månedspris for alternativkostnaden med SCOP = 2,4, og for to de to investeringskostnadene 13 000 kr/kW og 16 000 kr/kW. Dette er beregnet med utgangspunkt i næringsbygget i 2021 fra Figur 3-2 og i 2022 fra Figur 3-3. Tabellen viser at ved en investeringskostnad på 13 000 kr/kW er gjennomsnittsprisen for alternativkostnaden gjennom 2021 7,3 % lavere enn strømprisen, og for 2022 er den 28,1 % lavere enn strømprisen. Endring i gjennomsnittsprisen reflekterer også endring i total kostnadene for energi i det gitte året.

ved en investeringskostnad på 16 000 kr/kW er gjennomsnittsprisen for alternativkostnaden gjennom 2021 4,5 % høyere enn strømprisen, og for 2022 er den 21,1 % lavere enn strømprisen. Endring i gjennomsnittsprisen reflekterer også endring i totalkostnadene for energi i det gitte året.

Tabell 3-2 Alternativkostnadens påvirkning av investeringskostnad

Alternativkostnad Investerings- kostnad [kr/kW]	Gjennomsnittlig månedspris for 2021 [øre/kWh]	Endring fra strømpris	Gjennomsnittlig månedspris 2022 [øre/kWh]	Endring fra strømpris
Strømpris	130,3	0,0 %	219,7	0,0 %
13 000	120,8	-7,3 %	158,1	-28,1 %
16 000	136,2	+4,5 %	173,4	-21,1 %

3.5 Diskusjon

Det som kjennetegner en god energiløsning med varmepumpe, som dekker store deler av varmebehovet, er kvalitet i alle ledd; god prosjektering og systemoppbygging, bruk av kvalitetsprodukter, ikke bare for varmepumpen, men også styring og regulering,

Alle kostnader og systemvirkningsgrader til energisentraler med varmepumper vil basere seg på mange ulike faktorer. Dette har gjort det utfordrende å finne et gjennomsnittlig nasjonalt nivå. Som nevnt i kapittel 2, har vi fått inn data av varierende kvalitet, men fra mange forskjellige aktører. Det at vi har data fra flere ulike kilder som har tilsvarende omfang, gjør at vi ser på dataene som representative for formålet.

En prisregulering som baserer seg på en alternativpris definert av en løsning med bergvarmepumpe og elkjel gir en varmekostnad som fremdeles er avhengig av strømprisen, men i mindre grad enn i dagens regulering. Figur 3-1 viser hvordan alternativkosten har en slakere helning og er med det mindre avhengig av strømprisen. Dette reduserer fjernvarmelevernadørens risiko knyttet til lave strømpriser og reduserer fjernvarmekundenes risiko knyttet til høye strømpriser. Den noe flatere prisprofilen reduserer da også behovet for ytterligere tak og bunn i reguleringen for å beskytte kunde og leverandør.

3.5.1 Prisbunn

En prisregulering som illustrert over vil ved lave strømpriser gi rom for å ta en høyere fjernvarmepris per levert kilowattime enn det dagens regulering gjør. Samtidig vil fjernvarmekundene være betydelig mer beskyttet mot høye priser når strømprisen er høy. Varmepreisen vil være mer forutsigbar, både for leverandør og kunde.

Varmepumpeløsningens effektivitet påvirker varmepreisen, en høyere effektivitet reduserer prisbidragene fra strømpris, nettleie, elavgift og bidrag til Klima- og energifondet (Enova), men medfører betydelige kapital-, drift- og vedlikeholdskostnader. Alternativpris i dagens regulering forholder seg til elektrisk oppvarming som har neglisjerbare kapital-, drift- og vedlikeholdskostnader innenfor systemgrensen som gjelder for varmeproduksjonen.

Når alternativprisen vil inkludere de alternative kapital-, drift- og vedlikeholdskostnader, i tillegg til nettleie og diverse avgifter, er leverandøren sikret mot svært lave inntekter i perioder med lave strømpriser. Siden fjernvarme er en kapitalintensiv aktivitet, vil en revidert prisregulering bidra til å

redusere risiko for lave strømpriser sammenlignet med dagens regulering. Det burde derfor være mindre aktuelt å beskytte leverandørene med en prisbunn som avviker fra prinsippet gitt i en prisregulering der varmepumpe er alternativet.

3.5.2 Pristak ved spesielt høye strømpriser

Multiconsult er bedt om å gi innspill til et pristak som ved spesielt høye spotpriser er mindre avhengig av, eller helt uavhengig av spotpris. Hensikten med et slikt tak vil være å beskytte varmekundene.

Som vist i Figur 3-1 vil en prisregulering der en varmepumpeløsning definerer alternativkostnaden med økende spotpris i økende grad avvike fra dagens regulering der elektrisk oppvarming definerer alternativkostnaden. Med økende strømpris vil effektiviteten til varmeløsningen få en økende innflytelse på varmekostnaden. Slik vil varmekunden bli bedre beskyttet mot høye priser i perioder med svært høy strømpris sammenlignet med dagens regulering.

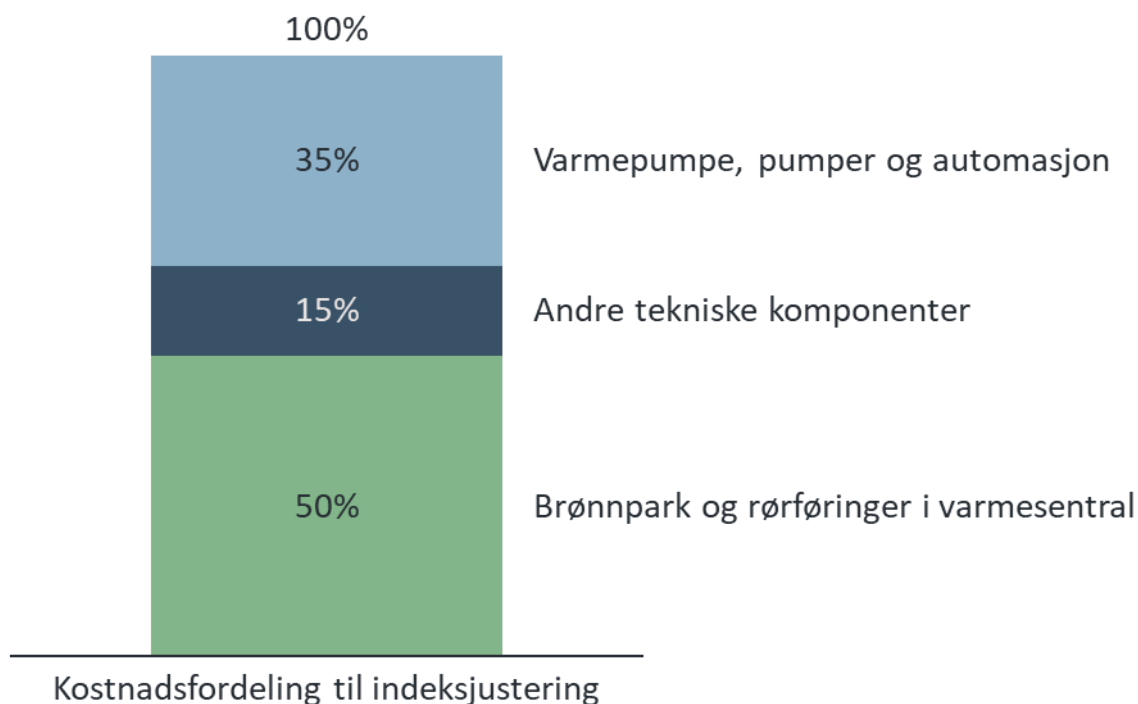
4 Oppdatering av alternativkostnader

Varmepumpeløsningen som her er lagt til grunn for en alternativprisvurdering er kjent og utprøvd teknologi. Det er ikke forventet teknologisprang som påvirker økonomi og ytelse slik en kan se for mer teknisk og markedsmessig umodne teknologier. Det vil likevel være naturlig å justere priskomponenter årlig, eller annet egnet intervall, slik at alternativprisen følger faktiske endringer i kostnadsgrunnlaget. Kapital-, drift- og vedlikeholdskostnader er påvirket av en rekke variabler, som lønnsendringer, konkurransesituasjon, valutakurser og material- og komponentkostnader i et internasjonalt marked, og Statistisk Sentralbyrå har en rekke indekser som sammen kan gi et tilstrekkelig godt bilde av årlige endringer. Under presenteres et forslag. Det anbefales at en etter noen år sammenligner indeksjusterte priser opp mot faktisk prisutvikling relevant for alternativløsningen. Kostnadsfordeling og valgte indekser kan da tilpasses virkeligheten.

Alternativkostnaden er, som vist tidligere, også svært avhengig av systemeffektiviteten. Denne foreslås holdt fast i lengre perioder fram til ny god dokumentasjon er tilgjengelig.

4.1 Kapitalkostnader

Når kostnader i datautvalget i hovedsak er tilgjengelig på aggregert nivå blir det økt usikkerhet ved å dele de opp for videre analyse. Det er likevel hensiktsmessig med en oppsplitting for å kunne ta høyde for anleggsdelenes ulike levetid. Figuren under illustrerer en fordeling av investeringskostnaden beskrevet i kapittel 3.1.2. Med levetider gitt der, kan investeringsnivå justeres jevnlig.



Figur 4-1 Investeringskostnader fordelt på komponenter

SSB har en rekke indekser som kan bidra til å belyse prisutvikling av den foreslåtte alternativvurderingen. Tabell 4-1 kan anses som et forslag til nærmere undersøkelse.

Tabell 4-1 Indekser for justering av kostnadsgrunnlaget

Anleggsdel	Kilde for indeksjustering (forslag til vektning)
Varmepumpe, pumper og automasjon	Prisindeks for førstegangsomsetning innenlands (60 %) Byggekostnadsindeks for røyrleggjararbeid i kontor- og forretningsbygg (40 %)
Andre tekniske komponenter	Prisindeks for førstegangsomsetning innenlands (60 %) Byggekostnadsindeks for røyrleggjararbeid i kontor- og forretningsbygg (40 %)
Brønnpark og rørføringer i varmesentral	Byggekostnadsindeks for røyrleggjararbeid i kontor- og forretningsbygg (10 %) Produksjonsindeks for bygge- og anleggsvirksomhet (90 %)

4.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Siden drift- og vedlikeholdskostnader i estimatene er basert på investeringskostnaden, kan justering av disse følge indeksjusteringen av investeringene. Da vil drift- og vedlikeholdskostnader kunne beholdes som 4 % av investeringene. Som et alternativ kan det vurderes å indeksjustere drift- og vedlikeholdskomponenten i prisreguleringen med egne indekser. Drift- og vedlikehold består i stor grad av arbeidskraft. I mangel av direkte relevant indeks for servicepersonell, kan en tilstrekkelig god indeks være «Byggekostnadsindeks for røyrleggerarbeid i kontor- og forretningsbygg».