



COWI



Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder

Bilag 2: Scenarierammer og forudsætninger



Scenarierammer og forudsætninger

Indhold

- Indledning
- Modelværktøj
- Geografisk repræsentation af fjernvarmemarkedet i Danmark
- Scenarier
- Udvikling af det omgivende energisystem
- Forudsætninger for brændsler, afgifter og teknologier

Indledning

I forbindelse med energiforligsanalyserne i 2013 og 2014 gennemførte COWI og Ea en analyse af fjernvarmens rolle i det fremtidige danske energisystem for Energistyrelsen. Den del af nærværende geotermianalyse, der vedrører indpasning i konkrete fjernvarmesystemer, er gennemført med samme beregningsmodel som også blev anvendt i forbindelse med fjernvarmeanalysen (Balmorel). Forudsætninger og scenarierammer er dog opdateret, hvor det er relevant.

Dette bilag beskriver i yderligere detalje metode og forudsætninger i Balmorel beregningerne og de anvendte scenarie-rammer i forbindelse med geotermianalysen.

Modelværktøj

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.

Det danske elsystem er gennem det internationale elmarked og stærke transmissionsforbindelser i meget høj grad integreret med nabolandenes energisystem. Transmissionskapaciteten på udlandsforbindelserne udgør i alt ca. 5.000 MW, mens det gennemsnitlige elforbrug i Danmark er ca. 4.000 MW. Vores nabolandes energisystemer – og udviklingen af disse – har derfor meget stor betydning for prissætningen af el herhjemme. Implikationen på priserne er særligt stor, fordi Danmark er placeret imellem det store vandbaserede system i Norden – der kan fungere som effektivt ellager for vindkraft – og det store termiske, A-kraft- og efterhånden også vindbaserede system i Tyskland. Balmorel modellens datasæt omfatter alle lande i Østersøregionen (de nordiske lande, Tyskland, Polen, de baltiske lande og det nordvestlige Rusland), hvilket giver mulighed for at analysere dette samspil mellem elsystemerne i de forskellige lande. Datasættet for Danmark har dog større detalje end datasættene for de øvrige lande. Modelteknisk er landene opdelt i regioner, som er adskilt af transmissionsbegrænsninger.

Balmorel modellen er løbende blevet udviklet og opdateret gennem de senere år via en række danske og internationale analyse- og forskningsprojekter, bl.a. EFP-projektet "Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem" (2009), Analyser for Klimakommissionen (2010), Energiscenarier for Østersøregionen (2012), Varmeplan Hovedstaden I-III (2008-2013), modeludviklingsprojektet ENSYMORA (2011-2013) og Miljø- og økonomiberegninger for DØRS (2012-2013).

Geografisk repræsentation af fjernvarmemarkedet i Danmark

I forbindelse med fjernvarmeanalysen blev modellen videreudviklet med udgangspunkt i Energistyrelsens energiproducenttælling, så der regnes på følgende varmforsyningsområder:

- Centrale områder
- Store, decentrale områder
- Mindre affaldsområder
- Decentrale områder

Modellen indeholdt i fjernvarmeanalysen i alt 47 fjernvarmeområder:

Centrale områder

Centrale kraftvarmeområder, hvor varmen til store byområder primært aftages fra de store centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg

(fjernvarme - eller kraftvarmeanlæg) og enkelte steder fra industrivirksomheder.

- Esbjerg-Varde Fjernvarme
- Herning-Ikast Fjernvarme
- Odense Fjernvarme
- Randers Fjernvarme
- Rønne Fjernvarme
- Storkøbenhavns Fjernvarme + Vestforbrænding Fjernvarme
- TVIS
- Aalborg Fjernvarme
- Aarhus Fjernvarme
- Kalundborg Fjernvarme

Selvom Enstedværket er lukket er fjernvarmeområdet stadig defineret som et centralt område:

- Aabenrå - Røde Kro - Hjordkær Fjernvarme

Store decentrale områder

De store decentrale områder er områder med et varmebehov over 1 PJ/år, hvor varmen primært kommer fra større decentrale kraftvarmeværker.

- Nordøstsjælland Fjernvarme
- Holstebro-Struer Fjernvarme
- Hillerød-Farum-Værløse
- Silkeborg Fjernvarme
- Hjørring Fjernvarme
- Viborg Fjernvarme
- Sønderborg Fjernvarme
- Grenå Fjernvarme
- Horsens Fjernvarme
- DTU-Holte Fjernvarme

Mindre affaldsområder

Mindre affaldsområder er områder, hvor varmen primært kommer fra affaldsforbrænding, der ikke indgår i de centrale eller store decentrale områder:

- Næstved Fjernvarme
- Nykøbing Falster Fjernvarme
- Slagelse Fjernvarme
- Nyborg Fjernvarme
- Thisted Fjernvarme
- Svendborg Fjernvarme

- Aars Fjernvarme
- Haderslev Fjernvarme
- Hammel Fjernvarme
- Frederikshavn Fjernvarme
- Hobro Fjernvarme
- Skagen Fjernvarme
- Nørre Alslev Fjernvarme

Decentrale områder

Decentrale områder er mindre byer med egen fjernvarme- eller kraftvarmeforsyning:

- 7 aggregerede områder i Vestdanmark baseret på hhv. biogas, biomasse (høj pris), naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkedler, træfliskraftvarme og træfliskedler.
- 6 aggregerede områder i Østdanmark baseret på hhv. biogas, naturgaskraftvarme, naturgaskedler, halmkraftvarme, halmkedler og træfliskedler.

Nye områder i geotermianalysen

I forbindelse med geotermianalysen er der ud over de ovenfor nævnte områder også regnet særskilt på varmeforsyningen i følgende konkrete områder:

- Skive
- Ringsted
- Maribo
- Brønderslev
- Frederiksværk

Modellen er dermed i dette projekt udviklet til også at repræsentere disse decentrale områder særskilt.

Kobling til andre fjernvarmesystemer

De fleste af ovenstående fjernvarmesystemer hænger ikke sammen med andre fjernvarmesystemer, og udviklingen af disse fjernvarmesystemer kan derfor analyseres uafhængigt af udviklingen i andre fjernvarmesystemer.

Dette er dog ikke tilfældet i flere af fjernvarmesystemerne i hovedstadsregionen:

- **Nordøstsjælland Fjernvarme.** Dette område består hovedsagelig af Helsingør Fjernvarme og Nordforbrænding, men området er også koblet til DTU-Holte Fjernvarme. Både transmissionsbegrænsninger mellem Helsingør og Nordforbrænding og mellem Nordforbrænding og DTU-Holte er inkluderet, og det samlede område optimeres under

ét i modellen. Geotermianlægget kobles imidlertid til distributionsnettet i Helsingør, og resultaterne fra analysen er derfor kun vist for Helsingør området.

- **DTU-Holte.** Som nævnt er dette område koblet til Nordforbrænding, hvilket er medtaget i beregningerne.
- **Hillerød-Farum-Værløse.** Transmissionsbegrænsninger mellem Hillerød og Farum og mellem Farum og Værløse er medtaget i modellen, ligesom forbindelsen mellem Værløse og Vestforbrænding er indregnet. Således optimeres disse systemer under ét under hensyntagen til de indlagte overførselsbegrænsninger. I resultaterne er der fokuseret på visning af resultater for Hillerød.
- **Roskilde.** Hele hovedstadsområdet fjernvarmesystemet er medtaget i beregningerne, hvor der dog fokuseres på Roskilde, da det er her geotermianlægget i dette område er forudsat at blive etableret. Der vises derfor alene resultater for Roskilde, men dette område optimeres i samspil med det øvrige system i hovedstadsområdet.

Data for kobling mellem delområderne er i vidt omfang baseret på projektet "Energipå Tværs"¹, der er et samarbejdsprojekt mellem kommunerne i hovedstadsregionen, KKR og Region Hovedstaden. COWI og Ea Energianalyse har her bidraget til scenarieanalyserne.

Når der ses på økonomi for det enkelte område, er der taget hensyn til, at der kan være import eller eksport fra et område, og værdien heraf er medtaget.

Scenarier

Screeningen består af i alt fire scenarier, som undersøges i Balmorel. I scenarierne ses på udviklingen i energisystemet i de 28 fjernvarmeområder og i Danmark som helhed frem mod 2035. Scenarierne er valgt for at kunne belyse geotermiens konkurrencedygtighed i to situationer: 1) fortsættelse af det eksisterende fjernvarmeproduktionssystem 2) udbygning af fjernvarmeproduktionssystemet til det billigst mulige ud fra de nuværende rammevilkår og tilgængelige teknologier.

Referencescenarier

To scenarier dækker over situationen, hvor der ikke investeres i yderligere produktionsanlæg, og der ikke oprettes andre end de besluttede nye produktionsanlæg. Disse scenarier kaldes "Reference" og "Reference med

¹ <http://www.energipåtværs.dk/>

geotermi”, hvor det sidste scenarie dækker over en situation, hvor det antages, at alle områder har opført de beregnede geotermianlæg.

Alternativscenarier

De tilsvarende scenarier ”Alternativ” og ”Alternativ med geotermi” dækker over situationer, hvor modellen har mulighed for at investere i yderligere produktionskapacitet. Kriterierne for disse investeringer er, at de ud fra en systemmæssig betragtning er rentable, når også kapitalomkostninger og faste omkostninger indregnes. Der er regnet med, at modellen kan nedlægge eksisterende kapacitet.

Tabel 1 viser en oversigt over scenarierne. For hvert scenarie analyseres situationen i årene 2020, 2025 og 2035.

Tabel 1: Balmorel scenarier for screeningen

Scenarie	Modelinvesteringer	Geotermi
Reference	Nej	Nej
Reference med geotermi	Nej	Ja
Alternativ	Ja	Nej
Alternativ med geotermi	Ja	Ja

Selskabs- og samfundsøkonomi for scenarierne

Samtlige scenarieberegninger med Balmorel-modellen udføres ud fra et selskabsøkonomisk perspektiv, dvs. inkl. gældende afgifter og tilskud. Desuden opretholdes kravene i projektbekendtgørelse mht. brændsels- og teknologivalg. Der ses dog bort fra gældende regler, som ikke tillader at anvende varmepumper til kollektiv varmeforsyning i områder, der er forsynet med central kraftvarme. I decentrale områder, hvor forsyningen er baseret på et afgiftsbelagt brændsel (typisk naturgas), kan der ikke etableres geotermianlæg med drivvarme fra en ny biomassekedel, hvorfor geotermi antages etableret med en elvarmepumpe.

I scenarier med geotermi antages, at der samtidig med geotermianlæg udbygges med drivvarmekapacitet i form af biomassefyrede kedler, undtagen i områder hvor der allerede findes tilgængelig biomasse eller affaldsbaseret varmeproduktionskapacitet, der antages at kunne anvendes for drivvarme.

Scenariernes økonomi sammenlignes i rapporten 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.

Udvikling af det omgivende energisystem

Da modellen undersøger specifikke forhold i 28 danske fjernvarmesystemer har den detaljeret interaktion med elproduktionssystemerne i de omkringliggende lande ikke været undersøgt nærmere. Dvs. der er ikke i denne analyse set på, hvordan udbygningen med produktionskapacitet i analysens forskellige scenarier påvirker udbygningen med elproduktionskapacitet i vores nabolande.

I stedet er det forudsat, at elprisen i Danmark og i nabolandene ikke påvirkes af de forskellige scenarier for fjernvarmeproduktionen i de 28 områder, og der benyttes derfor samme elpris i alle 4 scenarier i 2020, 2025 og 2035. Elprisens niveau og variation skal derfor ses som en rammebetingelse for analysen af udviklingen af fjernvarmesystemerne i hver af de 28 områder.

Gennemsnitselprisen for Danmark i de tre år er beregnet med Balmorel i et parallelt studie med fokus på elprisen i det nordeuropæiske elmarked². I dette studie er anvendt samme forudsætninger for brændsels- og CO₂-priser som i nærværende analyse for at sikre konsistens. Nedenstående tabel viser den gennemsnitlige elpris i de tre beregningsår. Der er forudsat samme elpris i Øst- og Vestdanmark. Det skal bemærkes, at denne elpris er noget lavere end Energistyrelsens seneste samfundsøkonomiske elpriser, hvilket skyldes, at der i denne rapport er beregnet en elpris, der afspejler den forventede udvikling i elmarkedet.

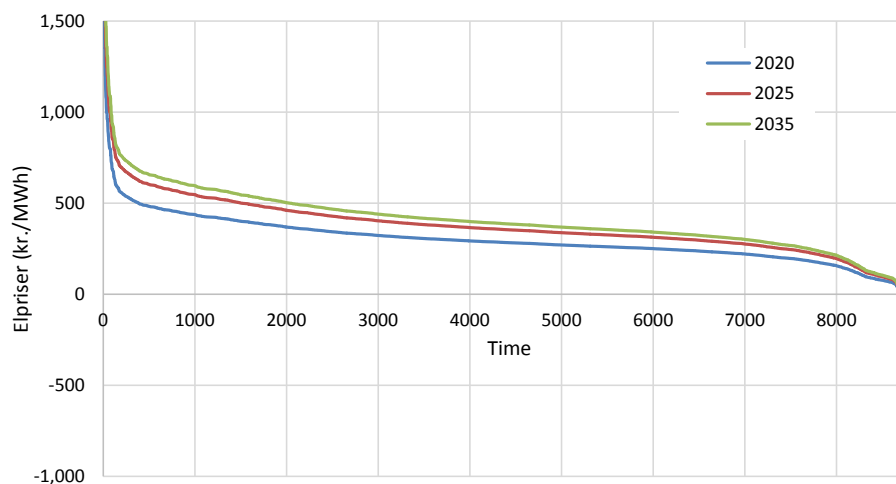
Tabel 2: Forudsat elpris i beregningerne.

	2020	2025	2035
Elpris	301 kr./MWh	376 kr./MWh	410 kr./MWh

Den beregnede gennemsnitselpris er dernæst blevet kombineret med en forudsat variationsprofil bestemt ud fra historiske data til at beskrive elprisens

² "Economic and climate effects of increased integration of the Nordic and German electricity systems - OUTLOOK FOR GENERATION AND TRADE IN THE NORDIC AND GERMAN POWER SYSTEM", Ea Energianalyse og DTU for Agora Energiewende, 2015

variation time for time henover året. Varighedskurverne for de tre bergensår er vist i Figur 1.



Figur 1: Varighedskurve over anvendte elpriser i beregningsårene 2020, 2025 og 2035.

Forudsætninger for brændsler, afgifter og teknologier

For at kunne gennemføre modelberegninger af de nævnte scenarier er der fastlagt en række forudsætninger for priser og teknologier. Disse gennemgås i det følgende.

Brændsels- og CO₂-priser

De fossile brændselspriser er baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselspriser fra december 2014, der igen er baseret på IEA's World Energy Outlook 2013 (scenariet New Policies). Da priserne i markedet i dag og de kommende år er noget lavere end vurderet i december 2014, er der dog på kort sigt (2020) foretaget en justering af priserne ud fra forwardpriser i markedet frem til 2020 for at tilpasse det nuværende prisniveau til IEA's langsigtede brændselspriser. Biomassepriserne følger Energistyrelsens seneste prisforudsætninger.

For at sikre konsistens med øvrige prisforudsætninger i IEA's WEO2013 er der i denne rapport anvendt langsigtede CO₂-priser fra IEA WEO2013 (New Policies scenariet). På kortere sigt er priserne tilpasset de aktuelle spot- og forwardpriser for CO₂ i markedet.

Begrænsninger på brændselsanvendelse

Den tidligere regering havde i sit regeringsgrundlag sat sig den målsætning, at el- og fjernvarmeforsyningen skulle være 100 % baseret på VE i 2035. Dette mål er dog ikke udmøntet i konkrete politiske aftaler eller lovgivning. I denne analyse er der ingen direkte begrænsning for anvendelse af kul og naturgas

frem mod 2035, og det er ligeledes tilladt at investere i teknologier, der anvender fossile brændsler. Analyserne viser dog – præcis som fjernvarmeanalysen - at der med de nuværende rammebetingelser stort set ikke investeres i fossile teknologier til fjernvarmeproduktion.

Træflis og træpiller betragtes i denne analyse som en international handelsvare, og der er ikke indlagt mængdemæssige begrænsninger på anvendelsen af disse brændsler. Halm og biogas er dog forudsat at være begrænsede, nationale ressourcer, hvorfor der i modellen er indlagt en øvre grænse for den samlede danske anvendelse af biogas og halm.

Solvarme

For at udjævne produktionsanlæggenes indbyrdes forhold antages ligeledes, at solvarmeproduktion ikke kan spildes. Det er således forudsat, at der ikke kan investeres i solvarmeanlæg i hvert område, udover hvad der svarer til 20 pct. af årsvarmebehovet.

Affald

For affald er det gjort den overordnede antagelse, at den nuværende affaldsforbrændingskapacitet fastholdes frem til 2035. Konkret er det i modellen forudsat, at alle eksisterende affaldsanlæg fastholdes frem til 2035, og det forudsættes dermed, at anlæggene levetidsforlænges til 2035, eller at der etableres erstatningskapacitet med samme data som den eksisterende. I visse tilfælde har dialogen med selskaberne givet konkret viden om anlæg, der er ved at blive skrottet (f.eks. i Grenå) eller ved at blive etableret (f.eks. hos Nordforbrænding og Amager Ressource Center), og denne konkrete viden er afspejlet i forudsætningerne om udbygning med affaldskapacitet.

Affaldsforbrændingsanlæggenes anvendelse er mindre grad end tidligere direkte afhængig af tilgang af lokale affaldsressourcer, da flere affaldsanlæg i stigende grad importerer affald fra andre dele af Danmark eller fra udlandet. Dertil kommer, at flere anlæg også er begyndt at anvende lavkvalitetsbiomasse som brændsel. I denne analyse er det derfor valgt ikke at lade anvendelsen af anlæggene være styret af lokale affaldsmængder, men i stedet er der sat en pris på affaldsressourcen på -250 kr./ton på basis af tidligere studier for Dansk Affaldsforening.³ Dette svarer til ca. -24 kr./GJ ved en brændværdi på 10,5 GJ/ton (der modtages penge for at afbrænde affald). Med denne fremgangsmåde sikres, at den tilgængelige affaldskapacitet

³ "Samfundsøkonomisk værdi af affaldsimport", Ea Energianalyse, 2014 og "To scenarier for tilpasning af affaldsforbrændingskapaciteten i Danmark", Ea Energianalyse, 2014.

udnyttes uafhængig af forventninger til udvikling i de affaldsmængder, som måtte være tilgængeligt lokalt.

Afgifter og tilskud

Den eksisterende regulering i form af tilskud og afgifter fastholdes i beregningerne. Det gælder energi- og CO₂-afgift på varmeproduktion, eltilskud til VE-produktion mv. Det er i tråd med gældende lovgivning antaget, at eltilskud deflateres over tid, mens afgifterne holdes konstante i faste priser.

Teknologidata

Eksisterende
produktionsanlæg

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

På baggrund af rundspørgen til forskellige fjernvarmeselskaber, som er gennemført som en del af dette projekt, er der i relevant omfang inddraget konkrete lokale forudsætninger under opstilling af de alternative scenarier.

Al kapacitet i henhold til COWIs rapport er antaget levetidsforlænget for alle beregningsår uden meromkostninger. Modellen har i alternativscenarierne mulighed for at gennemføre reinvesterings- og ombygning af anlæggene og mulighed for at skrotte urentabel kapacitet.

Udbygning med nye
anlæg

For nye produktionsteknologier anvendes tekniske og økonomiske data fra Energistyrelsens teknologikataloger.

Teknologidata for geotermianlæg baseres på de konkrete undersøgelser, som Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab gennemfører som del af dette projekt. Hertil hører både investerings- og driftsomkostninger, samt levetid.

Oversigt over nøgleforudsætninger

Nedenstående tabel giver et overblik over de vigtigste forudsætninger i analysen.

Tabel 3: Analyseforudsætninger. Priser er angivet i 2014-kr. * El til pumper mv. i geotermianlæg regnes som et procesforbrug og betaler derfor lavere elafgift på 0,4 øre/kWh (indregnet i variabel D&V omkostninger). Der er antaget samme elpris i Øst- og Vestdanmark.

	2020	2025	2035
Brændselspriser:			
Kul	21 kr./GJ	26 kr./GJ	26 kr./GJ
Naturgas	59 kr./GJ	69 kr./GJ	77 kr./GJ
Fuelolie	88 kr./GJ	114 kr./GJ	127 kr./GJ
Let olie	114 kr./GJ	137 kr./GJ	157 kr./GJ
Halm	44 kr./GJ	46 kr./GJ	50 kr./GJ
Træpiller	71 kr./GJ	73 kr./GJ	76 kr./GJ
Træflis	53 kr./GJ	55 kr./GJ	60 kr./GJ
Affald	-24 kr./GJ	-24 kr./GJ	-24 kr./GJ
Afgifter på fossile brændsler	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel
Afgift på el til opvarmning*	38 øre/kWh el	38 øre/kWh el	38 øre/kWh el
PSO el	20 øre/kWh el	20 øre/kWh el	20 øre/kWh el
Nettariffer el	12 øre/kWh el	12 øre/kWh el	12 øre/kWh el
CO₂-kvoter	55 kr./ton	112 kr./ton	247 kr./ton
Elpris	301 kr./MWh	376 kr./MWh	410 kr./MWh