

Scenarieanalyser 2015-2035

Baggrundsrapport til VPH3

Oktober 2014



Indholdsfortegnelse

1	<i>Forord</i>	5
1.1	Rapportens opbygning	5
2	<i>Forkortelser</i>	6
3	<i>Resumé</i>	7
3.1	Scenarier og metode	7
3.2	Fjernvarmeproduktion i scenarierne	8
3.3	Selskabsøkonomiske omkostninger	9
3.4	Samfundsøkonomiske omkostninger	11
3.5	Scenariernes fleksibilitet over for biomasseanvendelse	12
4	<i>Scenarier og model</i>	14
4.1	Formål og tilgang	14
4.2	De tre scenarier for udviklingen mod 2035	15
4.3	Tekniske og økonomiske nøgleforudsætninger	23
4.4	Balmorel modellen	26
5	<i>Generelle forudsætninger</i>	27
5.1	Brændsels- og CO ₂ -priser	27
5.2	Afgifter og tilskud	28
5.3	Elprisens udvikling	29
6	<i>Forudsætninger for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet</i>	32
6.1	Områder og transmissionsbegrænsninger	32
6.2	Udvikling af fjernvarmeforbruget	37
6.3	Data for produktionsanlæg	38
6.4	CO ₂ -neutralitet	41
7	<i>Resultater for hovedstadsområdet</i>	43
7.1	Fjernvarmeproduktion	43

7.2	Biomasseforbrug.....	45
7.3	Elproduktion og elforbrug	47
7.4	Selskabs- og samfundsøkonomi 2035	47
7.5	Selskabs- og samfundsøkonomi for perioden 2015 til 2035	51
8	<i>Følsomhedsanalyser</i>	<i>56</i>
9	<i>Fjernvarmesystemets muligheder for at bidrage med fleksibilitet i elsystemet.....</i>	<i>61</i>
9.1	Virkemidler til indpasning af vind.....	63
9.2	Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdets evne til at levere fleksibilitet i de tre scenarier i 2035	64
	<i>Bilag 1: Detaljerede resultater for hovedstadsområdet.....</i>	<i>67</i>
	Fjernvarmeproduktion fra 2015 til 2035 i scenarierne	67
	Varmelastfordeling i 2035 i scenarierne	68
	Selskabsøkonomiske omkostninger og indtægter detaljeret	70
	<i>Bilag 2: Forudsætninger for det omgivende energisystem.....</i>	<i>73</i>
	Transmissionsbegrænsninger.....	73
	Elforbrug.....	76
	Fjernvarmeforbrug - nationalt	77
	Teknologidata	78
	Biomassepotentialer	80

1 Forord

Varmeselskaberne CTR, VEKS og HOFOR har i perioden september 2012 til oktober 2014 gennemført projektet Varmeplan Hovedstaden 3 (VPH3). I projektet er der udarbejdet analyser af udviklingen af hovedstadsområdets fjernvarmesystem frem mod 2050. Projektet bygger videre på analyser gennemført i projekterne Varmeplan Hovedstaden 1 og 2 i 2008-2011.

Det overordnede mål med VPH3 er at videreudbygge et afstemt grundlag for de beslutninger, som de tre selskaber står over for de kommende år, samt at danne grundlag for selskabernes kommunikation med interessenterne.

I denne rapport opstilles og analyseres scenarier for forskellige udviklingsspor for hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning mod 2035. Rapporten bygger videre på forudgående analyser i VPH3-regi, bl.a. Perspektivscenarierapporten, der analyserer langsigtede perspektiver mod 2050 og Grundlastanalysen, hvor forskellige niveauer af grundlastkapacitet er undersøgt.

1.1 Rapportens opbygning

Kapitel 2 indeholder en liste over anvendte forkortelser, og et resumé er givet i kapitel 3. Kapitel 4 omhandler den overordnede tilgang og metode anvendt i scenarieanalyserne, og kapitel 5-6 redegør for forudsætninger for analyserne (yderligere forudsætninger er angivet i Bilag 2). Resultaterne for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet præsenteres i kapitel 7 og 8. Heraf præsenteres resultaterne med grundforudsætninger i kapitel 7, mens følsomhedsanalyser præsenteres i kapitel 8. Afslutningsvist belyser kapitel 9 fleksibilitet af hovedstadsområdet fjernvarmesystem i forhold til det omgivende elsystem.

2 Forkortelser

AMV	Amagerværket
AMV1	Amagerværkets blok 1
AMV3	Amagerværkets blok 3
ARC	Amager Ressourcecenter
AVV	Avedøreværket
AVV1	Avedøreværkets blok 1
AVV2	Avedøreværkets blok 2
COP	Coefficient of Performance (her for varmepumper)
HCV	H.C. Ørsted Værket
KV	Kraftvarme
SMV	Svanemølleværket
VAK	Varmeakkumulator tank
VF	Vestforbrænding
VPH	Varmeplan Hovedstaden

3 Resumé

Denne rapport præsenterer og analyserer forskellige scenarier opstillet for hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning mod 2035. Arbejdet er udarbejdet i regi af Varmeplan Hovedstaden 3.

3.1 Scenarier og metode

Der er opstillet tre forskellige scenarier:

- *Reference*, der baseres på biomassekraftvarme og
- *Alternativ 1*, der i et vist omfang erstatter biomassekraftvarme med varmepumper, geotermi og solvarme og
- *Alternativ 2*, som i større grad baseres på varmepumper, geotermi og solvarme i stedet for biomassekraftvarme.

Scenarierne er skitseret i Tabel 1. I udformningen af scenarierne Alternativ 1 og Alternativ 2 er lokale, tekniske/økonomiske potentialer for varmepumper, geotermi og solvarme inddraget.

Tabel 1. Scenarier opstillet for hovedstadsområdets varmeforsyning mod 2035 (Reference, Alternativ 1 og Alternativ 2). Pejlepunkterne for 2035 er vist for hver af de tre scenarier.

	Reference	Alternativ 1	Alternativ 2
Biomassekraftvarme	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, og i ca. 2032 bygges ny træpille-kraftvarme	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, men fornyes ikke i ca. 2032, når den er udtjent	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, men fornyes ikke i ca. 2032, når den er udtjent
	AMV1 levetidsforlænges inden 2035	AMV1 levetidsforlænges inden 2035	AMV1 levetidsforlænges ikke inden 2035
	AVV2 levetidsforlænges inden 2035	AVV2 levetidsforlænges inden 2035	AVV2 levetidsforlænges inden 2035
	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis
Varmepumper/Geotermi	-	300 MJ/s	600 MJ/s
Solvarme	-	0,5 PJ (ca. 56 ha jordareal)	1 PJ (ca. 112 ha jordareal)
Varmelagerkapacitet	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh

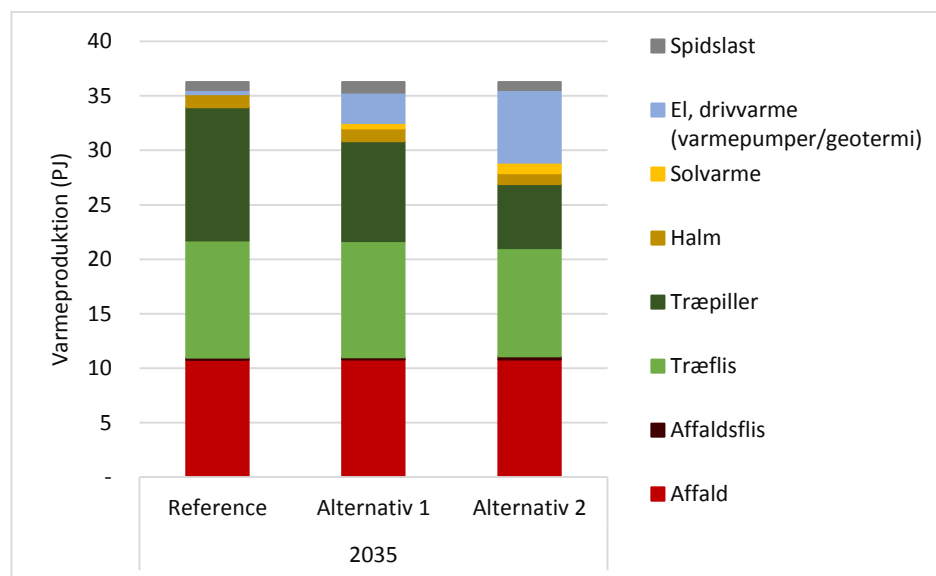
Som vist er forskellen mellem scenarierne, at der i Referencen er en større investering i træpille-kraftvarme (reinvestering/levetidsforlængelse), mens der i Alternativ 1 og 2 i stedet investeres i varmepumper, geotermi og solvarme. En

sammenligning mellem træflis-kraftvarme og varmepumper, geotermi og solvarme er behandlet i en følsomhedsanalyse (hvor AVV1 er antaget ombygget til træflis frem for træpiller).

Der er skitseret udviklingsforløb for scenarierne, som afspejler en mulig gradvis etablering af de nye kapaciteter frem mod 2035. Når scenarierne analyseres og sammenlignes, fokuseres der primært på 2035 som pejlepunkt, idet scenarierne til den tid er fuldt udrullet, hvorved forskellene mellem scenarierne fremtræder tydeligst. Analysen er baseret på en samlet økonomisk optimering af driften af el- og fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet det givne beregningsår. Energimodellen Balmorel er anvendt, hvor hovedstadsområdets fjernvarmenet samt produktions- og lageranlæg er indarbejdet. Modellen inkluderer desuden energisystemet for resten af Danmark samt nabolande. Derved repræsenterer modellen samspillet mellem el og fjernvarmesystemet, hvor det for hovedstadsområdet er elprisen i Østdanmark, der er relevant.

3.2 Fjernvarmeproduktion i scenarierne

Fjernvarmeproduktionen for de tre scenarier i 2035 er illustreret i Figur 1 fordelt på energikilder. Det ses, at i både Alternativ 1 og 2 spiller biomasse og affald stadig en fremtrædende, om end noget mindre, rolle i hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning.



Figur 1. Fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre forskellige scenarier fordelt på energikilder.

Varmerproduktionen baseret på affald er beregnet på basis af de fremskrevne affaldsressourcer i de kommuner, som i dag leverer affald til de affaldsfyrede kraftvarmeanlæg. Den biomassebaserede varme er baseret på forudsætninger

om omlægninger på Avedøreværket og Amagerværket. Solvarmen antages især at blive produceret i den vestlige del af det sammenhængende fjernvarmesystem, og varmepumper og geotermi antages spredt strategisk alt efter hvor varmekilderne findes, og hvor der er mulighed for at levere varmen til varmedistributionsnettet med de lave temperaturer. Det bemærkes, at effektiv udnyttelse af solvarme kræver en vis fleksibilitet i den øvrige varmeproduktion, herunder også affaldskraftvarmen.

Knap 70 % af varmeleverancen baseres på biomasse (halm, træflis og træpiller) i Referencen, faldende til 47 % i Alternativ 2.

3.3 Selskabsøkonomiske omkostninger

De samlede selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for scenarierne (inkl. skatter, afgifter og tariffer, eksklusiv allerede afholdte/beslutede investeringer) er sammenlignet i Figur 2 for grundforudsætningerne og en række følsomhedsanalyser.



Figur 2. Resultat af følsomhedsanalyser sammenlignet med resultatet med grundforudsætninger. For hver analyse er de selskabsøkonomiske omkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) vist for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier (Reference, Alternativ 1 og Alternativ 2). Der er anlagt et systemperspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet.

Som vist giver Reference-scenariet og Alternativ 1 de laveste omkostninger for både grundforudsætningerne samt i alle de opstillede følsomhedsanalyser.

Alternativ 2 udgør en dyrere løsning selskabsøkonomisk. Forskellene mellem Referencen og Alternativ 1 er i mange tilfælde forholdsvis begrænsede set i forhold til de samlede systemomkostninger.

Referencen og Alternativ 1 har med grundforudsætningerne stort set de samme omkostninger (Alternativ 1 er 8 mio. kr./år billigere). Følsomhedsanalyserne peger dog på, at Referencen bliver 102 mio. kr./år billigere end Alternativ 1, hvis AVV1 ombygges til træflis, 44 mio. kr./år billigere ved høje elpriser og 79 mio. kr./år billigere, hvis kapitalomkostningerne for varmepumper, geotermi og solvarme viser sig at være betydeligt højere end antaget. Endelig bliver Referencen markant billigere (275 mio. kr./år), hvis det vælges at prioritere driften af geotermi og varmepumper i lastfordelingen i Alternativ 1.

Omvendt indikerer følsomhedsanalyserne, at Alternativ 1 bliver 53 mio. kr./år billigere end Referencen ved lave elpriser og 130 mio. kr./år billigere ved høje biomassepriser.

Ovenstående resultater fokuserer på 2035, hvor scenarierne er fuldt udrullet og har omtrent samme grundlastkapacitet. Som vist har Referencen og Alternativ 1 i dette langsigtede perspektiv nogenlunde ligeværdige varmeproduktionsomkostninger. Det skal imidlertid nævnes, at der i Alternativ 1 (og 2) er forudsat en gradvis udbygning med alternativerne til biomassekraftvarme i perioden 2015 til 2035, selvom reduktionen i biomasse-kraftvarmekapaciteten først sker omkring år 2035. Dette sker for at indhente erfaringer for alternativerne undervejs i perioden. Den gradvise udbygning med alternativerne indebærer imidlertid en overkapacitet i Alternativ 1 og 2 i 2025-2030. Derfor er der i 2025-2030 méromkostninger på hhv. 65 og 88 mio. kr./år for Alternativ 1 i forhold til Referencen (med grundforudsætningerne). Tilsvarende er der i 2025-2030 en meromkostning på hhv. 59 og 134 mio. kr./år ved Alternativ 2 i forhold til Referencen.

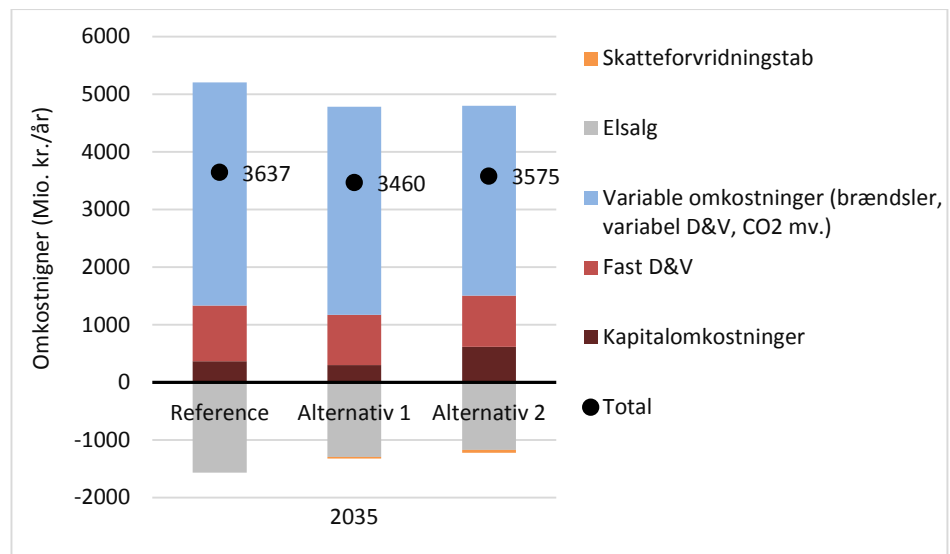
Der er beregnet en nutidsværdi over perioden 2015-2035 med en realrente på 4 % for hvert af de tre scenarier. I nutidsværdien er der indregnet scrapværdi af nye investeringer i 2035, og der er sket en tilbagediskontering til 2015. Forskellene i de beregnede nutidsværdier viser, at der selskabsøkonomisk er en méromkostning ved Alternativ 1 på ca. 400 mio. kr. over perioden i forhold til Referencen, mens ekstraomkostningen for Alternativ 2 er ca. 600 mio. kr.

Alt i alt ville Alternativ 1 have ca. samme omkostninger som Reference, hvis man ventede med at implementere alle varme-, geotermi- og solvarmeanlægge til i 2035, hvor AVV1 forudsættes nedlukket. Ved den forudsatte gradvise udbygning med alternativerne i perioden 2015-2035 vil der imidlertid være en meromkostning på ca. 400 mio. kr. ved Alternativ 1 grundet overkapacitet (indtil 2035).

Det skal bemærkes, at forskellen mellem de tre scenarier i grundforudsætningerne angår træpille-kraftvarme kontra varmepumper, geotermi og solvarme, mens sammenligningen mellem træflis-kraftvarme og disse alternativerne alene er behandlet i en følsomhedsanalyse. Det skal også nævnes, at der ved annuisering af kapitalomkostninger for investeringer i scenarierne er anvendt en generel økonomisk levetid på 25 år. Eventuelle forskelle i anlæggenes tekniske levetid er således ikke inddraget.

3.4 Samfundsøkonomiske omkostninger

I et samfundsøkonomisk perspektiv (ekskl. skatter, afgifter og tariffer) er Alternativ 1 forbundet med lavere omkostninger end Referencen (ca. 177 mio. kr./år med grundforudsætningerne, se Figur 3). Desuden er Alternativ 2 62 mio. kr./år billigere end Referencen i et samfundsøkonomisk perspektiv.



Figur 3. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (ekskl. skatter, afgifter og tariffer¹) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier ud fra et systemøkonomisk perspektiv. Den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet; dvs. hvor indtægt fra elsalg medregnes som en negativ omkostning. De totale omkostninger efter indregning af elsalg er angivet med prikker. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet².

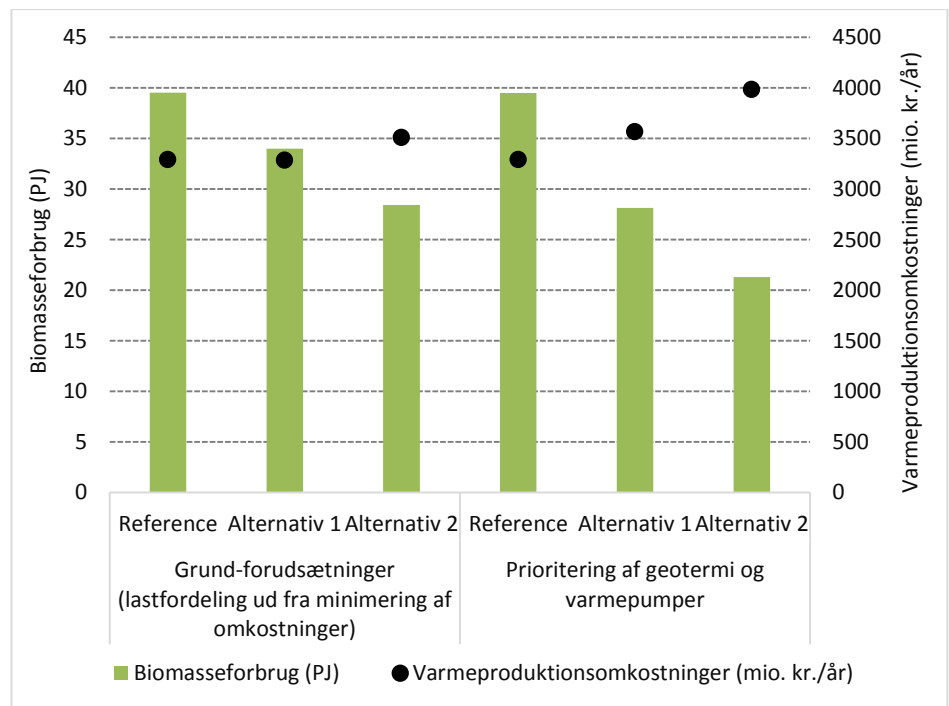
Forskellen mellem det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske billede skyldes dels elpristilskuddet, som giver en øget indtægt i scenarier med høj elproduktion (Referencen), og dels, at elforbrug til varmepumper og eldrevne geotermianlæg (i Alternativ 1 og 2) er omfattet af relativt høje afgifter/tariffer.

3.5 Scenariernes fleksibilitet over for biomasseanvendelse

Ved etableringen af varmepumper, geotermi og solvarme i Alternativ 1 reduceres biomasseforbruget med 5,5 PJ svarende til en reduktion på 14 %. I Alternativ 2 opnås en dobbelt så stor reduktion i biomasseafhængigheden; dvs. en reduktion på 11 PJ svarende til 28 % (se Figur 4). Reduktionerne afspejler, hvor meget afhængigheden af biomasse reduceres i scenarierne, når omkostningerne samtidig ønskes minimeret.

¹ Samfundsøkonomiske tariffer er dog inkluderet i tråd med Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

² Disse repræsenterer *sunk cost* og er desuden fælles for alle scenarier.



Figur 4. Biomasseforbrug og totale varmeproduktionsomkostninger (netto) for hovedstadsområdet el- og fjernvarmeforsyning i 2035 i de tre scenarier; hhv. for grundforudsætningerne og i en situation hvor geotermi og varmepumper i Alternativ 1 og 2 prioriteres i lastfordelingen.

Hvis geotermi og varmepumper prioriteres i lastfordelingen, opnås der som vist en betydeligt større reduktion i biomasseforbruget (hhv. 29 % og 46 % i Alternativ 1 og 2). Til gengæld indebærer prioriteringen af geotermi og varmepumper som vist en betydelig meromkostning i forhold til Referencen (275 mio. kr./år for Alternativ 1 og 692 mio. kr./år for Alternativ 2 med grundforudsætningerne). Ovenstående viser, at hvis varmepumperne og geotermi-anlæggene i Alternativ 1 og 2 udnyttes fuldt ud, kan biomasseafhængigheden reduceres markant, men at dette også vil have en betydelig meromkostning. Hvor stor denne meromkostning er, vil afhænge af udviklingen i bl.a. biomassepriser og elpriser.

4 Scenarier og model

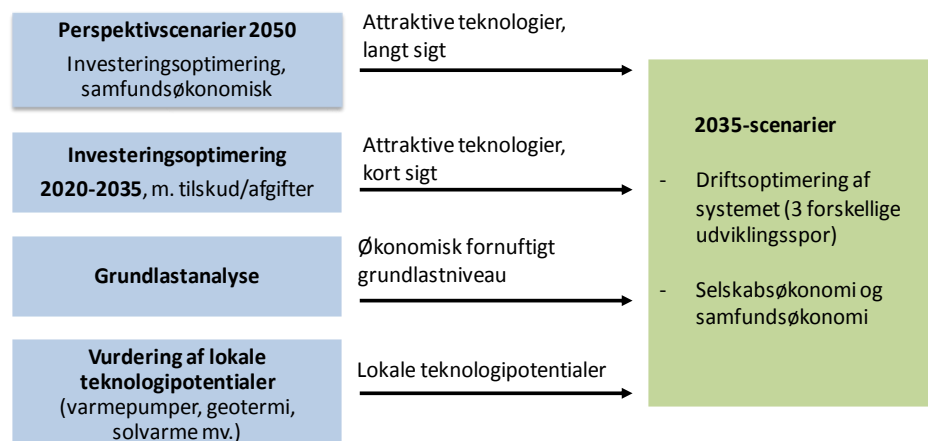
4.1 Formål og tilgang

Fjernvarmeselskaberne i hovedstadsområdet har en målsætning om, at fjernvarmeforsyningen skal være 100 % CO₂-neutral i 2025. Det stiller krav om en betydelig omlægning af hovedstadens energisystem. Samtidig har Danmark et energipolitisk mål om, at hele el- og varmeforsyningen skal være 100 % baseret på vedvarende energi i 2035. Med afsæt i ovenstående er formålet med 2035-scenarierne at bidrage til at belyse hvilke varmeforsyningsteknologier, der bør sættes på i hovedstadsområdet mod 2035.

Som vist i Figur 5 bygger 2035-scenarierne videre på forudgående analyser i Varmpelan Hovedstaden 3. I perspektivscenarier for 2050 samt i de mere kortsigtede investeringsoptimerings-analyser mod 2035 er der i energimodellen Balmorel foretaget optimering af teknologi-investeringer for at give indikationer af hvilke teknologier, der vil være økonomisk attraktive i hovedstadsområdets fremtidige varmeforsyning. Modellen har i disse analyser fået mulighed for selv at optimere hvilke nye anlæg, der skulle etableres ud fra et systemøkonomisk synspunkt. Analyserne peger på at, følgende teknologier kan være økonomisk attraktive afhængig af omstændighederne (fremtidige elpriser, biomassetilgængelighed/priser, tilskud/afgifter mv.):

- Biomasse-kraftvarme
- Varmepumper
- Solvarme
- Varmelagre

Dette er anvendt som input til hvilke teknologier, der inkluderes i 2035-scenarierne. Lokale potentialer for varmepumper, geotermi og solvarme er dertil taget i betragtning i 2035 analyserne. Geotermi er derudover inddraget i scenarierne i udviklingsveje, der tilstræber at reducere afhængigheden af biomasse yderligere, idet det lokale potentiale for varmepumper er begrænset. Som vist i Figur 5 er grundlastanalysens resultater omkring et fornuftigt grundlastniveau også inddraget i udformningen af 2035-scenarierne.



Figur 5. Tilgang anvendt til udformning af 2035-scenarierne for hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning.

I 2035-scenarierne angives som input konkrete kapaciteter og placeringer af de forskellige technologyer ud fra kendskab til bl.a. hovedstadsområdets fjernvarmenet og afsætningsgrundlaget i de forskellige forbrugsområder, adgangen til varmekilder for varmepumper, levetiden for eksisterende kraftvarmeanlæg, besluttede planer for fremtidige anlæg samt teknologipotentialer.

Via analysen af 2035-scenarierne undersøges det, hvorvidt der bør sættes på en bred vifte af produktionsteknologier – varmepumper, geotermi, solvarme og biomasse-kraftvarme – i forhold til en mere entydig satsning på biomasse-kraftvarme. I den forbindelse undersøges fordele og ulemper ved forskellige udviklingsteknologispor – særligt med hensyn til økonomi og biomasseforbrug. Betydningen af fleksibilitet i hovedstadsområdets energisystem analyseres særskilt i en fleksibilitets-analyse.

4.2 De tre scenarier for udviklingen mod 2035

Der er opstillet tre forskellige scenarier for hovedstadsområdets varmeforsyning mod 2035. De overordnede karakteristika for scenarierne er præsenteret i Tabel 2.

Tabel 2. Scenarier opstillet for hovedstadsområdets varmeforsyning mod 2035 (Reference, Alternativ 1 og Alternativ 2). Pejlepunkterne for 2035 er vist for hver af de tre scenarier.

	Reference	Alternativ 1	Alternativ 2
Biomasse-kraftvarme	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, og i ca. 2032 bygges ny træpille-kraftvarme	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, men fornyes ikke i ca. 2032, når den er udtjent	AVV1 ombygges til træpiller og levetidsforlænges i ca. 2018, men fornyes ikke i ca. 2032, når den er udtjent
	AMV1 levetidsforlænges inden 2035	AMV1 levetidsforlænges inden 2035	AMV1 levetidsforlænges ikke inden 2035
	AVV2 levetidsforlænges inden 2035	AVV2 levetidsforlænges inden 2035	AVV2 levetidsforlænges inden 2035
	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis	AMV3 Ombygges i 2020 til træflis
Varmepumper/Geotermi	-	300 MJ/s	600 MJ/s
Solvarme	-	0,5 PJ (ca. 56 ha jordareal)	1 PJ (ca. 112 ha jordareal)
Varmelagerkapacitet	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh

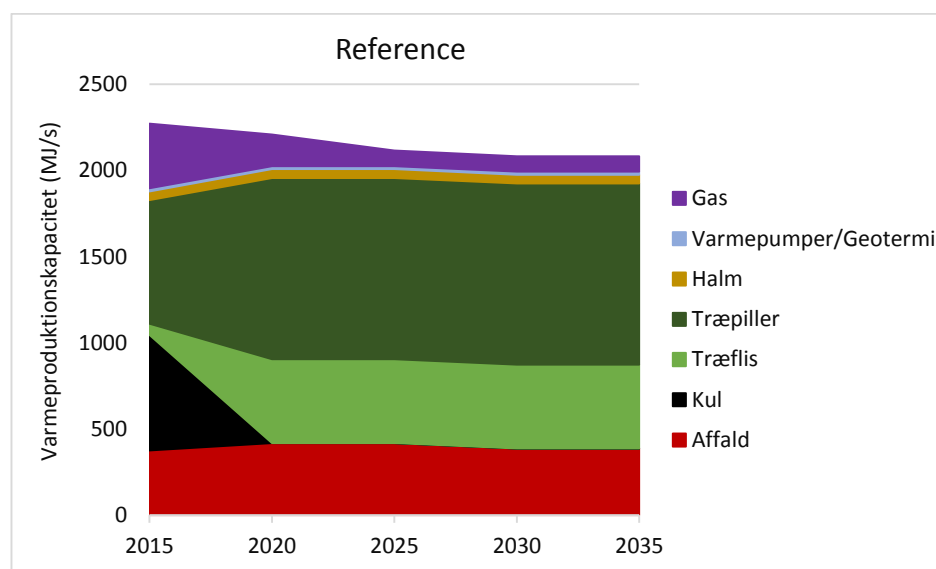
Reference-scenariet repræsenterer en udvikling, hvor der i hovedstadsområdet satses entydigt på biomasse-kraftvarme, mens Alternativ 1 og Alternativ 2 repræsenterer udviklingsspor, hvor varmepumper, geotermi og solvarme etableres som erstatning for biomasse-kraftvarme i større eller mindre grad.

I *Alternativ 1* udnyttes det skønnede tekniske potentiale for de mest oplagte varmekilder for varmepumper - industriel overskudsvarme, drikkevand og spildevand. Dertil realiseres omtrent halvdelen af det skønnede potentiale for havvandsvarmepumper (varmekilden for havvandsvarmepumper er i princippet ubegrænset og potentialet for havvandsvarmepumper er derimod begrænset af muligheden for at afsætte varme fra kystplaceringerne til fjernvarmesystemet). Dertil etableres det analyserede geotermianlæg på Nordhavn. Det giver i alt 300 MJ/s samlet varmeproduktionskapacitet fra varmepumper og geotermi. Derudover antages der etableret en betydelig mængde kollektiv solvarme (0,5 PJ) på Vestegnen.

I *Alternativ 2* udbygges implementeringen af varmepumper yderligere, så det skønnede potentiale for havvandsvarmepumper udnyttes fuldt ud. Derved opnås en samlet varmepumpekapacitet på knap 300 MJ/s, hvorved det skønnede potentiale for varmepumper i hovedstadsområdet udnyttes. Dertil etab-

leres 5 geotermianlæg placeret decentralt i distributionsnettene; udover geotermianlægget i Nordhavn, hvilket giver en varmeproduktionskapacitet med geotermi på ca. 300 MJ/s. I alt opnås dermed en varmepumpe/geotermi-kapacitet på 600 MJ/s. Samtidig er etableringen af solvarmebaseret fjernvarme dobbelt så høj som i Alternativ 1; dvs. 1 PJ.

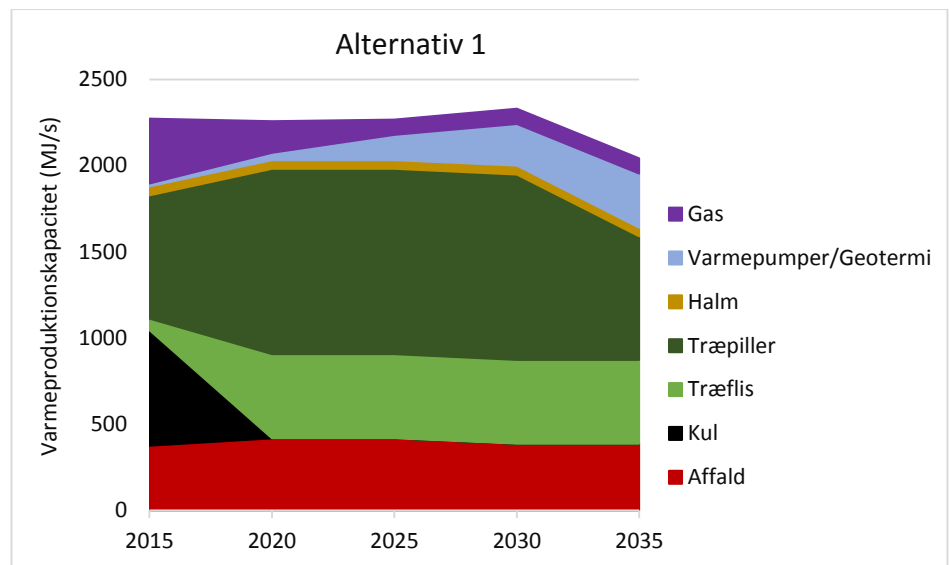
Figur 6 viser udviklingen i den samlede grundlastkapacitet i hovedstadsområdet mod 2035 i Reference-scenariet.



Figur 6. Udvikling i grundlastkapacitet for hovedstadsområdet mod 2035 i Reference-scenariet. Forløb mellem de angivne år er illustreret ved interpolation.

Udviklingen fra 2015 til 2020 præges af ombygningen af AMV3 fra kul til træflis og den forudsatte ombygning af AVV1 fra kul til træpiller. Den beskrevne mængde varmepumpe/geotermi-kapacitet udgøres af det dampdrevne geotermianlæg på Amager samt det planlagte varmepumpeanlæg baseret på spildevand på Lynetten. Den resulterende grundlastkapacitet i 2035 i Reference-scenariet er 2.083 MJ/s.

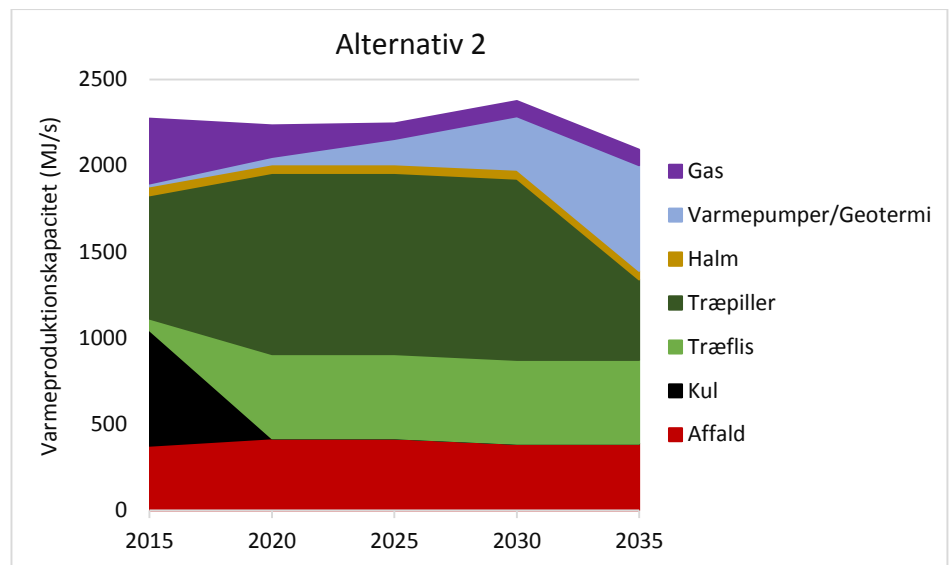
Figur 7 viser udviklingen i den samlede grundlastkapacitet i hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet Alternativ 1.



Figur 7. Udvikling i grundlastkapacitet for hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet Alternativ 1. Forløb mellem de angivne år er illustreret ved interpolation. Solvarmeudbygningen i scenariet indgår her ikke som en del af grundlastkapaciteten.

Ændringen i forhold til Reference-scenariet er her, at AVV1 (træpillefyret) ikke fornyes efter 2030, og at varmepumpe/geotermi-kapaciteten i stedet udbygges betydeligt (ca. 300 MJ/s mere end i Referencen). Samlet set er der forudsat en grundlastkapacitet på 2.042 MJ/s i 2035, dvs. omtrent svarende til i Referencen. Den højere grundlastkapacitet i 2020-2030 i forhold til Referencen skyldes, at udbygningen med varmepumper/geotermi er antaget at ske trinvis over perioden for derved at kunne indhente erfaringer fra de første anlæg, før de næste bygges.

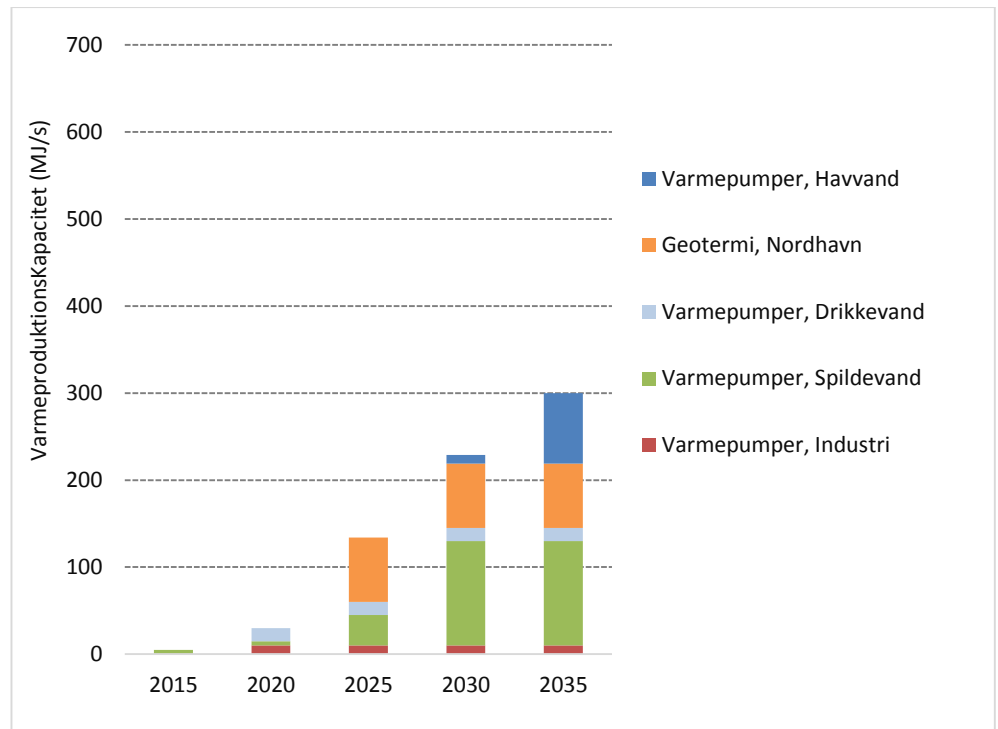
Udviklingen i den samlede grundlastkapacitet i hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet i Alternativ 2 er illustreret i Figur 8.



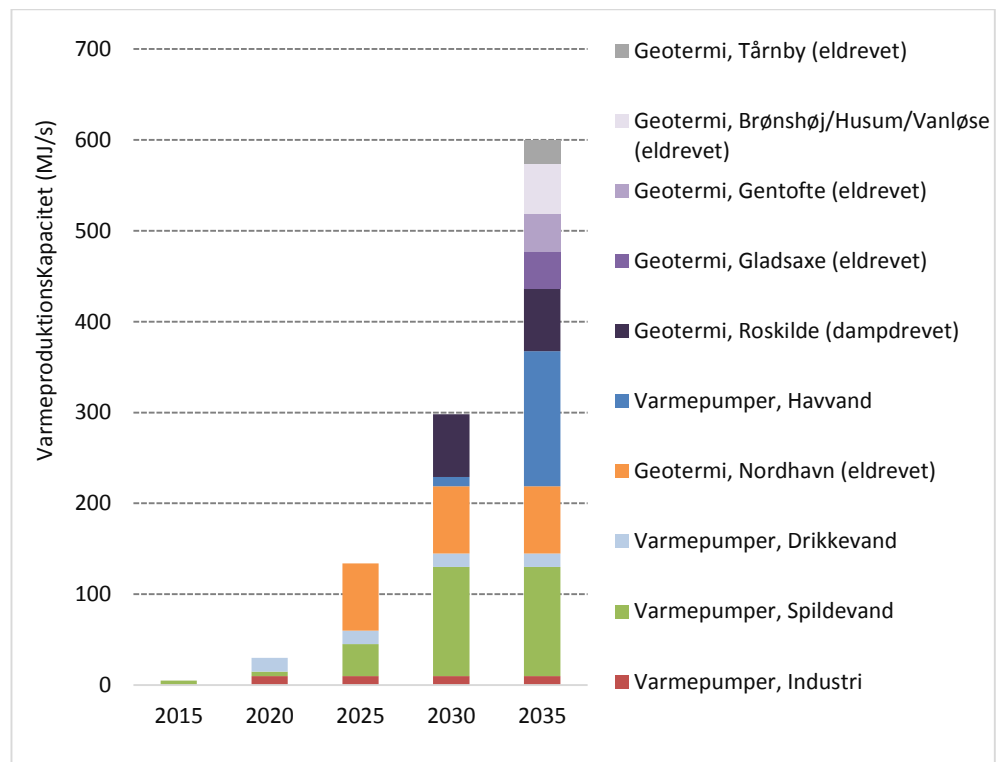
Figur 8. Udvikling i grundlastkapacitet for hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet Alternativ 2. Forløb mellem de angivne år er illustreret ved interpolation. Solvarmeudbygningen i scenariet indgår her ikke som en del af grundlastkapaciteten.

Som vist er reduktionen i træpillefyret varmeproduktionskapacitet endnu større i Alternativ 2, idet hverken AVV1 eller AMV1 her antages levetidsforlænget. Udbygningen med varmepumper/geotermi er her til gengæld ca. 600 MJ/s større end i Referencen. Den resulterende grundlastkapacitet i 2035 er 2.093 MJ/s, dvs. omtrent som i Referencen. Som for Alternativ 2 skyldes den højere grundlastkapacitet i 2020-2030, at udbygningen med varmepumper/geotermi er antaget at ske trinvist over perioden for derved at kunne indhente erfaringer fra de første anlæg, før de næste bygges

Figur 9 og Figur 10 viser, hvilken trinvis udbygning der er antaget med varmepumper/geotermi i hhv. Alternativ 1 og 2. Det er samtidig vist, hvordan kapaciteterne er fordelt på teknologityper og områder. Det ses at der i Alternativ 1 er en samlet varmepumpe kapacitet på 226 MJ/s og at der er indlagt et geotermianlæg i Nordhavn på 74 MJ/s. I Alternativ 2 er der yderligere 68 MJ/s varmepumpe kapacitet (hvor kilden er havvand) og 232 MJ/s geotermi.



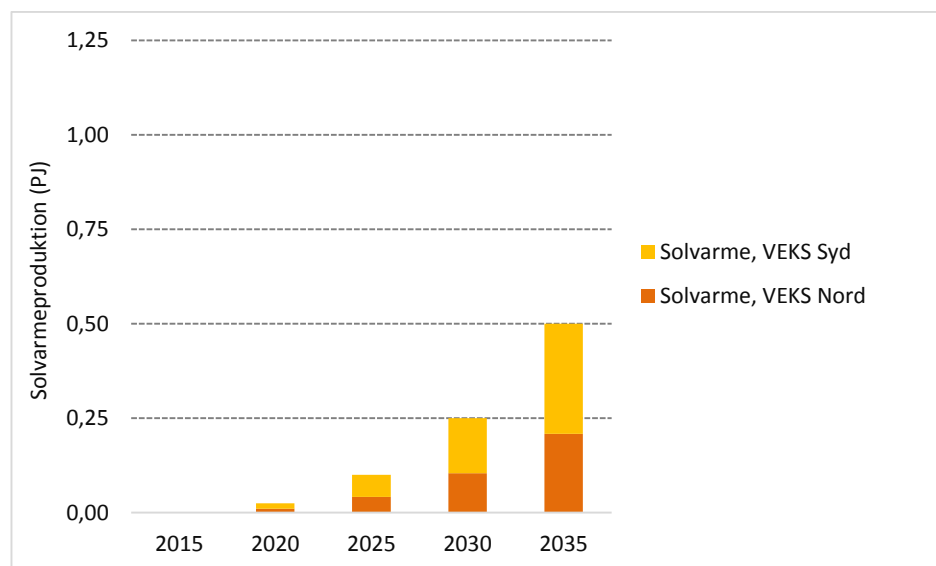
Figur 9. Udbygning med varmepumper og geotermi antaget i hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet Alternativ 1.



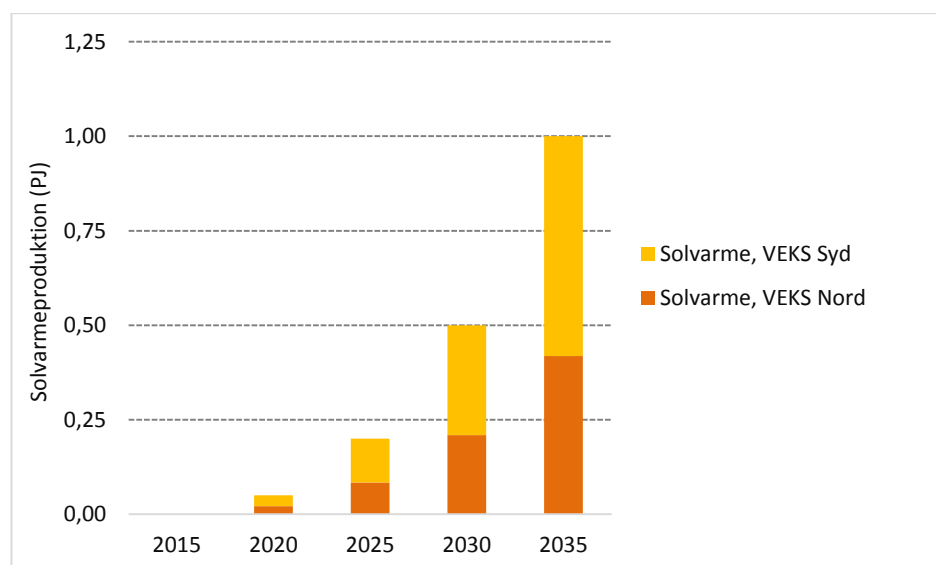
Figur 10. Udbygning med varmepumper og geotermi antaget i hovedstadsområdet mod 2035 i scenariet Alternativ 2.

Hvor stor en varmeproduktion, der leveres af varmepumper og geotermi i scenarierne, vil afhænge af deres økonomiske konkurrencedygtighed i driftsoptimeringen. Denne vil afhænge af anlæggenes omkostningsdata og effektivitet (se Tabel 3 og Tabel 4).

Den antagne trinvis udbygning med solvarme i Alternativ 1 og 2 er vist i Figur 11 og Figur 12 fordelt på områder.



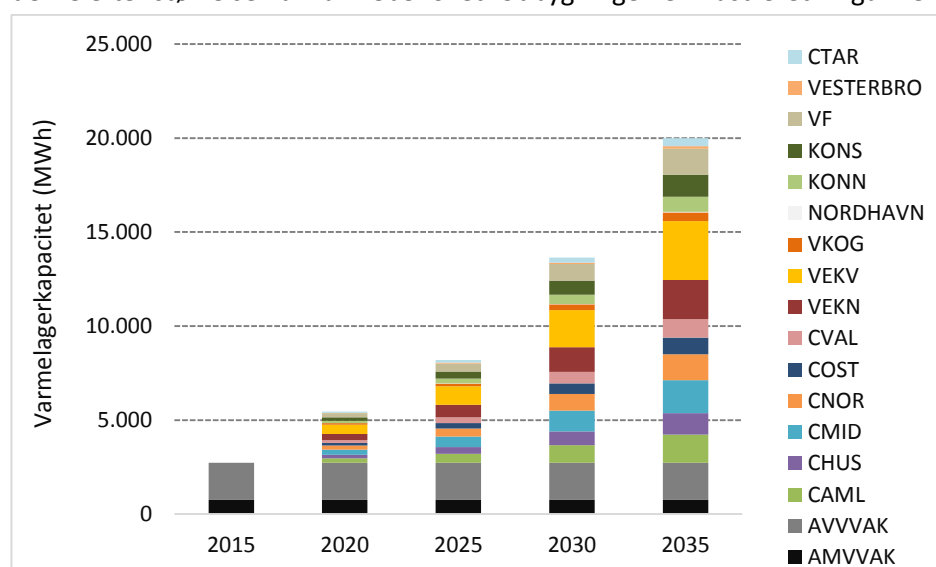
Figur 11. Udbygning med kollektiv solvarme antaget i hovedstadsområdet i scenariet Alternativ 1.



Figur 12. Udbygning med kollektiv solvarme antaget i hovedstadsområdet i scenariet Alternativ 2.

Den antagne solvarmeproduktion i 2035 i Alternativ 1 svarer til ca. 4,5 % af det årlige varmebehov i VEKS Syd og Nord og ca. 1,5 % af varmebehovet i hovedstadsområdet som helhed. I Alternativ 2 dækker solvarmen det dobbelte dvs. ca. 9 % i VEKS Syd og Nord og ca. 3 % af varmebehovet i hovedstadsområdet som helhed. Solvarmeproduktionen time for time er givet ud fra en variationsprofil og den årlige solvarmeproduktion svarende til det antagne solfangerareal (dette er forudsat at udgøre halvdelen af jordarealerne afsat til solvarme, se Tabel 2).

Varmelagre er i alle tre scenarier antaget udbygget i varmemeforbrugsområderne efter størrelsen af varmebehovet. Udbygningen er illustreret i Figur 13.



Figur 13. Udbygning med varmelagerkapacitet antaget i hovedstadsområdet i scenarierne Reference, Alternativ 1 og Alternativ 2. En forklaring af de forskellige forbrugsområder er angivet i afsnit 6.1.

De eksisterende varmelagre på Amagerværket (AVV VAK) og Avedøreværket (AMV VAK) er som vist antaget fastholdt mod 2035 (de sorte/grå områder på Figur 13). De øvrige varmelagre på figuren repræsenterer nye varmelagre forudsat i scenarierne. Udbygningen mod 2035 svarer til omtrent en 7-dobling af den nuværende varmelagerkapacitet. Lagerkapaciteten i 2035 svarer til ca. 430.000 m³ ved antagelse af en specifik lagerkapacitet på 167 MJ/m³ (40 °C temperaturforskel)³. Mængden af forudsat varmelagerkapacitet er bl.a. begrundet i de investeringsanalyser, der blev lavet med Balmorel inden fastlæggelse af projektets tre 2035-scenarier. Der er ikke lavet følsomhedsanalyser på mængden af varmelagerkapacitet for de tre 2035-scenarier.

³ Energistyrelsen, 2012: "Technology data for energy plants".

I modellen kan alle varmeproduktionsteknologier anvende varmelagrene, som således bidrager til større fleksibilitet i hovedstadens el- og fjernvarmesystem.

4.3 Tekniske og økonomiske nøgleforudsætninger

I Tabel 3 er det angivet, hvilke omkostningsdata der er forudsat for de nye teknologier, der etableres i scenarierne, samt for de kraftvarmeværker, der antages levetidsforlænget.

Tabel 3. Omkostningsdata for teknologier som varierer i kapacitet i mellem de forskellige 2035-scenarier.

Teknologi	Investering		Fast D&V		Variabel D&V (kr./MWh)
Ny træpille-kraftvarme (AVV1)	Mio. kr./MW-varme	11,1	1000 kr./MW varme/år	318	16
Ny træflis-kraftvarme (AVV1) ****	Mio. kr./MW-varme	11,7	1000 kr./MW-varme/år	141	31,7
Levetidsforlængelse af AMV1 *****	Mio. kr./MW-varme	1,4	1000 kr./MW-varme/år	116	7,0
Geotermi, dampdrevet*	Mio. kr./MW-varme	22,6	1000 kr./MW-varme/år	235	12,5
Geotermi, eldrevet	Mio. kr./MW-varme	18,6	1000 kr./MW-varme/år	203	10,8
Varmepumper, industri/spildevand/drikkevand**	Mio. kr./MW-varme	4,5	1000 kr./MW-varme/år	14,4	2,4
Varmepumper, havvand	Mio. kr./MW-varme	4,5	1000 kr./MW-varme/år	14,4	2,4
Solvarme***	kr./m ² solfanger	1.209	kr./m ² solfanger/år	5	4,5

*Damp fra affaldsanlægget ejet af KARA-NOVEREN antages udnyttet som drivvarme. Faste omkostninger er angivet per merkapacitet, som geotermianlægget giver. Tilsvarende er variabel D&V omkostninger angivet per mervarmeproduktion, som geotermianlægget giver.

** Havvandsvarmepumper er antaget opsat nær kyst, og der er dermed ikke antaget meromkostninger til rørledning i forhold til varmepumper baseret på andre varmekilder.

***De faste omkostninger for solvarme repræsenterer leje af jord (2-3 kr./m² jord/år).

****Træfliskraftvarme er kun anvendt i følsomhedsanalyse.

Data for fast D&V for træpillekraftvarme er anvendt fra teknologikataloget, hvor de er angivet per MW-elkapacitet. At fast D&V per MW-varme er forskellige for AVV1 og AMV1 i tabellen skyldes alene forskelle i varmekapaciteten for anlæggene.

Variabel D&V er per MWh el for kraftvarmeudtagsværker (AVV1), per MWh el og varme for modtryksanlæg (AMV1) og per MWh varme for anlæg, der alene producerer varme. Data er fra Teknologikataloget, dog ikke for geotermi, som er baseret på estimater fra planlægningen i hovedstadsområdet.

***** Omkostninger til levetidsforlængelsen for AMV1 er sat til 1 mio. kr./MW_{indfyret} og er vurderet ud fra generelle planlægningstal og er ikke konkrete tal fra HOFOR Energiproduktion. Til sammenligning kostede levetidsforlængelsen af den ene blok på Studstrupværket 550 mio. kr. for en enhed på 350 MW_{el}.⁴

Dataene er primært baseret på Teknologikataloget⁵, mens der fx for geotermi-omkostningerne er anvendt estimater fra planlægningen i hovedstadsområdet. Der er anvendt en økonomisk levetid på 25 år for teknologi-investeringerne, og der tages således ikke hensyn til eventuelle forskelle i tekniske levetider for anlæggene.

Varmepumper overfører varme fra en varmekilde til et medie med en højere temperatur (her fjernvarmesystemet) under anvendelse af et drivmiddel. De

⁴ <http://ing.dk/artikel/studstrupvaerket-koerer-videre-paa-kul-frem-til-2015-129121>

⁵ Energistyrelsen, 2012: "Technology data for energy plants".

forudsatte varmepumper i scenarierne samt det eldrevne geotermianlæg anvender el som drivmiddel (kompressionsvarmepumper). I geotermianlæg placeret på KARA/NOVEREN anvendes en absorptionsvarmepumpe, der i stedet anvender damp som drivmiddel. COP (*Coefficient Of Performance*) for en varmepumpe udtrykker, hvor meget varme, der produceres per energiinput. Jo mindre temperaturløft varmepumpen skal foretage, jo højere bliver COP. Dermed bliver COP højere, desto højere temperatur varmekilden har og desto lavere temperatur varmepumpen skal levere til. Geotermi og varmepumper bør derfor levere ind på distributionsnettene, grundet det lavere temperaturniveau for derved at opnå højest mulig COP. Samtidig bør varmekilderne med de højeste temperaturer så vidt muligt udnyttes først.

I 2035-scenarierne er de anvendte COP'er baseret på en antagelse om, at varmepumpe- og geotermi-anlæggene leverer til distributionsnettet. Tabel 4 er det angivet hvilken COP, der er antaget for varmepumper afhængig af varmekilden og for hhv. eldrevet og dampdrevet geotermi. Som vist er COP for varmepumperne højest ved anvendelse af industriel overskudsvarme som varmekilde (4,5), hvilket skyldes den høje temperatur på denne varmekilde (30-45 °C). I sammenligning er havvandstemperaturer betydeligt mindre (0-20 °C), hvorved COP for havvandsvarmepumper er betydeligt lavere (2,9).

Tabel 4. COP (Coefficient Of Performance) samt varmeproduktionskapacitet og placering antaget i 2035 i scenariet Alternativ 2. I Alternativ 1 er der kun udnyttet ca. halvdelen af potentialet for havvandsvarmepumper (81 MW) og en mindre etablering af geotermi, (74 MW i Nordhavn), hvilket giver en samlet produktionskapacitet fra varmepumper og geotermi på 300 MW.

Teknologi	Varmekilde	COP	Varmeproduktionskapacitet antaget (MW) Alternativ 2	Baggrund for kapacitetens størrelse	Placering antaget (modelområder)
Varmepumper, eldrevet	Industriel overskudsvarme	4,5	10	Varmekildens størrelse	Frederiksberg/Nørrebro (5 MW), Amagerland (5 MW)
	Spildevand	3,2	120	Varmekildens størrelse	Valby (30 MW), Lynetten (80 MW), Køge (10 MW)
	Drikkevand	3,1	15	Varmekildens størrelse	Brønshøj/Husum/Vanløse (5 MW), VEKV (5 MW), Vestforbrænding (5 MW)
	Havvand	2,9	149	Varmegrundlag i relevante forbrugsområder samt konkurrence fra andre varmepumper og geotermi.	Leverer til V7 og V8 og videre til bl.a., Konverteringsområde Nord og Syd (i alt 149 MW)
Geotermi, dampdrevet	Undergrunden	(22)*	306	Kapacitet tilpasset op til en total på 600 MW. Varmegrundlag i relevante forbrugsområder samt konkurrence fra andre anden geotermi er samtidig inddraget	Roskilde (69 MW)
		4,5			Nordhavn (74 MW), Gladsaxe (41 MW), Gentofte (41 MW), Brønshøj/Husum/Vanløse, (56 MW), Tårnby (26 MW)
Geotermi, eldrevet	Undergrunden				
Total	-	-	600	-	

*Der anvendes en absorptionsvarmepumper, som anvender damp fra affaldsanlægget som drivvarme, og denne drivvarme er antaget omkostningsneutral. Den høje COP angivet repræsenterer det mindre elforbrug, der er til pumpning og andre processer. COP'en er resultat af den samlede konfiguration af geotermianlægget, som indeholder varmepumpe, direkte veksling og pumpning i geotermikreds.

I tabellen er det også angivet hvor store varmeproduktionskapaciteter, der er antaget for hver af de forskellige varmekilder/teknologityper fordelt på områder samt baggrunden herfor. Som vist er potentialet for at anvende industriel overskudsvarme, spildevand og drikkevand som varmekilde for varmepumper begrænset af selve varmekildens størrelse. I modsætning hertil er varmekilden fra havvand principielt ubegrænset. Den begrænsende faktor for havvandsvarmepumper er derimod varmeafsætningsmulighederne; dvs. afhængig af varmegrundlaget i de områder, som havvandsvarmepumperne kan levere til samt konkurrencen fra andre varmeproduktionsteknologier. Den antagne kapacitet er vurderet ud fra varighedskurver for de relevante områder

og en antagelse om, at minimum 3.500 fuldlasttimer skal kunne opnås; dette i betragtning af at andre mere konkurrencedygtige varmepumper samt geotermi prioriteres før havvandsvarmepumper. Havvandsvarmepumperne vil dog også skulle konkurrere med kraftvarmeværker og kan afhængig af elprisen mv. ende med at få færre fuldlasttimer end 3.500 i modeloptimeringen (såvel som i virkeligheden). Geotermianlæg er tilsvarende dimensioneret ud fra antagelse om, at minimum 4.000 fuldlasttimer skal kunne opnås ved afsætning af varme i det pågældende forbrugsområde.

4.4 Balmorel modellen

Modelberegningerne af fjernvarmeforsyningen er gennemført med Balmorel modellen, som er en markedsmodel, der anvendes til analyse af sammenhængende el- og kraftvarmemarkeder. Modellen optimerer driften af el- og fjernvarmesystemer under forudsætning af velfungerende markeder. Modellen indeholder endvidere et investeringsmodul, som kan beregne investeringsforløb på basis af teknologidata og investorernes krav til forrentning af investeringer. Investeringsmodulet er dermed i stand til at bestemme den optimalt sammensatte portefølje af investering for markedsaktørerne eller for samfundsøkonomien. Modellen kan ligeledes foretage driftsnære beregninger på timeniveau under hensyntagen til fx de øgede reservekrav i energisystemer med meget vindkraft. Her kan inddrages start-stop omkostninger og minimumslast på værker, men det er ikke muligt at medtage hydrauliske forhold i nettet.

I analyserne i denne rapport anvendes modellen til at optimere både investeringer og drift. Der anvendes en tidsaggregering, hvor hvert år opdeles i 12 måneder med 6 aggregerede repræsentative tidsafsnit i hver måned (aggregeringen indfanger de væsentligste variationer i el- og fjernvarmebehovet). Reservekrav, start-stop omkostninger og minimumslast på værker er ikke modelleret.

Gennem arbejdet i VPH1 og VPH2 er Balmorel modellen udviklet til at indeholde en detaljeret repræsentation af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet. Dette inkluderer såvel modellering af fjernvarmeforbrug, netbegrænsninger og varmeproduktionsanlæg.

Det danske elsystem er gennem det internationale elmarked og stærke transmissionsforbindelser i meget høj grad integreret med nabolandenes energisystem. Balmorel omfatter i VPH3 Norden og Tyskland, hvilket giver mulighed for at analysere samspillet mellem elsystemerne i de forskellige lande.

5 Generelle forudsætninger

Der er fastsat en række overordnede forudsætninger for scenarierne omkring brændselspriser, CO₂-priser, afgifter og tilskud samt elprisens udvikling. Specifikke forudsætninger for hovedstadsområdet er angivet i kapitel 6. Økonomital er generelt angivet i 2014-kr.

5.1 Brændsels- og CO₂-priser

Brændselspriser

Priser på fossile brændsler og biomasse er baseret på IEA's World Energy Outlook (WEO) fra 2012, der har priser til 2035. For biomasse er priserne opdateret i forhold til den rapport om biomassepriser, som Ea Energianalyse har udarbejdet for Energistyrelsen i foråret 2013, og som har været i høring blandt nøgleaktører i branchen. Denne rapport er udgivet som en del af Energistylsens Bioenergianalyse i maj 2014.

Affaldsforbrænding er modelleret, så der kræves afbrændt en given mængde affald på årsbasis (se også afsnit 6.3). Affaldsværkerne kan supplere med affaldsflis, hvis der er ledig kapacitet. Affaldsflis repræsenterer træflis af ringere kvalitet end traditionel træflis og er derfor antaget at have en brændselspris som er 7,5 kr./GJ lavere end for traditionel træflis⁶.

Tabel 5. Brændselspriser i modellen.

Kr- 2014./GJ	2015	2020	2025	2030	2035
Kul	20	23	27	27	28
Fuel olie	114	116	119	122	125
Letolie	140	141	145	148	150
Naturgas	62	64	77	80	82
Halm	45	46	48	50	52
Træflis	48	50	53	55	57
Affaldsflis	40	43	45	48	50
Træpiller	65	66	67	69	70

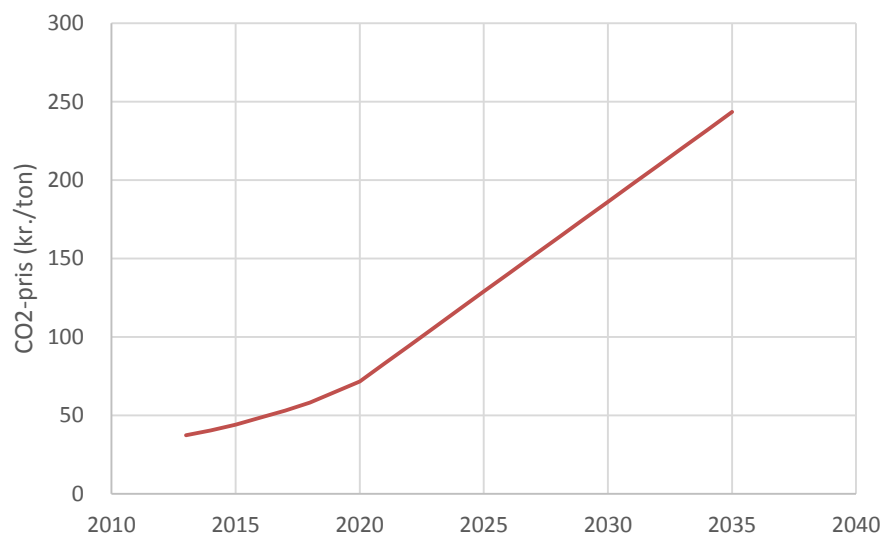
CO₂-priser

For CO₂-priser er der for perioden frem til 2020 indlagt en lavere pris end i IEA's forudsætninger for at afspejle de nuværende lavere forventninger til markedsudviklingen. Prisen i 2020 er baseret på en analyse af forwardpriser for CO₂, fremskrivninger af CO₂-prisen anvendt i forbindelse med EU's backloading-analyser⁷ og vurderinger fra Finansministeriet foretaget i forbindelse

⁶ Baseret på oplysninger fra HOFOR.

⁷ Der citeres bl.a. en række analyser i rapporten "Carbon leakage and the future of the EU ETS market" udgivet af CE DELFT i april 2013.

med forhandlinger for Vækstplan.dk. Efter 2020 forudsættes en gradvis tilpasning til IEA's forudsætninger, som opnås i 2035.



Figur 14: Den forudsatte CO₂-pris i modellen frem til 2035.

5.2 Afgifter og tilskud

Både afgifter til varmeproduktion og eltariffer er inkluderet, inkl. energiafgift, CO₂-afgift, nettarif, systemtarif, PSO tarif og distributionstarif.

Forsyningssikkerhedsafgiften på biomasse og fossile brændsler er antaget fjernet fra 2015 baseret på Regeringens Vækstafale 2014, som blev vedtaget i juli 2014.

Følgende afgiftslettelser fra vækstafalen er dertil anvendt: Fjernelsen af forsyningssikkerhedsafgiften giver en større afgiftslettelse for biomasse end for fossile brændsler. For at sikre en uændret afgiftsforskel mellem biomasse og fossile brændsler er energiafgiften på fossile brændsler reduceret med 7,5 kr./GJ. Denne reduktion indføres gradvist mod 2020. Med henblik på delvis at sikre en uændret afgiftsforskel mellem biomasse og eldrevet varmeproduktion er elvarmeafgiften (energiafgiften) reduceret med 6,8 øre/kWh el (19 kr./GJ el). Dertil er PSO-afgiften reduceret fra 19 øre/kWh el til 13 øre/kWh el.

Tabel 6. Afgifter og tariffer forudsat i scenarierne for 2020-2035.

Kr-2014	Kul KV	Natur- gas KV	Bio- masse KV	Varmepumper (vist for COP=3)	Elkedler	Fossil kedel, afgiftsloft	Biomasse- kedel
Energiaf- gift	45.1	45.1	-	-	-	-	-
CO2-afgift	13.2	7.9	-	-	-	-	-
Forsynings- sikkerheds- afgift	0	0	-	-	-	-	-
Elvarmeaf- gift og ta- riffer	-	-	-	60.3	107.5	-	-
Total	58.3	53.0	0.0	60.3	107.5	58.3	0.0

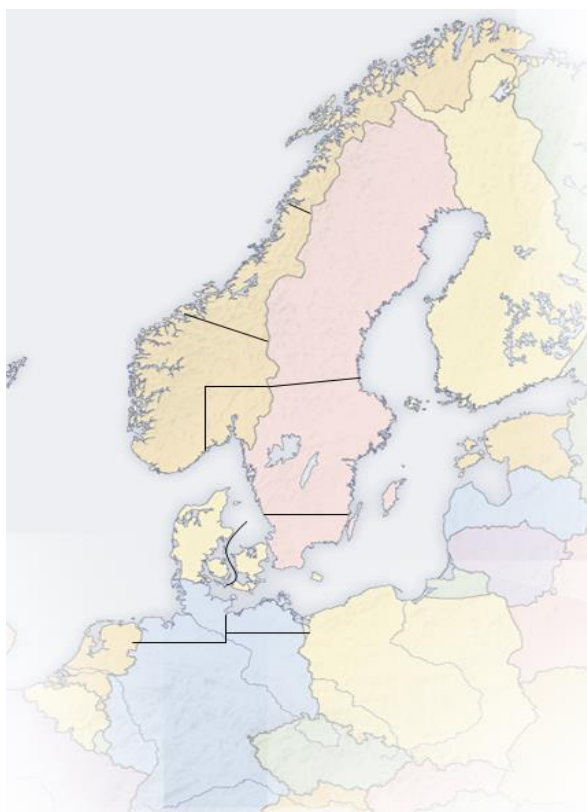
Der er i beregningerne taget højde for, at eldrevne geotermianlæg betaler en lavere energiafgift af elforbruget til pumpearbejde i forhold til den energiafgift, som er pålagt elforbrug til varmepumpedrift.

Afgifterne og tarifferne er antaget uændrede fra 2020 til 2035.

5.3 Elprisens udvikling

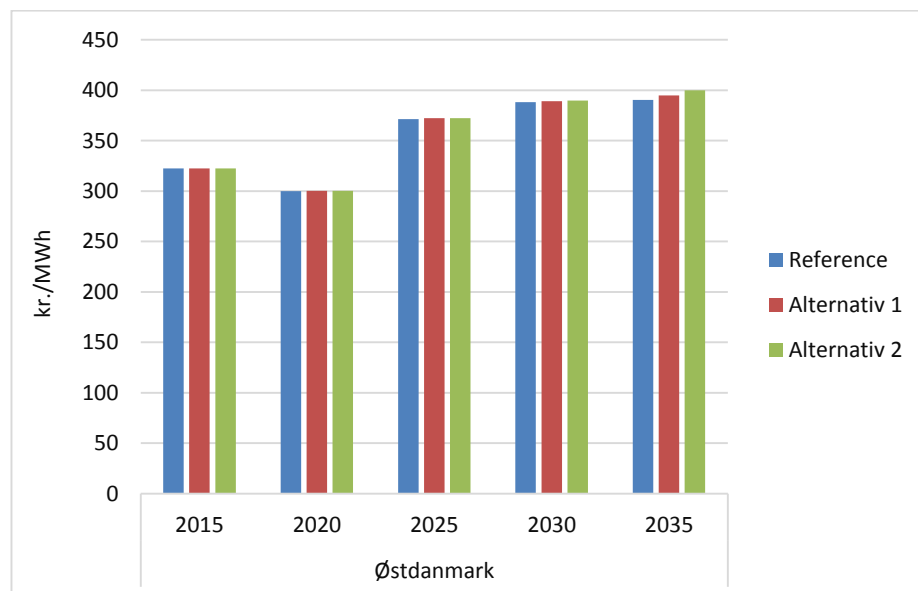
Størstedelen af fjernvarmemarkedet i hovedstadsområdet forsynes fra kraftvarmeanlæg, og muligheder og rammer for salg af elektricitet i Østdanmark har derfor stor betydning for værkernes varmeproduktion. Da det danske elmarked endvidere er tæt integreret med både det nordiske og det tyske marked, er det afgørende for kraftvarmeværkernes drift og økonomi, hvordan det omgivende elsystem udvikler sig frem mod 2035, herunder naturligvis især elprisens udvikling.

Balmorel-modellen er i projektet sat op til at omfatte de nordiske lande og Tyskland. Således spiller driften i hovedstadsområdet sammen med alle de øvrige anlæg i dette område. Detaljerede informationer om eltransmission, elforbrug, fjernvarmeforbrug, teknologidata og biomasseressourcer ses i bilag 2.



Figur 15: Modellens geografiske område i analysen.

Modelresultater for elprisudviklingen for scenarierne er vist i Figur 16.



Figur 16. Udviklingen i den gennemsnitlige elpris for Østdanmark (uvægtet) fra 2015 til 2035 for de tre scenarier.

Elprisen øges generelt mod 2035, primært som følge af de forudsatte stigninger i CO₂-pris og brændselspriser. At elprisen i Figur 16 dog er højere i 2015 end i 2020 skyldes, at investeringer i optimeringen ikke er tilladt i 2015, da ny kapacitet normalt ikke vil kunne være bygget med så kort tidshorisont. Det giver lavere frihedsgrader i optimeringen, hvilket resulterer i en højere elpris. Når investeringer tillades i 2020, reduceres elprisen så.

De små forskelle mellem scenarierne for et givet år viser, at et større elforbrug til varmepumper og geotermi i hovedstadsområdet kan påvirke elprisen i opadgående retning.

6 Forudsætninger for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

Til brug for VPH3-beregningerne er der opstillet en række forudsætninger for hovedstadsområdets kraftvarmesystem i perioden frem til 2050. Dette afsnit beskriver forudsætninger vedrørende varmekorbrugsområder, fjernvarmenet, produktionskapacitet og anvendelsen af biomasse og affald – med fokus på perioden frem til 2035.

6.1 Områder og transmissionsbegrænsninger

Til beregningerne i grundscenariet er der lavet en inddeling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet. Opdelingen er udarbejdet af varmeselskaberne specifikt til dette projekt og er opdateret i forbindelse med VPH3. I modellen er hovedstadens kraftvarmesystem inddelt i følgende forbrugsområder:

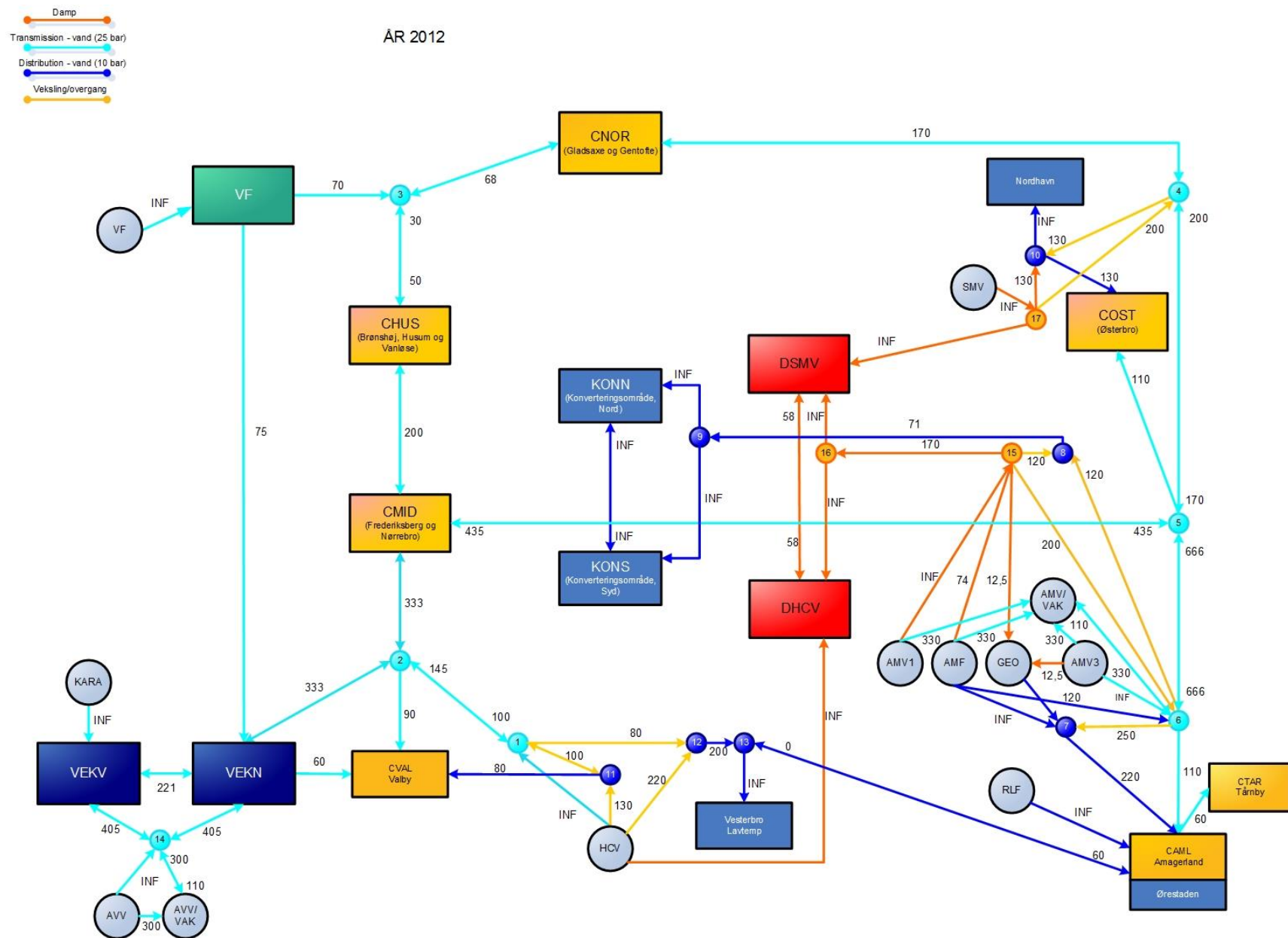
- VEKV (VEKS Vest)
- VEKN (VEKS Nord)
- VKOG (VEKS Køge)
- VF (Vestforbrænding)
- CNOR (CTR – Gladsaxe og Gentofte)
- CHUS (CTR – Brønshøj, Husum og Vanløse)
- CMID (CTR – Frederiksberg og Nørrebro)
- CVAL (CTR - Valby)
- COST (CTR - Østerbro)
- CTAR (CTR - Tårnby)
- CAML (CTR og HOFOR – Amagerland og Ørestad)
- DHCV (HOFOR - dampområde tilknyttet H.C. Ørsted Værket, konverteret til vand i 2021)
- DSMV (HOFOR - dampområde tilknyttet Svanemølleværket, konverteret til vand i 2021)
- KONN (HOFOR - dampområde konverteret til vand - nord)
- KONS (HOFOR - dampområde konverteret til vand - syd)
- Vesterbro (HOFOR- Vesterbro lavtemperaturområde)
- Nordhavn (HOFOR – Nordhavn)

Endvidere opereres der i modellen med 16 produktionsområder, som alene indeholder produktionsanlæg eller varmelagre og intet forbrug. Disse områder er inkluderet i modellen for at kunne repræsentere varmetransmissionsbegrænsninger mellem produktionsanlæggene og forbrugsområderne.

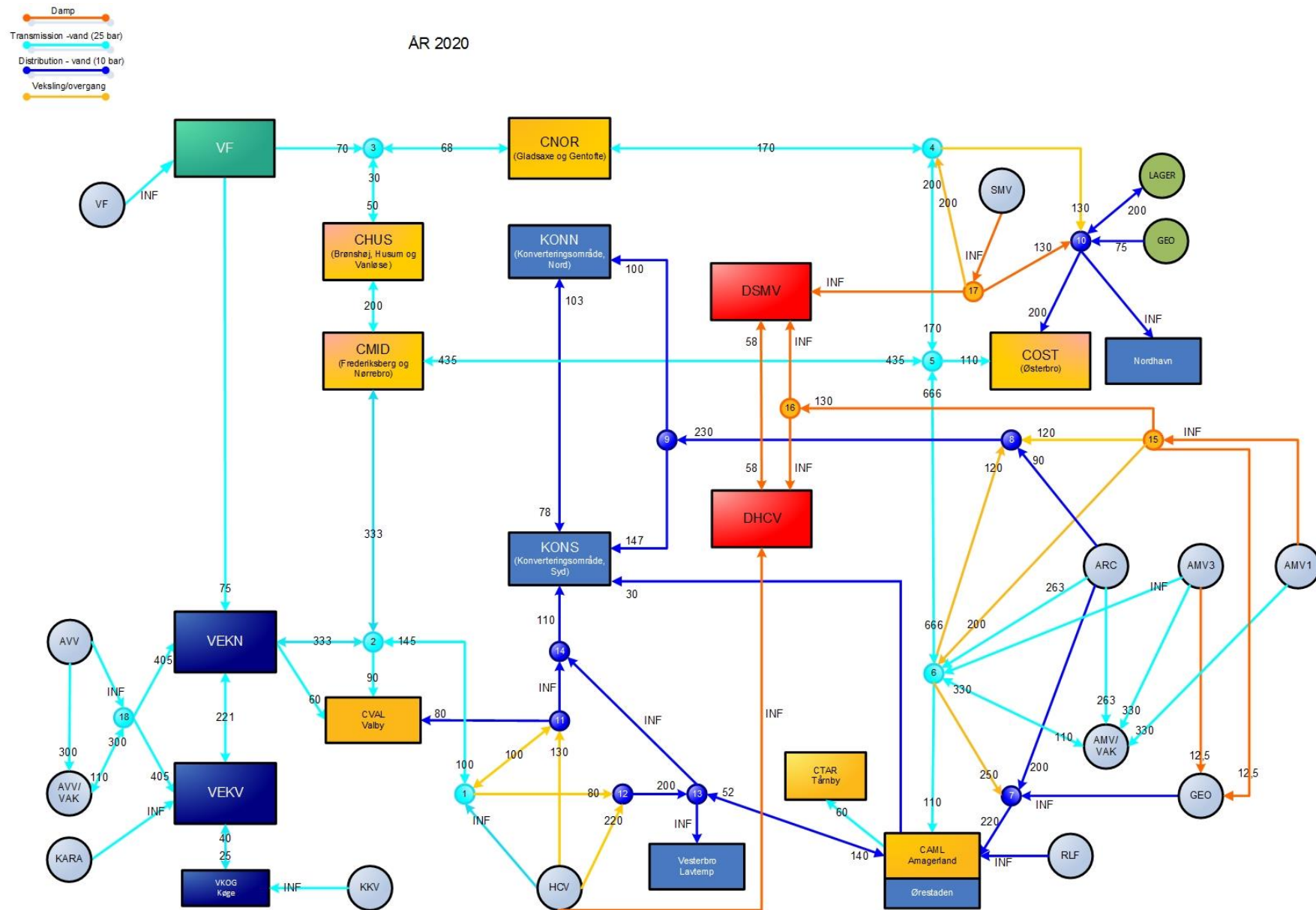
Det skal bemærkes, at input til varmetransportbegrænsningerne er en blanding af kapacitetsberegninger, hydraulikberegninger og erfaringer og er kun

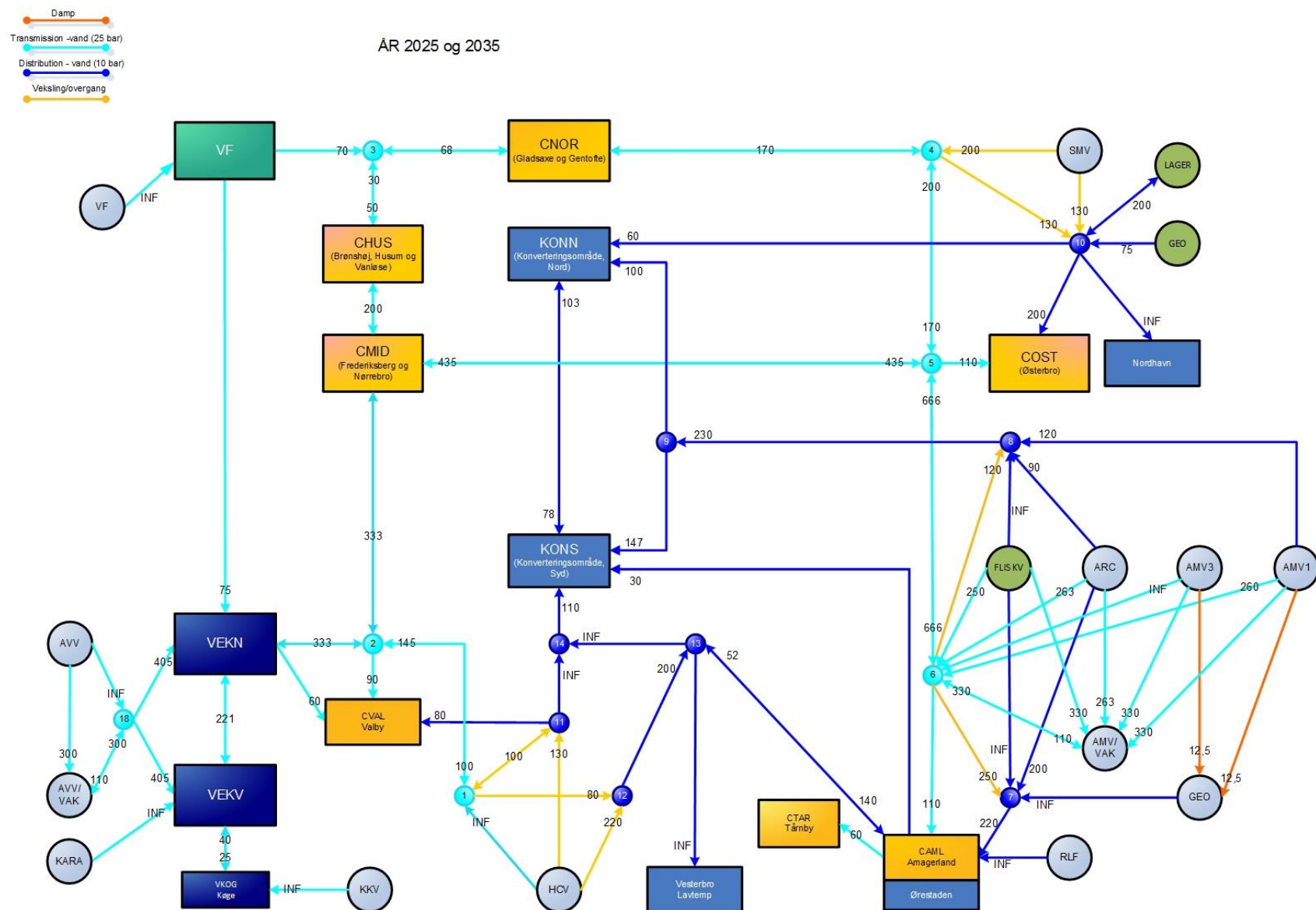
overordnet repræsentativ og ikke i en detaljeringsgrad til f.eks. flaskehalsanalyser eller analyser angående optimal placering af mindre produktionsenheder i systemet.

Figur 17, Figur 18 og Figur 19 viser en skematiseret opdeling af transmissionsnet samt forbrugs- og produktionsområder i grundscenarierne til 2035. Firkanter repræsenterer forbrugsområder, cirkler repræsenterer produktionsanlæg eller varmelagerenheder og de små cirkler væsentlige vekselstationer. Pilene derimellem viser netforbindelser.



Figur 17: Varmenettet i 2012.





Figur 19: Varmenettet i 2025 -2035.

6.2 Udvikling af fjernvarmeforbruget

Grundscenariet

Grundscenariet dækker perioden 2012-2035 og er VPH3's varmemarkedsprojektets bedste bud på, hvordan efterspørgslen på fjernvarme udvikler sig frem til 2035. Scenariet baserer sig på distributionsselskabernes indberetninger frem til 2025, dvs. det varmegrundlag, der anvendes i budgetterne i distributionsselskaberne.

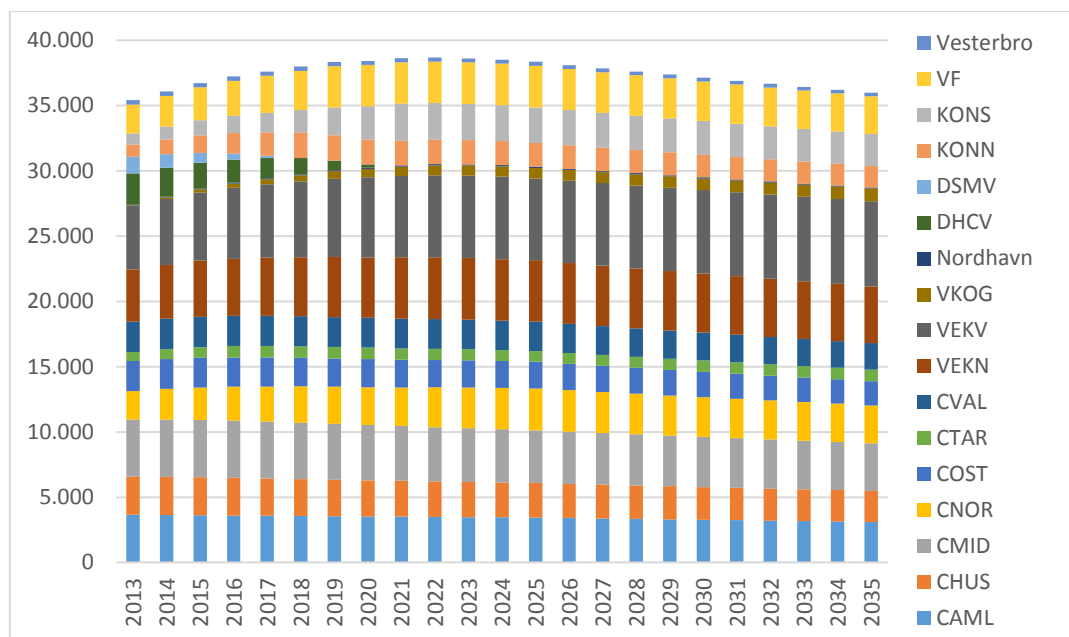
Konvertering fra andre opvarmningsformer til fjernvarme samt varmebesparelser indgår i prognoserne ud fra de forudsætninger, de enkelte distributionselskaber har anvendt i deres fremskrivninger. Der er i nogle tilfælde foretaget forlængelser af tendenser i distributionsselskabernes indberetninger, hvor disse ikke har dækket hele perioden til 2025.

Efter 2025 anvendes en analyse af potentialet for energirenovering fra Statens Byggeforskningsinstitut af (SBI 2013) som pejlemærke for udviklingen inden for varmebesparelser. Det indebærer, at der indregnes 20 % besparelser samlet set frem til 2035.

Fremskrivningen forudsætter, at næsten alle større bygninger tilsluttes fjernvarme frem til 2025, samt at ca. halvdelen af villaer og rækkehuse tilsluttes i perioden 2025-2035. Det forudsættes i den forbindelse, at regeringens målsætning om at udfase fossile brændsler i el- og varmeforsyningen i 2035 indfris, hvilket betyder, at naturgas ikke vil blive anvendt til opvarmning efter 2035.

Prognoser for nybyggeri er baseret på distributionsselskabernes indberetninger frem til 2025 og frem til 2035, hvor dette indgår.

I det følgende er varmeforbrugene i grundscenariet vist.



Figur 20: Varmemarkedets udvikling i grundscenariet fordelt på modelområder. Opgjort ab transmissionsnet dvs. inklusiv nettab i transmissionsnettet.

6.3 Data for produktionsanlæg

Centrale kraftvarmeværker

Der er i dag 3 store centrale kraftvarmeværker i hovedstadsområdet, Amagerværket (AMV), Avedøreværket (AVV) og H.C. Ørsted Værket (HCV) (på Svane-mølleværket er der i dag ikke længere kraftvarme, men kun spidslastkedler). Amagerværket og Avedøreværket antages fortsat at være i drift i 2025. Der er i øvrigt forudsat følgende for perioden frem til 2025 for alle scenarier:

- HCV7 og HCV8 lukkes inden 2025.
- AMV3 ombygges til at kunne anvende træflis mellem 2015 og 2020.
- AVV1 ombygges til at kunne anvende træpiller mellem 2015 og 2020.

Anlægges levetid udløber herefter omkring 2030 (i Reference-scenariet sker der da en fornyelse af anlægget ved investering i en ny kraftvarmeblok, mens anlægget skrottes i Alternativ 1 og 2).

AMV1 antages at kunne bypasse turbinen og alene producere varme alle år. Bypass-modelleringen af AMV1 omfatter fleksibel mulighed for, at blokken kan udkoble turbinen og dermed producere varme uden samtidigt at producere el i situationer med lave elpriser eller med mangel på varmekapacitet. Den udvidede modellering af AMV1 med minimumslast har i denne scenarieanalyse ikke været anvendt. Det skyldes, at denne modellering kun er væsentlig i forhold til dampsystemet, og at dampsystemet er konverteret fra 2021, mens analysen har fokus på 2035. Derfor er der anvendt en modellering uden

minimumslast, da der derved opnås hurtigere kørselstider og dermed bedre mulighed for at kunne lave følsomhedsanalyser og genkørsler efter opdateringer.

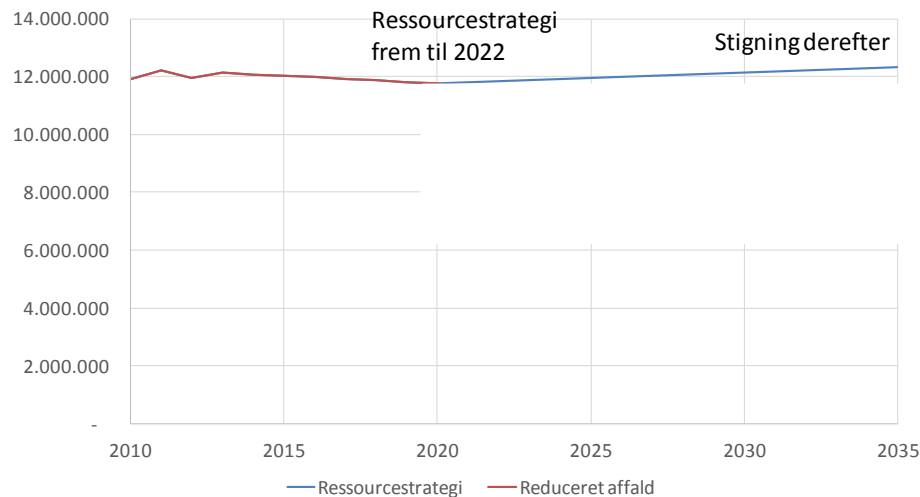
Den biomassefyrede hovedkedel på AVV2 er modelleret som et udtagsværk og kan derved også køre i kondensdrift.

Geotermi demonstrationsanlæg

Det eksisterende geotermianlæg er modelleret, så der anvendes drivdamp i en varmepumpe til at hæve temperaturen af det varme vand fra undergrunden til fjernvarmetemperatur. For hver enhed drivdamp produceres to enheder fjernvarme. Det er antaget, at anlægget har lave variable omkostninger, så det leverer for fuld kraft hele året.

Affaldsforbrændingsanlæg

Affaldsmængderne i hovedstadsområdet antages at følge ressourcestrategien frem til 2022 efterfulgt af en gradvis stigning til 2035 baseret på Energistyrelsens fremskrivning. Som illustreret i figuren nedenfor svarer dette til en nogenlunde uændret mængde affald i hovedstadsområdet.



Figur 21: Affaldsmængder i hovedstadsområdet. Enhed: GJ

I modellen angives det, at denne samlede årlige affaldsmængde skal forbrændes på affaldsforbrændingsanlæggene i hovedstadsområdet. Der er i modellen ikke mulighed for import/eksport af affald mellem hovedstadsområdet og resten af Danmark eller mellem Danmark og andre lande.

Udviklingen i affaldsforbrændingskapaciteterne i hovedstadsområdet er tilpasset den forventede udvikling i affaldsmængderne. Der er tre fælleskommunale affaldsforbrændingsanlæg i hovedstadsområdet, Amager Ressource Center, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN. Der er antaget følgende for disse anlæg:

- På Amager Ressource Center (ARC) lukkes de 4 gamle ovne i 2017, og der idriftsættes samtidig 2 nye ovne (ARC5 og ARC6) med en samlet kapacitet på 60 tons/time⁸.
- Ovn 5 og 6 på ARC er modelleret med bypass, der muliggør fleksibel mulighed for at anlæggene kan udkoble turbinen og dermed producere varme uden samtidigt at producere el.
- Det er antaget, at ARC kan levere damp gennem damptunnelen og dermed substituere produktion på de øvrige enheder, der leverer varme til dampsystemet (HCV, SMV og AMV1). Dette gælder kun for det eksisterende anlæg, dvs. indtil 2017.
- På KARA/NOVEREN blev de 2 gamle ovne i 2013 lukket, og der er etableret en ny kraftvarmehenhed (KARA6). KARA5 lukkes inden 2030.
- På Vestforbrænding lukkes VF5 inden 2030. I 2030 idriftsættes en ny kraftvarmehenhed, VF7 (i Glostrup), til erstatning af kapaciteten på KARA5 og VF5.
- Røggaskondensering etableres på alle nye affaldsanlæg, der idriftsættes inden for modelperioden. Det betyder at anlæggene ARC5, ARC6, KARA6 og VF7 etableres med røggaskondensering.

Samlet set er affaldsforbrændingskapaciteten antaget stort set uændret over perioden mod 2035 (som også illustreret i Figur 6)⁹.

Ud over forbrændingen af affald gives der i modellen mulighed for, at affaldsanlæggene kan indfyre affaldsflis, såfremt der er overskydende kapacitet på det enkelte anlæg. Herved sikres, at produktionskapaciteten på affaldsanlæggene udnyttes uafhængigt af affaldsmængderne. Affaldsflis repræsenterer træflis af ringere kvalitet end traditionel træflis og er derfor antaget at have en brændselspris som er 7,5 kr./GJ lavere end for traditionel træflis¹⁰.

⁸ Den tekniske kapacitet er 70 tons/time, men der er politisk fastlagt et kapacitetsloft. Dette gælder i beregningerne både for affalds- og biomassefyring.

⁹ Den totale affaldsfyrede varmeproduktionskapacitet er antaget at være 375 MW i 2015, 418 MW i 2020-2025 og 386 MW i 2030-2035.

¹⁰ Baseret på oplysninger fra HOFOR.

Der er indlagt den forudsætning, at der skal anvendes lige meget affald i hver uge hen over året (årsmængden fordeles jævnt henover året). Modellen sørger for, at den specificerede mængde anvendes, men har frit spillerum til at fordele produktionen optimalt inden for hver uge. Dog er det forudsat, at erhvervsaffald kan mellemdeponeres, men dette har en omkostning. Det er antaget, at erhvervsaffald udgør 40 pct. af den samlede affaldsmængde.

Køge Kraftvarme

Køge tilsluttes inden 2015 hovedstadsområdets kraftvarmesystem. Det antages, at Køge Kraftvarmeværk forsyner Køge med fjernvarme, og det forudsættes, at der etableres en transmissionsforbindelse til VEKS' sydlige område, hvorved anlægget kan levere sin overskydende varmekapacitet til det øvrige system. Således indgår Køge Kraftvarmeværk også i lastfordelingen i hovedstadsområdet.

Spids- og reservelast

Desuden er en række olie/gas fyrede spids/reservelastcentraler placeret forskellige steder i systemet, og det er i analyserne antaget, at den nødvendige produktionskapacitet altid er til rådighed.

Havarier

Kraftvarmeværkerne er endvidere modelleret, så deres planlagte udetider i forbindelse med vedligeholdelse i sommermånederne, og risikoen for havari, er medtaget. Konkret betyder dette, at alle kraftværkerne er ude tre uger i enten juni, juli eller august i forbindelse med vedligeholdelse. Ingen store kraftværksblokke i hovedstadsområdet er ude i forbindelse med vedligehold samtidig. Der er herudover antaget 10 pct. risiko for havari. Dog er der for affaldsanlæg anvendt en havari procent på 5 pct. Sammenlagt er kraftværkerne ude ca. 15 pct. af året, når både havari og planlagt udetid lægges sammen.

Data for produktionsanlæg

Gennem VPH3 har der været dialog med DONG, Vattenfall/HOFOR Energiproduktion og affaldsselskaberne, og data for værkerne er blevet opdateret.

6.4 CO₂-neutralitet

Målsætningen om CO₂-neutralitet i hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning fra 2025 er i analysen implementeret således, at der ikke må anvendes fossile brændsler på anlæggene, der leverer fjernvarme til hovedstadsområdet.

Det gælder først og fremmest de grundlast/mellemlastanlæg, som karakteri-

serer scenarierne. Derudover er oliespidslastkedler i alle scenarier antaget fyret med bio-olie fra 2025, og naturgasfyrede spidslastkedler antaget fyret med VE-gas fra 2025. VE-gas repræsenterer fx biogas eller gas fra termisk forgasning af biomasse og er prissat til naturgasprisen inkl. afgifter. Dette ud fra antagelse om, at VE-gassen får substitutionsprisen. Tilsvarende er prisen på bio-olieprisen sat til lig olieprisen inkl. afgifter.

Vedr. affald er der i beregningerne indregnet et uændret CO₂-indhold frem til 2035 i forhold til i dag (37 kg CO₂/GJ¹¹).

¹¹ Energistyrelsen, Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, oktober, 2012.

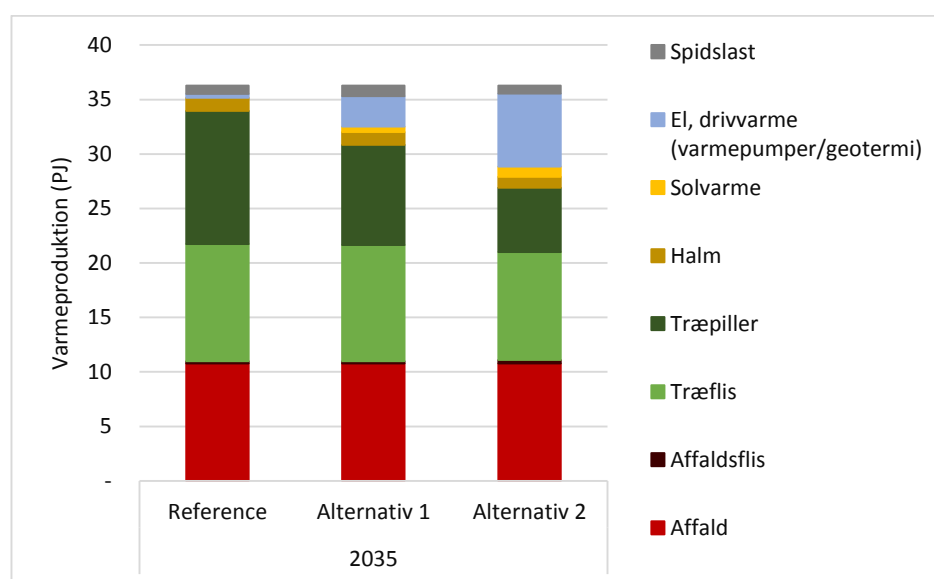
7 Resultater for hovedstadsområdet

I dette kapitel præsenteres resultaterne for hovedstadsområdet opdelt i afsnittene: varmeproduktion, biomasseforbrug, elproduktion og elforbrug, systemøkonomi og varmeøkonomi. Resultaterne i kapitlet er baseret på grundforudsætningerne. Resultaternes følsomhed over for variationer i forudsætningerne er præsenteret i kapitel 8.

Der er primært fokus på 2035, idet scenarierne i dette år er fuldt udrullet i forhold til den gradvise etablering af nye teknologier. Derved fremtræder forskellene mellem scenarierne tydeligst. Desuden er der i 2035 omtrent samme grundlastkapacitet i scenarierne og dermed god sammenlignelighed. Til sidst i kapitlet vises overordnede resultater for forløbet fra 2015 til 2035.

7.1 Fjernvarmeproduktion

Figur 22 viser fjernvarmeproduktionen for hovedstadsområdet fordelt på energikilder for hvert af de tre scenarier.



Figur 22. Fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre forskellige scenarier fordelt på energikilder.

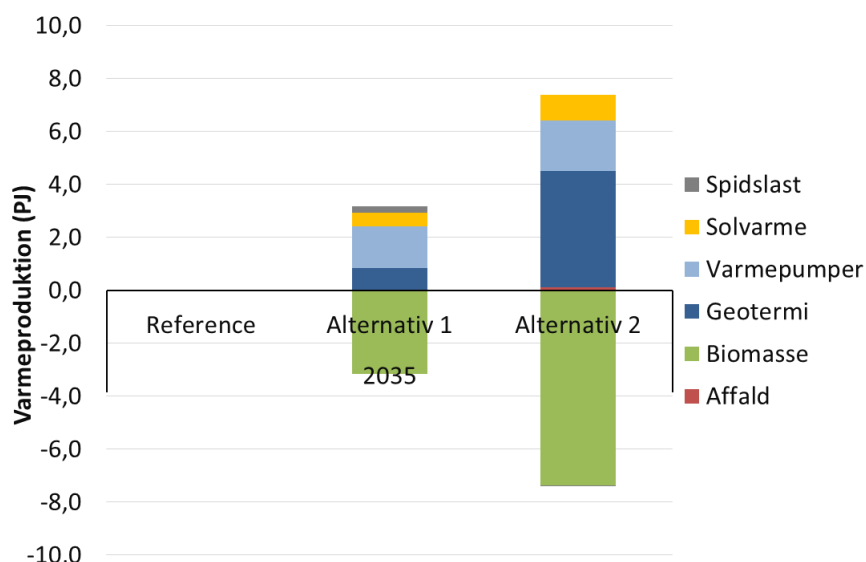
Som det ses bidrager affald med den samme andel i alle tre scenarier. Det skyldes, at den samme mængde affald er til rådighed i alle scenarier, og at der i optimeringen er stillet som betingelse, at alt affaldet forbrændes. Som vist er varmeproduktionen baseret på affaldsflis på affaldsværkerne forsvindende i scenarierne i 2035. Det skyldes dels, at der i 2035 kun er begrænset ledig kapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene, dels at forbrænding af affaldsflis på

VF eller KARA med de anvendte forudsætninger i 2035 har relativt høje variable omkostninger og derfor stort set ikke er konkurrencedygtig sammenlignet med biomassefyrede anlæg. Forbrænding af affaldsflis er primært økonomisk konkurrencedygtig på ARC, grundet affaldsværkets relativt høje totalvirkningsgrad (de nye ovne ARC5 og ARC6).

Den øvrige varmeproduktion varierer imidlertid betydeligt på tværs af scenarierne. Denne afspejler de kapaciteter, der er antaget implementeret i scenarierne, samt den konkurrencedygtighed teknologierne har i den økonomiske optimering. I Reference-scenariet står træflis og træpiller for langt den største del af den resterende varmeproduktion ud over affald. I Alternativ 1 og 2 er der en betydelig varmeproduktion fra varmepumper, geotermi og solvarme, mens produktionen fra træpiller er mindre. Varmepumper og geotermi bidrager som vist med en væsentligt større varmeproduktion end solvarme i Alternativ 1 og 2. Det er forventeligt ud fra kapaciteter der er defineret i scenarierne.

I Alternativ 2 er varmeproduktionen fra varmepumper, geotermi og solvarme ca. 2,5 gange større end i Alternativ 1 (7,3 PJ i forhold til 2,9 PJ i Alternativ 1).

Figur 23 viser ændringen i varmeproduktion i Alternativ 1 og 2 i forhold til Referencen; fordelt på brændsler.



Figur 23. Ændringer i fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i Alternativ 1 og 2 sammenlignet med Reference-scenariet (fordelt på brændsler).

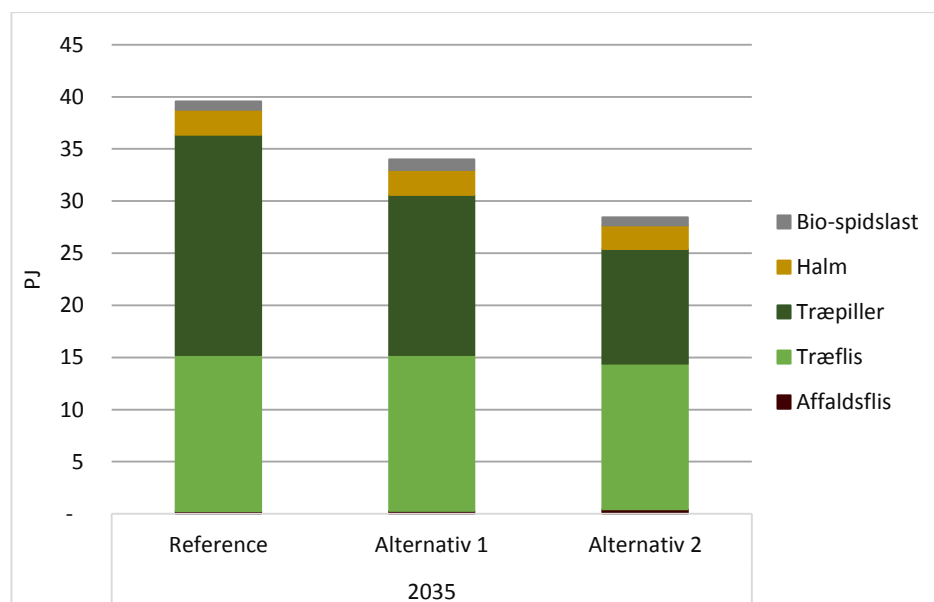
Det ses, at den nye varmeproduktion fra varmepumper, geotermi og solvarme i Alternativ 1 stort set erstatter den varmeproduktion der frafalder, når AVV1 ikke fornys. Desuden øges spidslastproduktionen lidt (0,2 PJ).

I Alternativ 2 erstatter varmeproduktionen fra varmepumper, geotermi og solvarme produktionen fra AVV1 og AMV1, som her ikke levetidsforlænges/fornys.

Det damprevne geotermianlæg der i Alternativ 2 antages koblet til affaldsværket i Roskilde (KARA/NOVEREN) får i den økonomiske optimering for 2035 som ventet et højt antal fuldlasttimer, 7.300, da der kun bruges en mindre mængde el til pumpearbejde. De eldrevne geotermianlæg i Alternativ 1 og 2 får noget færre fuldlasttimer (2.800-3.100 fuldlasttimer, COP på 4,5 antaget). Fuldlasttimerne for varmepumperne afhænger af varmekilden pga. dennes indflydelse på COP: overskudsvarme fra industri (2.600-2.800 fuldlasttimer, COP på 4,5), spildevand (2.100-2.200 fuldlasttimer, COP på 3,2), drikkevand (1.700-2.000 fuldlasttimer, COP på 3,1) og havvand (1.600 fuldlasttimer, COP på 2,9).

7.2 Biomasseforbrug

Figur 24 viser det samlede forbrug af biomasse i hovedstadsområdet til produktion af fjernvarme og el i 2035 i de tre scenarier.



Figur 24. Biomasseforbrug for hovedstadsområdets fjernvarme- og elproduktion i 2035 i de tre scenarier.

Som vist udgøres biomasseforbruget i Referencen primært af træpiller (anvendes på AVV1, AVV2 og AMV1) og træflis (anvendes på AMV3 og Køge KV) og sekundært af halm (anvendt på halmkedlen på AVV2). Dertil indgår en mindre mængde biobrændsel til spidslastkedler (flydende biobrændsel eller VE-gas afhængig af området).

Etableringen af varmepumper, geotermi og solvarme i Alternativ 1 resulterer i, at biomasseforbruget mindskes med 5,5 PJ svarende til en 14 % reduktion. I Alternativ 2 opnås en dobbelt så stor reduktion i biomasseforbruget; dvs. en reduktion på 11 PJ svarende til 28 %.

Reduktionen i biomasseforbruget vist på figuren er et resultat af den økonomiske optimering, der bestemmer lastfordelingen af værkerne i de opstillede scenarier. Resultatet afspejler således, hvor meget biomasseforbruget ville blive reduceret i hovedstadsområdet ved etablering af de givne varmepumper, geotermi og solvarmeanlæg, når det forudsættes, at de samlede driftsomkostninger fortsat ønskes minimeret. Dermed kan økonomien ved scenarierne sammenlignes.

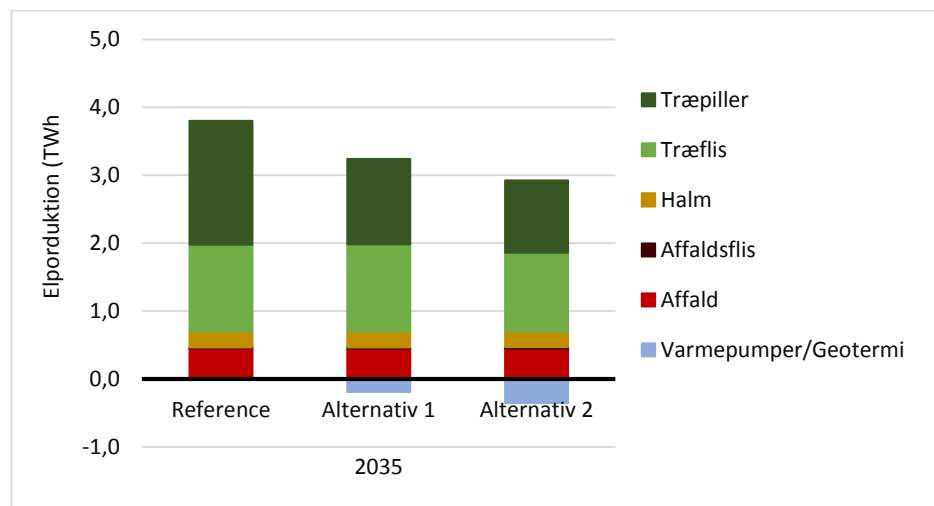
Resultatet er derimod ikke et udtryk for, hvor meget biomasseafhængigheden maksimalt ville kunne reduceres. Hvis det var dette, man ville undersøge, ville det kræve, at man forudsatte, at varmepumper og geotermi blev prioriteret i lastfordelingen. Imidlertid vil dette øge omkostningerne for Alternativ 1 og 2 ved de forudsatte brændselspriser. Prioritering af geotermi og varmepumper i Alternativ 1 og 2 er undersøgt i en følsomhedsanalyse i kapitel 8.

Biomasseforbruget i Alternativ 1 og 2 ville i omkostningsminimeringen blive reduceret mere end vist i Figur 25, hvis der i fremtiden skulle opstå mindre gunstige rammer for biomasse-kraftvarme, end antaget i grundforudsætningerne. Fx i tilfælde af højere biomassepriser eller lavere elpriser vil den økonomiske optimering pege på større brug af de varmepumper og geotermianlæg, der er forudsat i Alternativ 1 og 2¹². Det vil fortrænge biomassekraftvarmeproduktionen i hovedstadsområdet og derved reducere biomasseforbruget yderligere. Alternativ 1 og 2 rummer således potentiale for at reducere biomasseafhængigheden mere end vist på Figur 24.

12 Solvarmeproduktionen vil være uændret, da denne er modelleret, så den er givet direkte ud fra kapaciteten og de antagne fuldlastimer (samt variationsprofilen).

7.3 Elproduktion og elforbrug

Figur 25 viser elproduktionen og elforbruget tilknyttet fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre scenarier.



Figur 25. Elproduktion fordelt på brændsler samt elforbrug til fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre scenarier.

Det ses, at elproduktionen i Alternativ 1 og 2 reduceres betydeligt i forhold til i Referencen (hhv. 0,4 TWh og 0,5 TWh). Det er en effekt af, at kraftvarmeproduktionen reduceres i disse scenarier til fordel for anlæg, der alene producerer varme (varmepumper, geotermi og solvarme). Omvendt øges elforbruget til fjernvarmeproduktion i Alternativ 1 og 2 ved etableringen af eldrevne varmepumper og geotermianlæg (hhv. 0,2 TWh og 0,4 TWh).

Det kan bemærkes, at hovedstadsområdet i Alternativ 1 og 2 producerer en langt større mængde el end det, der forbruges til de eldrevne fjernvarmeproduktionsanlæg.

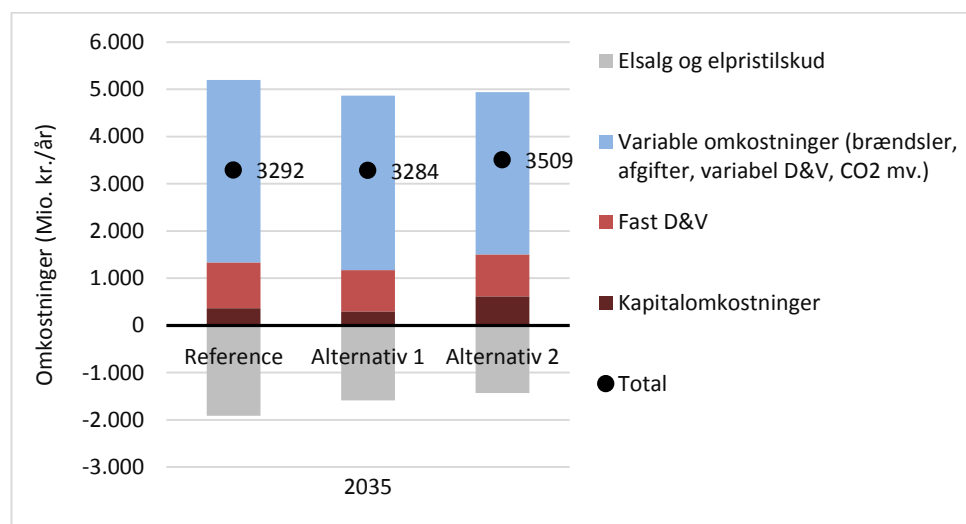
7.4 Selskabs- og samfundsøkonomi 2035

I dette afsnit sammenlignes scenariernes økonomi ud fra et systemperspektiv, dvs. hvor fjernvarme- og elproduktion betragtes som en helhed. Dermed inkluderes de samlede omkostninger for produktion af både fjernvarme og el, og indtægterne fra elsalg indregnes. Resultaterne opgøres dels selskabsøkonomisk (inkl. skatter, afgifter og tariffer) og dels samfundsøkonomisk (ekskl. skatter, afgifter og tariffer). I den samfundsøkonomiske opgørelse er skatter, afgifter og tariffer beholdt i selve optimeringen for at få den korrekte lastfordeling af værkerne. I selve resultatvisningen er skatter, afgifter og tariffer så fjernet for at vise samfundsøkonomien.

I beregningen af de annuierede kapitalomkostninger for teknologi-investeringerne i scenarierne er der anvendt en real rente på 4 % og en økonomisk levetid på 25 år. Der tages således ikke hensyn til eventuelle forskelle i tekniske levetider for anlæggene. Fast D&V omkostninger for spidslastkedler er estimeret til i alt 38 mio. kr./år ud fra den eksisterende spidslastkapacitet i hovedstadsområdet (1.937 MJ/s varme¹³) og teknologikatalogdata for fast D&V (19.400 kr./MW varme/år). Denne omkostning er den samme for alle scenarierne og har således ingen betydning for sammenligningen af scenarierne.

Selskabsøkonomi 2035

Figur 26 viser de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for de tre scenarier for hovedstadsområdet i 2035 (eksklusiv kapitalomkostninger for eksisterende/besluttete anlæg).



Figur 26. Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier ud fra et systemøkonomisk perspektiv. Den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet; dvs. hvor indtægt fra elsalg og eltilskud medregnes som en negativ omkostning. De totale netto-omkostninger efter indregning af elsalg og eltilskud er angivet med prikker. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet¹⁴.

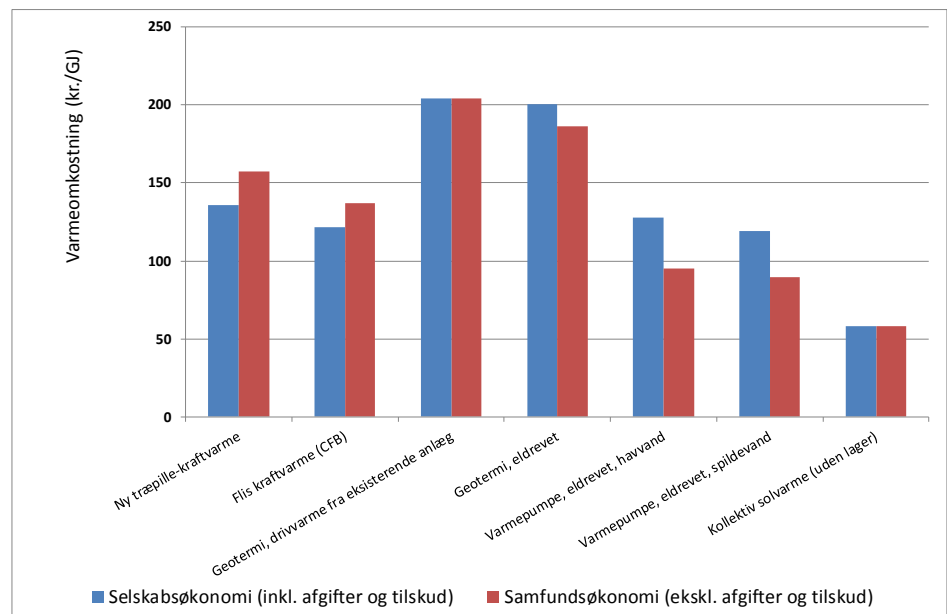
Det ses, at de totale selskabsøkonomiske (netto) omkostninger er stort set ens for Referencen og Alternativ 1; omkostningerne for Alternativ 1 er blot 8 mio. kr./år lavere. De totale omkostninger for Alternativ 2 er imidlertid 217 mio. kr./år højere end for Referencen. Robustheden af ovenstående resultat er undersøgt i følsomhedsanalyserne i kapitel 8.

¹³ Denne kapacitet omfatter både varmeselskabernes kedler og DONG Energy's kedler på H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket.

¹⁴ Disse repræsenterer *sunk cost* og er desuden fælles for alle scenarier.

De faste omkostninger (kapitalomkostninger og fast D&V) er i alt 162 mio. kr./år lavere i Alternativ 1 i forhold til i Referencen. Det skyldes, at de sparede faste omkostninger ved at lukke AVV1 (reinvestering i nyt træpillekraftvarmeblok) er større end de faste omkostninger for de nye varmepumper, geotermi, og solvarmeanlæg. Omvendt er indtægten fra elsalg og elpristilskud lavere som følge af den reducerede kraftvarmekapacitet. Den reducerede kraftvarmedrift resulterer samtidig i lavere variable omkostninger. Efter indregning af elsalg og elpristilskud er de variable (netto) omkostninger 154 mio. kr./år højere i Alternativ 1. Alt i alt er besparelsen på de faste omkostninger for Alternativ 1 omtrent lige så høje som stigningen i de variable (netto) omkostninger. Det er baggrunden for, at de totale omkostninger ved Alternativ 1 er omtrent de samme som for Referencen.

Umiddelbart virker det overraskende, at Alternativ 1 giver stort set samme totale omkostninger som Referencen (faktisk lidt lave omkostninger). En årsag er, at AVV1 i referencen bygges som et mellemlast-/spidslastanlæg med kun ca. 3.000 fuldlasttimers drift, da affaldsværker, AVV2 og AMV3 prioriteres før AVV1 i lastfølgen. Et biomassekraftvarmeværk er relativt dyrt i investering (ca. 11 mio. kr./MW varme), og varmeproduktionsomkostningerne herfra bliver således relativt høje, når det kun får begrænset driftstid. Varmepumper er relativt billigere (ca. 5 mio. kr./MW varme) og egner sig derfor bedre som mellemlastanlæg. Desuden har flere af de nye varmeproduktionsteknologier, som der investeres i, relativt lave varmeproduktionsomkostninger. Dette gælder særligt solvarme, men også varmepumper baseret på spildevand og på industriel overskudsvarme har relativt lave varmeproduktionsomkostninger. Dette opvejer, at havvandsvarmepumper og særligt geotermi er dyrere produktionsteknologier end biomassekraftvarme. Figur 27 illustrerer disse forskelle i varmeproduktionsomkostninger for de forskellige teknologier under en forsimplet fælles forudsætning om 3.000 fuldlasttimer. Det skal nævnes, at omkostningerne kan variere betydeligt afhængig af antagelser omkring elpris samt fuldlasttimer for det enkelte anlæg mv.

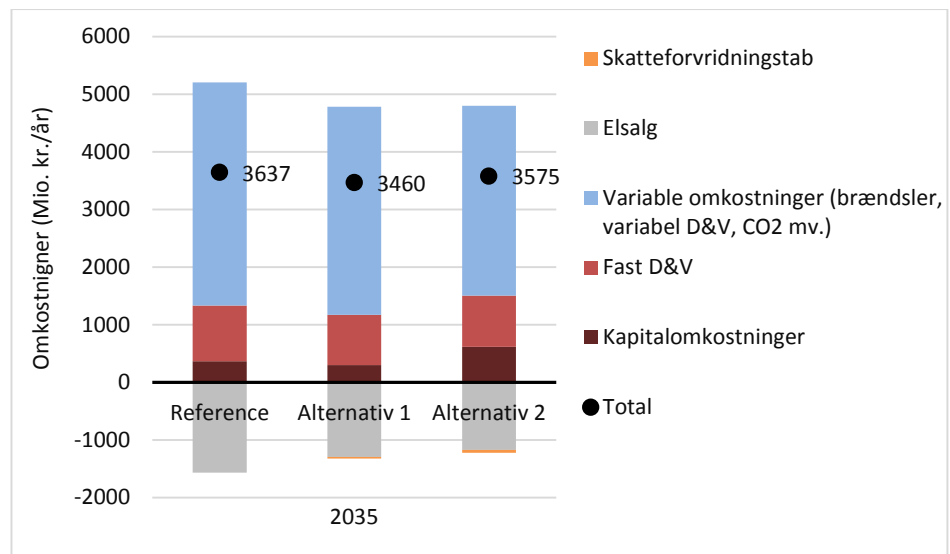


Figur 27. Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger for forskellige teknologier estimeret ud fra en antagelse om 3000 fuldlasttimer. Omkostningerne kan variere betydeligt afhængig af antagelser omkring elpris samt fuldlasttimer for det enkelte anlæg mv.

I Alternativ 2 er de faste omkostninger øget med 172 mio. kr./år i forhold til Referencen. Det skyldes, bl.a. at de sparede faste omkostninger ved ikke at levetidsforlænge AMV1 ikke er så store (der er for AMV1 blot er tale om en levetidsforlængelse, mens der for AVV1 er tale om reinvestering i en ny træpilleenhet). Derudover består den øgede etablering af kapacitet i Alternativ 2 primært af eldrevne geotermianlæg, som har relativt høje kapitalomkostninger (se Tabel 3). De variable (netto) omkostninger efter indregning af elsalg og elpristilskud øges med 46 mio. kr./år i Alternativ 2 i forhold til i Referencen. Ovenstående giver den samlede omkostningsstigning på de 217 mio. kr./år. En mere detaljeret opgørelse af de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger og -indtægter for scenarierne er angivet i bilag 1.

Samfundsøkonomi 2035

Figur 28 viser de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for scenarierne i 2035.



Figur 28. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (ekskl. skatter, afgifter og tariffer¹⁵) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier ud fra et systemøkonomisk perspektiv. Den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet; dvs. hvor indtægt fra elsalg medregnes som en negativ omkostning. De totale netto-omkostninger efter indregning af elsalg er angivet med prikker. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet¹⁶.

Figuren viser, at samfundsøkonomisk er Alternativ 1 og 2 forbundet med lavere omkostninger end Reference-scenariet; heraf er Alternativ 1 billigst. Den samfundsøkonomiske nytte ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Referencen er hhv. 177 mio. kr./år og 62 mio. kr./år.

Forskellen mellem det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske billede skyldes dels elpristilskuddet, som giver en øget indtægt i scenarier med høj elproduktion (Referencen), og dels, at elforbrug til varmepumper og eldrevne geotermianlæg (i Alternativ 1 og 2) er omfattet af relativt høje afgifter/tariffer.

7.5 Selskabs- og samfundsøkonomi for perioden 2015 til 2035

De forudgående resultater præsenteret i afsnit 7.4 har fokuseret på år 2035, hvor scenarierne er fuldt udrullet og den samlede grundlastkapacitet er omtrent den samme i alle tre scenarier. I det følgende sammenlignes scenariernes økonomi for hele perioden fra 2015 til 2035. Dette er analyseret først selskabsøkonomisk og dernæst samfundsøkonomisk. Økonomien er opgjort for hvert af årene 2015, 2020, 2025, 2030 og 2035 ud fra samme metode som anvendt for år 2035 tidligere i kapitlet. Kapitalomkostninger for investering i nye

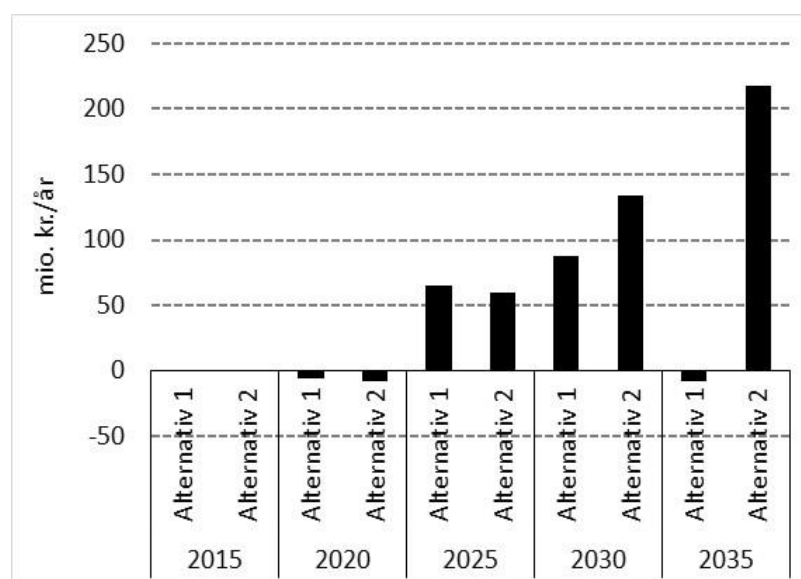
¹⁵ Samfundsøkonomiske tariffer er dog inkluderet i tråd med Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

¹⁶ Disse repræsenterer *sunk cost* og er desuden fælles for alle scenarier.

teknologier er således annuiseret og inkluderet fra det år, hvor investeringen finder sted.

Selskabsøkonomi 2015-2035

Figuren nedenfor viser udviklingen i den annuiserede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet set over perioden mod 2035.

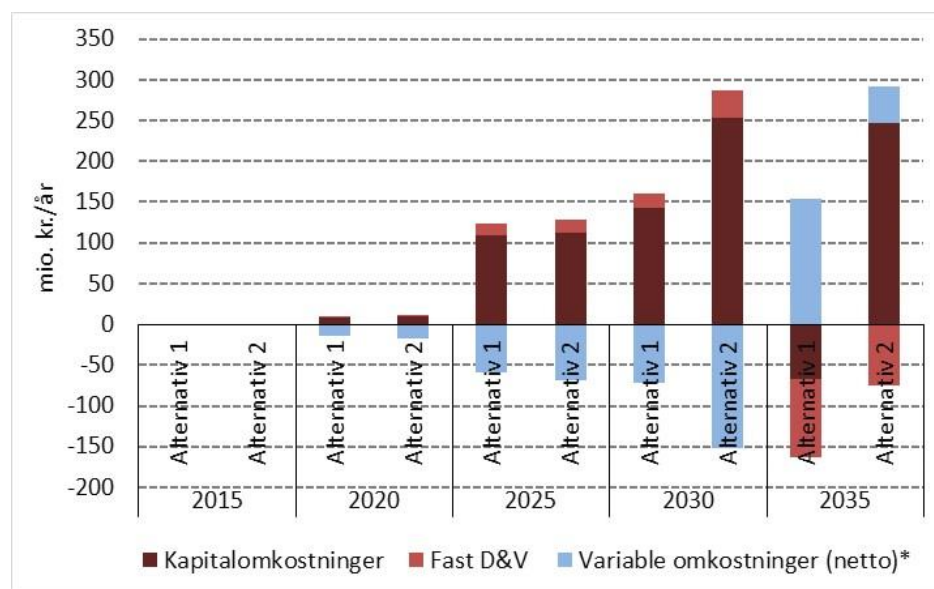


Figur 29. Udviklingen i den annuiserede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet over perioden 2015 til 2035. De totale selskabsøkonomiske (netto) varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) er opgjort for hovedstadsområdet. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet, dvs. hvor indtægt fra elsalg indregnes. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet.

Den viste, mindre besparelse for Alternativ 1 i 2035 og den betydelige meromkostning ved Alternativ 2 i 2035 på over 200 mio. kr./år i 2035 svarer til de tidligere viste resultater for dette år.

Når perioden frem til 2035 betragtes, ses det, scenarierne har stort set identiske totale omkostninger i 2015-2020, som følge af at implementeringen af nye teknologier er begrænset i denne indledende fase. I 2025-2030 er der imidlertid tydeligvis meromkostninger ved både Alternativ 1 og 2 i forhold til Referencen. Det skyldes, at der er en overkapacitet i Alternativ 1 og 2 i denne periode (som vist i Figur 7 og Figur 8), eftersom der udbygges trinvis med varmepumper, geotermi og solvarme, før der reelt er økonomisk fornuft i at udvide grundlastkapaciteten. Dette som nævnt for at indhente erfaringer med teknologierne, så alternativerne er færdigudviklede til at kunne erstatte den biomasse-kraftvarmekapacitet, der antages nedlukket i 2035 i de to scenarier.

At meromkostningen ved Alternativ 1 og 2 i 2025-2030 skyldes midlertidig overkapacitet er illustreret på Figur 30. Her er forskellen i forhold til Referencen opdelt på kapitalomkostninger, fast D&V og variable omkostninger (netto, dvs. efter indregning af indtægt fra elsalg).



Figur 30. Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i perioden 2015 til 2035 for de tre scenarier. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet. *Netto dvs. efter indregning af indtægt fra elsalg og eltilskud. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet¹⁷.

Det ses, at i 2025-2030 er meromkostningen ved Alternativ 1 og 2 i form af faste omkostninger (kapitalomkostninger og fast D&V) større end den reduktion, der opnås i de variable omkostninger.

I 2035 nedlukkes AVV1 så i Alternativ 1 og 2. I Alternativ 1 opnås derved en reduktion i de faste omkostninger (som beskrevet tidligere i kapitlet). De variable (netto) omkostninger øges til gengæld grundet det tab i elindtægt, som nedlukningen af værket betyder. Disse to omkostningsforskelle opvejer som vist stort set hinanden.

Alt i alt ville Alternativ 1 have ca. samme omkostninger som Reference, hvis man ventede med at implementere alle varme-, geotermi- og solvarmeanlægge til i 2035, hvor AVV1 forudsættes nedlukket. Ved den forudsatte gradvise udbygning med alternativerne i perioden 2015-2035 vil der imidlertid være en meromkostning ved Alternativ 1 grundet overkapacitet (indtil 2035).

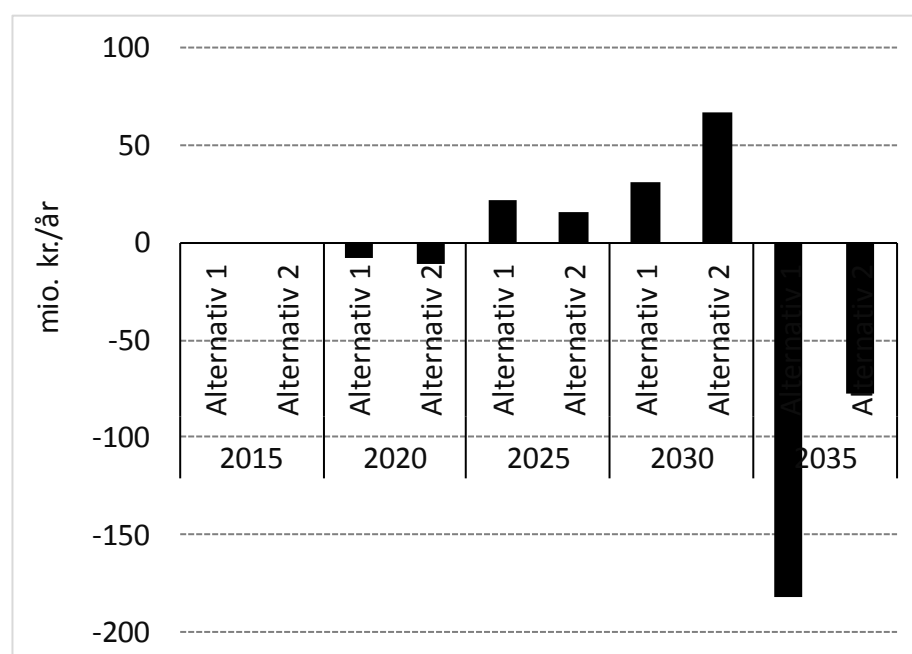
¹⁷ Disse repræsenterer *sunk cost* og er desuden fælles for alle scenarier.

Der er beregnet en nutidsværdi over perioden 2015-2035 med en realrente på 4 % for hvert af de tre scenarier. I nutidsværdien er der indregnet scrapværdi af nye investeringer i 2035, og til forskel fra omkostningerne i Figur 29 er der sket en tilbagediskontering til 2015. Forskellene i de beregnede nutidsværdier viser, at der selskabsøkonomisk er en méromkostning ved Alternativ 1 på ca. 400 mio. kr. over perioden i forhold til Referencen, mens ekstraomkostningen for Alternativ 2 er ca. 600 mio. kr.

Alt i alt ville Alternativ 1 have ca. samme omkostninger som Reference, hvis man ventede med at implementere alle varme-, geotermi- og solvarmeanlæg-gene til i 2035, hvor AVV1 forudsættes nedlukket. Ved den forudsatte grad-vise udbygning med alternativerne i perioden 2015-2035 vil der imidlertid være en meromkostning på ca. 400 mio. kr. ved Alternativ 1 grundet overka-pacitet (indtil 2035).

Samfundsøkonomi 2015-2035

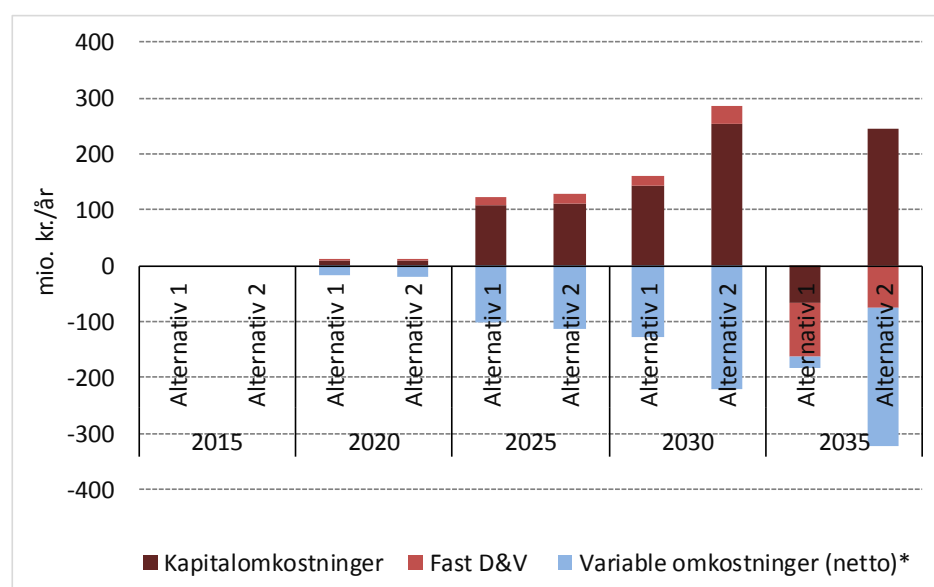
Figuren nedenfor viser udviklingen i den annuiserede, samfundsøkonomiske meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet set over perioden mod 2035.



Figur 31. Udviklingen i den annuiserede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet over perioden 2015 til 2035. De totale samfundsøkonomiske (netto) varmeproduktionsomkostninger (dvs. ekskl. skatter, afgifter og tariffer) er opgjort for hovedstadsområdet. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet, dvs. hvor indtægt fra elsalg indregnes. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet.

Igen ses, at der er forskel i differencen mellem omkostninger for Referencen og de 2 alternativscenarier, når perioden 2015-2030 anskues i stedet for alene år 2035. I perioden frem til 2030 er der lidt større samfundsøkonomiske omkostninger ved Alternativ 1 og 2 end Referencen, hvilket skyldes den hurtigere indfasning af ny varmeproduktionskapacitet uden lukning af tilsvarende kapacitet.

Nedenstående figur understreger, at det er de øgede kapitalomkostninger i perioden frem mod 2030, der betyder, at Alternativ 1 og Alternativ 2 har højere årlige omkostninger i den første del af perioden.



Figur 32. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i perioden 2015 til 2035 for de tre scenarier. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet. *Netto dvs. efter indregning af indtægt fra elsalg. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet.

Der er opgjort en nutidsværdi over perioden 2015-2035 med en realrente på 4 %. Den viser, at der samfundsøkonomisk er en besparelse ved både Alternativ 1 og Alternativ 2 på knap 200 mio. kr. over perioden i forhold til Referencen. I nutidsværdien er der indregnet scrapværdi af investeringerne i 2035, og omkostninger og indtægter er tilbagediskonteret til 2015.

8 Følsomhedsanalyser

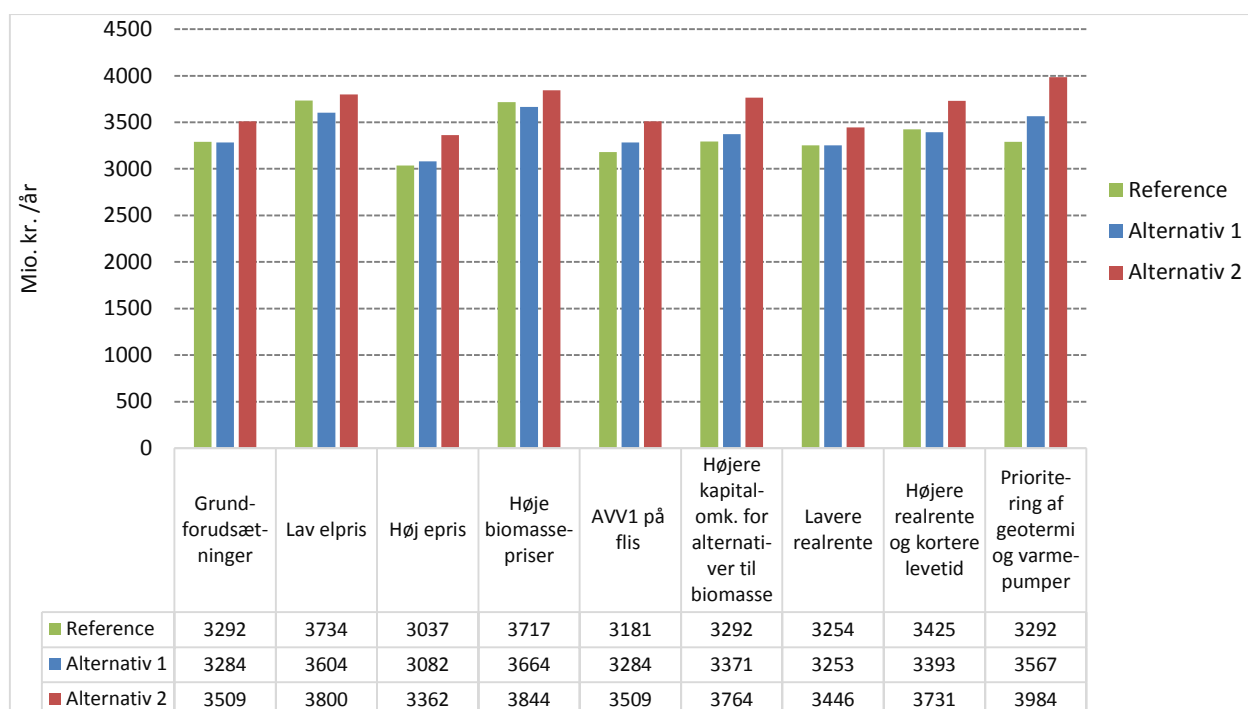
For at undersøge robustheden af resultatet fundet i kapitel 6 er der gennemført en række følsomhedsanalyser. Følsomhedsanalyserne er udvalgt ud fra overvejelser om hvilke parametre, der kan have væsentlig indflydelse på resultatet og som samtidig er forbundet med en vis usikkerhed. Tabel 7 viser en oversigt over de følsomhedsanalyser, der er foretaget. Følsomhedsberegningerne er gennemført for den selskabsøkonomiske opgørelse af scenarierne for 2035, og hvor der er anlagt et systemperspektiv.

Tabel 7. Oversigt over de følsomhedsanalyser der er gennemført.

Følsomhedsanalyse	Beskrivelse
Lav elpris	CO ₂ -kvotepris på 0 kr./ton og fortsat VE-eltillskud i både Danmark og omverden. Det giver en elpris på 292 kr./MWh i 2035 (uvægtet gennemsnit)*.
Høj elpris	CO ₂ -kvotepris på 68-378 kr./ton i 2015-2035 samt intet VE-eltillskud i omverden. Det giver en elpris på 492 kr./MWh i 2035 (uvægtet gennemsnit)*.
Høje biomassepriser	30 % højere træflispris og 20 % højere træpillepris i forhold til grundforudsætningerne antages. Det svarer til en træflispris på 62-74 kr./GJ i 2015-2035 og en træpillepris på 78-84 kr./GJ i 2015-2035. 20 % højere halmprijs er desuden antaget.
Flis på AVV1	AVV1 antages ombygget til flis (ikke træpiller) ved reinvesteringen inden 2035.
Højere kapitalomkostninger for alternativer til biomasse	50 % højere kapitalomkostninger for varmepumper, geotermi og solvarme.
Lavere realrente	3 % realrente og 25 års levetid.
Højere realrente og kortere levetid	6 % realrente og 20 års levetid
Prioritering af geotermi og varmepumper	Geotermi og varmepumper prioriteres i lastfordelingen for at reducere biomasseforbruget mest muligt

*Til sammenligning er elprisen 394 kr./MWh i 2035 med grundforudsætningerne (uvægtet gennemsnit).

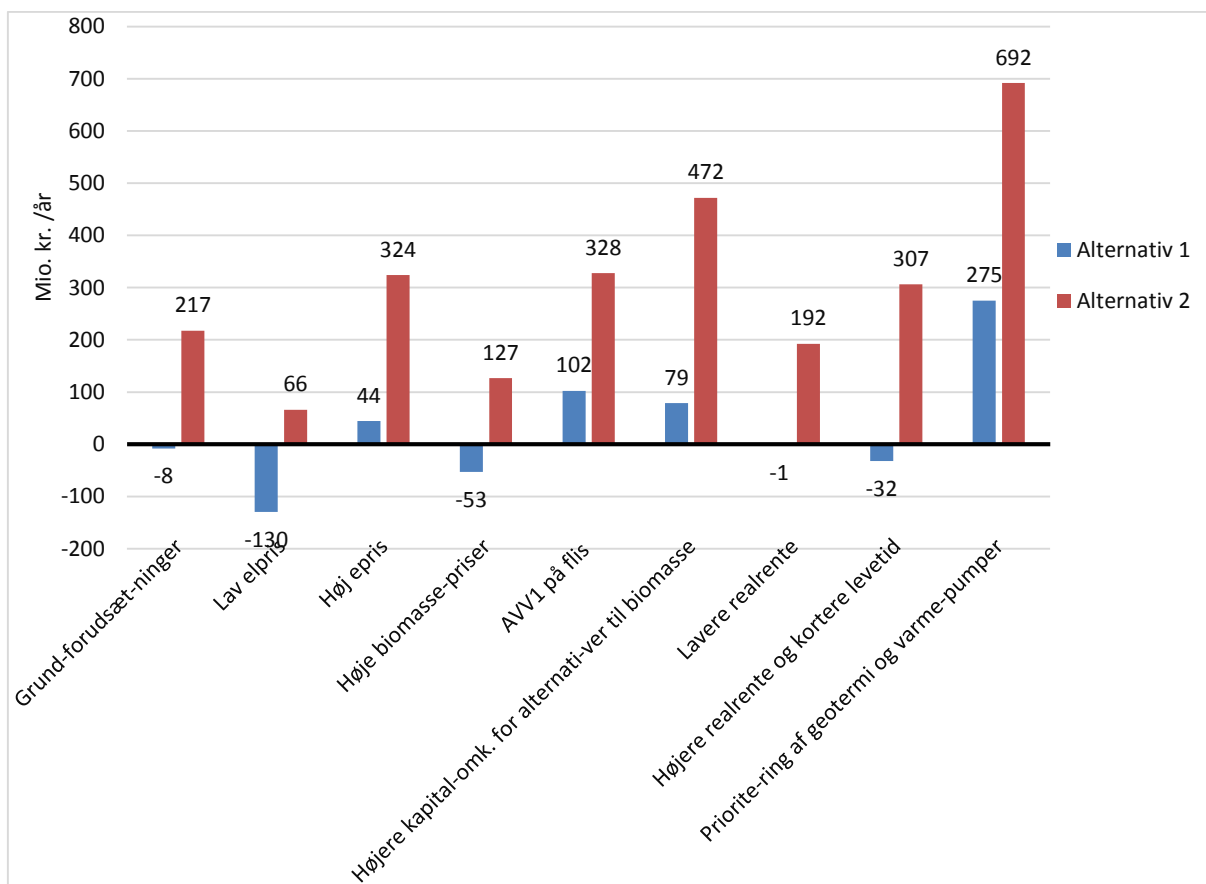
Figur 33 viser resultatet af følsomhedsanalyserne sammen med resultatet for grundforudsætningerne.



Figur 33. Resultat af følsomhedsanalyser sammenlignet med resultatet med grundforudsætninger. For hver analyse er de selskabsøkonomiske omkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) vist for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier (Reference, Alternativ 1 og Alternativ 2). Der er anlagt et systemperspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet.

Det ses, at Alternativ 1 eller Reference-scenariet har de laveste omkostninger i alle følsomhedsanalyserne (samt med grundforudsætningerne), mens Alternativ 2 konsekvent er dyrere). Forskellene mellem Alternativ 1 og Referencen er i mange tilfælde forholdsvis begrænsede set i forhold til de samlede systemomkostninger.

Forskellene mellem scenarierne er tydeligere i Figur 34, der viser omkostningsforskellen mellem Alternativ 1 og 2 og Referencen.



Figur 34. Resultat af følsomhedsanalyser sammenlignet med resultatet med grundforudsætninger. For hver analyse er ændringen i de selskabsøkonomiske omkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i 2035 vist for scenarierne Alternativ 1 og Alternativ 2 sammenlignet med Reference-scenariet. Der er anlagt et systemperspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet.

Følsomhedsanalyserne peger på, at Referencen bliver 102 mio. kr./år billigere end Alternativ 1, hvis AVV1 ombygges til træflis, 44 mio. kr./år billigere ved lave elpriser og 79 mio. kr./år billigere, hvis kapitalomkostningerne for varmepumper, geotermi og solvarme viser sig at være betydeligt højere end antaget. Endelig bliver Referencen 275 mio. kr./år billigere, hvis varmepumper og geotermi prioriteres i lastfordelingen i Alternativ 1; med henblik på at opnå højest mulig reduktion i biomasseforbruget (denne følsomhed er gennemgået nærmere til sidst i kapitel 8).

Omvendt bliver Alternativ 1 ca. 53 mio. kr./år billigere end Referencen ved lave elpriser og 130 mio. kr./år billigere ved høje biomassepriser.

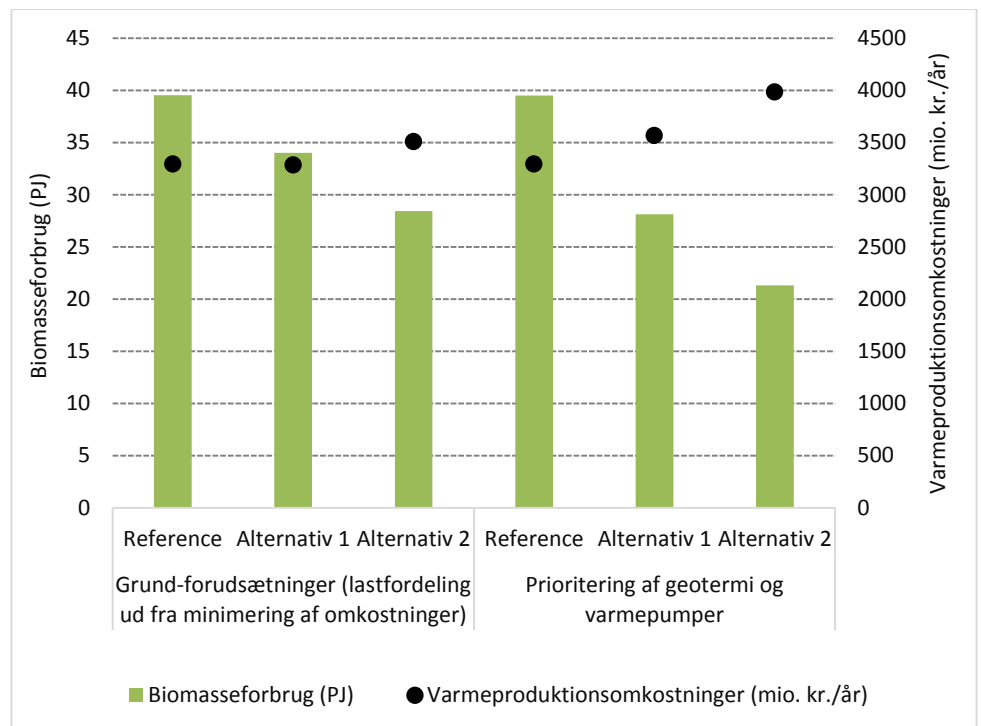
Figur 34 viser, at den fremtidige elprisudvikling er afgørende for økonomien af de to forskellige udviklingsspor. At elprisens spiller en væsentlig rolle i sammenligningen af de to scenarier skyldes, at elprisen både påvirker brændselsomkostningerne for varmepumper og eldrevne geotermianlæg i Alternativ 1 og indtægten fra elsalg for biomassekraftvarme (som er størst i Referencen).

Alternativ 2 er som vist dyrere end Referencen i både grundforudsætningerne og i alle følsomhedsanalyserne. Meromkostningen ved Alternativ 2 er betydelig: 217 mio. kr./år med grundforudsætningerne og op til 472-692 mio. kr./år i følsomhedsanalyserne.

Som illustreret i Figur 33 er omkostningsforskellen mellem Referencen og Alternativ 1 (1-275 mio. kr./år) i 2035 begrænset i forhold til de samlede systemomkostninger for hovedstaden (ca. 3.000-4.000 mio. kr./år). Imidlertid er omkostningsforskellene mellem de to scenarier betydelig set i forhold til kapitalomkostningerne for de investeringer, der foretages i scenarierne; som er i omegnen af 300 mio. kr./år annuieret¹⁸.

Figur 46 viser biomasseforbrug og totale omkostninger for følsomhedsanalysen hvor geotermi og varmepumper prioriteres i lastfordeling. Til sammenligning er de tilsvarende tal vist for grundforudsætningerne, hvor geotermi og varmepumper kun anvendes i lastfordelingen i det omfang, det er økonomisk attraktivt.

¹⁸ 275 mio. kr./år for Alternativ 1 og 342 mio. kr./år for Referencen med grundforudsætningerne.

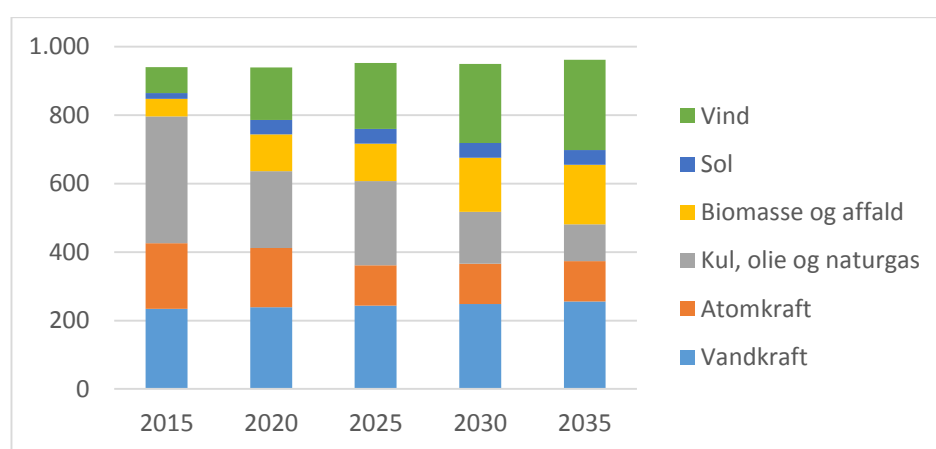


Figur 35. Biomasseforbrug og totale varmeproduktionsomkostninger (netto) for hovedstadsområdet el- og fjernvarmeforsyning i 2035 i de tre scenarier; hhv. for grundforudsætningerne og i en situation hvor geotermi og varmepumper i Alternativ 1 og 2 prioriteres i lastfordelingen.

Det ses, at der opnås betydeligt større reduktion i biomasseforbruget i Alternativ 1 og 2 (hhv. 29 % og 46 % reduktion) når geotermi og varmepumper prioriteres i forhold til når de alene indgår i lastfordelingen i det omfang det er økonomisk rentabelt (hhv. 14 % og 28 % reduktion). Til gengæld indebærer prioriteringen af geotermi og varmepumper som vist en betydelig meromkostning i forhold (275 mio. kr./år for Alternativ 1 og 692 mio. kr./år for Alternativ 2 med grundforudsætningerne). Hvor stor meromkostning er vil afhænge af udviklingen i bl.a. biomassepriser og elpriser.

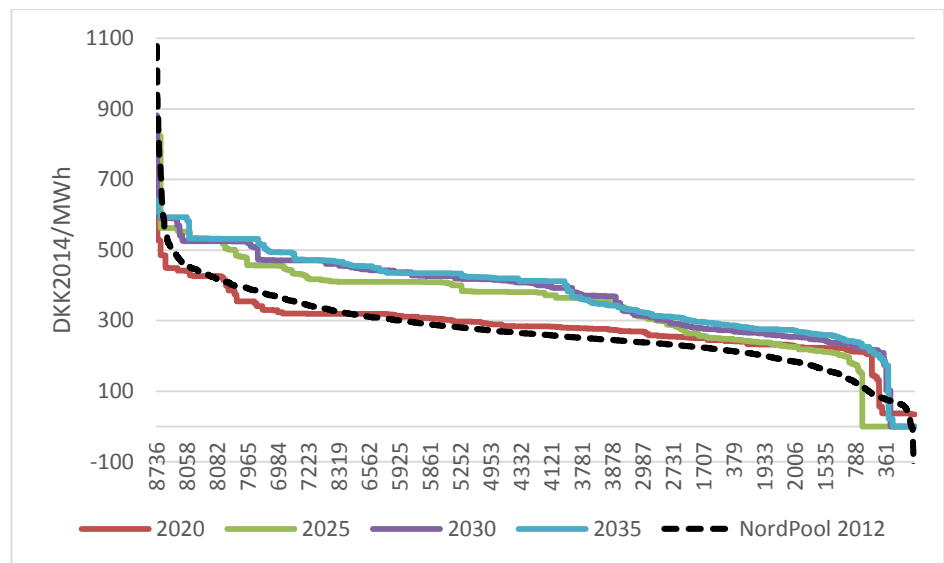
9 Fjernvarmesystemets muligheder for at bidrage med fleksibilitet i elsystemet

I analyseperioden frem mod 2035 forventes der at ske en betydelig udbygning med solceller og vindkraft i Danmark og i vores nabolande. Dette er indregnet i modellen i de tre 2035-scenarier. Udviklingen af elproduktionen i Norden og Tyskland er vist i figuren nedenfor. Det ses, at andelen af elproduktion fra vind og sol stiger fra 10 % i 2015 til 32 % i 2035. En stor del af denne udbygning sker i Nordtyskland og i Danmark.



Figur 36. Elproduktionens udvikling Norden og Tyskland (TWh).

De stigende mængder fluktuerende elproduktion giver sig udtryk i, at elprisen vil få større udsving. Dette fremgår af Figur 37 nedenfor, hvor der er vist modelresultater for elprisen i Østdanmark i 2020-2035.



Figur 37. Varighedskurve for elprisvariationer i 2020-2035 sammenlignet med historiske data for 2012.

Frem mod 2035 vil der ske større udsving i elpriserne. Dette skyldes på den ene side, at de større mængder vind og sol i perioder med stor produktion presser elprisen nedad. På den anden side vil der i perioder med lav sol og vind være en højere elpris, da forbruget så i stigende grad skal dækkes af spids- og mellemlastanlæg med højere variable omkostninger.

Indpasning af de stigende mængder vind og sol giver tre hovedudfordringer:

1. Sikre værdi af vinden, når det blæser meget for at undgå at en stor del af den producerede vindkraft sælges til lave priser eller nulpriser.
2. Sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser. En udbygning med vindkraft betyder, at det bliver mindre attraktivt at bygge grundlastværker.
3. Balancering af vindkraft, dvs. håndtering af vindens delvise uforudsigelighed og fluktuerende produktionsmønstre.

I denne analyse af fjernvarmesystemets fleksibilitet er der fokuseret på punkt 1 og 2, da disse to punkter vurderes at have størst betydning for indpasning af vind i energisystemet.

En god reguleringsevne af elsystemet på kort sigt (punkt 3) er f.eks. vigtigt, hvis en vindfront bliver forsinket med nogle timer eller kommer hurtigere end prognosticeret. Dette kan stille øgede krav til opstartstid og regulérbarheden af øvrige elproducerende anlæg og af fleksibelt forbrug, som kan spille en større rolle i fremtiden. Elproduktionsanlæggene i hovedstadsområdet, der primært er dampturbineanlæg, har allerede i dag en ret god reguleringsevne,

når de er i drift, men opstartstiderne er forholdsvis lange sammenlignet med f.eks. gasturbiner og gasmotorer.

9.1 Virkemidler til indpasning af vind

For at kunne indpasse de større mængder vind og sol er der brug for løsninger, der kan anvende el, når elprisen er lav, og andre løsninger, der kan levere el, når elprisen er høj (eller evt. reducere elforbrug). Indpasningen kan ske ved at anvende virkemidler i forskellige dele af energisystemet. En oversigt over mulige løsninger, der kan bidrage til fleksibilitet er vist i figuren nedenfor. Figuren er taget fra rapporten "Det fremtidige behov for fleksibilitet i energisystemet", som Ea Energianalyse har udarbejdet for Aarhus Kommune i 2012.

Virkemiddel	Sikre værdien af vind, når det blæser meget	Sikre tilstrækkelig kapacitet, når det ikke blæser	Balancering af vindkraft
Elbiler	XX	XX	XXX
Individuelle varmepumper	XX	X	XXX
Fleksibelt elforbrug husholdninger	X	XX	XXX
Fleksibelt elforbrug industri	X	XX	XXX
Fuel-shift industri (elkedler)	XXXX	X	XXX
Køletårn på DC-KVV		XXX	XXX
Centrale varmepumper (til fjernvarmeproduktion)	XXX	XX	XXX
Centrale elpatroner (til fjernvarmeproduktion)	XXXX	X	XXXX
By-pass på KV værker	XXX		XXX
Varmelagre	XXX	XX	XXX
Aktivering af nødstrømsanlæg		XX	XX
Udbygning af udvekslingsforbindelser	XXXX	XXX	XXXX
Nye spidslastanlæg		XXXX	XXXX
Stoppe vindmøller	X		XXX
Produktion af drivmidler til transport	XXX	XX	XXX

Figur 38. Opsummering af forskellige virkemidlers egenskaber til håndteringen af udfordringer forbundet med integration af vindkraft. X: Lille effekt. XX: Nogen effekt. XXX: Betydelig effekt. XXXX: Meget betydelig effekt.

Hele energisystemet skal bidrage, hvis de store mængder vind skal indpasses effektivt, herunder elsystemet, transport og industri. Men det ses, at flere af de identificerede og analyserede virkemidler vedrører fjernvarmesystemet, og det peger derfor på, at fjernvarmen bliver en vigtig spiller i fremtidens fleksible elsystem. For hovedstadsområdet er det særligt følgende virkemidler, der er relevante:

- Hurtigt regulerende elproduktion på kraftvarme- og udtagsanlæg
- Centrale varmepumper

- Varmelagre
- Elpatroner
- Bypass på KV-anlæg
- Skift fra modtryk til kondensdrift på udtagsanlæg

9.2 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet evne til at levere fleksibilitet i de tre scenarier i 2035

Anlæggene i hovedstadsområdet har betydelig elkapacitet, som kan bidrage til at levere eleffekt, når der ikke er produktion fra vindkraft. I Alternativ 1 og 2 opbygges desuden en varmepumpekapacitet, der giver mulighed for at anvende elektricitet til fjernvarmeproduktion i perioder med stor vindproduktion.

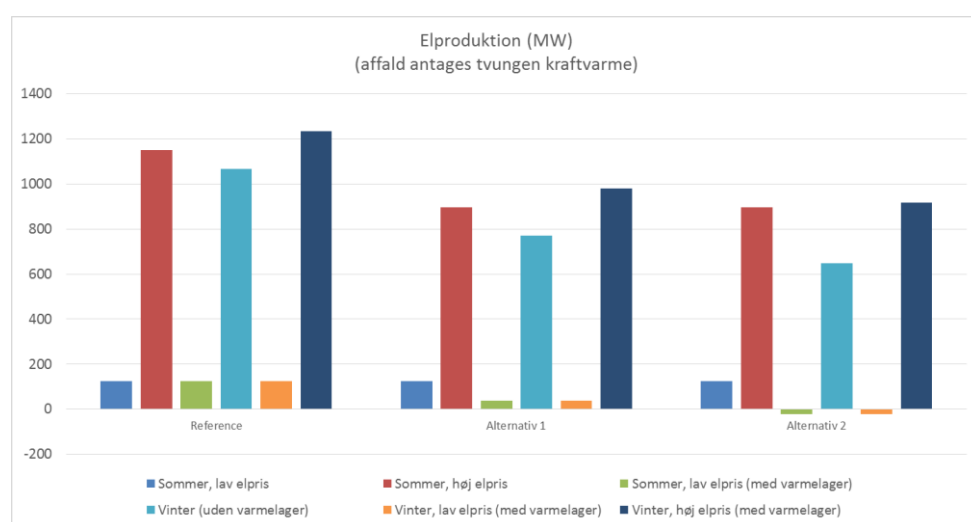
I nedenstående tabel er vist en oversigt over anlæggene i de tre scenariers mulige elproduktion og elforbrug.

Tabel 8. Mulig elproduktion og –forbrug på anlæggene i hovedstadsområdet i 2035.

	Reference			Alternativ 1			Alternativ 2		
	Max el-produktion uden varme	Max el-produktion med varme	Max el-forbrug med varme	Max elproduktion uden varme	Max el-produktion med varme	Max el-forbrug med varme	Max el-produktion uden varme	Max el-produktion med varme	Max el-forbrug med varme
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
AVV og AMV	1.025	921	0	771	713	0	771	649	0
Affaldsværker og Køge	-	146	0	-	146	0	-	146	0
Varmepumper, industri	-	-	0	-	-	2	-	-	2
Varmepumper, spildevand	-	-	0	-	-	38	-	-	38
Varmepumper, drikkevand	-	-	0	-	-	5	-	-	5
Varmepumper, havvand	-	-	0	-	-	28	-	-	51
Geotermi, eldrevet	-	-	0	-	-	16	-	-	52
Total	1.025	1.067	0	771	860	89	771	796	149

Det ses, at der kan produceres op til ca. 1.200 MW el på anlæggene i hovedstadsområdet i Referencen, mens det i Alternativ 1 og Alternativ 2 er lige knap 1.000 MW. Den maksimale produktion sker ved, at udtagsanlæggene kører i kondens, og de øvrige anlæg kører i modtryksdrift. I modelberegningerne er der i Referencen i alt i Østdanmark i 2035 installeret ca. 2.100 MW termisk elkapacitet, og i hele Danmark er den installerede termiske elkapacitet ca. 5.500 MW. De termiske anlæg i hovedstadsområdet bidrager altså med en betydelig del af den termiske elkapacitet i det samlede danske elsystem og spiller derfor en vigtig rolle i at sikre forsyningssikkerheden, når produktionen fra vind er lav.

Evnen til at producere eller forbruge strøm afhænger dog af varmemeforbruget, da hverken modtryksanlæg eller varmepumper kan levere særligt stor produktion eller forbrug uden et tilhørende varmemeforbrug. Der er således forskel på fleksibiliteten om sommeren og vinteren. Dette er vist i figuren nedenfor, hvor evnen til at levere fleksibilitet til elsystemet er vist for de tre scenarier i hhv. en sommersituation med lavt varmemeforbrug og i en vintersituation med højt varmemeforbrug. Det er forsøgt at illustrere en situation, hvor elproduktionen eller –forbruget skal kunne opretholdes i flere timer i træk – og ikke kun i en enkelt time eller to.



Figur 39. Evnen til at levere fleksibilitet til elsystemet for de tre scenarier.

Det er i figuren antaget, at affaldsanlæggene altid producerer i kraftvarmedrift og dermed lægger et minimum af elproduktion i systemet. Om sommeren er det ikke muligt i længere perioder at levere fjernvarme fra modtryksanlæg, hvorfor den maksimalt mulige elproduktion er begrænset. Udtagsanlæg kan køre i kondens, hvorfor der kan leveres ret høj elproduktion, selvom der ikke er et varmemeforbrug. Dette er specielt tilfældet i Referencen, hvor der fortsat er 3 udtagsanlæg i fjernvarmesystemet. Men intelligent anvendelse af varmelagrene kan der også om vinteren anvendes kondensdrift på udtagsanlæg, hvorfor elproduktionskapaciteten her er højest.

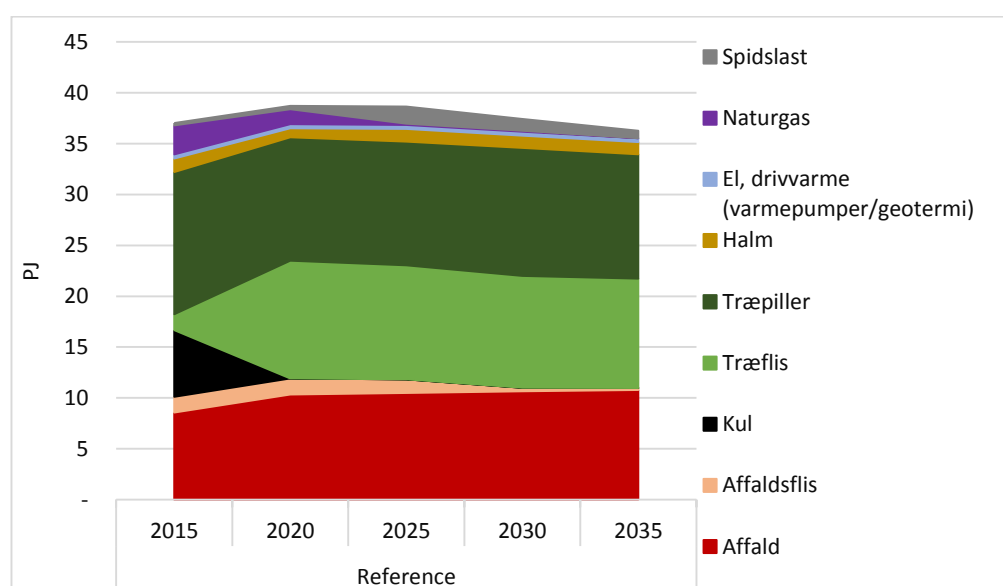
Ved lave elpriser er det interessant at anvende varmepumper til forbrug af strøm for at sikre værdien af vindkraften. Dette er muligt i Alternativ 1 og særligt i Alternativ 2, hvor varmepumperne kan forbruge op til 149 MW el. Om sommeren er dette imidlertid kun muligt ved anvendelse af varmelagrene.

Alt i alt ses, at den største forskel mellem den lavest og højest mulige elproduktion er i Referencen. Dette skyldes dels, at der her er et ekstra udtagsanlæg (AVV1), som fleksibelt kan levere elproduktion, når der er behov. Men det skyldes også, elproduktionen i kraftvarmedrift er betydeligt højere end det tilsvarende elforbrug på en varmepumpe med samme varmeproduktion. Kraftvarmeanlæg har typisk en c_m -værdi på 0,5-1, hvilket betyder, at elproduktionen er i samme størrelsesorden eller lidt mindre end varmeproduktionen. For varmepumper og geotermianlæg er COP'en ca. 3-4, hvilket betyder, at elforbruget er betydeligt lavere end den tilhørende varmeproduktion.

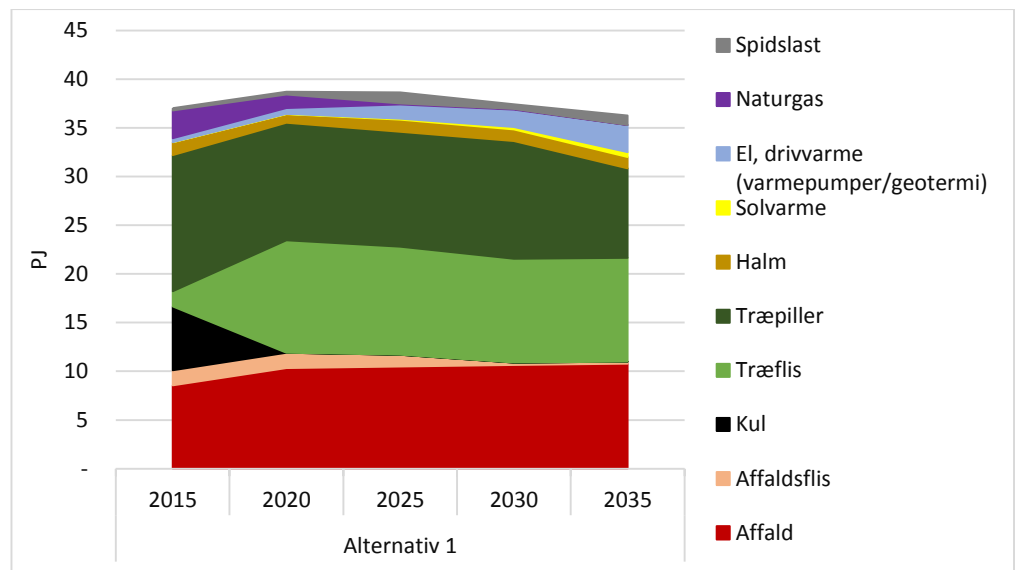
Bilag 1: Detaljerede resultater for hovedstadsområdet

I rapporten er der fokuseret på at vise resultater for 2035, hvor alle scenarier er fuldt indfaset. Det kan dog også have interesse at se på forløbet frem mod 2035 – ligesom der kan være behov for uddybning af detaljer omkring lastfordeling og økonomi. Mere detaljerede resultater er derfor inkluderet i dette bilag.

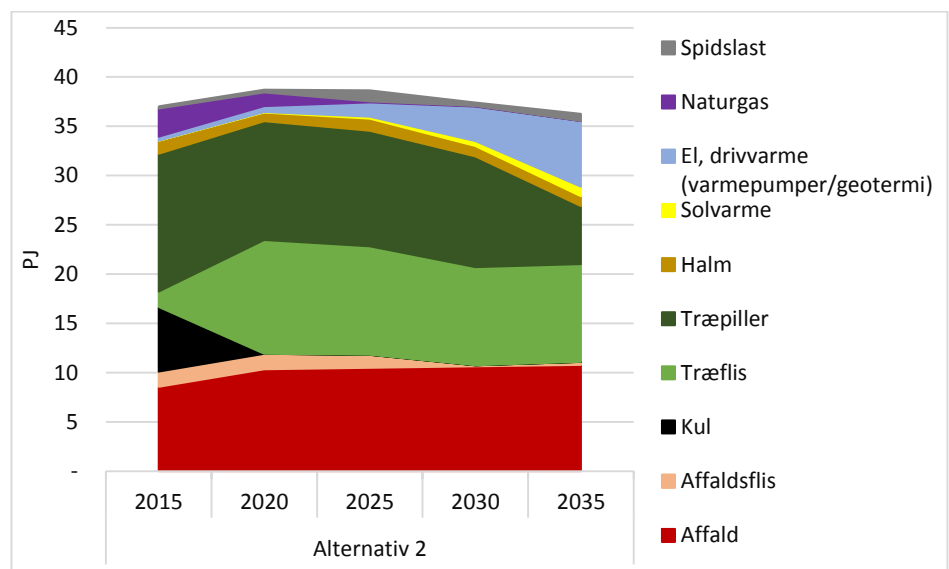
Fjernvarmeproduktion fra 2015 til 2035 i scenarierne



Figur 40. Varmeproduktion fordelt på brændsler for Reference-scenariet over perioden 2015-2035.

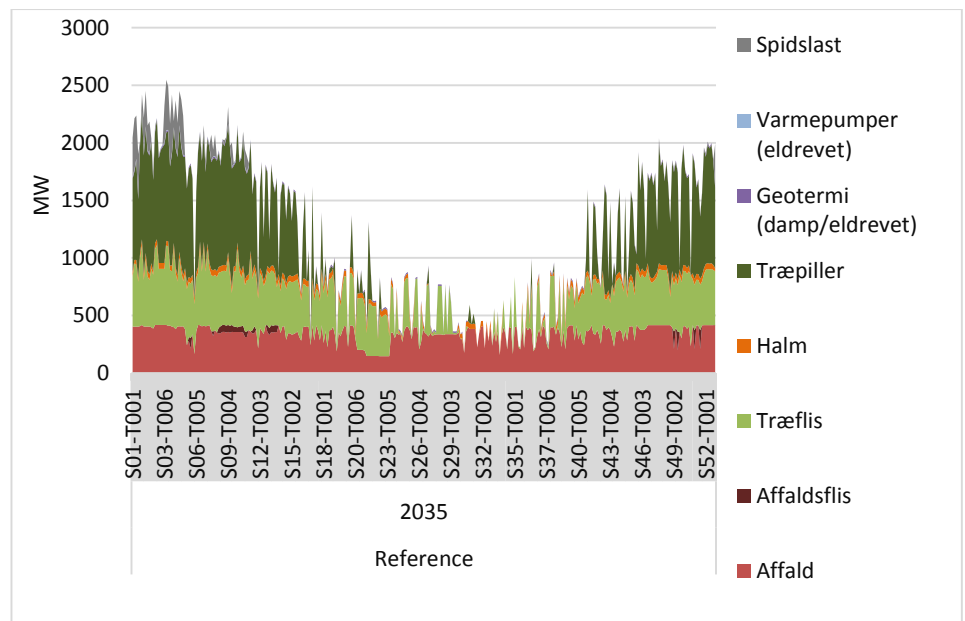


Figur 41. Varmeproduktion fordelt på brændsler for scenariet Alternativ 1 over perioden 2015-2035.

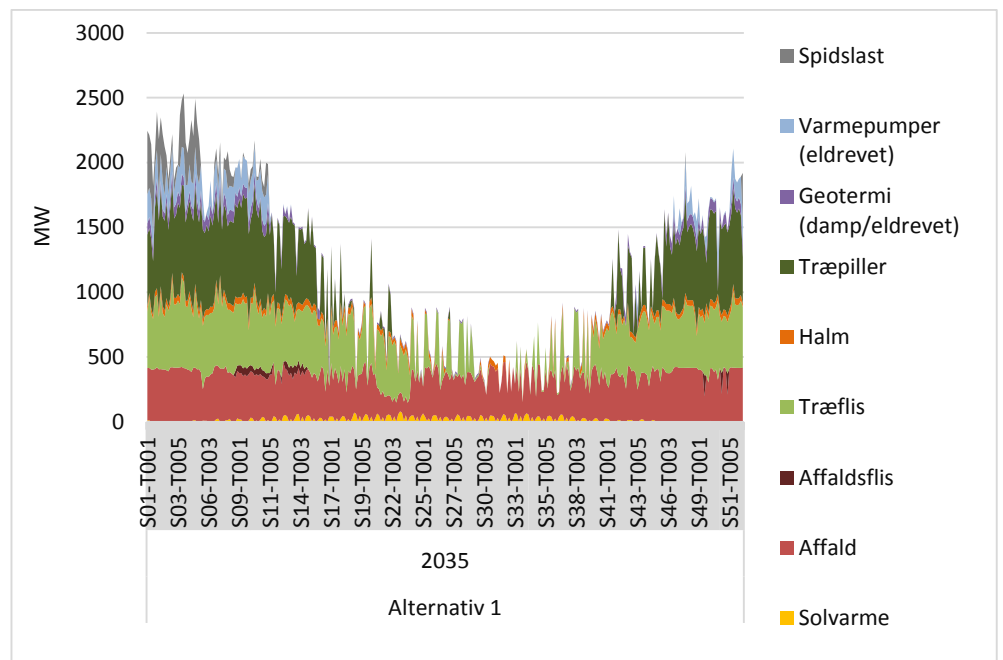


Figur 42. Varmeproduktion fordelt på brændsler for scenariet Alternativ 2 over perioden 2015-2035.

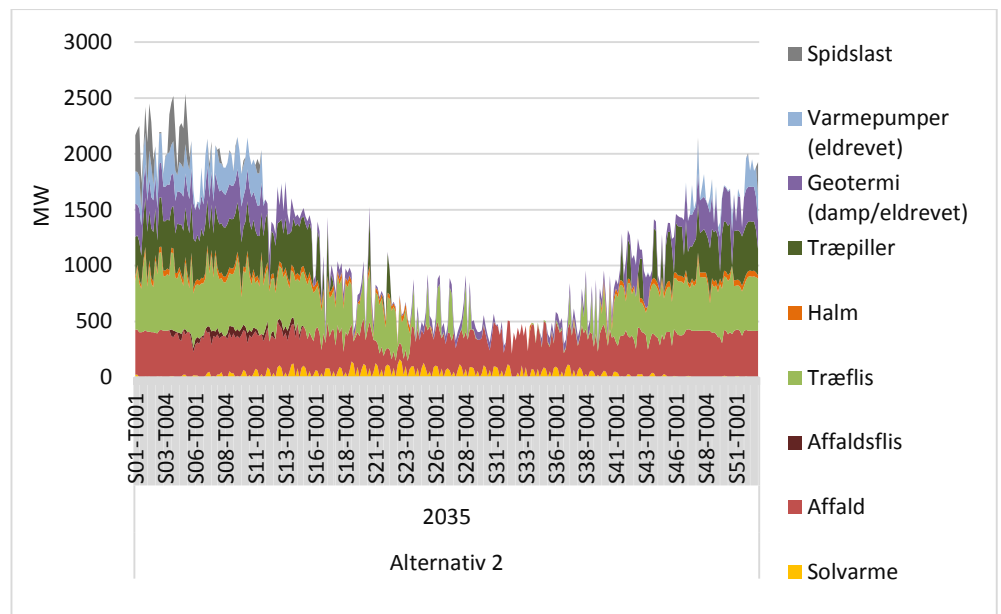
Varmelastfordeling i 2035 i scenarierne



Figur 43. Aggregeret varmelastfordeling for Reference-scenariet i 2035 opdelt på brændsler/anlægstyper. Hvert tidssegment på figuren repræsenterer et givet antal timer, da der er anvendt en tidsvægtning i modellen.



Figur 44. Aggregeret varmelastfordeling for scenariet Alternativ 1 i 2035 opdelt på brændsler/anlægstyper. Hvert tidssegment på figuren repræsenterer et givet antal timer, da der er anvendt en tidsvægtning i modellen.



Figur 45. Aggregeret varmelastfordeling for scenariet Alternativ 2 i 2035 opdelt på brændsler/anlægstyper. Hvert tidssegment på figuren repræsenterer et givet antal timer, da der er anvendt en tidsvægtning i modellen.

Selskabsøkonomiske omkostninger og indtægter detaljeret

Tabel 9 viser en mere detaljeret opgørelse af de selskabsøkonomiske varme-produktionsomkostninger og -indtægter for scenarierne i 2035. Varmeproduktionsomkostninger er vist opdelt på brændselsforbrug, variabel D&V, CO₂, affald, fast D&V, kapitalomkostninger samt varme- og brændselsafgifter. Da der er anlagt et systemperspektiv omfatter dette de fulde faste og variable omkostninger for anlæggene, også for kraftvarmeanlæg. Indtægterne er opdelt på elsalg og elpristilskud. De totale omkostninger udtrykker de samlede varme-produktionsomkostninger fratrasket indtægterne. Omkostningerne og ind-

tægterne er yderligere vist opdelt på typer af drift/anlæg (kondens, kraftvarme, kedler, eldrevet varme og affaldsvarme osv.). Endelig er de totale omkostninger opdelt på variable og faste omkostninger.

Tabel 9. Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger og indtægter for hovedstadsområdet i 2035 i de tre scenarier. Der er anlagt et systemperspektiv, hvor fjernvarme og elproduktion betragtes som helhed.

mio. kr./år		Reference	Alternativ 1	Alternativ 2
Brændselsforbrug	Kondens	51	50	73
	Kraftvarme/kedler	2,553	2,182	1,759
	Eldrevet varme	1	83	156
Variabel D&V	Kondens	2	2	4
	Kraftvarme/kedler/eldrevet varme	115	107	96
CO2	Kondens	-	-	-
	Kraftvarme/kedler	-	-	-
Affald	Affaldsvarme	1,089	1,089	1,089
	Mellemdæponi	56	65	49
Fast D&V		967	871	892
Kapitalomkostninger		368	301	614
Varme- og brændselsafgift		2	120	207
Elpristilskud	Kondens	11	11	19
	Kraftvarme	336	279	239
Elsalg	Kondens	56	54	81
	Kraftvarme	1,508	1,241	1,092
Totale omkostninger (netto)		3,292	3,284	3,509
Variable omkostninger		1,958	2,112	2,003
Heraf kondens		-14	-13	-22
Heraf kraftvarme/kedler/eldrevet varme			1,972	2,125
Faste omkostninger		1,334	1,172	1,506

Af tabellen ses bl.a. at de største poster i den samlede systemøkonomi udgøres af brændselsomkostninger, fast D&V samt indtægter fra elsalg.

I Tabel 10 er forskellene mellem Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet vist. Tabellen giver et mere detaljeret billede af forskellen i de selskabsøkonomiske omkostninger mellem scenarierne, som på et mere aggregeret niveau tidligere er illustreret i Figur 26.

Tabel 10. Ændringer i selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger og indtægter for hovedstadsområdet i 2035 i Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet. Der er anlagt et systemperspektiv, hvor fjernvarme og elproduktion betragtes som helhed.

mio. kr./år		Reference	Alternativ 1	Alternativ 2
Brændselsforbrug	Kondens	-	-1	23
	Kraftvarme/kedler	-	-371	-794
	Eldrevet varme	-	82	155
Variabel D&V	Kondens	-	0	2
	Kraftvarme/ked-	-	-9	-20
	ler/eldrevet varme			
CO2	Kondens	-	-	-
	Kraftvarme/kedler	-	-	-
Affald	Affaldsvarme	-	1	1
	Mellemdeponi	-	9	-6
Fast D&V		-	-96	-74
Kapitalomkostninger		-	-67	246
Varme- og brændselsafgift		-	119	206
Elpristilskud	Kondens	-	0	8
	Kraftvarme	-	-56	-96
Elsalg	Kondens	-	-2	25
	Kraftvarme	-	-266	-416
Totale omkostninger (netto)		-	-8	217
Variable omkostninger (netto)		-	154	46
Heraf kondens		-	1	-8
Heraf kraftvarme/kedler/eldrevet varme			-	153
Faste omkostninger		-	-162	172

Bilag 2: Forudsætninger for det omgivende energisystem

Transmissionsbegrænsninger

Det overordnede eltransmissionsnet er repræsenteret i modellen. Danmark er inddelt i 2 områder, Sverige i 3, Norge i 4 og Tyskland i 3. Der er ikke interne transmissionsbegrænsninger i Finland.

Analysens udgangspunkt på eltransmissionssiden er det eksisterende transmissionssystem. Hertil udbygges transmissionssystemet med vedtagne og planlagte forbindelser inden for modelområdet.

Nedenstående tabel viser forudsætning om transmissionsforbindelser mellem Danmark og udlandet i 2020.

	Øst-dan-mark	Vest-dan-mark	Syd-tysk-land	Nord-øst-tysk-land	Nord-vest-tysk-land	Syd-norge	Syd-sverige	Midt-sverige
Øst-dan-mark		600		600			1.700	
Vest-dan-mark	600		700*		2.280	1.700		740

Tabel 11: Transmissionskapacitet (MW) fra Danmark til omverden i 2020. Kapaciteten er defineret eksogent indtil 2020 (dvs. fastlåst i modellen). Efter 2025 beregnes investeringer i transmissionskapacitet i modellen. * COBRA kablet til Holland håndteres modelmæssigt som en forbindelse til det centrale/sydlige Tyskland.

Transmissionsforbindelser i det øvrige system er baseret på en række forskellige kilder, herunder Energinet.dk og ENTSO-E. Særligt er der indlagt en forstærkning af de interne tyske net¹⁹ (I Tyskland blev procedurer for godkendelse af netforstærkninger ændret i 2011, således at en større del af beslutningskompetencen blev flyttet til de centrale myndigheder).

I alt er der antaget en forstærkning af nettet på i alt 8 GW mellem Sydtyskland og Nordvesttyskland og 1 GW fra Sydtyskland til Nordøsttyskland fra i dag og frem til 2025. Dette er baseret på første udkast til netudbygningsplanen 2013

¹⁹ Der er i Tyskland stor fokus på netforstærkning. Vist bl.a. i rapport fra de tyske myndigheder: DENA Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook towards 2025.

fra de tyske TSO'er. Ikke alle forbindelser heri er endelig godkendt eller bekræftet (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2013).

Modellen kan foretage investeringer i eltransmissionskapacitet som en del af optimeringsrutinen efter 2025. Omkostninger til dette afhænger af den konkrete forbindelse. Vurderede investeringer i eltransmissionskapacitet mellem Danmark og nabolande er vist i Tabel 12. Investeringer er vurderet på baggrund af antagelser om AC/DC forbindelser kombineret med nøgletal og overslag over relevante afstande. Der er ikke gennemført detaljerede analyser af hvor stor en transmissionskapacitet, der i praksis kan udbygges på de enkelte forbindelser. Der er dog indlagt et loft for transmissionsudbygning mellem landene på i alt 1.500 MW per land per 5 år baseret på den planlagte udbygningstakt i Danmark mod 2025²⁰. Det svarer til en samlet udbygning på 7.500 MW over perioden 2025 til 2050. For Danmark er loftet for transmissionsudbygningen sat lidt lavere fra 2025 til 2035; i betragtning af det betydelige udbygningsboom, der er planlagt for perioden mod 2025. Dermed er det samlede maksimum for udbygning for danske transmissionsforbindelser til udlandet sat til 6.500 MW over perioden 2025 mod 2050. Det skal understreges, at udbygningslofter ikke er baseret på tekniske eller økonomiske vurderinger, men udelukkende er indlagt for at modellen skal prioritere produktionsløsninger frem for transmissionsløsninger, idet godkendelsesprocedurer på transmissionssiden kan udgøre en betydelig barriere for optimal udbygning.

Interne transmissionsforbindelser mellem regionerne i hvert givet land er generelt antaget begrænset til 1.000 MW per 5 år per forbindelse. Tyskland har et højt elforbrug, har særlige udfordringer med interne flaskehalse og har stor fokus på netudbygning. Derfor er grænsen sat til 6.000 MW per 5 år per forbindelse for de interne tyske transmissionsforbindelser.

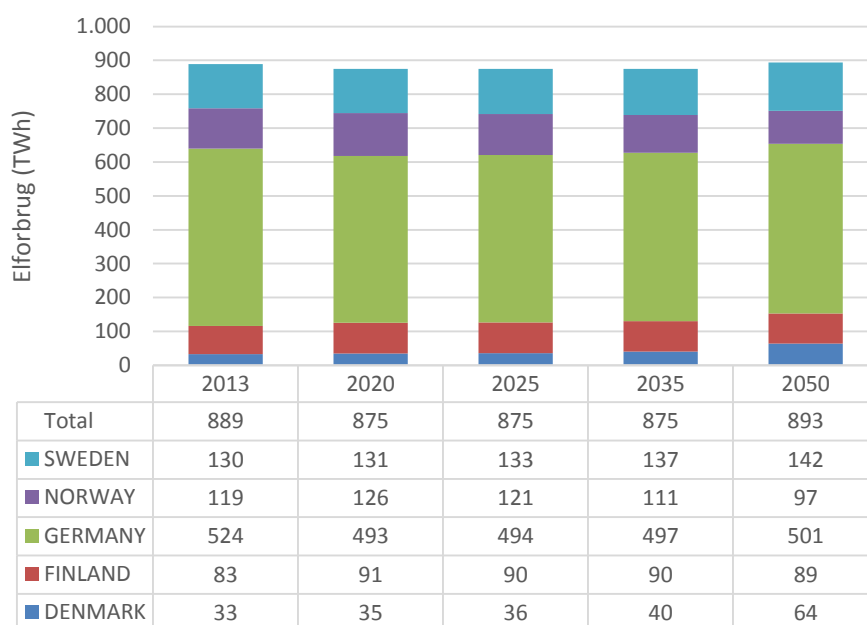
²⁰ Ca. 3000 MW over omtrent 10 år (2014 til 2025). Kilde: Energinet.dk, 2013: "Analyseforudsætninger 2013-2035, April 2013".

Fra	Til	Mio. kr./MW
DK_E	DE_NE	3,2
	NO_O	7,8
	SE_S	3,2
DK_W	DE_NW	4,2
	NO_S	4,4
	SE_M	3,4
DE_CS	DE_NE	4,2
	DE_NW	4,2
DE_NE	DE_CS	4,2
	DK_E	3,2
	SE_S	4,0
DE_NW	DE_CS	4,2
	DK_W	4,2
	NO_S	10,2
	SE_S	4,9
FI_R	NO_N	8,1
NO_M	NO_S	4,2
	SE_N	4,2
NO_N	FI_R	8,1
	SE_N	4,2
NO_O	DK_E	7,8
	NO_S	4,2
NO_S	DE_NW	10,2
	DK_W	4,4
	NO_M	4,2
	NO_O	4,2
SE_M	DK_W	3,4
	SE_N	4,2
	SE_S	4,2
SE_N	NO_M	4,2
	NO_N	4,2
	SE_M	4,2
SE_S	DE_NE	4,0
	DE_NW	4,9
	DK_E	3,2
	SE_M	4,2

Tabel 12: Omkostninger til Investering i transmissionskapacitet. DK_E: Østdanmark, DK_W: Vestdanmark, DE_NE: Nordøsttyskland, DE_NW: Nordvesttyskland, DE_CS: Central- og Sydtyskland, NO_O: Osloområdet i Norge, NO_S: Sydnorge, NO_M: Midt-norge, NO_N: Nordnorge, SE_S: Sydsverige, SE_M: Midtsverige, SE_N: Nordsverige.

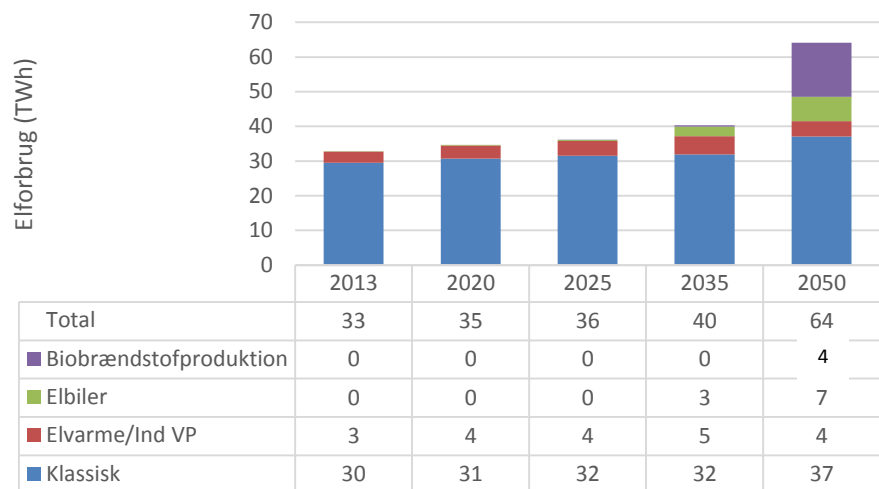
Elforbrug

Figur 46 viser forudsætningerne om elforbruget i det samlede modelområde. Forudsætninger for Danmark er baseret på Energinet.dk's forudsætninger i deres seneste scenarieberegninger, mens forbrugsudviklingen for de øvrige lande frem til 2020 er baseret på de nationale VE-handlingsplaner, og herefter er baseret på fremskrivninger, som er udarbejdet i forbindelse med projektet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period", som Ea Energianalyse gennemførte for BASREC i 2011-2012. Det er bemærkelsesværdigt, at de danske forventninger til stigning i elforbruget er markant højere end for alle andre lande i modelområdet. Dette afspejler bl.a. en større elektrificering af energiforbruget i Danmark end i de øvrige lande.



Figur 46: Elforbrug i det samlede modelområde ekskl. elforbrug til kollektiv varmeforsyning. Forbruget er ab net (netto).

Figur 47 viser elforbruget i Danmark baseret på data fra Energinet.dk. Elforbruget til varmeproduktion i fjernvarmesektoren er ikke vist her, da det er en del af modellens resultater i optimeringen af den fremtidige fjernvarmeproduktion. Elforbruget stiger markant mellem 2035 og 2050, hvilket hovedsagelig skyldes et øget elforbrug til transport (elbiler og elektrolyse).



Figur 47: Elforbrug i Danmark ekskl. elforbrug til kollektiv varmforsyning. Forbruget er ab net (netto).

Fjernvarmeforbrug - nationalt

De nationale fjernvarmeforbrug i modellen er vist i tabellen nedenfor. For Danmark er der regnet med, at der både sker en udbygning af fjernvarmenetene med nye kunder og en reduktion af enhedsforbruget i bygningerne gennem varmebesparelser. Besparelserne er sat til 0,75 % pr. år med 2013 som basisår.

I SBI's analyse af potentialet for varmebesparelser²¹ regnes der som "Business as usual" med ca. 30 % reduktion af varmeforbruget i den eksisterende bygningsmasse ved energirenoveringer frem til 2050. De her forudsatte 0,75 % pr. år resulterer i en samlet besparelse på 29 % i 2050.

På basis af analyser i anden sammenhæng er det antaget, at fjernvarmedækningen øges fra ca. 50 % til ca. 60 % i Danmark²². Medtages fjernvarmeudvidelserne, regnes der med en reduktion af forbruget frem mod 2050 på 16 %.

Fjernvarmeforbruget i de øvrige lande er baseret på projektet "Energy policy strategies of the Baltic Sea Region for the post-Kyoto period".

²¹ Varmebesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050 - Netværk for energirenovering, SBI 2013:08, Kim B. Wittchen, Jesper Kragh, Statens Byggeforskningsinstitut, Aalborg Universitet, 2013

²² I Klimakommission og Effektiv Fjernvarme i fremtidens energisystem regnedes med knap 60 % på længere sigt. Dette er også resultatet fra fjernvarmeanalysen.

PJ/år	2015	2020	2025	2030	2035	2050
Danmark	116	117	116	113	111	97
Finland	187	190	189	188	187	184
Tyskland	438	414	400	385	370	326
Norge	17	19	22	26	29	38
Sverige	163	162	160	158	156	149

Tabel 13: Fjernvarmeforbrug an forbruger (netto) i landene i modellen.

Udover ovenstående varmeforbrug er der i Danmark inkluderet et procesvarmeforbrug for industrien, som svarer til den del af industrien, som indgår i Energistyrelsens energiproducenttælling. Forbruget antages at stige fra 12 PJ i 2013 til 30 PJ i 2050, dvs. der forudsættes, at en større del af procesvarmen fremover potentielt kan produceres i samspil med det øvrige el- og fjernvarmesystem ved at anvende enten brændsler eller el til varmeproduktionen.

Teknologidata

Eksisterende produktionsanlæg

For alle eksisterende teknologier er der taget udgangspunkt i data fra energiproducenttællingen fra Energistyrelsen samt data indsamlet til modellen i andre projekter.

Levetid for eksisterende, centrale produktionsanlæg er for Danmark fastlagt som i Energinet.dk's forudsætninger, baseret på en vurdering af den tekniske levetid. Tekniske levetider for øvrige anlæg er vurderet ud fra teknologitypen mv. Eksisterende anlæg udfases som udgangspunkt eksogent (dvs. manuelt angivet i input-dataene) baseret på teknisk levetid og opførelsesår:

- Affaldsanlæg: 30 år
- Kraftvarmeanlæg: 20 år
- Kedler: 20 år
- Vindmøller: 20 år
- For aggregerede teknologier i de aggregerede fjernvarmeområder i Danmark regnes med en udfasning på 5 % af værdien i 2011 pr. år.
- Vandkraft og kernekraft: Udfasning af kernekraft i Tyskland, kapacitet for vandkraft og kernekraft i Finland og Sverige er fastlagt eksogent (ingen udfasning).

Decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg i Danmark (og fossilt fyrede anlæg i Tyskland) udfases dog ikke eksogent. I stedet gives modellen mulighed for at skrotte økonomisk urentabel kapacitet som en del af optimeringen.

Udbygning med nye anlæg

For nye produktionsteknologier anvendes tekniske og økonomiske data fra Energistyrelsens teknologikataloger. Dette gælder med undtagelse af data for biomassebaserede kraftvarmeteknologier og biogasanlæg, som er beskrevet nedenfor.

Teknologikataloget angiver ikke data for nye, store anlæg på flis (f.eks. en CFB-kedel eller evt. et støvfyrte anlæg med forbehandling med en eleffekt på over 50 MW). Ea Energianalyse har vurderet omkostningerne til denne teknologi til brug i denne analyse. For mellemstore anlæg baseret på flis med en eleffekt på mellem 10 og 50 MW angiver teknologikataloget en investeringspris, der er betydeligt lavere end for halm. Dette vurderes ikke at være retvisende, og der er derfor anvendt samme investeringspris som for halmfyrede mellemstore anlæg, på ca. 30 mio. kr./MW_{el}. For små anlæg til biomassekraftvarme med en eleffekt op til ca. 5 MW vurderes det, at teknologikataloget underestimerer investeringsomkostninger. Investeringsomkostningen vurderes at ligge omkring ca. 45 mio. kr./MW_{el}, baseret på bl.a. Ea Energianalyses kendskab til undersøgelser og konkrete projekter.

For biogasanlæg er investerings- og driftsomkostninger opdateret i forhold til det igangværende arbejde i forbindelse med Biogas Taskforce i Energistyrelsen. Der skelnes imellem investeringsomkostninger til anlæg, der primært anvender husdyrgødning og organisk affald og anlæg, der primært anvender energiafgrøder og diverse andre biomasser, som f.eks. græs fra naturplejearealer og efterafgrøder.

Anlæg, der primært anvender husdyrgødning, har en højere investeringsomkostning pr. MW el (ca. 44 mio. kr./MW_{el}), men meget lave brændselsomkostninger (5 kr./GJ). Anlæg, der anvender diverse biomasser og energiafgrøder, har en lavere investeringsomkostning på ca. 16 mio. kr./MW_{el} på grund af et højere gasudbytte fra samme reaktorkapacitet, men højere brændselsomkostninger til køb af biomasse (60 kr./GJ). I praksis vil der typisk være tale om integrerede anlæg, hvor driftskapaciteten udvides til at kunne håndtere diverse biomasser og energiafgrøder, når dette er rentabelt, f.eks. om vinteren.

Modellen kan vælge at investere i kombinerede anlæg (biogasproduktionsanlæg, gastransport samt biogasomsætningsenhed), hvor biogassen afsættes direkte gennem lavtryksnet til en kraftvarmeanhed. Dette indebærer begrænsede brændselsomkostninger, dog afhængigt af den underliggende ressource,

men høje investeringsomkostninger pr. MW el. Alternativt kan modellen anvende ”opgraderet biogas” i relevante gasfyrede el- og varmeproduktionsanlæg. Investeringerne i gasomsætningsenheden er de samme som ved direkte anvendelse, men der kan ud over gasmotorer også anvendes gasturbiner. For at kunne anvende opgraderet biogas skal modellen betale en biogaspris, der svarer til omkostningen til produktion og opgradering af biogas, hvor begge dele forudsættes at foregå jævnt henover hele året. Opgraderet biogas forudsætter altså lagermulighed i det eksisterende naturgassystem. Hvis det samlet set er en fordel med få driftstimer på gasomsætningsenheden vil modellen vælge at opgradere biogassen. Hvis det samlet set er en fordel at have mange driftstimer på gasomsætningsenheden vil modellen vælge at spare omkostningerne til opgradering og anvende biogassen direkte. Valget mellem direkte anvendelse og opgradering foretages hermed endogen i modellens optimeringsrutine.

Overskudsvarme i Danmark

Der er i modellen indlagt den mængde industrielle overskudsvarme, som ifølge Energiproducenttællingen 2011 er til rådighed i dag. Det forudsættes, at denne mængde overskudsvarme er konstant frem mod 2050.

På længere sigt (fra 2025) forudsættes, at der etableres brændstoffabrikker til produktion af biobrændsler til transport, og at disse biobrændstoffabrikker leverer overskudsvarme til fjernvarmesektoren. I modellen er der lagt biobrændstoffabrikker ind i de største fjernvarmeområder, og det antages, at disse kører jævnt over året. Varmen aftages, når varmemeforbruget størrelse tillader det (dvs. at der sker en vis mængde bortkøling om sommeren).

Analyser udført af Energinet.dk og Energistyrelsen i forbindelse med opfølgning på energiforliget fra marts 2012 vurderet potentialet for overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker, såfremt alt transportbrændsel skal produceres i Danmark. I denne analyse er det antaget, at kun en del af brændslet produceres i Danmark, og overskudsvarmen er derfor reduceret til ca. en fjerdedel af potentialet.

Der er alt i alt regnet med ca. 2-4 PJ overskudsvarme i Danmark i perioden 2015-2035 fra industri og biobrændstoffabrikker samlet set (heraf ingen overskudsvarmeproduktion i hovedstadsområdet).

Biomassepotentialer

I modellen er der indlagt nationale begrænsninger på halm og biogas, som udgør lokale biomasseressourcer, der normalt anvendes lokalt grundet høje

transportomkostninger. Der er forudsat 21 PJ halm tilgængelig til el- og fjernvarmesektoren og 5-25 PJ biogas til el- og fjernvarmesektoren (i 2013-2035).

Træpiller og træflis handles derimod ofte på tværs af landegrænser og der er i scenarierne med 2035 derfor ikke indlagt en national begrænsning på disse biomasseressourcer. Det er dermed forudsat, at det alene prisen på træpiller og træflis, som begrænser anvendelsen af disse ressourcer til el- og varmeproduktion²³.

²³ Nationale begrænsninger på træpiller og træflis har tidligere været anvendt i perspektivscenarierne for 2050 i VPH3, da disse har et langsigtet perspektiv.