



Samfundsøkonomisk værdi af varmebesparelser

Optimum mellem forsyningsomkostninger og
varmebesparelser i eksisterende bygninger

Marts 2018



Ea Energianalyse

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 60 39 17 16
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

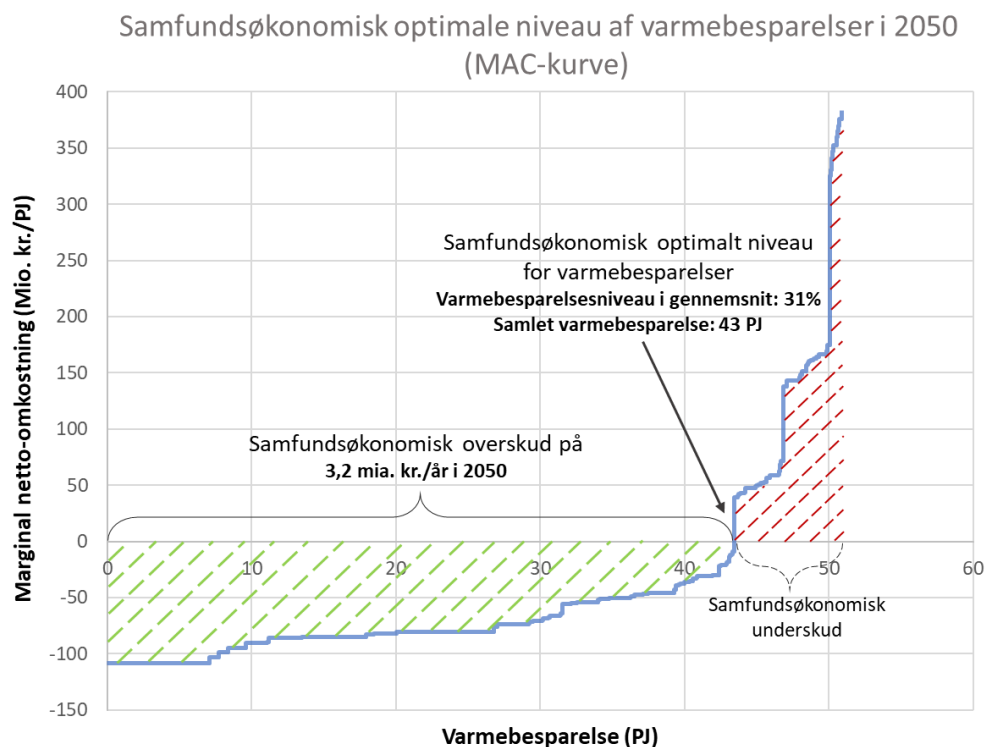
Indhold

1	Sammenfatning	4
1.1	Konklusioner	7
2	Metode	8
2.1	Marginale forsyningsomkostninger	8
2.2	Omkostninger og gevinster ved varmebesparelser	11
2.3	Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser	14
3	Energirenovering: omkostninger og potentialer	15
4	Marginale forsyningsomkostninger	18
4.1	Enfamiliehuse	19
4.2	Større bygninger	24
4.3	Følsomhedsberegninger	27
5	Omkostninger og gevinster ved varmebesparelser	29
5.1	Energisystemets udvikling	29
5.2	Samfundsøkonomisk overskud	30
6	Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser	31
7	Appendix: Forudsætninger	37

1 Sammenfatning

Det er en politisk målsætning, at Danmark i 2050 skal være et lavemissionssamfund, uafhængigt af fossile brændsler, hvor produktionen af vedvarende energi er tilstrækkelig til at dække det samlede energiforbrug.

Opvarmning af bygninger står i dag for en trediedel af det endelige energiforbrug i Danmark. Nybyggeri har typisk markant lavere energiforbrug end gennemsnittet i den eksisterende bygningsmasse. En række analyser, senest vist i (SBI), 'Varmebesparelser i eksisterende bygninger' fra 2017¹, har påvist, at der også for den eksisterende bygningsmasse er et stort potentiale for at spare energi. Det nøglespørgsmål der søges svar på i denne rapport er, hvor stor en del af dette sparepotentiale, det kan betale sig for det danske samfund at udnytte.



Figur 1. Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser i 2050. Blå kurve: rangering af de samfundsøkonomiske gevinster fra de mest kosteffektive energieffektiviseringsstiltag til de mindst kosteffektive. Det samfundsøkonomiske overskud er illustreret ved den grønne skravering. Det kan ikke samfundsøkonomisk betale sig at gennemføre de varmebesparelser der ligger efter ligevægtpunktet (over x-aksen). (illustreret ved den røde skravering).

¹ SBI rapporten viser et samlet privatøkonomisk besparelspotentiale på 33% mod 2050, og hertil et par procent der ikke vurderes rentable. Yderligere sparepotentialer som 1) mere udbredt anvendelse af mekanisk ventilation 2) Øget automatik og 3) Udvikling og ibrugtagning af A+ vinduer er ikke prissat, og indgår derfor ikke nærværende rapport. Andre analyser, bl.a. "Future Green Buildings, A key to cost-effective sustainable energy systems" fra Aalborg Universitet 2016 inkluderer disse sparepotentialer og opnår derved et højere samlet potentiale (Omkring 40%)

Vores beregninger viser, at det samfundsøkonomisk optimale varmebesparelsesniveau i den eksisterende bygningsmasse er 31% frem mod 2050. Herved bliver Danmarks opvarmningsbehov 43 PJ lavere, end det ellers ville have været under antagelse om, at 20% af den nuværende bygningsmasse rives ned frem mod 2050. Sammenlignet med en reference uden besparelser i den eksisterende bygningsmasse opnås gennem årene samfundsøkonomisk overskud, beregnet til godt 1 mia. kr./år i 2030, stigende til 3,2 mia. kr./år i 2050. Akkumuleret og diskonteret for perioden 2021 – 2050 er der tale om en nutidsværdi på 23 mia. kr i 2020.

I praksis gennemføres dog ofte visse varmebesparelser i forbindelse med renoveringer etc. En opgørelse fra Energistyrelsen³ viser fald i varmekonsumet i eksisterende bygninger på 0,25 procent siden år 2000, hvilket indikerer at ca. 40% af det økonomiske potentiale er nået i praksis (se konklusionsafsnit). Under antagelse om at det er de billigste 40% af det økonomiske sparepotentiale der gennemføres i en reference frem mod 2050, vil der stadig mangle 60% af det økonomiske sparepotentiale. Disse 60% repræsenterer en samfundsøkonomisk gevinst på 1,6 mia. kr./år i 2050, med en nutidsværdi på 12 mia. kr.

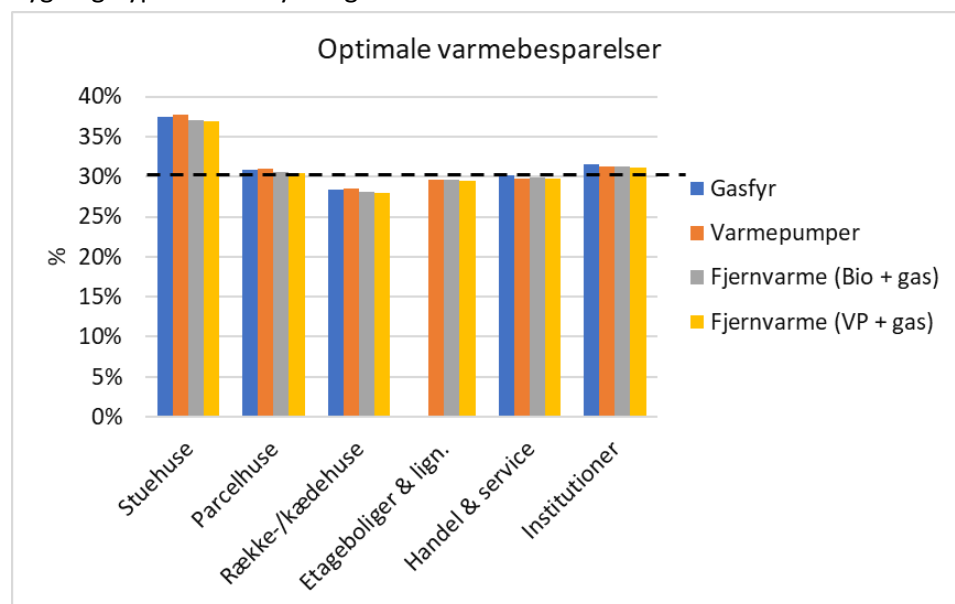
For udvalgte forsyningssteknologier er de sparede forsyningsomkostninger beregnet for dels enfamiliehuse og dels for større bygninger. Beregningerne er udført for 2030 og 2050. De sparede forsyningsomkostninger er ved et lavere opvarmningsbehov i bygningerne end i referencen (uændret opvarmningsbehov) i eksisterende bygninger. Beregningerne er udført for to typer kollektiv forsyning (træfliskedel og varmepumper) og to typer individuel forsyning (gas og varmepumper).

De sparede forsyningsomkostninger ligger i niveauet 80-100 kr./GJ i 2050 og lidt lavere i 2030. Omkostningerne er ca. 20% lavere for kollektiv forsyning end for individuel forsyning. Det er vigtigt at notere, at de sparede forsyningsomkostninger pr. GJ er lavere end de gennemsnitlige omkostninger pr. GJ. Det skyldes, at en væsentlig del af forsyningsomkostningen er faste omkostninger, der kun i mindre omfang er afhængig af forbrugets størrelse i den enkelte ejendom. Dette gælder både installationer i ejendommen og den ledningsbårne forsyning i form af el, gas og fjernvarme.

De sparede forsyningsomkostninger er herefter sammenlignet med, hvad det koster at gennemføre varmebesparelser i eksisterende bygninger som fremlagt i rapporten 'Varmebesparelser i eksisterende bygninger', SBI 2017. Der hvor

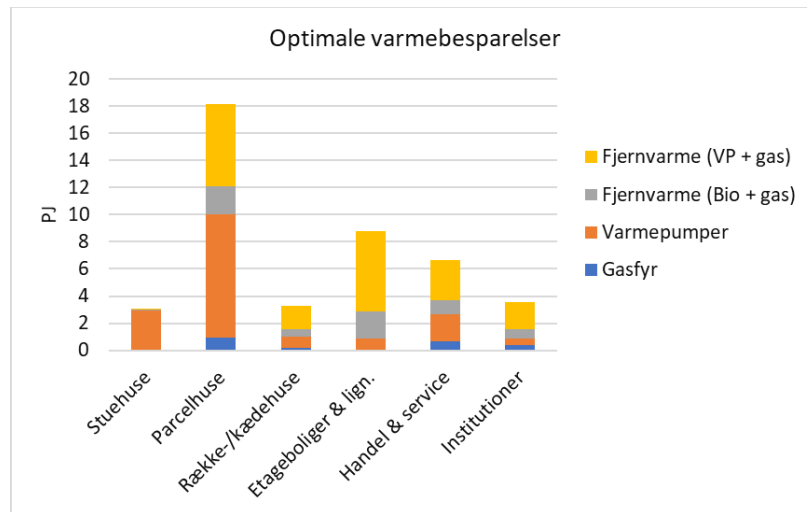
forsyningsbesparelsen netop krydser omkostningskurven for varmebesparelser, ligger det samfundsøkonomiske optimum.

Når forsyningsomkostninger kombineres med bygningstyper (Figur 2) ses det, at det optimale spareniveau for eksisterende bygninger er stort set uafhængig af opvarmningsform. Der er altså generelt ikke grundlag for at differentiere i spareniveau med opvarmningsform som begrundelse. Derimod er det tydeligt, at bygningstypen har betydning.



Figur 2. Optimal varmebesparelse (%) i 2050 for forskellige kombinationer af bygningstyper og varmeforsyningsformer. Den sorte stiplede angiver den gennemsnitlige optimale varmebesparelse for den eksisterende bygningsmasse som helhed (31 %).

At det kan betale sig at "gå længere" med energieffektiviseringen af fx stuehuse end række-/kædehuse skyldes stuehusenes generelt isoleringsmæssige ringere udgangspunkt. Volumen af de optimale varmebesparelser og det samfundsøkonomiske overskud er imidlertid størst i parcelhuse, da disse repræsenterer størstedelen af varmeforbruget for den eksisterende bygningsmasse.



Figur 3. Volumen af optimale varmebesparelser fordelt på bygningstyper.

1.1 Konklusioner

Det samfundsøkonomisk optimale niveau for varmebesparelser frem mod 2050 i den eksisterende bygningsmasse er 31 procent, når der ikke indregnes omkostninger til særlige virkemidler. At nå de 31 procent forudsætter en gennemsnitlig årlig varmebesparelse på 1 procentpoint. Dette vil dog ikke fuldtud slå igennem i energistatistikken, da bygningernes brugere vælger at omsætte en del af energispareindsatsen til øget komfort i stedet for et lavere varmeforbrug. Det kan antages, at øget komfort vælges, når det har mindst lige så høj nytteværdi som et lavere varmeforbrug.

Energistyrelsen vurderede i rapporten "Reboundeffekten for opvarmning af boliger"² fra 2016, at omkring 30 procent af den tekniske besparelse (muligvis mere) omsættes til komfort. Det er altså kun 70 procent af det årlige optimale spareniveau på 1 procentpoint (0,7 procentpoint), som vi kan forvente skal kunne aflæses i energistatistikken som faktiske energibesparelser. Energistatistikken³ viser dog, at nettovarmeforbruget i eksisterende bygninger (opført før år 2000) ikke er faldet med de "optimale" 0,7 procent årligt, men kun med 0,25 procent årligt siden år 2000. Statistikken viser endvidere, at dette fald er helt bremset de seneste år.

De faktiske historiske energibesparelser har altså været under halvdelen af det optimale niveau, beregnet i denne analyse. Konklusionen er derfor, at energispareindsatsen med fordel kan øges naturligvis afhængig af omkostningerne for de virkemidler, som er nødvendige.

² Når et sparetiltag omsættes til komfort fremfor lavere varmeforbrug benævnes det "Reboundeffekt".

³ Reduktion af varmeforbrug i eksisterende boliger, Energistyrelsen 2018, Notits

2 Metode

Analysen er gennemført på baggrund af resultater fra den seneste rapport fra Statens byggeforskningsinstitut (SBI), 'Varmebesparelser i eksisterende bygninger', fra 2017 samt tekniske og økonomiske data for varmeproduktionsteknologier med udgangspunkt, hovedsageligt, i Energistyrelsens seneste teknologikataloger for individuelle varmeproduktionsanlæg og fjernvarmeproduktionsanlæg.

Analysen er inddelt i følgende tre delanalyser:

1. **Delanalyse 1: Marginale forsyningsomkostninger.** En analyse af i hvilket omfang varmesparelser i den eksisterende bygningsmasse kan reducere forsyningsomkostningerne i energisystemet.
2. **Delanalyse 2: Omkostninger ved varmesparelser.** Omkostningerne ved potentialer for varmesparelser i bygningsmassen fra SBI rapporten opstilles for forskellige bygningstyper og forsyningsformer.
3. **Delanalyse 3: Samfundsøkonomisk optimum.** Resultaterne sammenfattes i en MAC-kurve⁴, som beskriver, hvor meget det kan betale sig at energirenovere den eksisterende bygningsmasse før omkostningerne overstiger gevinsterne og altså hvor stor en del af potentialet, som det er samfundsøkonomisk optimalt at indfri.

Metoden for de tre delanalyser beskrives i de følgende afsnit.

2.1 Marginale forsyningsomkostninger

De marginale forsyningsomkostninger er beregnet for 2030 og 2050 og er estimeret for to bygningstyper – Enfamiliehuse og større bygninger. Enfamiliehuse repræsenterer parcelhuse og rækkehuse (og stuehuse), mens større bygninger repræsenterer private og almene etageboliger, offentlige bygninger og erhvervsbygninger.

Gevinsterne af varmesparelser er beregnet for nogle generiske typer af varmeforsyninger, som vurderes at være dominerende i fremtidens energisystem (se Tabel 1).

⁴ Marginal Abatement Cost curve er et almindeligt anvendt politisk værktøj til at angive potentialer og omkostninger ved forskellige tiltag.

Tabel 1. De varmeforsyningstyper der er analyseret i beregningen af marginale forsyningsomkostninger

Kaldenavn	Kort beskrivelse
Gasfyr	Gasfyr fyret med naturgas i 2030 og "grøn" gas i 2050 (individuelt gasfyr for enfamilieshus og større gasfyr for større bygninger)
VP	Eldrevet luft-vand varmepumpe med elpatron til spidslast (individuel varmepumpe for enfamilieshus og et større varmepumpeanlæg for større bygninger)
Fjernvarme Bio + Gas	Fjernvarme primært biomassefyret (træfliskedel) med gaskedel som spidslast (naturgas i 2030 og "grøn" gas i 2050)
Fjernvarme VP + Gas	Fjernvarme primært varmepumpe-drevet (omgivelsesvarme; dvs. udeluft/havvand/søvand som varmekilde) med gaskedel som spidslast (naturgas i 2030 og "grøn" gas i 2050)

Inden for analysens rammer har det været nødvendigt at foretage en afgrænsning fra at regne på træpillefyr og brændeovne, som ellers også kan forventes at udgøre en del af varmeforsyningen i 2050. I analysens afgrænsning ligger også, at det er undladt at regne på hybridløsninger så som varmepumpe-gasfyr-hybridanlæg og kombinationer med fx solvarme.

Det vurderes imidlertid, at de analyserede typer af varmeforsyning giver en rimelig repræsentation af den fremtidige varmeforsyningssammensætning. For hver af de angivne varmeforsyningsteknologier er der lavet beregninger for hhv. enfamiliehuse og større bygninger.

De marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af den eksisterende bygningsmasse afspejler de omkostningsbesparelser hertil, der vil opnås, når der gennemføres varmebesparelser i bygningerne. Der er her anlagt et systemperspektiv, der går fra energiproduktion, over infrastruktur og til varmemeforbrugerne. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk; dvs. ekskl. afgifter, skatter og tariffer, og hvor eksternaliteter fra CO₂-udledning er medtaget i form af CO₂-kvotepriser.

For de analyserede forsyningssteknologier er eksternaliteter fra emissioner af NO_x, SO_x, partikler samt drivhusgasserne CH₄ og N₂O vurderet at være meget lave (ca. 0-1 kr./GJ varme, se baggrundssdata i Appendix afsnit 0), og der er derfor foretaget en afgrænsning fra at inkludere disse i opgørelsen af de marginale forsyningsomkostninger. For brændeovne og træpillefyr, som ikke indgår blandt de analyserede forsyningssteknologier, er eksternaliteterne hidrørende disse emissioner imidlertid ikke ubetydelige (27-28 kr./GJ varme for brændeovne og 7-8 kr./GJ varme for træpillefyr). For brændeovnene er det især partikeludledningen, der er markant.

Betydningen af afgrænsningen fra træpillefyr og brændeovne set i lyset af dette er behandlet i kapitel 6.

Følgende typer af marginale forsyningsomkostninger er medregnet:

- *Direkte omkostninger:* Et lavere varmeforbrug vil reducere brændselsomkostninger, omkostninger til køb af el, CO₂-omkostninger som følge af en reduceret forbrænding af fossile brændsler (her naturgas hvor dette brændsel indgår i opvarmningen) samt eventuelt de variable D&V omkostninger.
- *Effektivitetsforbedringer:* Forbedringer af klimaskærmen vil reducere bygningens varmetab og dermed den fremløbstemperatur i centralvarmesystemet, som er nødvendig for at opretholde en given indetemperatur. For eksisterende huse og større bygninger opvarmet med individuelle varmepumper betyder det, at det temperaturløft som varmepumpen skal levere, kan reduceres⁵. Det vil kunne forbedre virkningsgraden (Coefficient of Performance, COP) for varmepumper og dermed reducere elforbruget yderligere. Effektivitetsforbedringen er indregnet for både varmepumper i enfamiliehuse og i større bygninger samt for varmepumper i fjernvarmesystemet.
- *Elnetomkostninger:* For bygninger med varmepumpebaseret opvarmning vil et reduceret varmebehov resultere i et lavere effektræk på elnettet. Det vil reducere belastningen af elnettet og dermed behovet for netforstærkninger.
- *Reduceret fjernvarmenettab:* Efter gennemførelsen af energireoveringer hos fjernvarmeforbrugerne vil den nødvendige effekt i fjernvarmenettet kunne reduceres. Derved vil temperaturniveauet i nettet (fremløb- og returtemperatur) kunne reduceres, hvilket vil reducere varmetabet fra fjernvarmerørene; dvs. nettabet.
- *Investeringsomkostninger for fjernvarmerør:* Som følge af et lavere varmeforbrug i de fjernvarmeforsynede bygninger vil den nødvendige effekt i fjernvarmenettet kunne reduceres. Derved kan der anlægges rør med mindre rørdimensioner i takt med, at fjernvarmenettet udskiftes. Det vil kunne give en investeringsbesparelse.
- *Investeringsomkostninger for varmeproduktionsanlæg:* Energireoveringer kan reducere den nødvendige kapacitet på varmeproduktionsanlæggene og derved medføre en investeringsbesparelse. Denne gevinst kan realiseres i takt med, at de eksisterende varmeproduktionsanlæg udskiftes efter udtjent levetid. I samme forbindelse kan der for større anlæg opnås en besparelse i de faste D&V omkostninger, der afhænger af kapaciteten.

⁵ For et givet centralvarmesystem (radiatorsystem/gulvvarmesystem), dvs. uændret overfladeareal.

Der forventes et fald i gasforbruget i Danmark frem mod 2050, og det eksisterende gasnet vurderes derfor at være fuldt tilstrækkelig til at håndtere det fremtidige forbrug. I det lys vurderes det som udgangspunkt ikke, at der er en gasnetbesparelse forbundet med marginale reduktioner i gasforbruget som følge af varmebesparelser. Betydningen af at inkludere en gasnetbesparelse er i stedet undersøgt i en følsomhedsberegning.

De konkrete forudsætninger bag beregningerne af de forskellige besparelser er beskrevet i Appendix. De tekniske og økonomiske data for varmeproduktionsteknologierne er som udgangspunkt baseret på Energistyrelsens seneste teknologikataloger for individuelle varmeproduktionsanlæg og fjernvarmeproduktionsanlæg. Derudover er der inddraget øvrige kilder hvor relevant.

2.2 Omkostninger og gevinster ved varmebesparelser

For at finde det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser sammenkædes omkostningerne ved at opnå besparelserne med værdien af varmebesparelser for det fremtidige energisystem.

Statens Byggeforskningsinstitut (SBI) har i efteråret 2017 udgivet en rapport, bestilt af Energistyrelsen, som beregner potentialet for varmebesparelser i den eksisterende bygningsmasse og vurderer de nødvendige investeringer for at opnå potentialet samt rentabiliteten for bygningsejerne. Resultater for potentialer og omkostninger fra SBI-rapporten og det tilhørende regneark benyttes i denne rapport.

SBI-rapportens resultater vedrører den eksisterende bygningsmasse, som inddeles i seks hovedtyper efter anvendelse baseret på BBR. Nærværende analyse benytter ikke SBI-analysens yderligere underopdeling af bygninger i opførelsesår og isoleringsstandard (for nærmere beskrivelse se kapitel 0). Tabel 2 viser sammenhængen mellem de benyttede bygningstyper i delanalyse 1 og delanalyse 2.

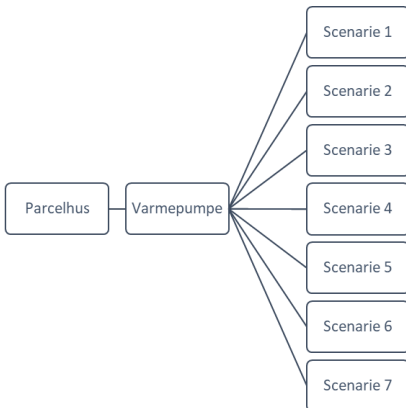
Tabel 2. Bygningstyper

Delanalyse 1	Delanalyse 2
<ul style="list-style-type: none"> • Enfamiliehuse 	<ul style="list-style-type: none"> • Stuehuse • Parcelhuse • Rækkehuse-/kædehuse
<ul style="list-style-type: none"> • Større bygninger 	<ul style="list-style-type: none"> • Etageboliger og lign. • Handel og service • Institutioner

Der benyttes de samme varmeforsyningsformer/varmeproduktionsteknologier som i delanalyse 1 (se Tabel 1).

Det samfundsøkonomiske overskud er beregnet for forskellige energieffektiviseringskombinationer (i alt 368 kombinationsmuligheder) på baggrund af:

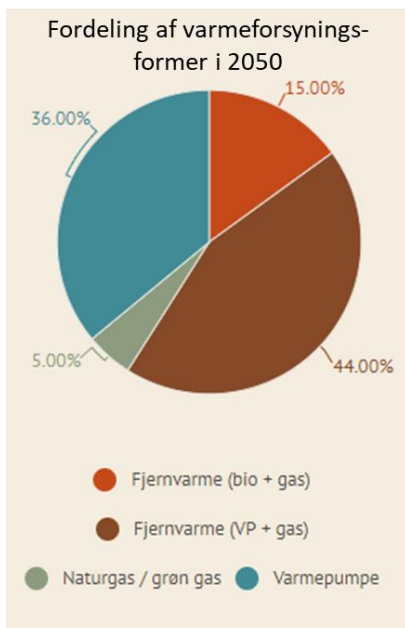
- antagelser om fordelingen af varmeforsyningsformer blandt bygningstyper i 2050,
- omkostningskurver for varmebesparelser baseret på den marginale omkostning (kr./kWh) ved varmebesparelsen i 2050, for hver bygningstype i hvert scenarie af SBI-analysen og
- de marginale forsyningsomkostninger i 2050 (delanalyse 1).



Figur 4. Eksempel på syv energieffektiviseringskombinationer for parcelhuse med varmepumper.

Med energieffektiviseringskombination forstås en kobling af hver bygningstype (stuehus; parcelhus; række-/kædehus; Etageboliger og lign.; Handel og service; Institutioner), med hver forsyningsform (gasfyr; varmepumpe (VP); Fjernvarme Bio + Gas; Fjernvarme VP + Gas) for hvert af de 7 mulige energieffektiviseringsniveauer (scenarie 1-7) i SBI-rapporten. Figur 4 viser et eksempel på sammensætningen af syv beregnede tiltag for parcelhuse med varmepumper.

Fordelingen på varmeforsyningsform for hver bygningstype er opstillet på baggrund af forventninger til energisystemets udvikling frem mod 2050. I overensstemmelse med Energistyrelsens Vind-scenarie og tidligere analyser fra Energinet og Klimakommissionen forventes en mindre udbygning af fjernvarme og en konvertering af olie- og gasfyr til individuelle varmepumper. Figur 5 viser analysens overordnede forventning til fordelingen af varmeforsyningsformer i bygningsmassen i 2050. En mere detaljeret opdeling af nettovarmeforbrug i 2050 fordelt på varmeforsyningsform for hver bygningstype er vist i Tabel 16, kapitel 5.



Figur 5. Antagelser om fordeling af forsyningsformer i 2050.

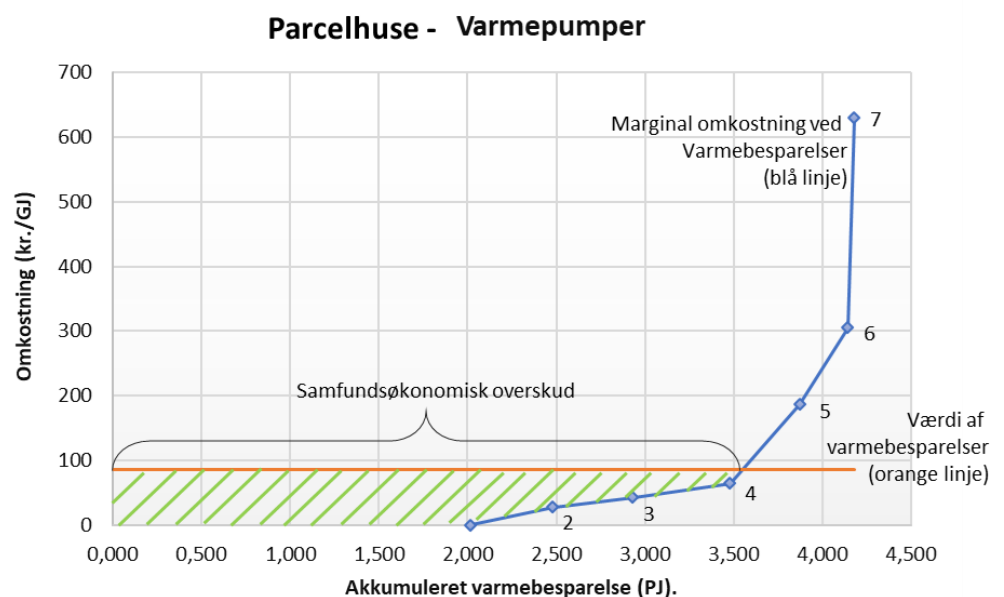
Anvendelse	Bygninger (antal)	Energi (kWh/år m ²)	Energi (TWh/år)
Stuehuse	113.980	126	2,77
Parcelhuse	1.102.462	126	20,50
Række-/kædehuse	244.885	109	4,05
Etageboliger og lign.	102.558	112	10,36
Handel og service	109.180	91	7,72
Institutioner	44.515	104	3,97
Samlet	1.717.580	113	49,4

Tabel 3. Hoveddata for den eksisterende bygningsmasse. Kilde: SBI 2017:16

Der antages endvidere en nedrivningsprocent på 20 % i 2050 (dvs. at 80 % af den eksisterende bygningsmasse står tilbage i 2050).

Omkostningskurverne sammenstilles herefter med de samfundsøkonomiske gevinster ved varmebesparelser for energisystemet (resultater fra delanalyse 1), for at angive det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser for hver bygningstype og deres forsyningsform. Der opstilles kurver for hver af de seks bygningstyper med hver af de fire forsyningsformer, svarende til i alt 24 kurver, som tilsammen beskriver det samfundsøkonomisk optimale niveau for varmebesparelser i 2050.

Figur 6 viser et eksempel på resultaterne fra delanalyse 2. Eksemplet viser det optimale niveau af varmebesparelser i parcelhuse, som forsynes af varmepumper i 2050. De mest kosteffektive renoveringstiltag implementeres først. Den blå linje er omkostningskurven, og altså den marginale omkostning ved varmebesparelser, og den orange linje angiver værdien af varmebesparelsen (gevinsten). Den marginale omkostningskurve er opbygget på baggrund af resultater fra de syv scenarier i SBI-rapporten, angivet ved nummerering i figuren (se scenariebeskrivelserne i Tabel 4). Arealet *under* den orange linje og *over* omkostningskurven viser det samfundsøkonomiske overskud, som i Figur 6 er vist ved den grønne skravering. Ligevægtpunktet, hvor de to kurver mødes, illustrerer det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser. Det kan altså ikke samfundsøkonomisk betale sig at investere i varmebesparelser efter dette punkt.



Figur 6. Forklaring på resultatvisning af det optimale niveau af varmebesparelser i 2050. Marginale forsyningsomkostninger: orange linje. Marginal omkostning ved varmebesparelser: blå linje. Tal på

kurve er scenarienumre fra resultater i SBI-rapport 2017:16. Det samfundsøkonomiske overskud er illustreret ved den grønne skravering. Ligevægtpunktet, hvor de to kurver mødes, illustrerer det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser.

2.3 Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser

Det totale og optimale samfundsøkonomiske niveau for varmebesparelser i bygningsmassen i 2050 findes ved at summere de samfundsøkonomiske gevinster ved varmebesparelser for hver bygningstype og forsyningsform. Resultaterne opstilles herefter i en marginal abatement cost (MAC) kurve⁶, som rangerer de samfundsøkonomiske gevinster fra de mest kosteffektive energieffektiviseringsstiltag til de mindst kosteffektive.

Resultaterne vil pege på det mulige samfundsøkonomiske overskud fra varmebesparelser i mia. kr./år i 2050 og det optimale niveau af varmebesparelser (i pct. og PJ).

⁶ MAC-kurver (Marginal Abatement Cost curves) er et almindeligt anvendt politisk værktøj, som i nærværende opgave anvendes til angivelse af potentialer og omkostninger for de identificerede renoveringstiltag.

3 Energirenovering: omkostninger og potentialer

Dette kapitel beskriver relevante uddrag fra rapporten 'Varmebesparelse i eksisterende bygninger', som er udarbejdet af Statens Byggeforskningsinstitut i 2017. Flere af rapportens resultater indgår i nærværende rapport som vigtige bidrag til at bestemme det samfundsøkonomisk optimale niveau for varmebesparelser.

SBi-rapporten udregner potentialet for varmebesparelser i den eksisterende bygningsmasse i syv energieffektiviseringsscenarier, som dækker forskellige niveauer af renovering af bygningers klimaskærm frem til 2050. For hvert scenarie øges energieffektiviseringsniveauet for bygningsmassen ved, at der udføres forskellige energieffektiviserings tiltag. De mest kosteffektive renoveringstiltag implementeres først, og ingen tiltag fjernes, når først de har indgået i et tidligere scenarie, hvilket vil sige, at der for hvert scenarie tillægges nye tiltag og/eller eksisterende tiltag udbygges.

Scenarie 1 svarer til den basale renovering, hvor mindstekrav til indeklima og byggeteknik er opfyldt, og scenarie 7 svarer til en situation, hvor alle forudgående tiltag indgår, og hvor konstruktioner i bygningsmassen når deres slut-isoleringsniveau. Scenarie 5 svarer til opfyldelse af dagens krav i bygningsreglementet⁷ og betragtes som en reference i SBi-rapporten. Den forventede varmebesparelse ved scenarie 5 forventes at være på 33%. Tabel 4 viser en oversigt over de syv energieffektiviseringsscenarier fra SBi-rapporten samt de forventede resulterende varmebesparelser.

Tabel 4. Oversigt over energieffektiviseringsscenarierne. Kilde: SBi 2017:16

Scenarie #	Simpelt overblik over scenarieindhold
0	Udgangspunkt uden tiltag
1	Minimum ved basal renovering af bygningsdelene til byggeteknisk acceptabel standard
2	Scenarie 1 + Isolering af tomme hulmure
3	Scenarie 2 + Vinduer med energimærke A
4	Scenarie 3 + Nogen isolering på loft og tag
5	Sædvanlig god praksis for isolering ved renovering (heri indeholdt scenarie 4)
6	Energifokus ved isolering af renoverede bygningsdele (heri indeholdt scenarie 5)
7	Scenarie 6 + efterisolering af loft og tag som er isoleret svarende til scenarie 6

⁷ Scenarie 5 svarer til overholdelse af Bygningsreglements krav til klimaskærmen ved renovering og 10 % stigning i arealet med mekanisk ventilation og varmegenvinding.

Den eksisterende bygningsmasse

SBi-rapportens resultater vedrører den eksisterende bygningsmasse, som inddeles i følgende seks hovedtyper efter anvendelse baseret på BBR:

- Stuehuse
- Parcelhuse
- Rækkehuse-/kædehuse
- Etageboliger og lign.
- Handel og service
- Institutioner

De seks bygningstyper underopdeles yderligere efter bygningernes opførelsessår, klimaskærmens isolering⁸ samt bygningernes varmebehov⁹. Nærværende analyse benytter ikke SBi-analysens underopdeling i opførelses år og isoleringsstandard.

Energieffektiviseringstiltag

De nødvendige tiltag for at opfylde mindstekrav afhænger af bygningsdel og bygningskonstruktion, hvorfor SBi-analysen antager forskellige mindstekrav til fx isolering, energimærkning mm. Tagkonstruktioner, ydervægge, gulve, vinduer og ventilation er de overordnede konstruktionstyper, som indgår i SBi-analysen. Tabel 5 viser opdelingen af bygningskonstruktioner.

Tabel 5. Opdeling af konstruktioner efter konstruktionstype. Kilde: SBi 2017:16

Facader	Gulve
<ul style="list-style-type: none">• Ydervægge• Hule ydervægge• Massive ydervægge• Lette ydervægge• Hule vægge mod uopvarmet rum• Massive vægge mod uopvarmet rum• Lette vægge mod uopvarmet rum• Kælder-ydervægge	<ul style="list-style-type: none">• Gulve• Terrændæk• Krybekælder• Kældergulv• Terrændæk med gulvvarme• Krybekælder med gulvvarme
Tag	Vinduer
<ul style="list-style-type: none">• Tag og loft• Loft• Fladt tag• Loft til kip	<ul style="list-style-type: none">• Vinduer, ovenlys og døre• Vinduer• Ovenlys• Yderdøre

⁸ Klimaskærmens isolering: udtrykt ved det dimensionerende transmissionstab gennem klimaskærmen i W/m²-klimaskærm eksklusive vinduer og døre (SBI-2017:16).

⁹ Varmebehov: estimeret med udgangspunkt i hver kategori (bygningstype, opførelsesår og isoleringsstandard) gennemsnitlige varmeforbrug, hvorefter varmeforbruget efterfølgende er ekstrapoleret til det samlede etageareal registreret i BBR inden for hver kategori (SBI-2017:16).

Bygningsdelenes tilstand afgør, hvornår der renoveres, hvilket vil sige, at det antages, at fx vinduer udskiftes, når de er nedbrudte. Endvidere antager rapporten forskellige gennemførelsesgrader for hver konstruktion, som renoveres frem til 2050. Gennemførelsesgraden er i de fleste tilfælde 100 pct., fx for tage og vinduer, som qua deres levetid forventes at skulle renoveres inden 2050. For nogle konstruktioner er gennemførelsesgraden sat lavere til mellem 30 til 50 pct., hvilket fx er tilfældet for massive ydervægge, hvor gennemførelsesgraden er 50 pct. for vægge med en isoleringsgrad (U-værdi) dårligere end 1,5 W/K m² i beton og énstens tegn uden isolering. Appendix 0 viser i hvilke scenarier, hvilke renoveringstiltag udføres for de forskellige konstruktionstyper.

Investeringsbehov

SBi-rapporten inddeler renoveringsinvesteringerne i to kategorier: en basisinvestering og en energiinvestering. Basisinvesteringen svarer til renoveringsniveauet i scenarie 1, altså de krævede investeringsomkostninger for at opnå en basal renovering af bygningsdelene. Basisinvesteringen opgøres til 727 mia. kr. Energiinvesteringen dækker derimod over investeringsomkostningerne ved alle yderligere tiltag i scenarie 2-7, hvis primære formål er at opnå varmebesparelser.

Tabel 6 viser hovedresultaterne fra SBi-rapporten. Energiinvesteringen i mia. kr. er opgjort i forhold til scenarie 1 (basisinvesteringen).

Tabel 6. Hovedresultater for de 7 scenarier. Kilde: SBi 2017:16

	Varmebesparelser	Varmebesparelse	Energiinvestering	Annueret energiinvestering
	TWh/år	pct.	Mia. kr.	Kr./KWh
Scenarie 1	8,8	17,8	0,0	0,00
Scenarie 2	10,0	20,3	2,7	0,10
Scenarie 3	12,9	26,2	10,2	0,13
Scenarie 4	14,7	29,8	18,0	0,16
Scenarie 5	16,3	33,0	40,6	0,28
Scenarie 6	17,4	35,2	64,7	0,38
Scenarie 7	17,7	35,8	76,2	0,43

Økonomien ved investering i varmebesparelser i den eksisterende bygningsmasse opgøres både samfunds- og privatøkonomisk. De privatøkonomiske beregningsforudsætninger og -resultater benyttes ikke i denne rapport, da fokus udelukkende er samfundsøkonomisk.

Yderligere detaljer for SBi-rapportens antagelser om bygningsmassen og de forskellige renoveringstiltag vil ikke blive nærmere belyst i denne rapport.

4 Marginale forsyningsomkostninger

I dette kapitel præsenteres de beregnede marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af bygninger; afhængig af bygningstypen og varmforsyningsteknologien. Først præsenteres beregningerne for enfamiliehuse i afsnit 4.1 og dernæst beregningerne for større bygninger i afsnit 4.2. De marginale forsyningsomkostninger er opgjort per GJ varme an forbruger.

De marginale forsyningsomkostninger er opdelt på følgende kategorier:

- Brændselsomkostning
- Elomkostning
- CO₂-omkostning
- Variabel D&V
- Elnetomkostning
- Investering
- Fast D&V

For fjernvarmecasene er det forudsat, at temperaturniveauet i fjernvarmenettet kan reduceres som følge af energireoveringer hos fjernvarmebrugere, og at nettabet derved kan reduceres (se evt. afsnit 0). Dette bidrager til at reducere brændselsomkostningerne, elomkostningerne og investeringsomkostningerne mv., da et lavere nettab både reducerer bruttovarmebehovet (an fjernvarmenet) og den nødvendige fjernvarmeproduktionskapacitet. Denne besparelse er dermed ikke vist særskilt.

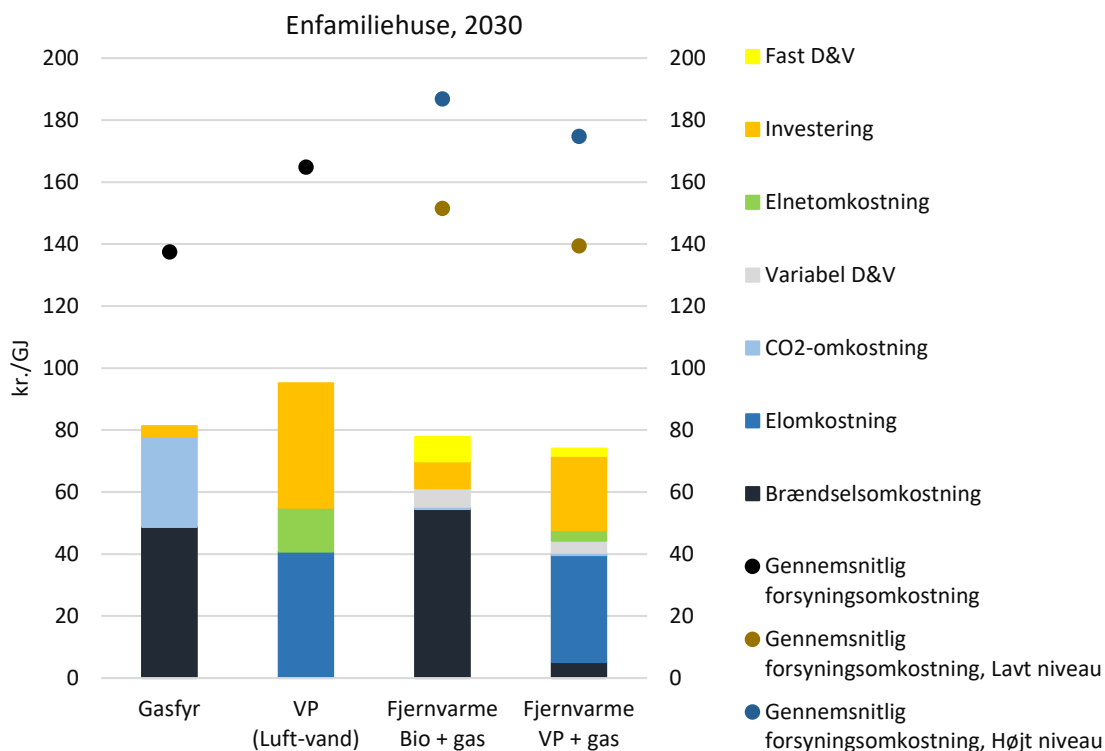
Desuden er det som nævnt indregnet, at virkningsgraden (COP) for varmepumper efter energireoveringerne kan forbedres som følge af en lavere fremløbstemperatur. Dette bidrager til at reducere elomkostningerne og elnetomkostningerne; udover selve reduktionen i varmebehovet. Effekten af COP-selve forbedringen er således ikke vist særskilt.

For fjernvarmecasene indgår besparelsen i investeringsomkostninger for fjernvarmerør som en del af den samlede investeringsbesparelse; der også omfatter investeringsbesparelsen for produktionsanlæg (og en eventuel besparelse i fjernvarmeinstallationer). De indregnede besparelser i investeringsomkostninger for fjernvarmenettet er foretaget for et fjernvarmeområde med et medianprisniveau hvad angår anlægningsomkostninger.

Yderligere forudsætninger er angivet i Appendix.

4.1 Enfamiliehuse

De marginale forsyningsomkostninger er vist i Figur 7 for enfamiliehuse i 2030 afhængig af opvarmningsformen (søjlerne). Til sammenligning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger vist (prikkerne).



Figur 7. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2030 afhængig af opvarmningsformen (søjlerne). Til sammenligning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger vist (prikkerne). Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

De gennemsnitlige forsyningsomkostninger afspejler de gennemsnitlige omkostninger forbundet med varmekonsumet udtrykt per GJ (også kaldet *Levelised Cost of Energy*). Denne type opgørelse anvendes i mange sammenhænge til at vurdere hvilke teknologier, der er mest økonomisk fordelagtige. Det ses, at blandt de analyserede varmekonsumformer har gasfyr de laveste samfundsøkonomiske gennemsnitlige omkostninger i 2030. Det samfundsøkonomiske konkurrenceforhold mellem individuelle varmepumper (luft-vand) og fjernvarme afhænger som vist af de lokale omkostninger for fjernvarmeudbygningen. Ved et lavt prisniveau for fjernvarmeudbygningen svarende til en høj energitæthed og/eller lave graveomkostninger er fjernvarmen billigst. Omvendt er varmepumpe-løsningen billigst i områder med et højt prisniveau for fjernvarmeudbygningen svarende til et område med lav energitæthed og/eller høje graveomkostninger.

De marginale forsyningsomkostninger afspejler hvor stor en samfundsøkonomisk besparelse, der kan opnås ved at reducere varmekonsumet i bygningerne; her udtryk i kr. per GJ varmbehovet reduceres med. I en situation hvor alle forsyningsomkostningerne ville blive reduceret proportionalt med de gennemførte varmebesparelser, ville de marginale forsyningsomkostninger svare til de gennemsnitlige forsyningsomkostninger. For en given bygningstype og varmeforsyningsform ville søjlen på figuren dermed nå op til prikken. Det ses imidlertid, at de marginale forsyningsomkostninger en del lavere end de gennemsnitlige forsyningsomkostninger. Det skyldes, at nogle af omkostningerne vil være upåvirkede af varmebesparelserne, og at nogle af omkostningerne kun delvist vil blive reduceret. Dette forklares nærmere i det følgende.

Eksempelvis vurderes det ikke, at der vil være nogen besparelse i D&V omkostningerne for individuelle gasfyr og varmepumper, som følge af en varmebesparelse. Der vil stadig være behov for at efterse varmeanlægget med samme frekvens; fx en gang om året, afhængig af den serviceaftale forbrugeren har. Derudover vil investeringsomkostningen for de individuelle varmeanlægge ikke kunne reduceres proportionalt med varmebesparelsen. Det skyldes, at der for anlæg af denne størrelse er en startomkostning og dernæst en meromkostning per kW (se kurverne for sammenhængen mellem kapacitet og investeringsomkostning i Appendix). Dertil er der for huse med fjernvarmeforsyning er der ud fra data i teknologikataloget ikke indregnet nogen besparelse på investeringsomkostningen på selve brugerinstallationen. Endelig "slår varmebesparelsen ikke fuldt igennem" på fjernvarmenettabet, hvilket betyder, at alle sparede omkostninger for fjernvarmen bliver noget lavere end de gennemsnitlige omkostninger.

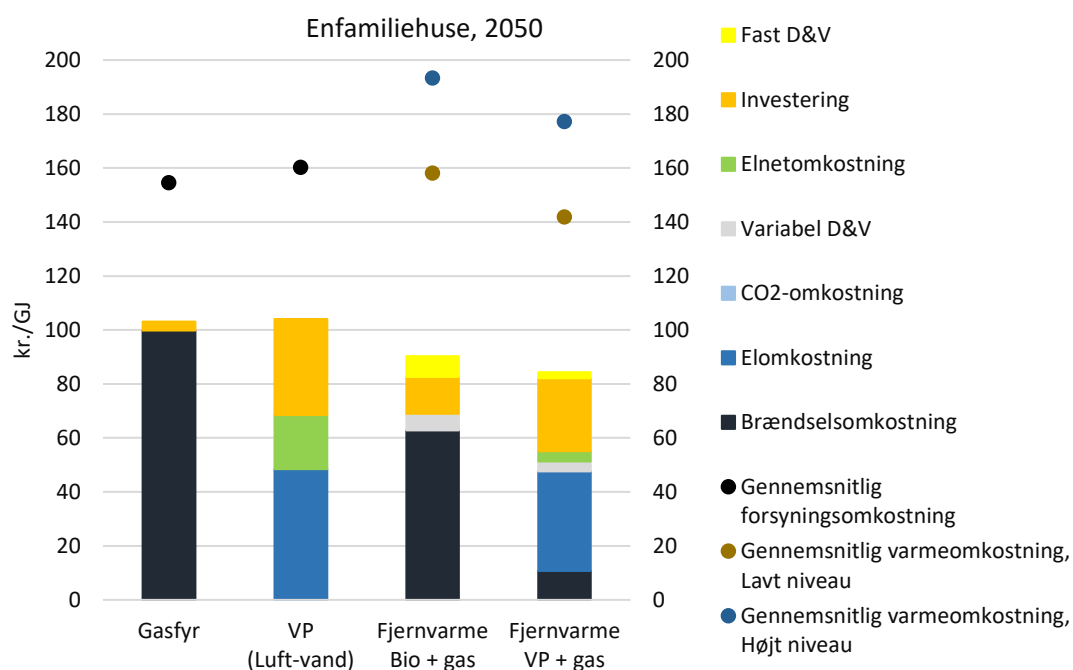
Når man sammenligner de marginale forsyningsomkostninger i 2030 for de forskellige varmeforsyningsformer ses det, at de er størst for huse med varmepumper (95 kr./GJ) og lavest for huse med fjernvarme (74-78 kr./GJ). Alt andet lige betyder, dette at det i 2030 samfundsøkonomisk kan svare sig at gennemføre en højere procentvis varmebesparelse i huse med varmepumper end i huse med fjernvarme. Hvorvidt denne effekt er synlig i det store billede afhænger dog af hvor stor en variation der er i selve omkostningerne for at realisere varmebesparelserne afhængig af bygningstype mv. Dog er der ikke så store forskelle i gevinsten af varmebesparelser afhængig af opvarmningsformen.

Det skal fremhæves, at for individuelle varmepumper udgør investeringsbesparelsen en stor del af den sparede energiomkostning. Denne besparelse indtræder først i

den situation, hvor varmepumpeejeren skal udskifte anlægget og kan dermed ikke indregnes på helt kort sigt.

I huse med gasfyr er det derimod den direkte besparelse i form af mindre brændsels- og CO₂-omkostninger, der er betydelig. Besparelsen i form af CO₂-omkostninger er betragtelig, da der er forudsat en kvotepris på 500 kr./ton uden for kvotesektoren, hvilket omfatter individuelle naturgasfyr. De marginale forsyningsomkostninger ses at være relativt lave for huse med fjernvarme, hvilket primært skyldes storskalafordele.

Figur 8 viser de marginale forsyningsomkostninger ved energirenovering af enfamiliehuse i 2050.



Figur 8. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2050 afhængig af opvarmningsformen (søjlerne). Til sammenligning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger vist (prikkerne). Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

Den største forskel i forhold til resultaterne for 2030 er, at værdien af varmebesparelser i huse med gasfyr er en del højere (103 kr./GJ i 2050 forhold til 83 kr./GJ i 2030). Det skyldes primært den forudsatte anvendelse af "grøn" gas i gasfyrene frem for naturgas. Prisen på "grøn" er her som nævnt prissat til naturgasprisen plus CO₂-prisen, som er forventet at stige til ca. 750 kr./ton i 2050.

I 2050 kan der som vist opnås ca. samme sparede forsyningsomkostning ved energirenovering i huse med gasfyr som i huse med varmepumper.

De marginale og de gennemsnitlige forsyningsomkostninger for enfamiliehuse i 2030 er også vist på tabelform (se Tabel 7 og Tabel 8).

Tabel 7. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2030 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	48,8	-	54,5	5,2
Elomkostning	-	40,8	-	34,5
CO ₂ -omkostning	29,1	-	0,7	0,7
Variabel D&V	-	-	6,1	3,9
Gasnetomkostning	-	-	-	-
Elnetomkostning	-	14,1	-	3,5
Investering	3,4	40,3	8,7	24,0
Fast D&V	-	-	7,8	2,4
Omkostningsbesparelse i alt	81	95	78	74

Tabel 8. Gennemsnitlige forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2030 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	48,8	-	60,6	5,7
Elomkostning	-	33,3	-	29,7
CO ₂ -omkostning	29,1	-	0,8	0,8
Variabel D&V	-	-	19,2	16,8
Gasnetomkostning	10,5	-	1,2	1,2
Elnetomkostning	-	22,6	-	4,5
Investering	25,7	79,0	55,4-90,7	72,4-107,7
Fast D&V	23,4	30,0	14,2	8,2
Total, Median	137	165	169	157
Total, Lavt niveau			152	139
Total, Højt niveau			187	175

Tilsvarende opgørelser for 2050 er vist på Tabel 9 og Tabel 10.

Tabel 9. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2050 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

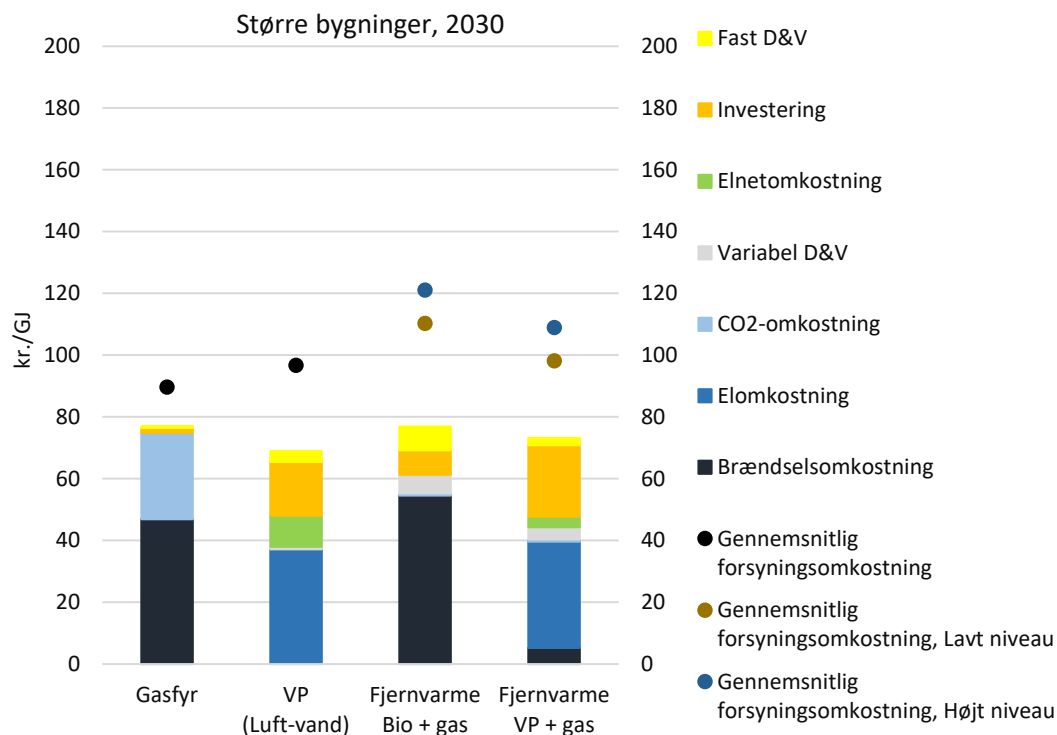
kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	99,7	-	62,8	10,7
Elomkostning	-	48,5	-	36,9
CO ₂ -omkostning	-	-	-	-
Variabel D&V	-	-	6,1	3,7
Gasnetomkostning	-	-	-	-
Elnetomkostning	-	20,0	-	3,8
Investering	3,4	35,6	13,7	27,0
Fast D&V	-	-	7,7	2,2
Omkostningsbesparelse i alt	103	104	90	84

Tabel 10. Gennemsnitlige forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af enfamiliehuse i 2050 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	99,7	-	69,8	11,9
Elomkostning	-	39,5	-	31,8
CO ₂ -omkostning	-	-	-	-
Variabel D&V	-	-	19,3	16,6
Gasnetomkostning	10,4	-	1,2	1,2
Elnetomkostning	-	22,0	-	3,8
Investering	23,2	70,6	54,2-89,5	69,0-104,3
Fast D&V	21,3	28,1	13,6	7,5
Total, Median	155	160	176	160
Total, Lavt niveau			158	142
Total, Højt niveau			193	177

4.2 Større bygninger

De marginale forsyningsomkostninger for større bygninger i 2030 er vist på Figur 9.



Figur 9. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2030 afhængig af opvarmningsformen (søjlerne). Til sammenligning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger vist (prikkerne). Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

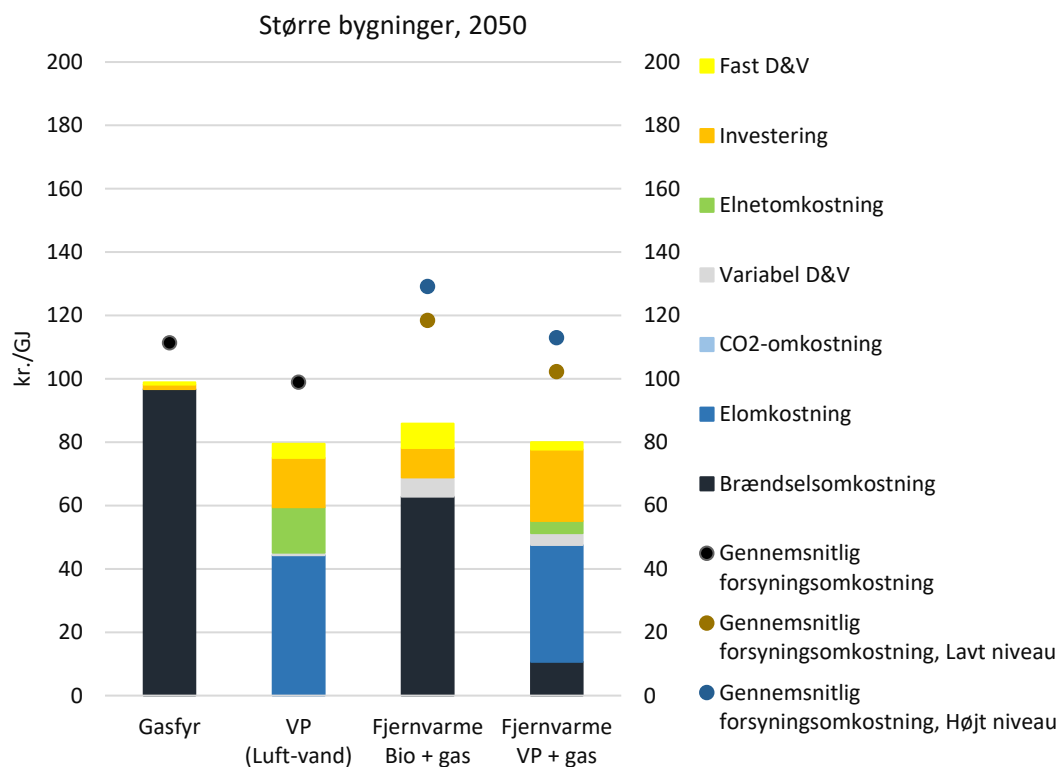
Det ses, at for bygninger opvarmet med varmepumper er de sparede energiomkostninger ved energirenovering lavere i større bygninger (69 kr./GJ) end i enfamiliehuse (95 kr./GJ). Det skyldes primært, at varmepumpeanlæg til større bygninger er billigere per kW som følge af storskalafordele (der er tale om et anlæg med 40 gange større kapacitet: 400 kW i forhold til 10 kW). Derfor er der ikke lige så meget at spare ved at reducere kapaciteten.

For gasfyret opvarmning er de totale varmeomkostninger per GJ også betydeligt lavere for større bygninger end for enfamiliehuse; igen som følge af storskalafordele. Imidlertid er den marginale investeringsomkostning per kW dog lav, som det ses af investeringsvarmebesparelsen.

For fjernvarmebaseret opvarmning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger en del lavere for større bygninger end for enfamiliehuse, hvilket skyldes lavere D&V omkostninger til selve fjernvarmeinstallationer hos forbrugerne (for større

bygninger er der færre fjernvarmeinstallationer per varmeforbrug end for enfamiliehuse).

Figur 10 viser, at det overordnede billede er nogenlunde det samme i 2050. En af de tydeligste ændringer er, at de marginale forsyningsomkostninger i bygninger med gasfyr er højere i 2050 end i 2030 (som tilfældet var for enfamiliehuse).



Figur 10. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2050 afhængig af opvarmningsformen (søjlerne). Til sammenligning er de gennemsnitlige forsyningsomkostninger vist (prikkerne). Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

Figurresultaterne for større bygninger i 2030 er også vist på tabelform i Tabel 11 og Tabel 12.

Tabel 11. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2030 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	46,9	-	54,5	5,2
Elomkostning	-	37,1	-	34,5
CO ₂ -omkostning	27,9	-	0,7	0,7
Variabel D&V	-	0,9	6,1	3,9
Gasnetomkostning	-	-	-	-
Elnetomkostning	-	10,1	-	3,5
Investering	1,6	17,4	7,8	23,1
Fast D&V	0,7	3,5	7,8	2,4
Omkostningsbesparelse i alt	77	69	77	73

Tabel 12. Gennemsnitlige forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2030 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	46,9	-	60,6	5,7
Elomkostning	-	30,3	-	29,7
CO ₂ -omkostning	27,9	-	0,8	0,8
Variabel D&V	-	0,9	19,2	16,8
Gasnetomkostning	10,1	-	1,2	1,2
Elnetomkostning	-	16,3	-	4,5
Investering	3,3	45,2	19,5-30,3	36,5-47,3
Fast D&V	1,4	4,1	8,9	2,8
Total, Median	90	97	116	104
Total, Lavt niveau			110	98
Total, Højt niveau			121	109

Tilsvarende opgørelser for 2050 er angivet i Tabel 13 og Tabel 14.

Tabel 13. Marginale forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2050 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	96,8	-	62,8	10,7
Elomkostning	-	44,3	-	36,9
CO ₂ -omkostning	-	-	-	-
Variabel D&V	-	0,8	6,1	3,7
Gasnetomkostning	-	-	-	-
Elnetomkostning	-	14,4	-	3,8
Investering	1,4	15,5	9,3	22,6
Fast D&V	0,7	4,5	7,7	2,2
Omkostningsbesparelse i alt	99	79	86	80

Tabel 14. Gennemsnitlige forsyningsomkostninger forbundet med opvarmning af større bygninger i 2050 afhængig af opvarmningsformen og opdelt på omkostningskategorier. Omkostningerne er opgjort samfundsøkonomisk per GJ varme an forbruger.

kr./GJ varme	Gasfyr	VP (Luft-vand)	Fjernvarme Bio + gas	Fjernvarme VP + gas
Brændselsomkostning	96,8	-	69,8	11,9
Elomkostning	-	36,2	-	31,8
CO ₂ -omkostning	-	-	-	-
Variabel D&V	-	0,8	19,3	16,6
Gasnetomkostning	10,1	-	1,2	1,2
Elnetomkostning	-	15,9	-	3,8
Investering	3,0	40,7	19,3-30,1	34,2-45,0
Fast D&V	1,4	5,3	8,7	2,7
Total, Median	111	99	124	108
Total, Lavt niveau			118	102
Total, Højt niveau			129	113

4.3 Følsomhedsberegninger

For at undersøge robustheden af de marginale forsyningsomkostninger er der gennemført en række følsomhedsberegninger.

Som udgangspunkt er det ikke forudsat, at der ved varmebesparelser i bygninger med gasfyr kan opnås lavere omkostninger til forstærkninger og drift af gasnettet. Hvis der antages en gasnetbesparelse svarende til gastariffen ekskl. *sunk cost* vil de marginale forsyningsomkostninger i enfamiliehuse og større bygninger øges med ca. 10 kr./GJ (fra fx 81 kr./GJ til 92 kr./GJ i enfamiliehuse i 2030).

Prisen på "grøn" gas i 2050 er som nævnt prissat til 100 kr./GJ hvilket afspejler den forventede naturgaspris inkl. CO₂-omkostningen for den antagne kvotepris på ca. 750 kr./ton. Det er dog ikke sikkert at "grøn" gas (biogas) kan produceres og distribueres til 100 kr./GJ. Hvis prisen på "grøn" gas er 140 kr./GJ i 2050 så stiger de marginale forsyningsomkostninger i huse/bygninger med gasfyr fra 99-103 kr./GJ til 139-145 kr./GJ.

Store varmepumper til fjernvarme placeres ikke i lavspændingsnet som varmepumper i huse og større bygninger, og påfører derfor ikke elnettet lige så stor belastning. Samtidig kan varmepumperne ved balancering af elforbrug og varierende lokal elproduktion fra vindkraft og solceller bidrage til at reducere belastninger i elnettet. Samlet set kunne man derfor forestille sig, at de store varmepumper ved den rette drift kan påføre kun begrænsede eller ingen elnetomkostninger (til investeringer og drift). Hvis det antages, at varmepumperne ud fra en nettobetragtning ikke påfører elsystemet nogen øget netomkostning, reduceres de marginale forsyningsomkostninger i områder med varmepumpebaseret fjernvarme med 3 kr./GJ (i 2030 fra 74 kr./GJ til 71 kr./GJ og i 2050 fra 84 kr./GJ til 81 kr./GJ).

5 Omkostninger og gevinster ved varmebesparelser

Dette kapitel sammenkæder SBI-rapportens resultater for omkostninger ved at opnå varmebesparelser med de marginale forsyningsomkostninger beregnet i delanalyse 1. Resultaterne benyttes herefter i delanalyse 3, til at finde det samlede samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser i 2050.

5.1 Energisystemets udvikling

Tabel 15 viser varmforsyningen til eksisterende bygninger i dag, opgjort som andel af etageareal med hhv. fjernvarme, naturgas, olie, varmepumpe eller andet for de forskellige bygningstyper.

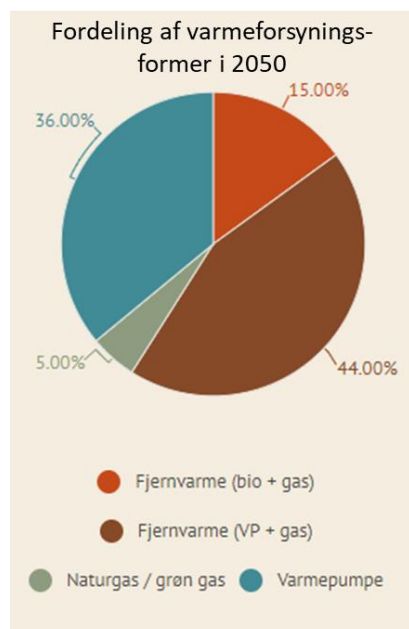
Tabel 15. Andel af etageareal med forskellig type varmforsyning for nuværende varmforsyning til den eksisterende bygningsmasse. Kilde: SBI 2017:16.

Andel af antal bygninger med forskellig type varmforsyning					
	Fjernvarme	Naturgas	Olie	Varmepumpe	Andet
Stuehuse	1,8	2,6	45,8	10	39,8
Parcelhuse	44	24	14,9	3,6	15,5
Række-/kædehuse	65,7	21,4	3,7	0,9	8,2
Etageboliger & lign.	77,2	9,3	6,5	0,7	6,4
Handel & service	35,8	12,6	12,8	1,1	37,7
Institutioner	46,4	15,3	10,2	1,1	27

Det forventes, i overensstemmelse med Energistyrelsens Vind-scenarie og tidligere analyser fra Energinet og Klimakommissionen, at der i 2050 er sket en mindre udbygning af fjernvarme og en konvertering af olie- og gasfyr til individuelle varmepumper. Figur 11 viser analysens overordnede forventning til fordelingen af varmforsyningsformer i bygningsmassen i 2050. Analysens benyttede opdeling af nettovarmeforbrug i 2050 fordelt på varmforsyningsform for hver bygningstype er vist i Tabel 16.

Tabel 16. Nettovarmeforbrug i 2050 fordelt på varmforsyningsform for hver bygningstype.

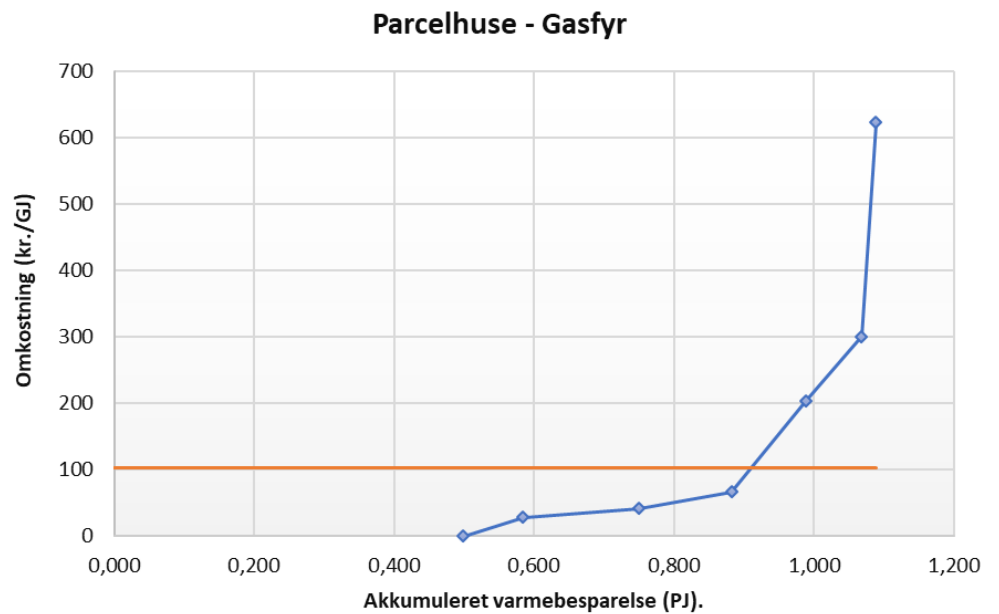
	Naturgas / grøn gas	Varmepumpe	Fjernvarme (Bio + gas)	Fjernvarme (VP + gas)	Olie
Stuehuse	2%	96%	0%	1%	0%
Parcelhuse	5%	50%	11%	34%	0%
Række-/kædehuse	5%	25%	18%	53%	0%
Etageboliger & lign.	0%	10%	23%	68%	0%
Handel & service	10%	30%	15%	45%	0%
Institutioner	10%	15%	19%	56%	0%



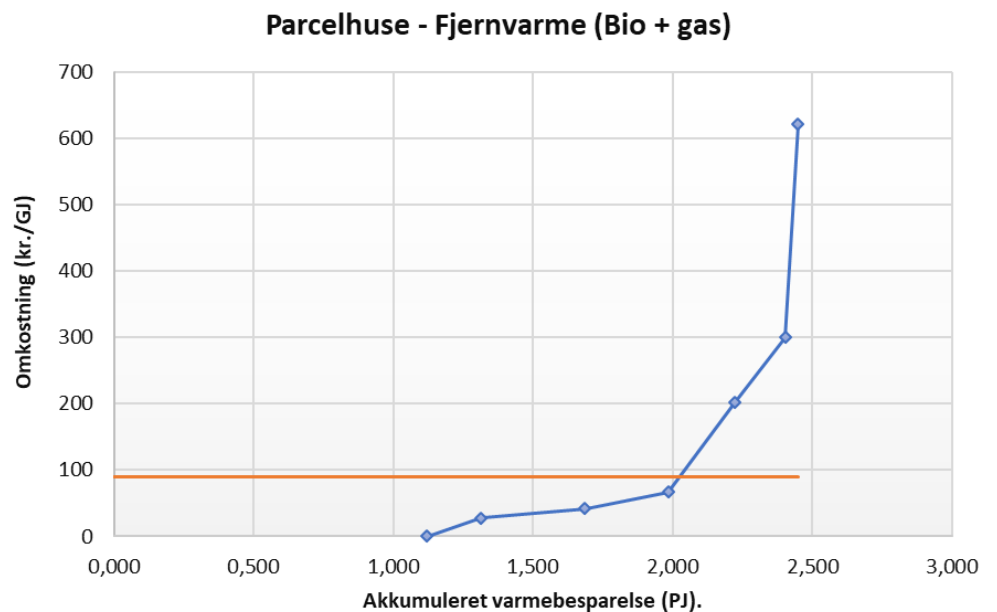
Figur 11. Antagelser om fordeling af forsyningsformer i 2050.

5.2 Samfundsøkonomisk overskud

Der er opstillet kurver for hver af de seks bygningstyper med hver af de fire forsyningsformer, svarende til i alt 24 kurver. Det samfundsøkonomiske overskud er herefter beregnet for alle kombinationer af henholdsvis bygningstype; forsyning og energieffektiviseringsscenario. To af de 24 kurver er vist i Figur 12 og Figur 13. Ligevægtpunktet, hvor de to kurver mødes, illustrerer det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser for parcelhuse med hhv. gasfyr og fjernvarme (bio + gas).



Figur 12. Optimale niveau af varmebesparelser i 2050 for parcelhuse med gasfyr.

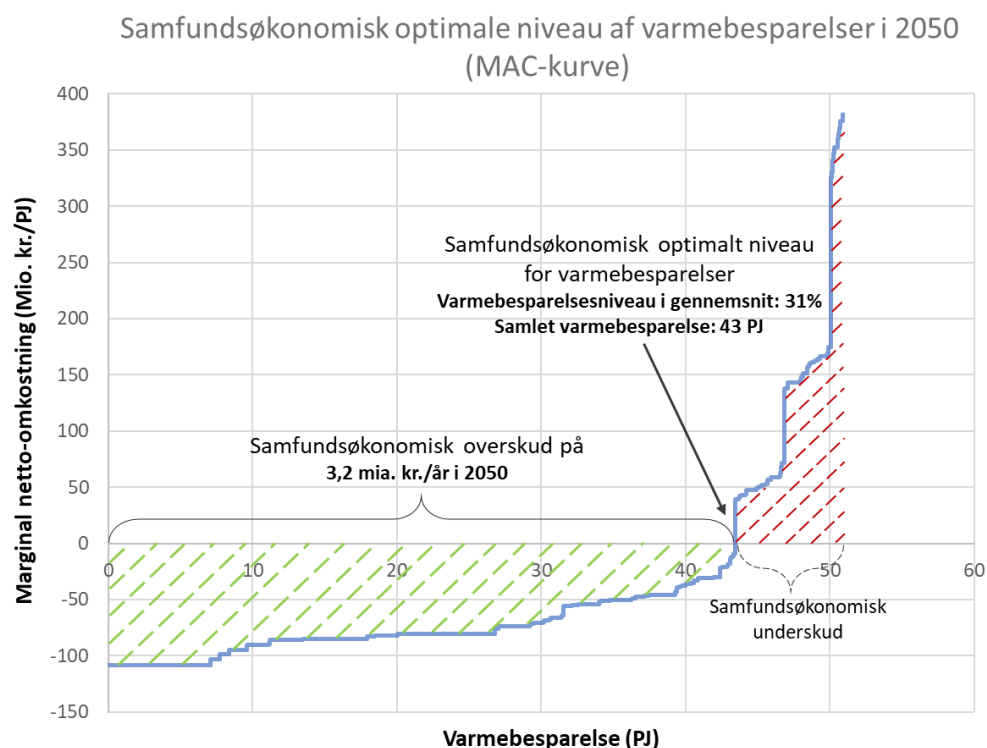


Figur 13. Optimale niveau af varmebesparelser i 2050 for parcelhuse med fjernvarme (bio + gas)..

6 Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser

Dette kapital sammenfatter resultaterne fra de to første delanalyser i en MAC-kurve, som beskriver hvor meget det kan betale sig at energieffektivisere klimaskærmen i eksisterende bygningsmasse før omkostningerne overstiger gevinsterne og altså, hvor stor en del af potentialet, som det er samfundsøkonomisk optimalt at indfri.

Analysen finder, at det samfundsøkonomisk optimale varmebesparelsesniveau i gennemsnit ligger på 31%, hvilket svarer til en samlet varmebesparelse på 43 PJ i 2050 og et samfundsøkonomisk overskud på 3,2 mia. kr./år i 2050. Antages en lineær udvikling og at vi når en tredjedel af vejen de næste 12 år, vil det samfundsøkonomiske overskud være på 1,1 mia. kr. /år i 2030.



Figur 14. Samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser i 2050 (MAC-kurve). Blå kurve: rangering af de samfundsøkonomiske gevinster fra de mest omkostningseffektive energieffektiviseringsstiltag til de mindst omkostningseffektive. Det samfundsøkonomiske overskud er illustreret ved den grønne skravering. Ligevægtspunktet, hvor kurven krydser nul, illustrerer det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser. Herefter, kan det ikke samfundsøkonomisk betale sig at investere i varmebesparelser, da det vil resultere i et samfundsøkonomisk underskud (illustreret ved den røde skravering).

I Figur 14 er resultaterne fra delanalyse 1 og 2 samlet i en marginal abatement cost (MAC) kurve¹⁰, hvor de samfundsøkonomiske gevinster er opstillet fra de mest kosteffektive energieffektiviseringsstiltag til de mindst kosteffektive. En negativ nettoomkostning (tiltag inden for den grønne skravering) indikerer et samfundsøkonomisk overskud, hvor en positiv nettoomkostning (tiltag inden for den røde skravering) indikerer et samfundsøkonomisk underskud. Ligevægtpunktet, hvor nettoomkostningen går fra negativ til positiv/hvor kurven skærer nul, illustrerer det samfundsøkonomisk optimale niveau af varmebesparelser. Det kan altså ikke samfundsøkonomisk betale sig at energieffektivisere bygningsmassen efter dette punkt.

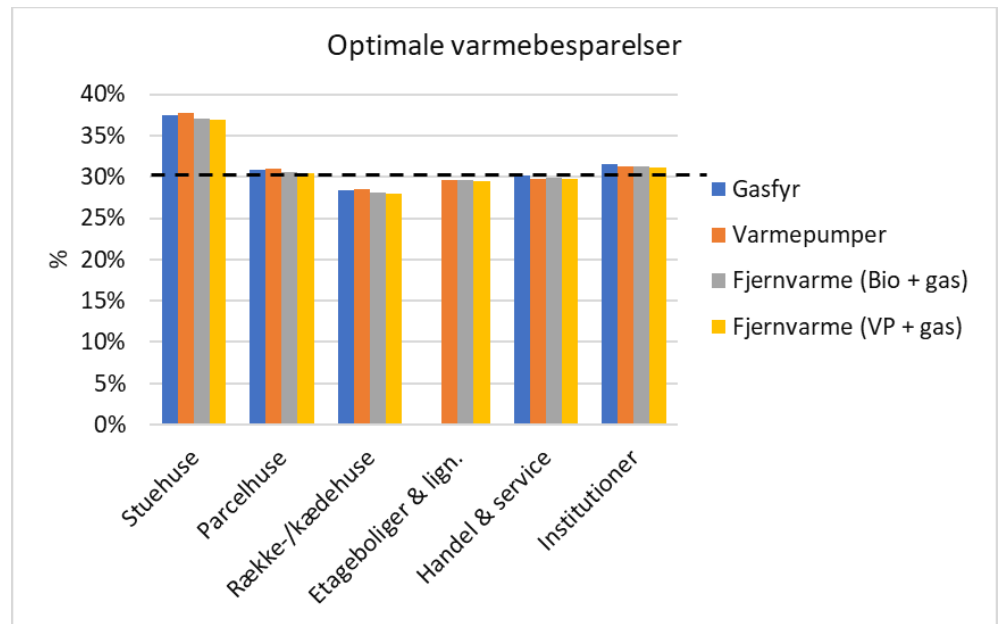
Figuren illustrerer, at det er samfundsøkonomisk optimalt, at den eksisterende danske bygningsmasse i forbindelse med nødvendig renovering bliver energieffektiviseret til at nedbringe varmekonsumet med 31 % i 2050. Det svarer til et energieffektiviseringsniveau et sted imellem scenarie 4 og scenarie 5 i SBI-rapporten.

Tabel 17 beskriver energieffektiviseringsstiltag indeholdt i SBI-rapportens scenarie 4 og 5. Se Appendix afsnit 0 for flere detaljer om isoleringsniveauerne for de forskellige bygningsdele i de to scenarier.

Tabel 17. Oversigt over energieffektiviseringsscenarie 4 og 5 fra SBI-rapporten.

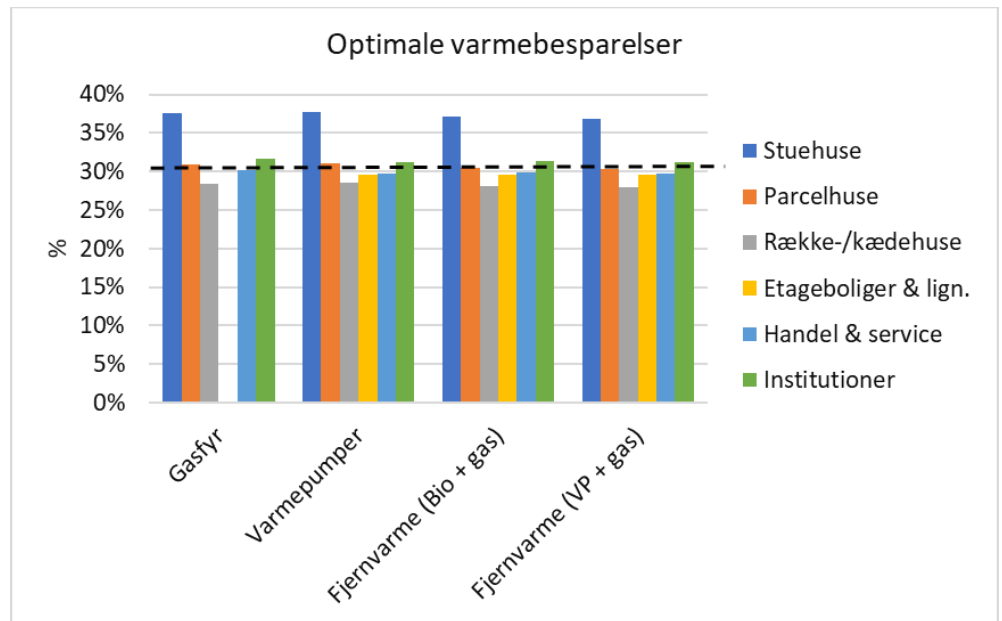
Scenarie 4	Scenarie 5
Minimum ved basal renovering af bygningsdelene til byggeteknisk acceptabel standard + isolering af tomme hulmure + vinduer med energimærke A + nogen isolering på loft og tag.	Scenarie 4 + god praksis for isoleringsniveau ved renovering af bygningsdelene, under hensyn til bygningsreglementets krav, eksisterende konstruktionshøjder og bygningsreglementets mulighed for at reducere isoleringstykkelserne under hensyn til efterisoleringens rentabilitet.

¹⁰ MAC-kurver (Marginal Abatement Cost curves) er et almindeligt anvendt politisk værktøj, som i nærværende opgave anvendes til angivelse af potentialer og omkostninger for de identificerede renoveringstiltag.



Figur 15. Optimal varmebesparelse (%) for forskellige kombinationer af bygningstyper og varmforsyningsformer. Den sorte stiplede angiver den gennemsnitlige optimale varmebesparelse for den eksisterende bygningsmasse som helhed (31 %).

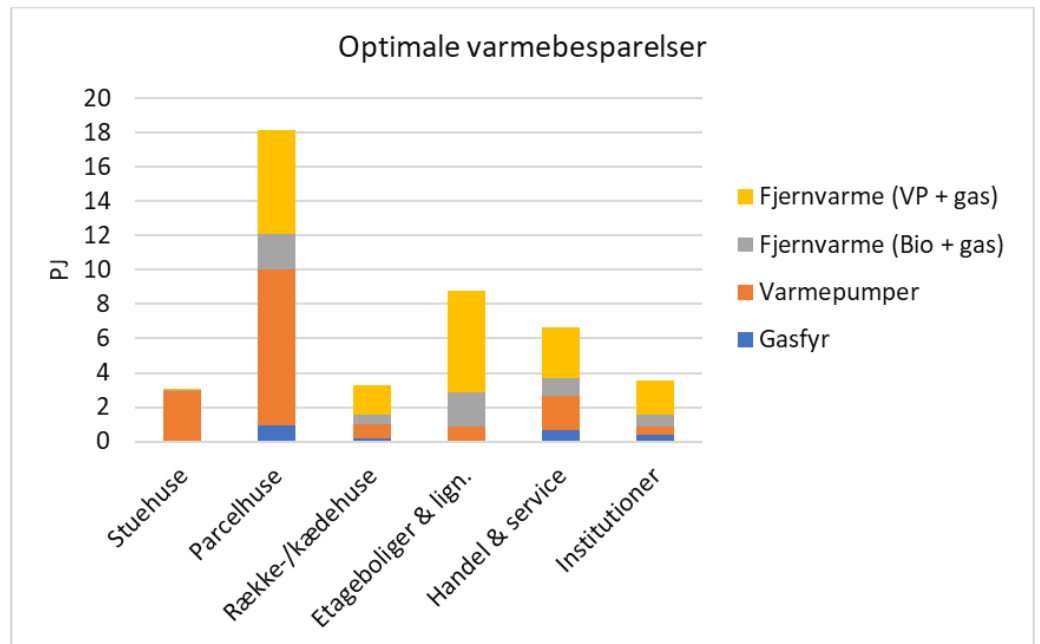
Figur 15 viser, at det optimale niveau af varmebesparelser er 6-10 procentpoint højere for stuehuse end gennemsnitligt for hele den eksisterende bygningsmasse, mens det optimale niveau af varmebesparelser er lavest for række-/kædehuse. Dette er stort set uafhængigt af hvilken varmeproduktionsteknologi som benyttes. Faktisk viser varmforsyningsformen sig generelt ikke at have nogen større indflydelse på niveauet for varmebesparelser (Figur 16), hvorimod bygningstypen har (Figur 15).



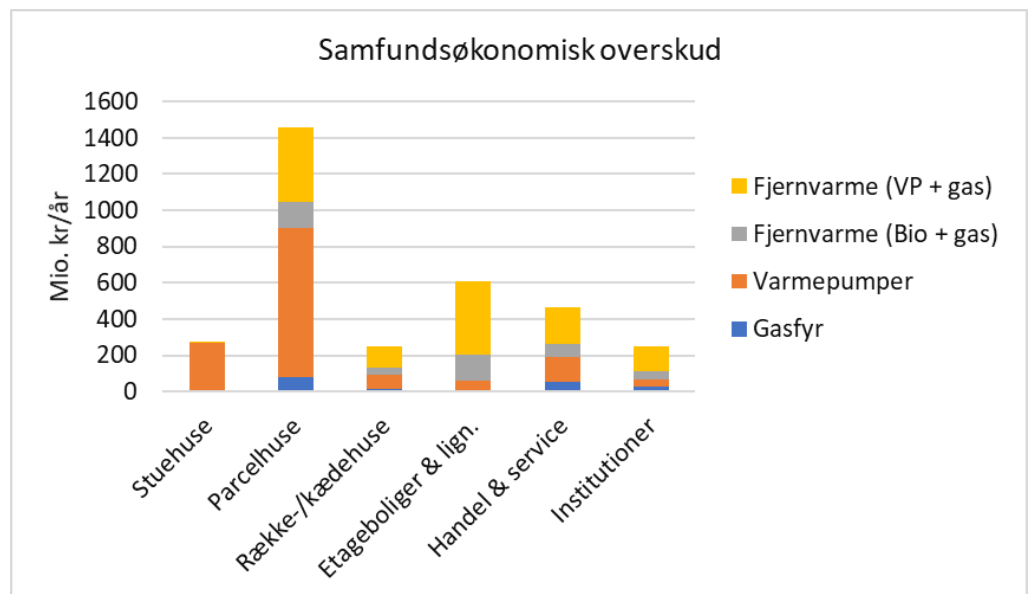
Figur 16. Optimal varmebesparelse (%) for forskellige kombinationer af bygningstyper og varmforsyningsformer. Den sorte stiplede angiver den gennemsnitlige optimale varmebesparelse for den eksisterende bygningsmasse som helhed (31 %).

At det kan betalte sig at "gå længere" med energieffektiviseringen af fx stuehuse end række-/kædehuse skyldes, at de marginale omkostninger ved at gennemføre varmebesparelser, er lavere for stuehuse; ifølge SBI-rapportens resultater.

Volumenet af de optimale varmebesparelser og det samfundsøkonomiske overskud er imidlertid størst i parcelhuse, da disse repræsenterer størstedelen af varmeforbruget for den eksisterende bygningsmasse (se Figur 17 og Figur 18).



Figur 17. Volumen af optimale varmebesparelser fordelt på bygningstyper.



Figur 18. Samfundsøkonomisk overskud fordelt på forsyningsformer.

Betydning af afgrænsningen fra brændeovne og træpillefyr

Som nævnt er der foretaget en afgrænsning fra at analysere brændeovne og træpillefyr som en del af den fremtidig varmeforsyning i den eksisterende bygningsmasse. Samtidig er eksternaliteterne forbundet med lokal luftforureningen fra disse forsynings teknologier ikke udbetydelig (27-28 kr./GJ varme og 7-8 kr./GJ brændsel for træpillefyr). Det er herunder især partikeludledningen fra brændeovne, der er væsentlig (denne udgør alene ca. 23 kr./GJ varme).

Brændeovne dækker idag blot ca. 7 %¹¹ af opvarmningen i den eksisterende bygningsmasse, hvilket dog begrænser hvor stor betydning, brændeovne kan have for resultatet. Derudover viser resultaterne, at det optimale niveau af varmebesparelser er stort set uafhængigt af, hvilken varmeproduktionsteknologi som betragtes (se Figur 15). Det skyldes, at det primært er de marginale omkostninger for varmebesparelser for de forskellige bygningstyper, der har betydning; og ikke variationerne i marginale forsyningsomkostninger (79-104 kr./GJ varme i 2050). Alt i alt vurderes det derfor ikke, at en inkludering af brændeovne vil ændre væsentligt på den fundne samfundsøkonomiske optimale varmebesparelse på 31 % i den eksisterende bygningsmasse.

Selve størrelsen af det samfundsøkonomiske overskud ved at realisere varmebesparelsen ville dog potentielt kunne ændres en smule ved inkludering af brændeovne i analysen. Hvis eksternaliteterne på ca. 27-28 kr./GJ varme for brændeovne indregnes som en øget marginal forsyningsomkostning (og det antages at som brændeovnene fortsat dækker 7 % af bygningsmassens samlede varmebehov) vil det samfundsøkonomiske overskud i 2050 således være ca. 0,08 mia kr./år højere end det fundne på 3,2 mia kr./år. Det svarer til en forøgelse af det samfundsøkonomiske overskud på blot 3 %. Her er der for enkeltheds skyld set bort fra ændringer i de øvrige omkostningskategorier. Forøgelsen af det samfundsøkonomiske overskud vil være lavere, hvis de høje eksternaliteter for brændeovnene delvist modvejes af lavere marginale forsyningsomkostninger på andre områder (fx brændsels- og CO₂-omkostninger) . Samlet set vurderes afgrænsningen fra brændeovne og tilhørende eksternaliteter ikke at have væsentlig betydning for resultatet.

Eksternaliteterne forbundet med opvarmning med træpillefyr udgør kun ca. 1/3 i forhold til eksternaliteterne fra brændeovne (7-8 kr./GJ varme for træpillefyr i forhold til 27-28 kr./GJ varme for brændeovne). Derfor har afgrænsningen fra at analysere træpillefyr på dette punkt endnu mindre betydning.

¹¹ Ca. 13 PJ varme fra brændeovne leveret i 2016 baseret på Energistyrelsens energistatistik 2016 sammenholdt med det totale varmebehov på 178 PJ idag for den eksisterende bygningsmasse (Kilde: SBI, 2017: "Varmebesparelser i eksisterende bygninger").

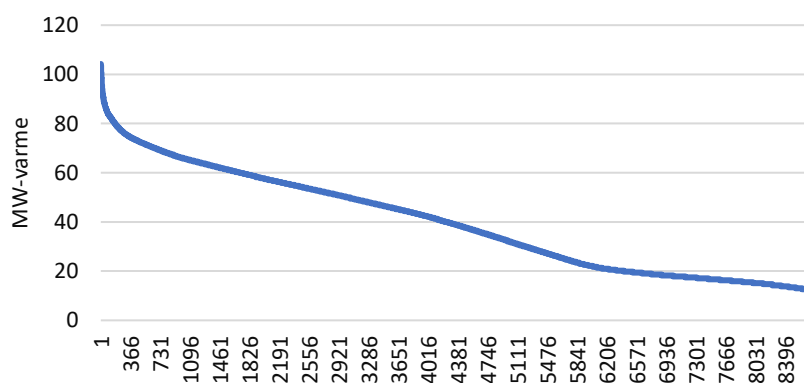
7 Appendix: Forudsætninger

De mere detaljerede forudsætninger er angivet i dette kapitel. Alle priser er angivet i kr-2017.

Varmebehov

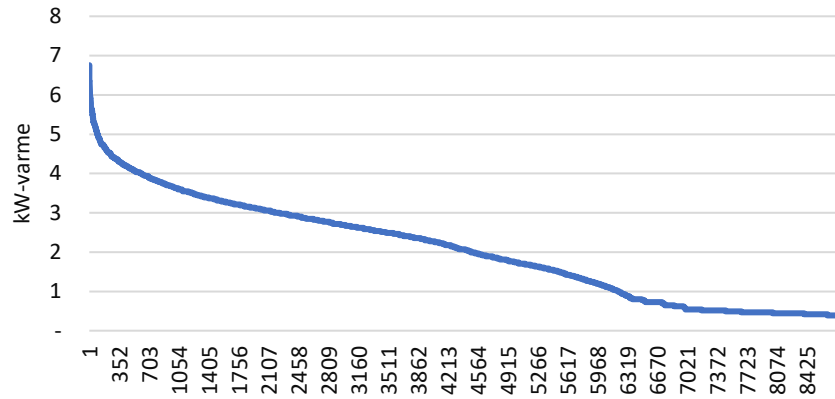
For enfamilieshuse tages der udgangspunkt i et standardhus, som med et varmeforbrug på 18,1 MWh/år (før varmebesparelser). For større bygninger er taget forudsættes et varmeforbrug på 960 MWh/år ud fra data for et standard-etagebyggeri i Energistyrelsens teknologikatalog¹². Selve størrelsen af de forudsatte varmeforbrug har dog beskeden betydning for resultaterne, da gevinsterne ved varmebesparelser beregnes per GJ varmebesparelse.

For fjernvarmecases er der anvendt en varighedskurve for det totale varmebehov for et større fjernvarmeområde inkl. nettab. For cases med individuel opvarmning er taget udgangspunkt en samlet fjernvarmebehovsprofil for et større antal forbrugere (an net), hvor nettabet så er trukket ud. Derved repræsenterer varighedskurven et gennemsnitligt hus med individuel opvarmning. Samme varighedskurve er forudsat for større bygninger. De anvendte varighedskurver er angivet i Figur 19, Figur 20 og Figur 21.

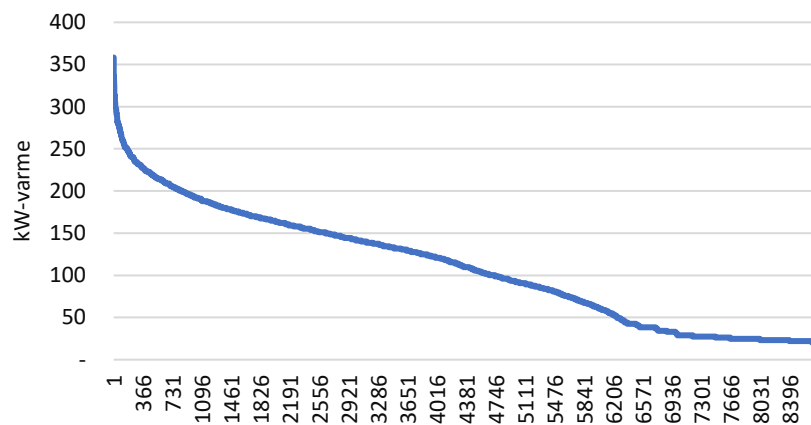


Figur 19. Varighedskurve forudsat for fjernvarme (inkl. nettab) som her er angivet for et varmebehov på 1000 TJ/år. Et anlæg dimensioneret til maxbehovet vil med denne varighedskurven have ca. 3300 fuldlasttimer.

¹²Energistyrelsen, 2017: "Technology Data for Individual Heating Plants and Energy Transport" Oktober 2017.



Figur 20. Varighedskurve for individuel opvarmning forudsat for et enfamiliehus som her er angivet for et varmebehov på 18,1 MWh/år (65 GJ/år). Et anlæg dimensioneret til maxbehovet vil med denne varighedskurven have ca. 2700 fuldlasttimer.



Figur 21. Varighedskurve for en opvarmning af en større bygning; her angivet for et varmebehov på 960 MWh/år. Et anlæg dimensioneret til maxbehovet vil med denne varighedskurven have ca. 2700 fuldlasttimer.

Der er ikke taget højde for eventuel ændring i formen på varighedskurven som følge af rumvarmebesparelser og et samtidig fastholdt brugsvandsbehov.

Rumvarmebesparelser vil føre til at varighedskurven bliver lidt mere flad, idet brugsvandsbehovet, som er mere konstant, vil udgøre en større del af det samlede varmebehov.

Dimensionering

Som vist på Figur 20 resulterer den anvendte varighedskurve i et maksimalt varmebehov på 7 kW. Det svarer til det maksimale varmebehov for et eksisterende enfamiliehus angivet i teknologikataloget. Som i teknologikataloget er der forudsat

en nødvendig kapacitet på 10 kW-varme for at sikre at varmeanlægget kan producere varmt brugsvand tilstrækkeligt hurtigt (afhængig af størrelsen på varmtvandsbeholderen).

Individuelle varmepumper er antaget dimensioneret til at dække 97 % af det årlige varmebehov svarende til 74 % af den totale kapacitet, hvilket er en repræsentativ dimensionering¹³. De resterende 3 % af varmebehovet dækkes af en elpatron som typisk indgår som en del af varmepumpeanlægget. Det samme forudsættes for varmepumper i større bygninger.

Inden for fjernvarme dimensioneres grundlastanlægget (hhv. træfliskedel og stor varmepumpe) til at dække af 90 % af det årlige varmebehov, mens spidslastenheden (gaskedel) dækker de resterende 10 %. Spidslastenheden dimensioneres til at kunne dække det maksimale effektbehov i den koldeste time.

I casen med gasfyr dækker gasfyret hele varmebehovet og dimensioneres til den fulde effekt.

Teknologidata

Tekniske og økonomiske data for teknologierne er som udgangspunkt baseret på Energistyrelsen teknologikataloger. De anvendte data for 2030 og 2050 er vist i Tabel 18 og Tabel 20 (VP: Varmepumpe, FJV: Fjernvarme).

De anvendte COP'er for varmepumper i enfamiliehuse og større bygninger er for eksisterende bygninger med radiatorsystemer (ikke gulvvarme), da dette er den gængse form for centralvarme i den eksisterende bygningsmasse.

¹³ Individuelle varmepumper dimensioneres typisk til en effektdækning på 72-82 %, som indebærer, at varmepumpen dækker 95-98 % af det årlige varmebehov. Kilde: TEKNIQ, 2010: Dimensionering af varmepumper vigtigst

Tabel 18. Tekniske og økonomiske data anvendt for de forskellige varmeproduktionsteknologier i 2030 (se fodnoter nederst på siden).

2030		Gasfyr, Enfamilie- hus	VP, Enfamiliehus (luft-vand)	Gasfyr, Bygning	VP, Bygning (luft-vand) ****	Træ- fliskedel, FJV	VP, FJV (omgivel- sevarme)	Gaskedel, FJV
Kapacitet før varmebesparelse	kW	10	10	400	400	*	*	*
Virkningsgrad**	%	98%	320%	102%	355%	108%	300%	104%
Levetid	år	20	18	25	20	20	25	25
Investering	kr.	22.800	65.100	179.200	2.122.300	*	*	*
	kr./kW	2.275	6.516	448	5.306	800	4.540	383
Fast D&V	kr./år	1.523	1.956	4.987	14.305	*	*	*
	kr./kW/ år	152	196	12	36	98	15	15
Variabel D&V	kr./GJ	-	-	-	1	6	4	2
Investeringsbesparelse***	kr./kW	300	3.322	213	2.044	800	4.540	383
Fast D&V-besparelse	kr./kW/ år	-	-	6	30	98	15	15
Variabel D&V-besparelse	kr./GJ	-	-	-	1	6	4	2

Tabel 19. Tekniske og økonomiske data anvendt for de forskellige varmeproduktionsteknologier i 2050.

2050		Gasfyr, Enfamilie- hus	VP, Enfamiliehus (luft-vand)	Gasfyr, Bygning	VP, Bygning (luft-vand) ****	Tæfliskedel, FJV	VP, FJV (omgivel- sevarme)	Gaskedel, FJV
Kapacitet før varmebesparelse	kW	10	10	400	400	*	*	*
Virkningsgrad**	%	99%	340%	102%	375%	108%	352%	104%
Levetid	år	20	18	25	20	20	25	25
Investering	kr.	20.584	58.261	162.096	1.910.000	*	*	*
	kr./kW	2.058	5.826	405	4.775	800	4086	383
Fast D&V	kr./år	1.385	1.830	4.749	18.483	*	*	*
	kr./kW/ år	139	183	12	46	98	15	13
Variabel D&V	kr./GJ	-	-	-	1	6	3	2
Investeringsbesparelse***	kr./kW	300	2.939	193	1.821	800	4.086	383
Fast D&V-besparelse	kr./kW/ år	-	-	6	39	98	15	13
Variabel D&V-besparelse	kr./GJ	-	-	-	1	6	3	2

Kilder: Energistyrelsen, 2017: "Technology Data for Individual Heating Plants and Energy Transport" og Energistyrelsen, 2017: Technology Data for Energy Plants, August 2016, update October 2017.

*Afhænger af størrelsen på anlægget, som dimensioneres til varmegrundlaget for det givne fjernvarmeområde.

**For varmepumper udtrykker virkningsgraden COP for selve varmepumpen (ekskl. elpatronen). Baseret på erfaringer med konkret drift af luft-vand varmepumper fra projektet: "Demonstrationsprojekter om varmepumper eller andre VE-baserede opvarmningsformer" (2015) er der anvendt lavere COP for varmepumper i enfamiliehus end i teknologikataloget. COP for varmepumper i større bygninger er reduceret tilsvarende. For varmepumper til fjernvarme er elforbruget til pumpearbejde mv. indeholdt i COP'en, mens det for varmepumper i enfamiliehus og større bygninger i stedet indgår som en del af D&V-omkostningerne.

***For gasfyr er investeringsbesparelsen beregnet ud fra markedspriser på gasfyr med forskellig kapacitet (samme producent, model og energiklasse). Disse data var ikke angivet i teknologikataloget.

****Investeringsomkostningen for varmepumper til større bygninger er estimeret baseret på investeringsomkostningen per kW for varmepumper til fjernvarme angivet i teknologikataloget (omkostningen per kW er forudsat noget højere som følge af den mindre skala i forhold til varmepumper til fjernvarme).

D&V-omkostninger

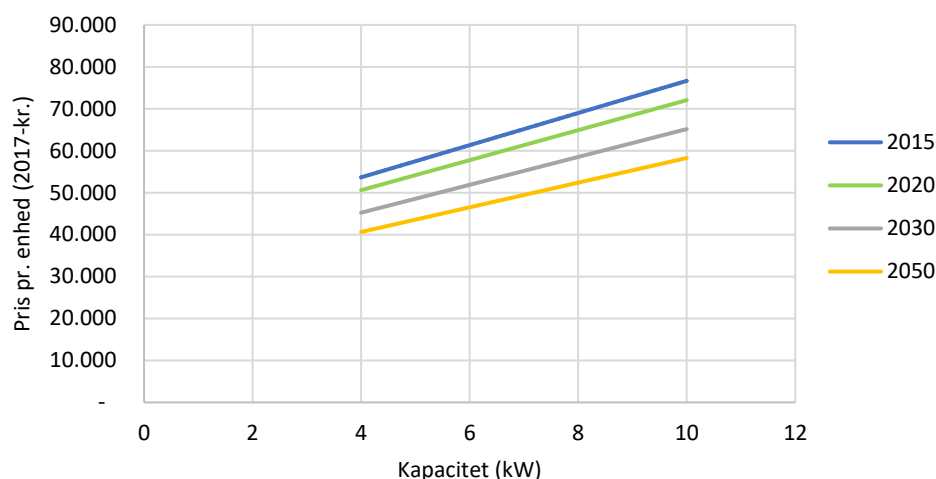
For varmeanlæg i enfamiliehuse er der ikke forudsat en antaget en besparelse i D&V omkostninger som følge af varmebesparelser, da der stadig vil være behov for eftersyn af anlægget med samme frekvens (typisk årligt). D&V besparelser er kun indregnet for varmeanlæg i større skala: fjernvarmeproduktionsanlæg og for varmeanlæg i større bygninger (ud fra nøgletal i teknologikataloget).

For fjernvarmeproduktionsanlæg er teknologikatalogets nøgletal for D&V omkostninger per MW og MWh anvendt direkte (anlæggene er af en sådan størrelse, at omkostningen kan antages at være lineær, som det også er angivet i teknologikataloget). I større bygninger er besparelsen i fast D&V forudsat at være proportional med investeringsbesparelsen (dermed er der også for fast D&V indregnet, at der er en startomkostning og dertil en meromkostning afhængig af kapaciteten).

Investeringsomkostninger

For varmepumper i enfamiliehuse er der opstillet sammenhænge mellem kapacitet og investeringsomkostninger ud fra data i teknologikataloget¹⁴ (se Figur 22). Deraf ses, at der er en startomkostning (skæring med y-aksen) og dertil en meromkostning afhængig af kapaciteten. Meromkostningen per kapacitet (hældningen på kurven) er anvendt til beregning af besparelsen per kW. Samme beregningsmetode er anvendt for gasfyr til enfamiliehuse samt gasfyr varmepumper og naturgasfyr til større bygninger. For gasfyr til enfamiliehuse er investeringsbesparelsen beregnet ud fra markedspriser på gasfyr med forskellig kapacitet (samme producent, model og energiklasse). Baggrunden herfor er, at disse data ikke var angivet i teknologikataloget.

¹⁴ Data for kapacitet og investeringsomkostninger for et varmepumpeanlæg i hhv. et eksisterende hus (10 kW) og et nyt hus (4 kW).



Figur 22. Sammenhæng mellem kapacitet og investeringsomkostning (ekskl. moms) for luft-vand varmepumpe til enfamilieshus baseret på Energistyrelsens teknologikatalog¹⁵.

For fjernvarmeproduktionsanlæg er investeringsbesparelser beregnet direkte ud fra de angivne omkostninger per kapacitet i teknologikataloget. Dermed antages det som i kataloget, at der er en lineær sammenhæng mellem kapacitet og investeringsomkostning.

Investeringsbesparelser er annuieret ud fra 4 % real rente og med anlæggets tekniske levetid.

For enfamilieshuse er der ud fra teknologikataloget forudsat samme kapacitet på fjernvarmeinstallationen i huset før og efter en varmebesparelse (10 kW), og der er dermed ikke indregnet en sparet investeringsomkostning på denne installation. For fjernvarmeinstallationen i en større bygning er opstillet en sammenhæng mellem kapacitet og investeringsomkostninger ud fra data i teknologikataloget. På den baggrund er der indregnet en investeringsbesparelse på 119 kr./kW i 2030 og 107 kr./kW i 2050 ved reinvestering efter varmebesparelser.

Effektivitetsforbedringer

Forbedringer af klimaskærmen vil reducere bygningens varmetab og dermed den fremløbstemperatur i centralvarmesystemet, som er nødvendig for at opretholde en given indetemperatur. For eksisterende huse og større bygninger opvarmet med individuelle varmepumper betyder det, at det temperaturløft, som varmepumpen skal levere, kan reduceres¹⁶. Det vil kunne forbedre COP (virkningsgraden) for varmepumpen og dermed reducere elforbruget yderligere. Den samlede reduktion i elomkostninger i elnetomkostningerne som følge af den direkte varmebesparelse og

¹⁵ Energistyrelsen, 2017: "Technology Data for Individual Heating Plants and Energy Transport"

¹⁶ For et givet centralvarmesystem (radiatorsystem/gulvvarmesystem), dvs. uændret overfladeareal.

COP-forbedringen estimeres ved at sammenligne de samlede varmeomkostninger før og efter en given varmebesparelse; og derfra beregne gevinsten per GJ varmebesparelse. Der er taget udgangspunkt i radiatorsystemer, da dette er den gængse form for centralvarmesystem i eksisterende bygninger. Reduktionen i fremløbstemperatur som følge af varmebesparelsen er estimeret ud fra radiatorydelser ved givne frem- og returløbstemperaturer ud fra data i Dansk Energi (2011): "Den lille blå om varmepumper". COP-ændringen er beregnet ud fra formelen $COP = n * T_H / (T_H - T_C)$, hvor T_H er fremløbstemperaturen, T_C er temperaturen på varmekilden og n er isentrop-virkningsgraden for varmepumpen. For varmepumper i enfamiliehuse er der estimeret en relativ COP-forbedring på en faktor 0,4 per enhed netto-varmetabet (og dermed den nødvendige radiatorydelse) kan reduceres¹⁷. Dvs. for fx en 20 % varmebesparelse kan COP-forbedres med $0,4 * 20 \% = 8 \%$ (relativt; ikke i procentpoint; dvs. fra fx 3,2 til 3,5).

For varmepumper i fjernvarmeforsyningen er der tilsvarende estimeret en COP-forbedring forbundet med varmebesparelser hos fjernvarmeforbrugerne (en faktor 0,4 er også her fundet som ovenfor).

Der er både forhold der taler for, at den COP-forbedring for varmepumper til fjernvarme reelt ville være hhv. lavere og højere end dette. På den ene side vil varmebesparelserne normalt ikke gennemføres hos alle forbrugerne, hvilket kan udfordre en generel sænkning af fremløbstemperaturen i nettet. På den anden side vil varmebesparelserne typisk fokuseres i de dårligst isolerede huse/bygninger, og fremløbstemperaturen vil typisk kunne reduceres særligt meget her. Det kunne tale for, at den relative COP-forbedring kunne være højere for den varmepumpebaserede fjernvarmeforsyning til disse forbrugere. Det antages, at disse to modsatte forhold udligner hinanden. Dermed er der regnet med den ovenstående faktor på 0,4. Det samme antages for varmepumper til større bygninger.

Elomkostninger og elnetomkostninger reduceres både som følge af det lavere varmeforbrug og som følge af COP-forbedringen. Værdien af COP-forbedringen er ikke lineær. Fx fås for et enfamiliehus i 2030 en besparelse i elomkostninger og elnetomkostninger på i alt 54-56 kr./GJ for en varmebesparelse på 20-40 %. Der er i resultaterne taget udgangspunkt i en varmebesparelse på 30 %, hvilket her giver 55 kr./GJ. Ovenstående beregningseksempel viser, at det trods alt kun har beskeden betydning, hvor stor en varmebesparelse der betragtes.

¹⁷ Der er regnet på forskellige frem- og returløbstemperaturer for individuelle varmepumper i radiatorsystemer, hvor der typisk er en differens på 10 °C mellem frem- og returtemperaturen.

Fleksibilitetsværdi

Klimaskærmsforbedringer vil øge muligheden for at bruge bygningens termiske masse som varmelagre for derved at kunne køre fx individuelle varmepumper fleksibelt. Således kan varme lagres i bygningen i længere tid, hvilket forbedrer varmepumpens mulighed for at flytte elforbruget over tid og samtidig overholde komfortgrænserne for indetemperaturen. Omvendt resulterer varmebesparelser i, at selve energiforbruget i huset reduceres, og dermed reduceres volumen af den mulige fleksibilitetsgevinst.

Det antages at disse to effekter opvejer hinanden, og der er derfor ikke indregnet en fleksibilitetsværdi af varmebesparelser. Det kan sandsynliggøres ved følgende simple regneeksempel: Ved en 50 % rumvarmebesparelse vil klimaskærmens gennemsnitlige U-værdi halveres. Derved vil bygningen kunne holde på oplagret varme i konstruktionen i dobbelt så lang tid, før den tabes til omgivelserne. Men samtidig vil det varmeforbrug, der kan flyttes over tid, også blive halveret. Således bliver både varmeforbruget og det tilgængelige varmelager halveret, hvilket ud fra denne simple betragtning nogenlunde kan forventes at opveje hinanden (med hensyn til hvor stort en mængde energi der fleksibelt kan flyttes over tid).

Brændsels-, CO₂- og elpriser

Brændselspriser

Naturgasprisen er baseret på IEA's World Energy Outlook (2017), derunder scenariet Sustainable Development Scenario. Scenariet repræsenterer en fremtid, hvor verden har høje klimaambitioner mod 2050 (50 % chance for at holde den gennemsnitlige temperaturstigningen på 2 °C) og samtidig prioriterer at reducere luftforurening og sikre at flere får adgang til energi. De fossile brændselspriser forventes stadig at være relativt lave i 2050 som følge af en relativt lav efterspørgsel. Det skal fremhæves, at den fremskrevne naturgaspris i WEO2017 er betydeligt lavere end i WEO2016 (23 % lavere i 2030). Træflisprisen er baseret på en nylig analyse foretaget af Ea Energianalyse.

CO₂-omkostning

CO₂-priser inden for kvotesektoren er blandt de analyserede cases relevant for naturgas i fjernvarmeforsyningen. Denne CO₂-pris er baseret på forwards for CO₂-kvotepriser frem til 2020 og konvergerer mod 113 kr./ton i 2030 baseret på seneste udvikling i CO₂-prismarkedet og IEA's New Policies scenarie. CO₂ prisen antages derfra at stige gradvist mod ca. 750 kr./ton i 2050 (ca. 100 €/ton) svarende til en udvikling drevet af høje CO₂-priser mod et VE-domineret energisystem i 2050.

CO₂-prisen uden for kvotesystemet (relevant for brug af naturgas i individuelle gasfyr) forudsættes at være 500 kr./ton¹⁸ i 2030, mens prisen i 2050 forudsættes at

¹⁸ I Energistyrelsens beregningsforudsætninger for 2017 angives et lavt skøn på 324 kr./ton i 2030-2040 og generelt højt skøn på 1.000 kr./ton

ligge på samme niveau som for inden for kvotesystemet (750 kr./ton).

Elpriser

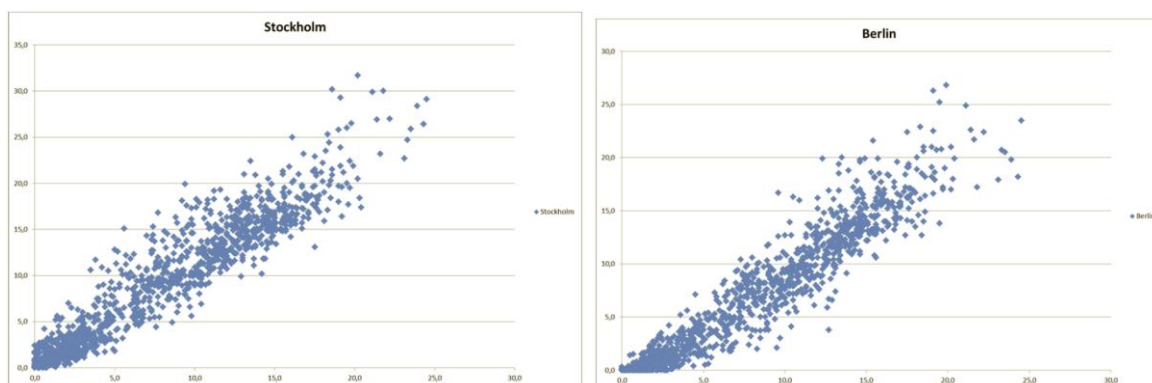
Som input til analysen er der foretaget en analyse af de fremtidige elpriser i Danmark i 2030 og 2050. Priserne er beregnet ud fra optimering med Balmorel modellen, som repræsenterer el-spotmarkedet og omfatter det sammenhængende Central og Nordeuropæiske elsystem samt koblingerne til fjernvarmesektoren. Det skal bemærkes, at til elprisberegningen er brændselspriserne ikke blevet opdateret til WEO2017. Der anvendes således priser fra World Energy Outlook 2016. Det vurderes dog, at dette ikke har nogen væsentlig betydning for elprisniveauet, eftersom den lavere gaspris i WEO2017 modsvarer af, at kulprisen til gengæld er højere.

Afregningspris for individuelle varmepumper

De elpriser, som eksempelvis de individuelle varmepumper afregnes til, adskiller sig fra den gennemsnitlige elpris. Det skyldes, at varmepumpernes elforbrug er højere om vinteren, hvor det generelle elforbrug også er højest, hvor elpriserne derfor traditionelt er højest. Omvendt kører varmepumpernes mere om natten, når det er koldt, hvor det øvrige elforbrug er lavt, og elpriserne generelt er lavere.

Hvis de individuelle varmepumper køres ufleksibelt, dvs. uafhængigt af elpriserne kan de potentielt udgøre en væsentlig belastning for elnettet. En varmepumpe, som på årsbasis har et elforbrug på 6.000 kWh kan i de koldeste timer trække op til 5 kW eleffekt, når den indbyggede elpatron også er drift. Det svarer til en benyttelsestid på blot 1.200 fuldlasttimer årligt set fra elsystemet side. Der vil naturligvis ske en vis udglatning af elefterspørgslen på tværs af husstande og anvendelse af supplerende varmekilder, som fx brændeovne, og fleksibel drift af varmepumpen kan bidrage til at reducere belastningen af elnettet.

En sammenligning af antallet af graddage i Danmark og nabolande peger desuden på en kraftig samtidighed i opvarmningsbehovet. Når behovet for opvarmning er stort i Danmark, er det generelt også tilfældet i de andre nordiske lande og Tyskland (se Figur 23). Elopvarmning spiller allerede en stor rolle i varmforsyning i Sverige, Finland og særligt Norge, og samt i nogle centraleuropæiske lande som Frankrig, og på længere sigt kan varmepumper også blive et vigtigt klimavirkemiddel i lande som Tyskland og Holland, hvor naturgas er en vigtig brik i opvarmningen i dag.



Figur 23: Sammenhæng mellem graddage i Roskilde og hhv. Stockholm og Berlin.

På baggrund af kørslerne med Balmorelmodellen for 2050 er der foretaget en analyse af sammenhængen mellem varmeefterspørgslen i Danmark og elpriserne i modellen. Beregningen er foretaget med forskellige elforbrugsprofiler:

- En profil der afspejler forbruget til opvarmning og produktion af varmt brugsvand,
- En profil, der alene afhænger af forbruget til opvarmning, da der dette energiforbrug, der påvirkes af energirecoveringer
- En profil som tager højde for at, at elforbruget er ekstra højt i de koldeste timer, hvor elpatron anvendes

Analysen viser, at elpriserne Østdanmark er højere, når efterspørgslen på opvarmning er størst. Derimod ses der ikke en tilsvarende sammenhæng i Vestdanmark. Det skal dog understreges, at beregningerne er baseret på nuværende elforbrugsprofiler for Danmarks nabolande, og dermed tager de ikke højde for, at der i fremtiden vil være en øget anvendelse af varmepumper særligt i Centraleuropa. Sammenhængen mellem efterspørgslen på el til opvarmning og elpriser kan derfor være undervurderet, særligt i Vestdanmark, som er stærkt koblet til det centraleuropæiske system.

Sammenhæng til den gennemsnitlige elpris	Østdanmark	Vestdanmark
Forbrugsprofil: Opvarmning og varmt brugsvand	+9 %	+1 %
Forbrugsprofil: Opvarmning	+13%	+2 %
Forbrugsprofil Opvarmning m. ekstra højt elforbrug i de kolde timer hvor elpatron anvendes	+13 %	0 %

Tidligere analyser fra Energinet og Dansk Energi (Smart Energy, 2015) pegede på, at varmepumper, der drives ufleksibelt i 2025 køber el til en pris, der er ca. 8 % til 12 % højere end gennemsnitsprisen [bør undersøges om Smart Energy analysen tager højde for at elforbruget til opvarmning kan forventes at stige i Centraleuropa]. Ved fleksibel drift afregnes varmepumperne derimod til en elpris, der ligger lige under den gennemsnitlige elpris.

I analyserne i dette notat er det antaget, at varmepumperne afregnes til en elmarkedspris, der er 10 % højere end gennemsnitselprisen i markedet. Det bør dog understreges, at dette estimat er behæftet med betydelig usikkerhed, relateret både til, hvordan de omkringliggende energisystemer udvikler sig – særligt efterspørgslen på varmepumper - og hvorvidt de individuelle varmepumper i praksis vil blive drevet fleksibelt.

Afregningspris for kollektive varmepumper

De varmepumper, som anvendes i fjernvarmesektoren, vil i modsætning til de individuelle varmepumper kunne shoppe efter de lave priser i elmarkedet og anvende varmelagre eller andre varmeteknologier (fx gas eller biokedel), når elpriserne er høje. På baggrund af tidligere systemanalyser forudsættes varmepumperne at afregne til en elpris, der ligger 20 % under den gennemsnitlige elpris.

De anvendte priser på brændsler, CO₂ og el er vist i Tabel 20.

Tabel 20. Brændselspriser, CO₂-priser og elpriser forudsat.

		2030	2050
Naturgas (ekskl. transportomkostninger)	kr./GJ	48	56
"Grøn gas" (ekskl. transportomkostninger)	kr./GJ	n/r	104
Træflis (inkl. transportomkostninger)	kr./GJ	53	56
CO ₂ , kvotesektoren*	kr./ton	113	755
CO ₂ , uden for kvotesektoren**	kr./ton	500	755
Elpris, tidsvægtet gennemsnit (an net)	kr./MWh	307	385
Elpris for varmepumper i enfamiliehuse/større bygninger (an net)	kr./MWh	318	398
Elpris for varmepumper til fjernvarme (an net)***	kr./MWh	268	336

*Her relevant for naturgaskedler til spidslast fjernvarmeproduktion.

**Her relevant for naturgasforbrug i gasfyr i enfamiliehuse og større bygninger.

***13 % lavere elpris for varmepumper til fjernvarme i forhold til den gennemsnitlige elpris er forudsat baseret på Klimakommissionen (2010): "Modelanalyser af indpasning af fluktuerende elproduktion i energisystemet i fremtidsbillede for Danmark i 2050", udarbejdet af Ea Energianalyse.

Gasfyrede teknologier er antaget at bruge naturgas i 2030 og "grøn" gas i 2050. Den samfundsøkonomiske pris på "grøn" gas i 2050 er antaget at svare til naturgasprisen

plus CO₂-omkostningen (der er også lavet en følsomhedsberegning med antagelse om en højere pris).

Der er forudsat et gennemsnitligt elnettab på 6 %, hvilket er indregnet i elforbrugsomkostningerne (elforbrug og elpris an net er anvendt).

Elnetomkostninger

For varmebesparelser i bygninger med varmepumper som opvarmningsform er der indregnet besparelser i elnettet, da belastningen af elnettet (effekttrækket) derved reduceres og dermed også behovet for at forstærke nettet. Det gælder både varmepumper i enfamiliehuse/større bygninger og fjernvarmeforsyning baseret på store varmepumper.

Når elforbruget stiger ud over det forbrug, som elnettet er dimensioneret til, udløses behov for netinvesteringer. Det er vanskeligt at bestemme elnetbesparelsen, da behovet for netforstærkninger vil afhænge meget af, hvilket net man betragter. I nogle net vil der være god plads til varmepumpernes effekttræk, mens det kan kræve umiddelbare forstærkninger i andre net. I takt med, at der tilsluttes flere og flere varmepumper vil det relative behov for netforstærkninger øges. Behovet skal desuden ses i sammenhæng med andre elektrificeringstiltag – særligt en forøgelse af andelen af elbiler – som ligeledes vil øge behovet for forstærkninger.

Energinet.dk og Dansk Energi har i rapporten Smart Energy fra 2015 analyseret behovet for netforstærkninger i distributionsnettene, som en konsekvens af en væsentlig udbygning med varmepumper og en øget udbredelse af elbiler. Der indgår i analysen ca. ca. 110.000 individuelle varmepumper i Danmark i 2025 og 285.000 i 2035. Det svarer til et elforbrug til individuelle varmepumper i Danmark på ca. 0,6 TWh i 2025 og ca. 1,4 TWh i 2035. Til sammenligning vil fuld udbygning med individuelle varmepumper i 2050 i det eksisterende byggeri kræve et elforbrug, der er godt tre gange højere, ca. 4,4 TWh i en situation, hvor der ikke gennemføres energirenoveringer. Elforbruget til elbiler udgør ca. 1,7 TWh i 2035 i Smart Energy rapporten. I rapporten gennemføres desuden forskellige scenarier for at vise betydningen af fleksibilitet, derunder bl.a. et *Nonflex-scenarie*, hvor det meste elforbrug er ufleksibelt og et *Flex-scenarie*, hvor 50 % elforbruget til individuelle varmepumper og elbiler er fleksibelt.

I Flex-scenariet optimeres 50 % af de individuelle varmepumper i forhold til priserne i elmarkedet og tidsvarierende eltariffer. Den fleksible drift muliggøres primært ved at lagre varme i bygningskonstruktionen, hvor det forudsættes, at varmepumperne skal opretholde en temperatur på 21,5 °C +/- 1,5 °C. Beregningerne tager højde for,

at varmepumpens COP er variabel som funktion af temperatur af varmekilden (henholdsvis udetemperatur eller jordtemperatur) og fremløbstemperaturen. Omkostningen til at forstærke distributionsnettet opgøres til ca. 8,2 øre per kWh merelforbrug ved ufleksibel drift og 6,6 øre/kWh ved fleksibel drift. Det skal bemærkes, at der er tale om en gennemsnitsomkostning for både varmepumper og elpatroner. Det er ikke muligt at udlede den specifikke omkostning for varmepumper.

Baseret på ovenstående er omkostningen til distributionsnet for en gennemsnitlig varmepumpe (50 % ufleksible, 50 % fleksible) opgjort til at være 7,4 øre/kWh i 2030. Derudover er der antaget at være en besparelse på drift af distributionsnettet som følge af, at færre netkomponenter skal vedligeholdes. Denne gevinst antages at udgøre ca. 2 % af investeringen årligt svarende til ca. 1 øre/kWh. Dertil kommer besparelsen i transmissionsnettet, som er sat til 8,2 øre/kWh ud fra net- og systemtariffen i hele landet (dækker net- og systembetaling til transmissionsnettet). I alt er der for varmepumper i enfamiliehuse i 2030 estimeret en besparelse i elnetomkostning på 16,6 øre/kWh (166 kr./MWh) som følge af et reduceret varmekonsum (se Tabel 21).

Når omkostningerne til forstærkning af distributionsnettene er så forholdsvis moderate, som det er tilfældet i Smart Energy rapporten, skal det ses i sammenhæng med, at store dele af nettet i udgangspunktet er designet så robust, at behovet for merinvesteringer er begrænset eller fraværende, så længe der er tale om en moderat forøgelse af elforbruget (ca. 3 TWh i 2035). På længere sigt mod 2050 forventes imidlertid et endnu større elforbrug til varmepumper og elbiler mv., hvilket vil øge behovet for forstærkninger i en større andel af distributionsnettene. Vi er imidlertid ikke bekendt med analyser, der systematisk har undersøgt behovet for forstærkninger frem mod 2050 i et scenarie med fuldt gennemslag af varmepumper og elbiler. Den gennemsnitlige samfundsøkonomiske nettatarif omfattende distributionstarif, transmissionstarif inkl. omkostninger til balanceydelse og forsyningsikkerhed mv. angives af Energistyrelsen til 29,8 øre/kWh (298 kr./MWh), ekskl. elnettab for husholdninger, hvoraf ca. 22 øre/kWh vedrører distributionsnettet. Frem mod 2050 kan det antages, at den marginale omkostning til netforstærkninger gradvist vil nærme sig den gennemsnitlige distributionstarif. Dog vil der fortsat være en del af netomkostningerne som er uafhængige af aftaget, ligesom der fortsat kan det være net, hvor behovet for forstærkninger er marginalt eller fraværende. Derfor antages det, at netomkostning til et merelforbrug i 2050 vil udgøre 75 % af den gennemsnitlige distributionstarif i dag, dvs. 16,2 øre/kWh. Dertil kommer besparelsen i transmissionsnettet på 8,2 øre/kWh baseret på de aktuelle net- og systemtariffer – således at den samlede besparelse på elnet udgør 24,4 øre/kWh.

Elnetomkostningen er forudsat at være proportional med den el-effekt, der tilsluttes, da dette vil være bestemmende for belastningen af elnettet. For individuelle varmepumper er der taget udgangspunkt i den samlede el-effekt for varmepumpe og den supplerende elpatron; dvs. ved maksimal varmeydelse. Elnetomkostningerne er derfor omregnet til omkostning per kW effektræk. Her er der taget udgangspunkt i følgende relation: En gennemsnitlig husholdning har i dag en el-effekt på ca. 4 kW¹⁹ og et gennemsnitligt elforbrug på ca. 4.000 kWh. Dermed vil en marginal elnetomkostning på fx 298 kr./MWh svare til 28,9 kr./kW/år.

Tabel 21. Marginale og gennemsnitlige elnetomkostninger forudsat for varmepumper

Kr./kW-e/år	Varmepumpe til enfamiliehus/stor bygning		Varmepumpe til fjernvarme	
	2030	2050	2030	2050
Distributionsnet, forstærkninger*	74	162	30	75
Distributionsnet, D&V	10		10	
Transmissionsnet	82	82	82	82
Samlet marginal elnetomkostning	166	244	122	157
Gennemsnitlig elnetomkostning**	298	298	184	184

* Energinet.dk & Dansk Energi (2015): Smart Energy – Hovedrapport”.

**Kilde: Energistyrelsen (2017): Beregningsforudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet.

Varmepumper i fjernvarmeforsyningen er placeret på et højere spændingsniveau i elnettet og er ikke placeret i distributionsnettet i modsætning til varmepumperne hos forbrugerne. Elnetomkostningen for varmepumper i fjernvarmeforsyningen er derfor lavere²⁰.

Det skal nævnes, at der er usikkerhed forbundet med estimeringen af eltariffen. Blandt andet kunne noget tale for at den marginale eltarif for store varmepumper skulle være lavere end de 122-157 kr./MWh; set i lyset af at de kan bidrage til at balancere lokal elproduktion fra vind og sol og elforbrug (det er derfor undersøgt i en følsomhedsberegning).

¹⁹ Forudsætningen baserer sig på et tidligere studie (Congestion in distribution grids, Ea Energianalyse, 2014) af belastningen af de lokale el-net ved udbredelsen af varmepumper, hvor det vises at husholdninger uden varmepumper anvender ca. 2-6 kW i maksimallast.

²⁰ Estimeret ud fra tarifferne angivet i Elforsyningsnettariffer & priser Pr. 1. januar 2016 samt netomkostningerne for varmepumper til enfamiliehuse.

Fjernvarmenet - nettab og investeringsomkostninger

Nettabsreduktion i fjernvarmenet

Der er antaget et nettab på 20 %²¹. Varmetabet fra fjernvarmenettet til omgivelserne (nettabet) antages at kunne reduceres som følge af en reduceret frem- og returtemperatur i fjernvarmenettet. Reduktionen i temperatursættet er estimeret ud fra radiatorydelser ved givne frem- og returløbstemperaturer ud fra data i Dansk Energi (2011): "Den lille blå om varmepumper". Den relative ændring i nettabet er beregnet ud fra ændringen i temperaturforskellen mellem omgivelserne (jorden) og fjernvarmevandet (fremløb og retur). Ud fra dette er det estimeret, at nettabet typisk vil kunne reduceres med omkring en faktor 0,5 per 1 enhed varmebesparelse. Det vil sige, at for fx en varmebesparelse på 20 % vil nettabet kunne reduceres med 10 %, relativt set; dvs. hvis nettabet er 20 % i udgangspunkt vil det blive reduceret til 18 %.

Der er både forhold der taler for, at den opnåelige reduktion nettabet kunne være lavere og højere end dette. På den ene side vil varmbesparelserne normalt ikke gennemføres hos alle forbrugerne, hvilket kan udfordre en generel sænkning af temperaturen i nettet. På den anden side vil varmebesparelserne typisk fokuseres i de dårligst isolerede huse/bygninger, og den procentvise varmebesparelse vil her typisk være højere. Dermed vil temperatursættet lokalt kunne sænkes yderligere omkring de forbrugere, hvor varmebesparelserne gennemføres. Det antages, at disse to modsatrettede forhold udligner hinanden. Dermed er faktoren på 0,5 ikke justeret yderligere.

Gennemsnitlige fjernvarme-netinvesteringer

Omkostninger til udbygning af fjernvarmenet (gadenet og stikledning) er i de gennemsnitlige varmeomkostninger baseret på data fra Varmeplan Danmark 2010. Da omkostningerne afhænger meget af energitætheden i det konkrete forsyningsområde er der anvendt et interval fra et lavt prisniveau, repræsenterer et område med høj energitæthed (tæt byggeri) og et højt prisniveau, som repræsenterer et område med lav energitæthed (mere spredt byggeri).

²¹ Dette nettab har dog kun betydning for den gennemsnitlige varmeomkostning før varmebesparelser og har ikke betydning for værdien af varmebesparelser.

Tabel 22. Omkostninger for fjernvarmetilslutning (gadenet og stikledning) af bygninger i eksisterende fjernvarmeområder.

		Nettovarme- behov (MWh)	Investering (kr./anlæg)	Investering, annuieret (kr./GJ)**
Enfamiliehuse*	Lavt prisniveau	18,1	45.500	35
	Højt prisniveau	18,1	91.000	71
Større bygninger	Lavt prisniveau	960	737.600	11
	Højt prisniveau	960	1.475.200	22

*Vægtet gennemsnit af netomkostninger for parcelhuse og rækkehuse er anvendt.

**Beregnet ud fra en real rente på 4 % og levetid på 40 år.

Kilde: Dyrelund et al.: "Varmeplan Danmark 2010 (2010).

Besparelse på fjernvarme-netinvesteringer

Det er forudsat, at varmebesparelser på sigt kan medføre reducerede omkostninger for fjernvarmenetudbygningen til den eksisterende bygningsmasse, idet der kan anvendes mindre rørdimensioner, når varmeeffektbehovet hos forbrugerne reduceres. Besparelsen vil dog først indtræde i takt med, at det eksisterende fjernvarmenet udskiftes som følge af udtjent levetid. Ud fra en antaget levetid på 40 år er det antaget, at 1/4 af fjernvarmenettet udskiftes mod 2030 og 3/4 af fjernvarmenettet udskiftes mod 2050. Dertil kommer, at der som følge af varmebesparelserne vil kunne benyttes mindre rørdimensionerne for den udbygning af fjernvarmenettet, der sker som følge af den forventede forøgelse af fjernvarmedækningen mod 2050. Fjernvarmedækningen forudsættes dog kun øget fra 53 % til 59 %, hvorfor denne effekt vil være moderat. I betragtning af usikkerhederne er udskiftningsandelen for fjernvarmenettet på 1/4 i 2030 og 3/4 i 2050 derfor fastholdt.

Reduktionen i rørdimension ud fra en given varmebesparelse er estimeret ud fra en case med en frem/retur-temperatur på 70/40 °C i radiatorsystemet hos forbrugerne som efter varmebesparelser reduceret til 60/33 °C. Det giver ca. 35 % lavere radiatorydelse ud fra data i Dansk Energi (2010) "Den lille blå om varmepumper", (svarende til at det varmebehov der skal tilfredsstilles er 35 % lavere). At den nødvendige radiatorydelse sænkes kan ved en udskiftning af det lokale fjernvarmedistributionsnet på sigt medføre, at der kan anvendes en mindre rørdimension – hvilket vil medføre mindre omkostninger til fjernvarmerør - og/eller at flowet i fjernvarmenettet kan reduceres – hvilket bl.a. vil reducere pumpearbejdet i nettet. Det antages, at man vil reducere rørdimensionen i nettet og derved kunne reducere omkostningerne for anlægning af fjernvarmerør ved udskiftning. På den baggrund er det estimeret, at rørdimensionen (diametere) vil

kunne reduceres med 29 %²². Ud fra priser og effekter for fjernvarmerør i forskellig dimension er det estimeret at omkostningen for selve fjernvarmerørene gennemsnitligt reduceres med en faktor 0,45 per enhed effekten reduceres. Tilsammen kan der dermed estimeres en besparelse i rør på 0,13 per effektreduktion ($0,29 \times 0,45 = 0,13$). Når det samtidig tages i betragtning af selve fjernvarmerørene typisk udgør ca. 50 % af de samlede anlægsomkostninger opnås en samlet faktor for hvor meget de samlede anlægsomkostningerne reduceres per effektreduktion i fjernvarmerørene: $0,13 \times 0,50 = 0,066$. Alt i alt er det estimeret at anlægsomkostningerne for fjernvarme kan reduceres med en faktor 0,19 per enhed varmebesparelse ($0,066/0,35 = 0,19$).

I 2050 antages det som nævnt at 3/4 af fjernvarmerørene er udskiftet. Når dette indregnes opnås i 2030 en samlet faktor på 0,14 for reduktionen i fjernvarmeanlægsomkostninger per varmebesparelse ($3/4 \times 0,19 = 0,14$). Tilsvarende er faktoren 0,05 i 2030 ($1/4 \times 0,19 = 0,05$).

D&V omkostninger for fjernvarmenettet

Der er ikke vurderet rimeligt at indregne besparelser i D&V omkostningerne for driften af fjernvarmenettet som følge af varmebesparelser. I de angivne totale varmeomkostninger er D&V omkostninger for drift af fjernvarmenettet til gengæld inkluderet og er sat til 10 kr./GJ varme an net baseret på Ea Energianalyse (2012): "Energistrategi for Gladsaxe Kommune – Baggrundsrapport".

Gasnetomkostninger

I den angivne gennemsnitlige forsyningsomkostning er den samfundsøkonomiske gastarif inkluderet (for forbrugere med naturgasbaseret opvarmning). Det forudsættes, at gasnettet er afbetalt fra starten af 2020'erne²³, så selve afskrivningen af gasnettet er ikke inkluderet i beregningsårene 2030 og 2050. Gastariffen antages således at være 29,2 kr./GJ i 2020 og falder til 10,3 kr./GJ i 2030 baseret på Energistyrelsen (2017): "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner" (omkostninger til transport, lager og avancer ekskl. *sunk cost*).

Der forventes et fald i gasforbruget i Danmark frem mod 2050 og det eksisterende gasnet vurderes derfor at være fuldt tilstrækkelig til at håndtere det fremtidige forbrug. I det lys vurderes det som udgangspunkt ikke, at der er en gasnetbesparelse forbundet med marginale reduktioner i gasforbruget som følge af varmebesparelser. Gastariffen er derfor ikke indregnet i de marginale

²² %. Idet varmeeffekten i fjernvarmerørene vil være et produkt af temperaturdifferencen mellem fremløb og returtemperatur, tværsnitsarealet og flowet.

²³ Kilde: Arbejdsgruppen for analyse af gassektoren, 2016: En effektiv gassektor.

forsyningsomkostninger. Betydningen af at inkludere en marginal gasnetomkostning er i stedet undersøgt i en følsomhedsberegning.

Isoleringsniveauer i energieffektiviseringsscenarioer

Data fra nedenstående tabeller er fra rapporten 'Varmebesparelser i eksisterende bygninger' fra Statens byggeforskningsinstitut (SBI), 2017. Tabellerne viser isoleringsniveauerne for analysens bygningsdele i de forskellige scenarier.

Tabel 23. Oversigt over tiltag på facader i de forskellige scenarier af SBI-rapporten. Kilde: SBI 2017:16

Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²	Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²
Facader: Hule ydervægge			Facader: Massive ydervægge		
1	ingen	-	1	25 mm hvis dårlig	1,20
2	fyldes	0,70	5	125 mm hvis dårlig	0,35
Facader: Lette ydervægge			Facader: Kælderydervægge		
1	75 mm	0,50	1	Ingen	-
5	100 mm	0,40	5	100 mm	0,30

Tabel 24. Oversigt over tiltag på tage i de forskellige scenarier af SBI-rapporten. Kilde: SBI 2017:16

Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²	Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²
Tage: loft			Tage: Fladt tag		
1	75 mm	0,45	1	100 mm	0,45
4	200 mm	0,20	4	150 mm	0,25
5	250 mm	0,15	5	200 mm	0,20
6	350 mm	0,10	6	300 mm	0,15

Tabel 25. Oversigt over tiltag på gulve i de forskellige scenarier af SBI-rapporten. Kilde: SBI 2017:16

Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²	Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²
Gulve: Terrændæk			Gulve: Krybekælderdek		
1	100 mm	0,20	1	75 mm	0,45
5	200 mm	0,15	5	150 mm	0,25
6	300 mm	0,10	6	200 mm	0,20
Gulve: Kældergulv			Gulve: Terrændæk med varme		
1	100 mm	0,20	1	100 mm	0,20
5	200 mm	0,15	5	200 mm	0,15
6	300 mm	0,10	6	300 mm	0,10
Gulve: Krybekælderdek med varme					
1	75 mm	0,45			
5	150 mm	0,25			
6	200 mm	0,20			

Tabel 26. Oversigt over tiltag på vinduer i de forskellige scenarier af SBI-rapporten. Kilde: SBI 2017:16

Scenarie	Tiltag	U-værdi W/K m ²
Vinduer		
1	Energimærke B	1,30
3	Energimærke A	0,90

Emissionsfaktorer og priser for NO_x, SO_x, partikler, CH₄ og N₂O

Tabel 27. Emissionsfaktorer for forskellige varmeforsyningsteknologier i 2050.

g/GJ brændsel	Gasfyr	Fjernvarme, Gas	Fjernvarme, Biomasse	Træ- pillefyr	Brænde- ovn	El, gennemsnit 2016*
SO ₂ /SO ₄	-	0,3	1,9	11,0	11,0	13,9
NO _x	3,0	6,0	81,0	80,0	80,0	58,3
PM _{2,5}	-	0,1	10,0	29,0	205,0	2,8
CH ₄	0,3	2,0	11,0	87,0	87,0	52,8
N ₂ O	-	1,0	0,8	4,0	4,0	1,4

Kilde: Energistyrelsens teknologikataloger suppleret med emissionsfaktorer oplyst af Institut for Miljøvidenskab: <http://envs.au.dk/videnudveksling/luft/emissioner/emission-factors/>

*Estimeret ud fra miljødelkarationen for el i Danmark i 2016 udgivet af Energinet.dk (<https://energinet.dk/El/Miljoedeklarationer#Elhandlere>). Emissionerne forventes at reduceres mod 2050 som følge af den stigende andel af vind og sol i elsystemet.

Tabel 28. Priser på SO₂/SO₄, NO_x og PM_{2,5}-emissioner for stationære anlæg.

Kr./kg	Større forbrændingsanlæg, inkl. Affaldsforbrændingsanlæg (SNAP 1)	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv. (SNAP 2)	Industrielle forbrændingsanlæg (SNAP 3)
SO ₂ /SO ₄	10	29	14
NO _x	7	18	9
PM _{2,5}	23	83	27

Kilde: Energistyrelsen, 2017: "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner".

Metan (CH₄) og lattergas (N₂O) omregnes til CO₂-ækvivalenter (CH₄: 25 CO₂-ækv. og N₂O: 298 CO₂-ækv.) og værdisættes derefter ud fra CO₂-kvoteprisen for den givne sektor og år ²⁴ (se Tabel 20).

²⁴ Kilde: Energistyrelsen, 2017: "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner".

Tabel 29. Beregnede værdier af eksternaliteter fra NO_x, SO_x, partikler, metan og lattergas for forskellige forsyningsteknologier

Kr./GJ varme, netto	2030	2050
Gasfyr	0,1	0,1
Fjernvarme, Gas	0,1	0,4
Fjernvarme, Biomasse	1,0	1,4
Træpillefyr	6,8	7,6
Brændeovn	27,3	28,5
Varmepumpe (luft-vand)*	(0,3)	(0,6)

*Her estimeret ud fra miljødeklarationen for el i Danmark i 2016 udgivet af Energinet.dk (<https://energinet.dk/El/Miljoedeklarationer#Elhandlere>). Eksternaliteten for varmepumper forventes at reduceres mod 2050 som følge af den stigende andel af vind og sol i elsystemet